



Автономная некоммерческая профессиональная образовательная организация
«МЕЖДУНАРОДНЫЙ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКИЙ КОЛЛЕДЖ»

Пушкинская ул., д. 268, 426008, г. Ижевск. Тел.: (3412) 77-68-24. E-mail: mveu@mveu.ru, www.mveu.ru
ИНН 1831200089. ОГРН 1201800020641



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 01A879D600D9AF499849437C15CA3967FA
Владелец: Новикова Варвара Валентиновна
Действителен: с 03.04.2023 до 03.07.2024

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ

при изучении профессионального модуля

ПМ 02. Сооружение и эксплуатация объектов транспорта, хранения, распределения газа, нефти, нефтепродуктов

для специальности

**21.02.03 «Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и
газонефтехранилищ»**

Ижевск 2022 г.

Критерием успешного освоения теоретического материала является возможность его уверенного использования для принятия эффективных технических решений в конкретных ситуациях нефтегазового производства.

Научить эффективно использовать технические знания в реальных практических условиях, и есть основная цель данных методических рекомендаций по выполнению практических работ.

Практические занятия выполняются студентами в процессе теоретического обучения после изучения соответствующих тем программы с целью отработки навыков и умений.

Программой ПМ.02. СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА, ХРАНЕНИЯ, РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА, НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ предусмотрено проведение практических занятий для закрепления теоретических знаний, обучения студентов решению практических задач и развития навыков самостоятельной работы.

Методические рекомендации по проведению практических занятий разработаны в соответствии с рабочей программой ПМ 02 СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА, ХРАНЕНИЯ, РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА, НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ.

Методические рекомендации по проведению практических занятий предназначены для преподавателей и студентов, а также для всех интересующихся вопросами обслуживания и эксплуатации технологического оборудования.

ПРАВИЛА ВЫПОЛНЕНИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ РАБОТ

1. Студент должен прийти на практическое занятие подготовленным к выполнению работы. Студент, не подготовленный к работе, не может быть допущен к ее выполнению.

2. Каждый студент после выполнения работы должен представить отчет о проделанной работе с анализом полученных результатов и выводом по работе.

3. Отчет о проделанной работе следует делать в тетради для практических работ.

4. Если студент не выполнил практическую работу или часть работы, то он может выполнить работу или оставшуюся часть во внеурочное время, согласованное с преподавателем.

5. Оценку по практической работе студент получает, с учетом срока выполнения работы, если:

- выполнено правильно и в полном объеме;
- сделан анализ проделанной работы и вывод по результатам работы;
- студент может пояснить выполнение любого этапа работы;
- отчет выполнен в соответствии с требованиями к выполнению работы.

МДК 02.01. «Сооружение газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

по разделу 1 «Технология металлов и трубопроводостроительных материалов»

ПЗ 1. Изучение схемы строения стального слитка

В зависимости от степени раскисления (кипящая, спокойная) структура стального слитка может иметь различное строение (рисунок 1.5).

В общем случае в структуре стального слитка можно выделить три зоны.

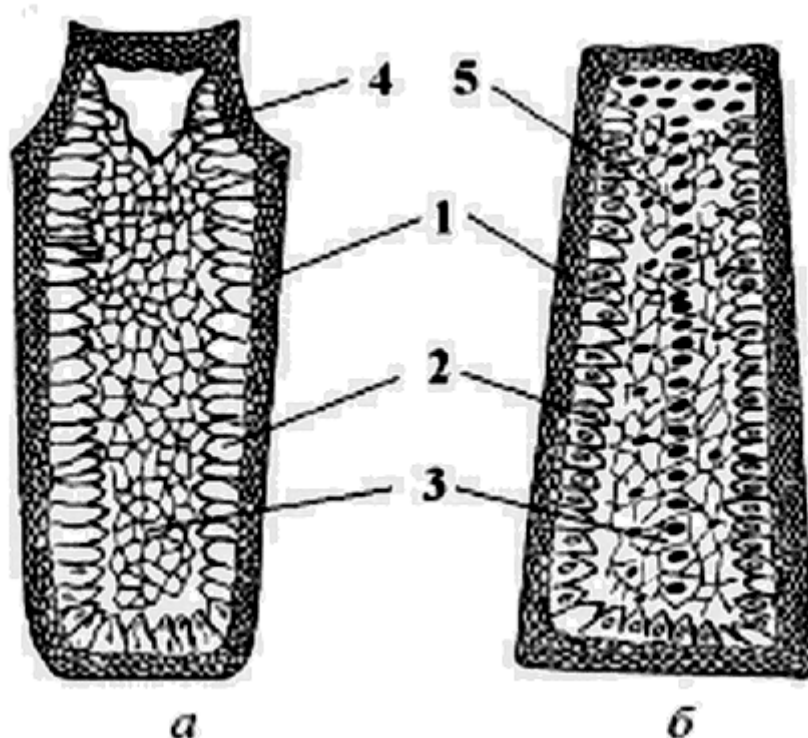


Рисунок 1.5 – Схема строения стальных слитков спокойной (а) и кипящей (б) стали:

- 1 – зона мелкозернистых кристаллов; 2 – зона столбчатых кристаллов;
- 3 – зона крупнозернистых кристаллов; 4 – усадочная раковина;
- 5 – газовые пузыри

Первая зона слитка состоит из мелких равноосных зерен. Металл в начальный момент затвердевания, соприкасаясь с холодными стенками формы, охлаждается в тонком слое с большой скоростью. После образования внешней мелкозернистой зоны условия затвердевания металла меняются: скорость охлаждения уменьшается, отвод тепла становится направленным (перпендикулярно к стенкам формы), зерна приобретают столбчатый вид. Вторая зона – зона столбчатых кристаллов.

Внутренняя часть слитка – зона крупных равноосных зерен. Третья зона формируется в условиях равномерного охлаждения жидкого металла. Здесь зерна зарождаются и растут без определенного направления.

В процессе затвердевания объем жидкого металла уменьшается, поэтому в слитке образуется усадочная раковина. Усадочная раковина располагается в верхней части слитка, где затвердевают последние порции металла, а под ней на некоторую глубину протягивается усадочная рыхлота.

Структура, показанная на рисунке 1.5 а, образуется при кристаллизации спокойной стали, которую получают при полном раскислении металла в печи и ковше. Такая сталь затвердевает без выделения газов, поэтому слиток имеет плотное строение, а усадочная раковина концентрируется в верхней части. В целях уменьшения усадочной раковины в слитках изложницы изготовляют с утепленной надставкой.

Выделение газов в слитке кипящей стали (рисунок 1.5 б) происходит при затвердевании слитка, поэтому в слитке образуется не концентрированная усадочная раковина, а большое количество рассредоточенных газовых пузырей. Кипящая сталь практически не содержит неметаллических включений и обладает высокой пластичностью. Листовой прокат, получаемый из низкоуглеродистой кипящей стали, широко применяется при изготовлении деталей холодной обработкой давлением.

Стальные слитки неоднородны по химическому составу. Химическая неоднородность, возникающая в процессе кристаллизации, называется ликвацией. Ликвация бывает двух видов – дендритная и зональная.

Дендритной ликвацией называется неоднородность по химическому составу в пределах одного кристалла (дендрита) – по направлениям его центральной оси, ветвей и в приграничных зонах. Например, при кристаллизации стали содержание серы на границах зерен по сравнению с содержанием ее в их центре увеличивается в 2 раза, фосфора – в 1,2 раза, а углерода уменьшается почти наполовину.

Зональная ликвация – неоднородность состава стали в различных частях слитка. В верхней части слитка из-за конвекции жидкого металла содержание серы, фосфора и углерода увеличивается в несколько раз, в нижней части – уменьшается. Зональная ликвация приводит к браку металла вследствие отклонения его свойств от заданных. Верхнюю прибыльную часть слитка при прокатке отрезают.

ПЗ 2. Изучение схемы устройства электролизной ванны для получения алюминия

Ванна - основной агрегат для электролитического рафинирования меди и должна обладать:

- высокой прочностью, так как в нее загружают электроды общей массой около 10 т и заливают до 10 м³ электролита;
- стойкостью к агрессивным растворам (концентрация серной кислоты свыше 200 г/дм³ при температуре 330—340 К;
- форма ванны должна обеспечить удобство при работе, осмотре и ремонте, а также рациональное использование площади помещения, т.е. обеспечить выпуск с единицы площади цеха максимального количества продукции.

Наибольшее распространение получили ванны из монолитного или сборного бетона, чаще всего кислотоупорного (рис. 6.19). Типичные внутренние размеры ящичных ванн, м: длина 3,5...5,5, ширина 1,0...1,3, глубина 1,2...1,4. Габариты электролизных ванн определяются размерами электродов и расстоянием между ними. Глубина ванн, кроме длины электродов, определяют с учетом количества и качества образующегося шлама и сроков чистки электролизеров. Ширина ванны должна быть на 100 мм больше ширины катода. Между торцевой стенкой ванны и крайними катодами оставляют расстояние от 150 до 210 мм, а со стороны ввода электролита - не менее 200 мм. Длина ванны зависит от числа электродов и расстояния между ними. Количество анодов на единицу больше количества катодов, которое рассчитывают по выбранной силе тока, оптимальной катодной плотности тока i_k и рабочим размерам полотна катода (a - длина, b - ширина)

$$N_k = I / (2 \cdot i_k \cdot b) \quad (6.3)$$

Межэлектродное расстояние (между центрами одноименных электродов) колеблется от 89 до 110 мм. Уменьшение межэлектродного расстояния увеличивает производительность ванны, но также - число коротких замыка-

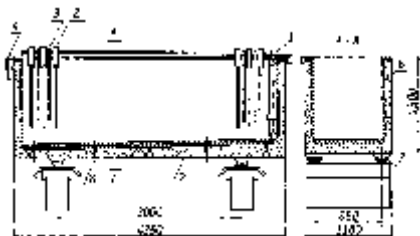


Рис.6.19. Ванна для электролитического рафинирования меди

1-карман для ввода электролита; 2-анод; 3-катод; 4-лоток для вывода электролита; 5-железобетонная ванна; 6-винипластовая футеровка; 7-изоляторы;

8-контрольные отверстия

ний и трудозатраты на обслуживание. Наименьшее значение этого размера отмечено лишь в новых технологиях рафинирования, связанных с применением тонких анодов.

Менее распространены блочные конструкции ванн (заводы «Норильский никель», «Североникель» (Россия); «Онахама» (Япония) и др.); они отличаются более сложной конструкцией, усложняющей также их ремонт и обслуживание. В первую очередь это связано с использованием в них циркуляции с распределенным вводом и выводом электролита.

Ванны для удобства обзора и устранения неполадок при эксплуатации монтируют на высоте 2,0-3,5 м от нулевой отметки на балках, опирающихся на колонны или непосредственно на колоннах. Для уменьшения утечек тока между балками или колоннами и опорными брусками ванн укладывают изоляторы: стеклянные, фарфоровые, текстолитовые, диабазовые пластины или стандартные фарфоровые электроизоляторы и дополнительно под каждым блоком ванн - изолированное основание, не связанное с основанием соседнего блока.

В современной практике применяют футеровку из поливинилхлорида или винипласта толщиной 10-15 мм. Винипластовую футеровку электролизеров собирают в металлических шаблонах определенного размера, стыки листов сваривают вручную винипластовыми прутками при температуре 493...533 К или на сварочных машинах при 403...423 К. Стандартные размеры ванн и шаблона обеспечивают быструю установку футеровки в электролизер. При изготовлении винипластовой футеровки необходима высокая точность. Несовпадение размеров электролизера и футеровки может привести к разрушению последней гидростатическим давлением электролита. Чтобы случайный обрыв анода или катода не пробил футеровку, дно ванны выстилают деревянными или винипластовыми досками, которые закрепляют поперечными брусками, расклиненными между стенками.

Футеровка из винипласта значительно дешевле ранее применявшейся свинцовой, однако, в отличие от нее, имеет меньший срок службы в связи со «старением» винипласта, эксплуатируемого в агрессивной среде (появление хрупкости). По этой же причине не получили распространения ванны, изготовленные из полимербетона. Поэтому поиск более стойкого и технологичного футеровочного материала электролизных ванн до сих пор является актуальным.

В последнее время для изготовления футеровки стали применять пластикат, полиэтилен, поливинилхлорид, полиизобутилен, полипропилен и другие пластические материалы. Наряду с ними, все большее распространение приобретает кислотостойкий бетон, пластобетон, алевролитный кирпич и некоторые другие материалы. В то же время заслуживает внимания накопленный положительный опыт футеровки ванн кислотоупорным кирпичем на асфальтобитумной мастике («Норильский никель»).

Компоновку электролизеров в серии проводят по каскадной и бескасадной системе. В первом случае ванны расположены в 2-4 каскада по 10-20 ванн; на новых предприятиях, введенных в эксплуатацию за последние 20 лет, применяют в основном бескасадную систему (рис. 6.20). Это оправдывается при повышенной интенсивности их работы, требующей наибольшего постоянства температуры, состава электролита и концентрации поверхностно-активных веществ во всех ваннах.

От компоновки серий электролизеров зависят производительность цеха, удобство обслуживания оборудования и возможность механизации трудоемких операций. Серии электролизеров располагают по длине цеха. Меж-

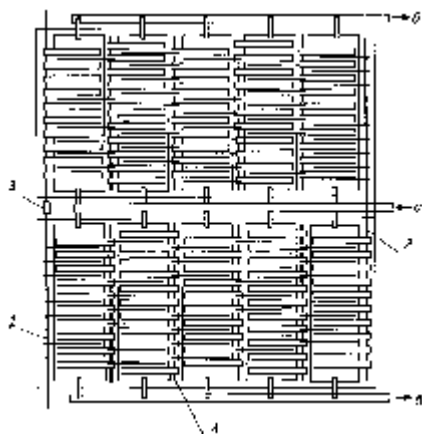
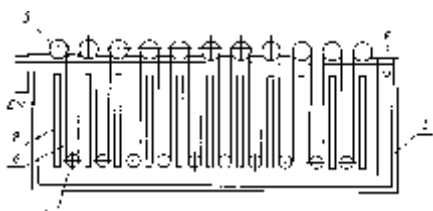


Рис.6.20. Компоновка электролизеров в серии

1-главная шина;2-передаточная шина;3-шунт-разделитель;4-уравнительная шина;
а-подача электролита;б-вывод электролита

ду группами серий устраивают рабочие площадки, оборудованные узкоколейными железнодорожными путями и промывными машинами для отмывки товарных катодов и анодных остатков. На рабочие площадки подвозят в специальных вагонах аноды, которые затем мостовым краном с помощью специальных рам с захватами завешивают в ванны. С помощью этих же рам завешивают стартерные катоды, извлекают из ванн катоды с осадком и анодные остатки и подают их на промывочные машины.

Недостатками общепринятой технологии электрорафинирования меди, основанной на использовании стандартных электролизных ванн, является сложность операционной подготовки катода: наращивание основы на матрицах для изготовления стартерного катода, завешивание его, постоянный кон-



5

Рис.6.21. Электролизер с ленточным катодом:

1-корпус ванны;2-анод;3-катодная штанга;4-лента (катод);
5-противовес;а-ввод электролита;б-вывод электролита

троль коротких замыканий и поверхности катода в процессе наращивания и трудоемкость настройки электролизных ячеек. С целью упрощения этих процессов предложена и испытана в промышленных условиях электролизная ванн, включающая корпус с размещенными в нем электродами, катодные штанги, токоподводящие шины, устройства подачи и отвода электролита. Катод выполнен

из полосы однослойной медной фольги толщиной 50-500 мкм, изогнутой в виде последовательного ряда вертикальных петель с размещением каждой петли в соответствующем межанодном пространстве с крайними концами медной фольги, закрепленными на катодных штангах. Последние укреплены в торцах ванны. Верхняя полуволна каждой из петель опирается на полутрубчатую катодную штангу диаметром больше толщины да, установленную над анодом, а в нижнюю полуволну каждой из петель уложен противовес - цилиндр из токонепроводящего материала (рис. 6.21).

Схема устройства электролизной ванны для получения алюминия

Электролиз глинозема производят в жидком криолите в электролизере (рис.1).

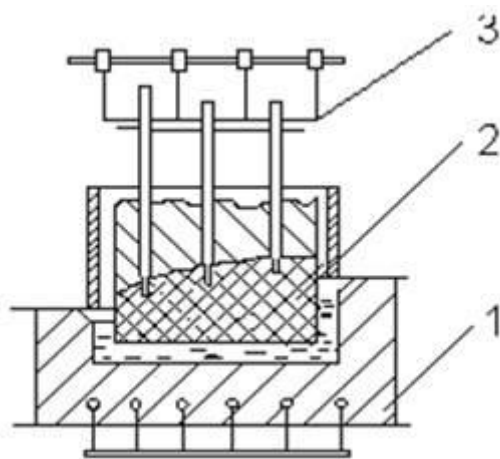


Рис.1. Схема электролизера для получения алюминия

Электролизер имеет катодное и анодное устройства. Катодное устройство - 1 представляет собой ванну в стальном корпусе, отфутерованную на глубину 400-600 мм изнутри угольными блоками. К угольной подине ванны при помощи стальных штырей подключены медные шины для отвода электрического тока. В процессе работы электролизера на подине ванны, служащей катодом, собирается жидкий алюминий, а под ним располагается электролит. Для нормальной работы электролизера уровень металла над подиной должен быть не менее 25-30 см, а уровень электролита 17-20 см. Анодное устройство - 2 состоит из вертикально установленного анода, нижняя часть которого погружена в электролит. К аноду подведен постоянный электрический ток, который используется в процессе электролиза, а также поддерживает температуру электролита 950...970 °С за счет джоулева тепла, развиваемого током в слое электролита между анодом и катодом. Большинство современных электролизеров имеют один самообжигающийся непрерывный анод. Тело у анода на некоторой высоте заключено в кожух в виде прямоугольника из листового алюминия. Из нижней части кожуха выдвигается твердая часть анода, опускаемая в электролит, а внутри кожуха анодная масса (уголь и

28-30 % пека, который служит связующим) находится сначала в жидком состоянии, а затем самобжигается и отвердевает. Подъемный механизм - 3 перемещает анод по мере его сгорания вниз, а сверху периодически загружается сырая анодная масса.

Стальные штыри, поддерживающие анод, по мере его передвижения вниз, изменяют свое положение. Через штыри к аноду подводится электрический ток от 45000 до 155000 А (для различных ванн). Рабочее напряжение нормально работающей ванны 4, 0-4,5 В.

Электролит составляют из криолитоглиноземного расплава, в котором содержится 8...10 % глинозема. Для улучшения свойств электролита в него добавляют фтористые соединения Al, Na, Ca и хлористый Mg и Na. Наиболее низкая температура плавления электролита 935 °С. При 950 °С плотность электролита ниже плотности алюминия.

В ванну электролизера заливают расплавленный электролит (1500-3000 кг) на загруженные ранее фтористые и хлористые соли. При охлаждении на поверхности электролита образуется прочная корка, на которую загружают слой глинозема для предварительного подогрева. Некоторое время после пуска налаживается нормальная работа электролизера. При электролизе под влиянием налаженного электрического поля к катоду перемещаются катионы Na^+ , Al^{3+} , Ca^{2+} , Mg^{2+} , но разряжаются на катоде, как наиболее положительные, только катионы алюминия. К аноду перемещаются анионы AlF_6^{3-} , F^- , Cl^- и кислородосодержащие ионы. По мере разрядки кислородосодержащих ионов происходит окисление угля анода.

Образующийся в процессе электролиза алюминий собирается на дне ванны электролизера под слоем электролита, откуда его периодически выбирают с помощью вакуумного ковша, в котором создается разряжение 200-250 мм рт. ст. Отбор алюминия из ванны производят через 2-4 суток; на некоторых заводах практикуют ежедневный отбор алюминия.

Затем в ванну загружают свежий криолит в порошке и вводят солевые добавки. Глинозем загружают в процессе работы после разрушения корки на поверхности электролита. Для получения 1 кг алюминия расходуется 16500-18500 кВт·ч. электроэнергии.

ПЗ 3. Изучение установки для непрерывного вакуумирования стали.

Изобретение относится к черной металлургии, в частности к устройствам для непрерывного вакуумирования стали. Целью изобретения является повышение стойкости вакуумной камеры и уменьшение тепловых потерь. Устройство содержит сталеразливочный ковш, приемную емкость, вакуумную камеру и промежуточную емкость. В месте соединения приемной емкости с вакуумной камерой выполнены окна. Высота окон составляет 0,02-

0,1 высоты вакуумной камеры, суммарная ширина 0,6-0,95 внутреннего ее диаметра. Снаружи вакуумной камеры расположены металлический кожух, соединенный с кольцевым вакуум-проводом. Высота стенок вакуумной камеры от днища до верхнего торца составляет 0,4-0,7 ее высоты по оси. Изобретение позволяет повысить стойкость вакуумной камеры на 12-13 плавок, исключить локальный нагрев стали. 1 табл., 1 ил.

Изобретение относится к черной металлургии, в частности к устройствам для непрерывного вакуумирования стали. Целью изобретения является повышение стойкости вакуумной камеры и уменьшение тепловых потерь. На чертеже показано предлагаемое устройство. Устройство для непрерывного вакуумирования стали содержит сталеразливочный ковш 1, приемную емкость 2 с выпускным каналом 3 и стопором 4, вакуумную камеру 5, снабженную кольцевым вакуум-проводом 6 и сливным патрубком 7. Днище приемной емкости 2 со стороны вакуумной камеры 5 выполнено в виде свода 8, который опирается на пятую балку 9 кольцеобразной формы. Высота H стенок вакуумной камеры 5 от днища до верхнего торца составляет 0,4-0,7 высоты вакуумной камеры по вертикальной оси. В месте соединения приемной емкости 2 с вакуумной камерой 5 выполнены окна 10 высотой h 0,02-0,1 высоты вакуумной камеры по ее вертикальной оси и суммарной шириной 0,6-0,95 внутреннего периметра вакуумной камеры на уровне верхнего торца стенок. Снаружи приемной емкости 2 и вакуумной камеры 5 установлен коаксиально с зазором 11 металлический кожух 12, соединенный с кольцевым вакуум-проводом 6. Приемная емкость 12 содержит крышку 13, а под вакуумной камерой 5 расположена промежуточная емкость 14. Устройство работает следующим образом. Расплав из сталеразливочного ковша 1 емкостью 350 т заливают в приемную емкость 2, из которой через выпускной канал 3 сталь поступает в вакуумную камеру 5 и через сливной патрубок 7 в промежуточную емкость 14. После погружения в расплав нижнего торца патрубка 7 перекрывают канал 3 стопором 4 и после создания феррозатвора включают вакуумные насосы для откачки газов из вакуумной камеры 5 и зазора 11 через окна 10 и вакуум-провод 6. При достижении необходимого разрежения поднимают стопор 4 и сталь поступает в вакуумную камеру 5, где происходит ее вакуумирование в раскрытой струе и в поверхностном слое стали, находящейся на днище камеры 5, после чего сталь поступает в промежуточную емкость 14 и в кристаллизаторы (не показаны). Сталь разливается методом "плавка на плавку". Подачу расплава из приемной емкости 2 в вакуумную камеру 5 при необходимости регулируют путем перекрытия канала 3 стопором 4. Результаты опробования устройства и доказательства существенности признаков представлены в таблице. Выполнение стенок вакуумной камеры высотой H 0,4-0,7 высоты вакуумной камеры по вертикальной оси обусловлено необходимостью уменьшить влияние разрушительного действия шлакометаллических паров, пыли и брызг, образующихся в процессе вакуумирования стали. Выполнение окон равномерно по периметру вакуумной камеры в месте соединения с

приемной емкостью, высота h которых составляет 0,02-0,1 высоты вакуумной камеры по ее вертикальной оси, а суммарная ширина 0,6-0,95 внутреннего периметра вакуумной камеры на уровне верхнего торца стенок, обеспечивает оседание на стенках окон значительного количества выделяющихся при вакуумировании стали мелкодисперсной пыли, шлакометаллических паров и брызг, что исключает их вынос из вакуумной камеры и оседание на внутренних полостях вакуумного оборудования и тем самым повышает стойкость вакуумной камеры. Запредельные значения указанных соотношений ведут к снижению стойкости камеры и к потере тепла. Металлический кожух снаружи приемной емкости и вакуумной камеры сокращает тепловые потери в процессе вакуумирования стали, а также служит для конденсации шлакометаллических паров на внутренней поверхности кожуха и оседания пыли, просачивающихся через окна, что способствует увеличению срока службы вакуумного оборудования. Использование устройства для непрерывного вакуумирования стали позволяет повысить стойкость вакуумной камеры до 12-13 плавов, сократить потери температуры стали на 10-25°C, исключить локальный нагрев стали и обеспечить бесперебойное вакуумирование и разливку стали 12-13 плавов, разливаемых на МНЛЗ методом "плавка на плавку".

Формула изобретения

Устройство для непрерывного вакуумирования стали, содержащее сталеразливочный ковш, приемную емкость с выпускным каналом и стопором, установленную герметично на вакуумной камере, имеющей вакуум-провод и сливной патрубок, промежуточный ковш, отличающееся тем, что, с целью повышения стойкости вакуумной камеры и уменьшения тепловых потерь, в месте соединения приемной емкости с вакуумной камерой выполнены окна, расположенные равномерно по периметру высотой 0,02-0,1 высоты вакуумной камеры и суммарной шириной 0,6-0,95 внутреннего периметра вакуумной камеры на уровне верхнего торца стенок, а снаружи приемной емкости и вакуумной камеры установлен с зазором коаксиально им металлический кожух, соединенный с окнами и с кольцевым вакуум-проводом, причем высота стенок вакуумной камеры от днища до верхнего торца составляет 0,4-0,7 высоты вакуумной камеры по ее оси.

ПЗ 4. Изучение схемы устройства индукционной высокочастотной печи.

Принцип индукционного нагрева заключается в преобразовании энергии электромагнитного поля, поглощаемой электропроводным нагреваемым объектом, в тепловую энергию.

В установках индукционного нагрева электромагнитное поле создают индуктором, представляющим собой многovitkovую цилиндрическую катушку (соленоид). Через индуктор пропускают переменный электрический ток, в результате чего вокруг индуктора возникает изменяющееся во времени переменное магнитное поле. Это —

первое превращение энергии электромагнитного поля, описываемое первым уравнением Максвелла.

Нагреваемый объект помещают внутрь индуктора или рядом с ним. Изменяющийся (во времени) поток вектора магнитной индукции, созданной индуктором, пронизывает нагреваемый объект и индуцирует электрическое поле. Электрические линии этого поля расположены в плоскости, перпендикулярной направлению магнитного потока, и замкнуты, т. е. электрическое поле в нагреваемом объекте носит вихревой характер. Под действием электрического поля, согласно закону Ома, возникают токи проводимости (вихревые токи). Это — второе превращение энергии электромагнитного поля, описываемое вторым уравнением Максвелла.

В нагреваемом объекте энергия индуцированного переменного электрического поля необратимо переходит в тепловую. Такое тепловое рассеивание энергии, следствием чего является нагрев объекта, определяется существованием токов проводимости (вихревых токов). Это — третье превращение энергии электромагнитного поля, причем энергетическое соотношение этого превращения описывается законом Ленца—Джоуля.

Описанные превращения энергии электромагнитного поля дают возможность:

- 1) передать электрическую энергию индуктора в нагреваемый объект, не прибегая к контактам (в отличие от печей сопротивления)
- 2) выделить тепло непосредственно в нагреваемом объекте (так называемая «печь с внутренним источником нагрева» по терминологии проф. Н. В. Огорокова), в результате чего использование тепловой энергии оказывается наиболее совершенным и скорость нагрева значительно увеличивается (по сравнению с так называемыми «печами с внешним источником нагрева»).

На величину напряженности электрического поля в нагреваемом объекте оказывают влияние два фактора: величина магнитного потока, т. е. число магнитных силовых линий, пронизывающих объект (или сцепленных с нагреваемым объектом), и частота питающего тока, т. е. частота изменений (во времени) магнитного потока, сцепленного с нагреваемым объектом.

Это дает возможность выполнить два типа установок индукционного нагрева, которые различаются и по конструкции и по эксплуатационным свойствам: индукционные установки с сердечником и без сердечника.

По технологическому назначению установки индукционного нагрева подразделяют на плавильные печи для плавки металлов и нагревательные установки для термической обработки (закалки, отпуска), для сквозного нагрева заготовок перед пластической деформацией (ковкой, штамповкой), для сварки, пайки и наплавки, для химико-термической обработки изделий и т. д.

По частоте изменения тока, питающего установку индукционного нагрева, различают:

- 1) установки промышленной частоты (50 Гц), питающиеся от сети непосредственно или через понижающие трансформаторы;
- 2) установки повышенной частоты (500-10000 Гц), получающие питание от электромашинных или полупроводниковых преобразователей частоты;
- 3) высокочастотные установки (66 000-440 000 Гц и выше), питающиеся от ламповых электронных генераторов.

Установки индукционного нагрева с сердечником

В плавильной печи (рис. 1) цилиндрический многовитковый индуктор, изготовленный из медной профилированной трубки, насаживают на замкнутый сердечник, набранный из листовой электротехнической стали (толщина листов 0,5 мм). Вокруг индуктора размещают огнеупорную керамическую футеровку с узким кольцевым каналом (горизонтальным или вертикальным), где находится жидкий металл. Необходимым условием работы является замкнутое электропроводное кольцо. Поэтому невозможно расплавить отдельные куски твердого металла в такой печи. Для пуска печи приходится в канал заливать порцию жидкого металла из другой печи или оставлять часть жидкого металла от предыдущей плавки (остаточная емкость печи).

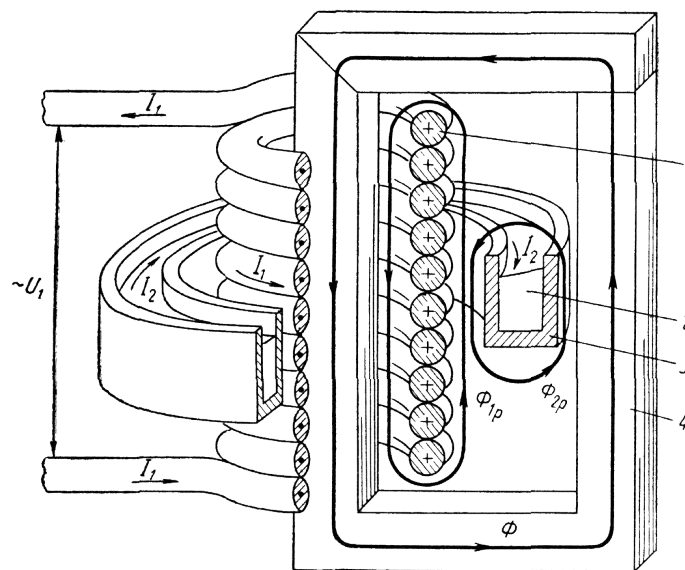


Рис. 1. Схема устройства индукционной каналной печи: 1 — индуктор; 2 — металл; 3 — канал; 4 — магнитопровод; Φ — основной магнитный поток; Φ_{1p} и Φ_{2p} — магнитные потоки рассеяния; U_1 и I_1 — напряжение и ток в цепи индуктора; I_2 — ток проводимости в металле

В стальном магнитопроводе индукционной каналной печи замыкается большой рабочий магнитный поток и лишь небольшая часть полного магнитного потока, создаваемого индуктором, замыкается через воздух в виде потока рассеяния. Поэтому такие печи успешно работают на промышленной частоте (50 Гц).

В настоящее время существует большое число типов и конструкций таких печей, разработанных во ВНИИЭТО (однофазные и многофазные с одним и несколькими каналами, с вертикальным и горизонтальным закрытым каналом разной формы). Эти печи применяют для плавки цветных металлов и сплавов со сравнительно низкой температурой плавления, а также для получения высококачественного чугуна. При плавке чугуна печь используют либо в качестве копильника (миксера), либо в качестве плавильного агрегата. Конструкции и технические характеристики современных индукционных каналных печей приведены в специальной литературе.

Установки индукционного нагрева без сердечника

В плавильной печи (рис. 2) расплавляемый металл находится в керамическом тигле, помещенном внутри цилиндрического многовиткового индуктора. Индуктор изготовляют из медной профилированной трубки, через которую

пропускают охлаждающую воду. Узнать подробнее о конструкции индуктора можно [здесь](#).

Отсутствие стального сердечника приводит к резкому увеличению магнитного потока рассеяния; число магнитных силовых линий, сцепляемых с металлом в тигле, будет крайне мало. Это обстоятельство требует соответствующего увеличения частоты изменения (во времени) электромагнитного поля. Поэтому для эффективной работы индукционных тигельных печей приходится питать их токами повышенной, а в отдельных случаях и высокой частоты от соответствующих преобразователей тока. Подобные печи имеют очень низкий естественный коэффициент мощности ($\cos \varphi = 0,03-0,10$). Поэтому необходимо применять конденсаторы для компенсации реактивной (индуктивной) мощности.

В настоящее время имеется несколько типов индукционных тигельных печей, разработанных во ВНИИЭТО в виде соответствующих размерных рядов (по емкости) высокой, повышенной и промышленной частоты, для плавки стали (тип ИСТ).

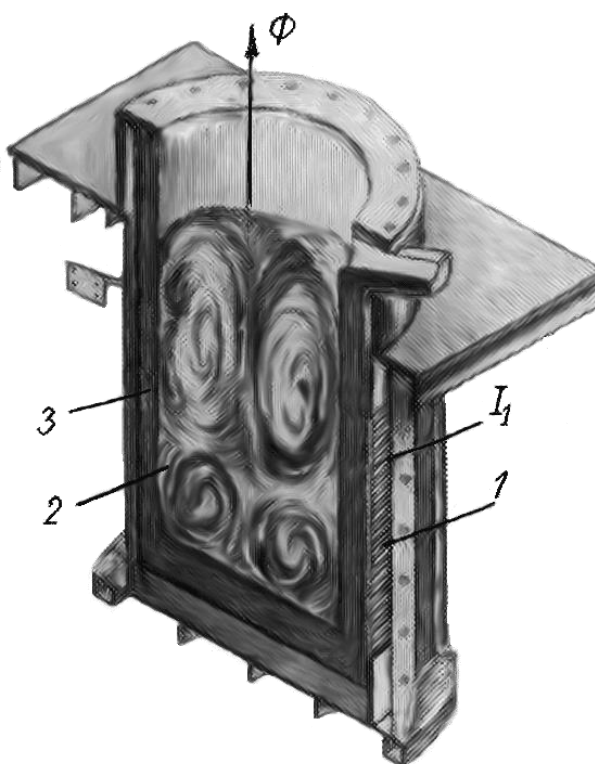


Рис. 2. Схема устройства индукционной тигельной печи: 1 — индуктор; 2 — металл; 3 — тигель (стрелками показана траектория циркуляции жидкого металла в результате электродинамических явлений)

Преимуществами тигельных печей являются следующие: выделяющееся непосредственно в металле тепло, высокая равномерность металла по химическому составу и температуре, отсутствие источников загрязнения металла (помимо футеровки тигля), удобство управления и регулирования процесса плавки, гигиеничность условий труда. Кроме этого, для индукционных тигельных печей характерны: более высокая производительность вследствие высоких удельных (на единицу емкости) мощностей нагрева; возможность плавить твердую шихту, не оставляя металл от предыдущей плавки (в отличие от канальных печей); малая масса футеровки по сравнению с массой металла, что уменьшает аккумуляцию тепловой энергии в футеровке тигля, снижает тепловую инерцию печи и делает плавильные печи этого типа исключительно удобными для периодической работы с перерывами между плавками, в частности для фасонно-литейных цехов машиностроительных

заводов; компактность печи, что позволяет достаточно просто изолировать рабочее пространство от окружающей среды и осуществлять плавку в вакууме или в газовой среде заданного состава. Поэтому в металлургии широко применяют вакуумные индукционные тигельные печи (тип ИСВ).

Наряду с преимуществами у индукционных тигельных печей имеются следующие недостатки: наличие относительно холодных шлаков (температура шлака меньше температуры металла), затрудняющих проведение рафинировочных процессов при выплавке качественных сталей; сложное и дорогое электрооборудование; низкая стойкость футеровки при резких колебаниях температуры вследствие небольшой тепловой инерции футеровки тигля и размывающего действия жидкого металла при электродинамических явлениях. Поэтому такие печи применяют для переплава легированных отходов с целью снижения угара элементов.

ПЗ 5. Изучение схемы устройства работы мартеновской печи

Мартеновский способ выплавки стали в свое время позволил из доступного сырья получать конструкционную и спецсталь как на больших, так и на малых металлургических предприятиях. В настоящее время малопроизводительная и крайне неэкологичная мартеновская металлургия фактически свернута во всем мире, кроме Индии и Украины.



Мартеновский цех и внешний вид мартеновской печи

Сталеплавильная мартеновская печь или просто мартен названа по имени ее изобретателя французского инженера-металлурга Пьера Эмиля Мартена. Не братьев Пьера и Эмиля, как кое-где пишут. Первую опытную плавку способом, названным впоследствии его именем, Пьер Мартен провел в 1864 г, а в 1865 была запущена первая промышленная мартеновская печь. По сравнению с переделом литейного чугуна в сталь пудлингованием мартеновский способ позволил на 10-20% увеличить производительность печи в расчете на 1 кв. м. пода, настолько же сократить производственные издержки и продлить межремонтную кампанию печи в 1,3-2 раза. Но главное – из одной и той мартеновской печи, загружаемой одной и той ординарной шихтой, можно было, оперативно меняя ход процесса (см. далее) получать конструкционную сталь заранее заданного качества, а при загрузке кондиционной шихтой и с добавлением легирующих присадок – спецсталь. На то время это являлось революционным достижением, поэтому мартеновские печи очень скоро распространились по всему миру, но в настоящее время фактически не

используются. История мартеновской печи – хороший пример того, как общественные условия влияют на развитие техники, поэтому уместно будет уделить ей некоторую долю внимания. *Читатели, интересующиеся только техническими аспектами вопроса, следующий раздел могут пропустить без ущерба для понимания дальнейшего.*

Как встал мартен

Ко времени, когда мсье Мартен подал патентную заявку на свою печь, общественная формация, ныне именуемая индустриальной эпохой, достигла апогея. В развитых странах господствовало крупное машинное производство. Расширилась сеть железных дорог. Стальные пароходы сделали трансокеанское сообщение регулярным. Привычным стал электрический телеграф: к 1860 г все континенты были связаны подводными телеграфными кабелями; англичане установили прямую телеграфную связь с Индией. Все это требовало большого количества сталей разнообразных марок и качества много лучшего, чем puddling-железо.

Особенно требовательны были военные. Крымская война поставила точку в истории гладкоствольного оружия на черном порохе. Давление в нарезных стволах выросло в несколько раз, а динамические нагрузки на них более чем на порядок. Нарезной ствол в принципе не может быть изготовлен из чугуна, сырого железа, меди или бронзы. Взамен пробивная способность выпущенных из нарезных снарядов выросла также в разы – двухфутовые дубовые борта и плетеные фашины с земляной засыпкой, в которых застревали чугунные ядра, стальной снаряд оживальной формы пронзал как нож масло. Военные флоты окончательно прощались с парусами и одевались в броню. В ходе соревнования снаряда и брони была изобретена торпеда. Ее идеальным носителем смотрелась уже известная тогда подводная лодка, но уже быстроходная и глубоководная, из спецстали. Во время гражданской войны в США был построен и проверен в бою первый в мире бронепоезд.

Спрос рождает предложение – в 1856 г. Генри Бессемер запатентовал коверторный способ получения стали. Однако он был реализуем только на крупномасштабном производстве, расположенном вблизи источников хорошей железной руды и топлива для доменных печей: переделывать чугун в сталь коверторным способом нужно немедленно по его выплавке. Это давало решающее преимущество странам, способным организовать у себя комплексное металлургическое производство: единой системы мировых экономических связей, мирового сообщества и международных законов тогда и в помине не было. Чтобы о них задуматься толком, после франко-прусской войны (которую марксисты считают первой из империалистических войн) понадобились еще две мировые бойни. А пока экономическая карта мира была похожа на лоскутное одеяло, которое владельцы качественного угля и стали могли перекраивать по своему усмотрению.

Во Франции это было время Второй империи. Страной правил очень глупый, самовлюбленный, воинственный, нагловатый и хамоватый выпивоха племянник Наполеона Бонапарта Наполеон Третий, которому Виктор Гюго дал утонченно-

издевательское прозвище Наполеон Малый – последний французский император был высокого роста и крепкого сложения. Наполеоном Вторым бонапартисты считали никогда не правившего и умершего в эмиграции сына Бонапарта. В стране господствовали коррупция, кумовство, полицейский произвол и травля неудобных спецслужбами; свирепствовала цензура.

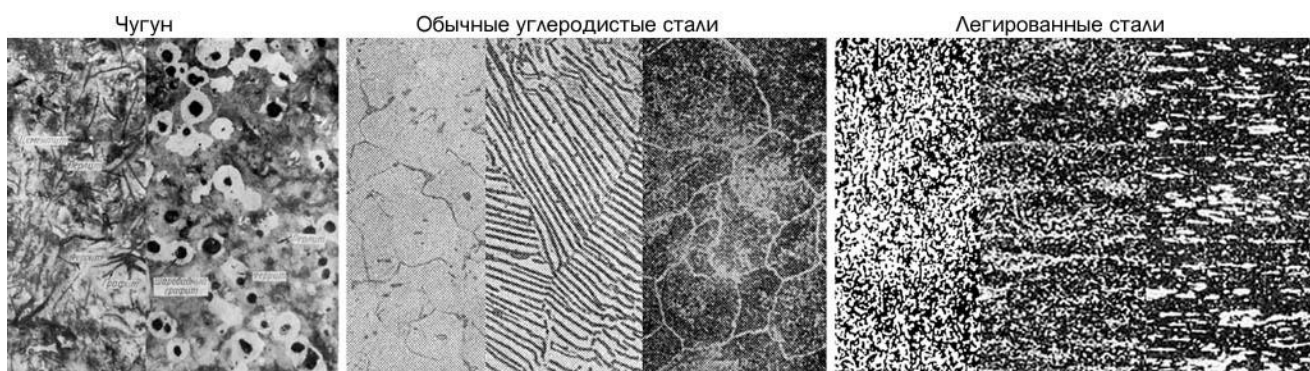
Наполеон Малый не скрывал своих завоевательных планов, не утруждая себя обеспечением их ни связной конструктивной идеологией, ни четкой государственной доктриной. Не скрывал и того, что первой целью будущего нападения является Германия, успешно восстававшая в единое сильное государство из кучи политического хлама, оставшегося от «Священной Римской империи германской нации». Островная Англия, владевшая могучим паровым флотом, откровенно подстрекала Малого: принцип Черчилля «Натравим их друг на друга, и пусть убивают как можно больше» доминировал в британской внешней политике задолго до рождения сэра Уинстона.

Германией, тогда еще называвшейся Пруссией, руководил холодный, жестокий, но умный, опытный, дальновидный и расчетливый Бисмарк. Он делал вид, что закрывает глаза на наполеоновские планы Малого, но исподволь усиленно готовил страну к войне, особое внимание уделяя инфраструктуре, металлургии и тяжелому машиностроению. Именно благодаря Бисмарку сложился промышленный комплекс Рура. И в то же время Бисмарк вел сложную дипломатическую игру, искусно лавируя между Англией и Россией, с целью: исключить непосредственную военную помощь Франции от кого бы то ни было.

Между тем во Франции крупных залежей высококачественной железной руды тогда разведано не было, а уголь добывался весьма посредственный. С жароупорными материалами и легирующими присадками дело обстояло вовсе плохо. Даже такой, простите, олух царя небесного, как Наполеон Третий, не мог не понимать, что без развитой металлургии Франция обречена на унижительное поражение, что и подтвердил ход дальнейших событий. Изобретение Пьера Мартена в этом разрезе казалось находкой: мартеновская печь емкости от прим. 1 т обеспечивала стабильное качество металла. Марки выплавленной стали можно было оперативно менять, влияя на ход плавки (см. далее) и получать оружейный металл хоть в деревенской кузнице из легкодоступного подручного сырья. Поэтому мартеновская печь могла и должна была быть изобретена именно во Франции того времени. Почему напавшая на Пруссию Вторая империя была менее чем за полгода наголову разгромлена, причем Пруссии не пришлось задействовать свои мобилизационные резервы, как Англия была лишена возможности напрямую вмешаться в войну и почему все усилия Британской империи обескровить своих ближайших конкурентов были парализованы, это другие вопросы. Заметим только, что в России Бисмарк наткнулся на равного себе – тогдашнего министра иностранных дел князя Горчакова. Что и выразил в своем политическом завещании: «Господа, вы можете делать что хотите, но заклинаю вас – не воюйте с Россией!» Что вышло, когда некий австрийский ефрейтор не внял совету мудрого предшественника, известно. А мы вернемся к техническим особенностям мартеновских печей и мартеновской плавки.

Принцип действия

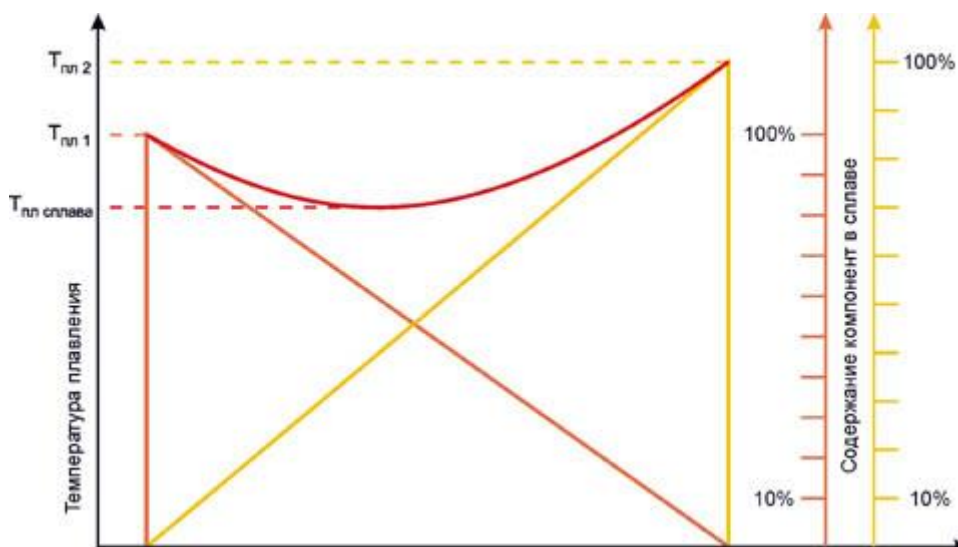
Принцип работы мартеновской печи основан на любопытном свойстве сплавов, называемых эвтектическими или просто эвтектиками. Иногда эвтектики называют твердыми растворами, но это неверно. В растворе вещества смешиваются на молекулярном или субмолекулярном (кластерном) уровне, а микроструктура эвтектик хорошо видна под обычным оптическим микроскопом. Эвтектики широко используются в промышленности и в быту: латунь, бронза, свинцово-оловянные припои это эвтектические сплавы 2-х и более металлов. Чугун и простая конструкционная сталь представляют собой эвтектики железа и углерода, а легированная сталь – сложную эвтектику их же с легирующими присадками, см. рис.



Микроструктуры чугуна и сталей

Примечание: в некоторых марках спецсталей железа меньше, чем хрома, никеля, титана, тантала и др.

Пьер Мартен для своей печи использовал то обстоятельство, что температура плавления эвтектики всегда ниже, чем таковая ее компонент. Типичная зависимость температуры плавления простой эвтектики из 2-х металлов в зависимости от содержания в сплаве того и другого качественно показана на рис.:



Зависимость температуры плавления эвтектического сплава двух металлов от соотношения содержания компонент

Сравните, к примеру: температура плавления олова 230 градусов Цельсия, свинца 330 градусов, а припой ПОС-61 для пайки компонент радиоэлектроники, состоящего из (60...62)% олова (остальное – свинец) – 190 градусов. Объясняется это тем, что при нагреве начинается взаимная диффузия компонент в микрогранулах и образуются микроскопические капельки из настоящего раствора, быстро растворяющего в себе весь слиток. При остывании расплава ниже критической для эвтектики температуры расплав также быстро застывает, разделяясь на микрогранулы компонент.

Пьер Мартен, как опытный металлург, знал, что температура плавления чугуна существенно ниже таковой стали и тем более чистого железа (1539 градусов), см. табл. ниже. Знал и о том, что литейная температура должна быть выше температуры плавления, иначе качественной отливки не получится. Также Мартен задался целью в процессе плавки удалить из расплава металлургические яды: серу, фосфор, кремний. Их наличие в стали вызывает ее краснотекучесть – хрупкость при горячей ковке и неудовлетворительную вязкость катаных и кованных холодными изделий.

Литейные сплавы	Температура, градусов Цельсия	
	плавления	заливки в литейные формы
Серый чугун (обыкновенный)	1150-1260	1280-1400
Белый чугун	1150-1350	1380-1450
Сталь литая углеродистая	1420-1520	1500-1600

Но главные препятствия, которые предстояло преодолеть Мартену – нижний и верхний температурный пороги. В мелком диверсифицированном металлургическом производстве плавильная не может быть непрерывно действующей, как доменная. В зависимости от конъюнктурных обстоятельств печь может быть остановлена и законсервирована, а затем возникнет необходимость быстро запустить печь и провести плавку. Если же при последующем запуске температура расплава упадет ниже 1200 градусов, произойдет насыщение расплава газами и весь металл пойдет в брак.

Верхний температурный порог в 1500 градусов определяется также тактико-экономическими соображениями. Ниже нее возможно обойтись сравнительно недорогим и доступным шамотом; выше – нужны более жаростойкие огнеупоры, во Франции того времени 100% импортируемые.

Мартен решил эту головоломку, во-первых, взяв за основу шихты чугуна, жидкий прямо из домны или передельный привозной в чушках, в смеси со скрапом – стальным металлоломом. Во-вторых, снабдив отражательную пудлинговую печь факельным нагревом с избыточной подачей воздуха и регенераторами тепла, действующими по принципу доменных кауперов. Решение, прямо говоря, далекое от гениальности; скорее, технически за уши притянутое. Но в конце концов Мартен получил печь, в которой возможно было наладить производство стали заданного качества, вплоть до легированной, как крупномасштабное на хорошо оснащенном металлургическом предприятии, так и от случая к случаю в полукустарных условиях.

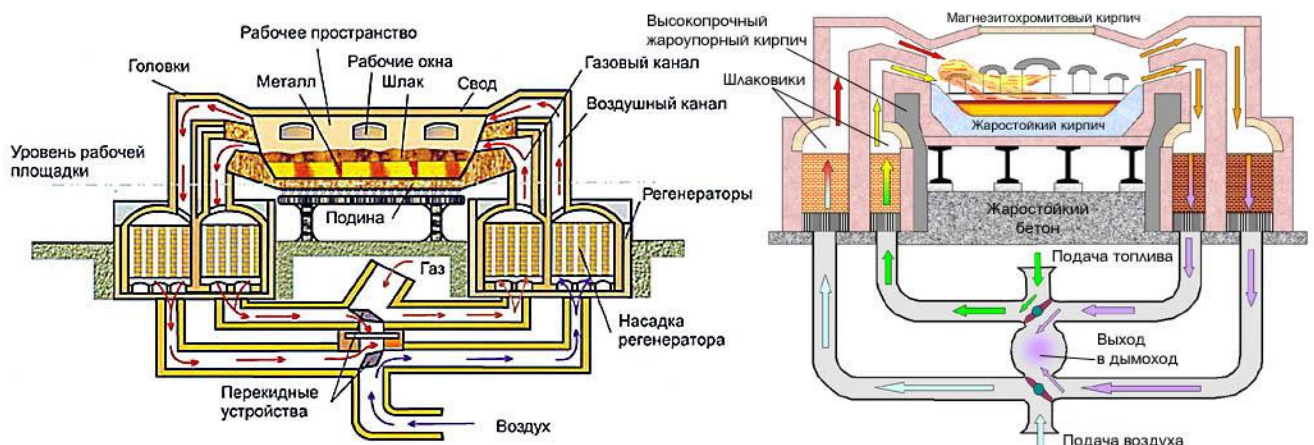
Устройство мартена



Температурно-тепловая диаграмма мартеновской печи

Отличительной особенностью мартеновской печи является ее температурный режим (см. рис. справа). Плавильная ванна, подвергающаяся большим ударным механическим нагрузкам, нагревается свыше 1300 градусов, будучи заполненной уже расплавом и поэтому срок службы высоко кондиционных огнеупоров для нее немалый. Свод большую часть времени плавки нагрет до более чем 1500 градусов, но механических нагрузок не испытывает и поэтому служит тоже долго. А в целом тепловой поток, способный разогреть всю внутренность печи до более чем 1500 градусов, действует относительно небольшое время и поэтому все строение печи получается также долговечным.

Устройство мартеновской печи показано на рис.:



Схемы устройства мартеновской печи

Технологическая основа печи – 2 жаростойких узала: плавильная ванна; по спецтерминологии – подина, ударение на первом слоге, и свод, хорошо отражающий тепловое (инфракрасное, ИК) излучение. Дополняют их газовые или мазутные факельные горелки, регенераторы тепла и система газопроводов с перекидными устройствами, каждое из которых, в свою очередь, представляет собой систему клапанов, заслонок и шиберов. Если мартен на металлургическом комбинате и греется низкокалорийным коксо-доменным газом, печь снабжают 4-мя регенераторами – 2-мя воздушными и 2-мя газовыми. В сопутствующих мартенах машиностроительного производства, работающих на природном газе или мазуте, используются только воздушные регенераторы. Устройство регенератора аналогично таковому доменного каупера, но с некоторыми особенностями, см. далее.

Подина выкладывается из жаростойкого кирпича состава, соответствующего режиму плавки, см. далее, на прокладках из картона или фанеры. При первоначальном разогреве печи прокладки сгорают, а кирпичи спаиваются тепловым расширением. Это дает возможность достаточно оперативно менять основную (щелочную) подину на кислотную (также см. далее). Свод чаще всего поддерживается металлоконструкциями, охлаждаемыми проточной водой или эффузионным (испарительным) способом. Борта печи, подвергающиеся сильным термическим и механическим нагрузкам и плохо доступные для ремонта, в последних образцах мартенов выполнены не на металлокаркасе, а из высокопрочного жаростойкого кирпича (англ. Grey Brick; справа на рис.).

Шихта загружается в рабочие окна, на время плавки закрываемые жаростойкими крышками с гляделками, такими же, как в доменной печи. Твердая шихта предварительно засыпается в стальные контейнеры – мульды (короба) и загружается (заваливается) завалочной машиной. Машина берет мульдку специальным захватом (хоботом), вводит через рабочее окно в рабочее пространство и опрокидывает. Жидкая шихта (расплавленный чугун) заливается из ковша-миксера по приставному желобу. Для выпуска стали и шлака в подине пробивается леток, который после выпуска запечатывается жаростойкой пробкой, как и в домне. Подробнее об устройстве мартеновской печи можно посмотреть видео ниже.

Видео: устройство мартеновской печи

Примечание: сам Пьер Мартен экономическую эффективность своей печи на первое место не ставил, он рассчитывал на имперские дотации по военной линии. Впоследствии мартеновское производство оказалось рентабельным только на крупных печах, более чем на 200-250 т, в цеху, оснащенном сложным обеспечивающим хозяйством. Что собой представляет мартеновский цех, см. след. ролик.

Как плавят мартен

Мартеновская печь – периодического действия. Общая схема ее работы такова:

1. Нагрев запускается на полную мощность, чтобы как можно скорее прогреть рабочее пространство выше 1200 градусов. Свод интенсивно поглощает тепло;
2. Производится заправка печи мелким чистым ломом и железной рудой (в скрап-рудном процессе, см. далее);
3. В печь заваливается известняк и ординарный стальной лом;
4. Заливается чугун;
5. Вследствие выделения тепла выгорающим из чугуна углеродом содержащее ванны плавится. Нагрев уменьшают, а если чугуна более 56-57% по массе, то выключают и включают наддув кислорода. Далее в таком случае печь работает как кислородный конвертор;
6. Температура отходящих газов повышается до 1650-1700 градусов. Регенераторы на их пути активно поглощают тепло и нагреваются до 1200-1300 градусов. Остаточные отходящие газы с температурой 600-800 градусов проходят теплообменник котла-утилизатора и уходят в дымоход;
7. Происходит плавка металла, см. далее;
8. Осуществляется доводка расплава и введение в него (если нужно) легирующих присадок);
9. Расплав выпускают;
10. Производят визуальный осмотр печи на предмет необходимости ремонта и проверку тяги на предмет необходимости чистки шлаковиков от шлаковой пыли;
11. Производят профилактический ремонт (наварку) подины мелкодисперсным магнезитовым порошком;
12. Переключают перекидные устройства и цикл повторяется, только впускные и выпускные воздушные и газовые окна меняются местами.

Примечание: п. 5 справедлив только для перекидных мартеновских печей на кислой плавке, которые вышли из употребления задолго до 1970 г (см. в конце).

Ванна мартена повреждается механически при завалке шихты и разъедается шлаком, а регенераторы забиваются шлаковой пылью. Поэтому печь периодически останавливают для ремонта и чистки. В процессе ремонта подину восстанавливают специальным составом – гарнисажем. Из шлаковиков выгребают пыль и заменяют верхние ряды кладки из магнезитохромитового или форстеритового кирпича. Нижние ряды из недорогого шамотного кирпича изнашиваются мало и регулярной замене не подлежат. Это серьезный недостаток мартенов, тем более, что на более доступном форстерите шлаковая пыль спекается. Чтобы извлечь шлакового козла, регенератор фактически приходится ломать и строить заново.

Виды и разновидности мартеновских плавков

До широкого распространения электродуговой плавки, во всем превосходящей мартеновскую, значительная часть спецсталей выплавлялась в кислых мартеновских печах с ванной из динасового кирпича или кварцевой набойки. Кислая мартеновская плавка требует очень чистой шихты с содержанием вредных примесей не более 0,025%, т.к. в процессе кислой плавки удалить из расплава серу и фосфор невозможно. Поэтому уже тогда для получения в мартенах спецсталей использовался дуплекс-процесс: ординарная шихта переплавлялась в основной мартеновской печи (см. далее), а затем жидкий полупродукт переливался в кислую печь. После 1965-66 гг. кислая мартеновская плавка систематически нигде не производилась.

Основная плавка

Для основной (щелочной) мартеновской плавки ванну делают из магнезитовых материалов: кирпича, наварки. Свод может быть и кислым, и основным, т.к. он с металлом и шлаком не контактирует, но, если динасовый свод служит 200-250 плавков, то магнезитохлоритовый более 1000. Основная мартеновская печь выдает (с учетом времени профилактической наварки подины) 2-3 плавки в сутки; с 1 кв. м подины снимается до 10 т/с металла.

Существуют 2 разновидности основной мартеновской плавки: скраповая или скрап-рудная. При скраповой плавке на предприятиях с сопутствующим мартеновским производством избыток кислорода в расплаве создается обогащением им вдуваемого воздуха, а на стадии кипения ванны (см. ниже) кислородным дутьем, как в конверторе. Скрап-рудная плавка осуществляется на металлургических предприятиях с мартеновскими цехами. Избыточный кислород поступает в печь с оксидами железной руды. Скрап-рудный процесс экономически эффективнее и технологически удобнее, т.к. исключает потери кислорода, необходимость в оборудовании для его получения и позволяет точнее воздействовать на процесс плавки.

Независимо от способа обогащения кислородом, выплавка стали в основной мартеновской печи происходит след. образом:

- Если используется чушковой чугун, предварительно плавят его в вагранке.
- После заливки жидкого чугуна примеси кремния, марганца и, частично, фосфора в чугуне активно отнимают кислород из оксидов скрапа и руды. Или, при скраповой плавке, из оксидов скрапа и свободный избыточный из вдуваемого воздуха.
- На поверхности расплава образуется слой основного шлака, связывающего в оксидах еще фосфор и кальций.
- Если загружался кондиционный чугун, то непосредственно перед началом кипения ванны шлак скачивают. Если вводился фосфористый чугун, то скачивание шлака производят многократно по указаниям мастера-сталевара.

- Начинается кипение ванны: образовавшаяся при плавлении шихты закись железа FeO отдает кислород углероду чугуна и скрапа. Активно выделяется моноокись углерода CO (угарный газ), что и создает впечатление кипения расплава.
- Чтобы поддержать кипение, в печь догружают руду (в скрап-рудном процессе) или вдувают кислород (при скраповой плавке).
- Расплав дегазируется и гомогенизируется (становится однородным). Из расплава «высасываются» в шлак также неметаллические примеси. И, что очень важно, многократно увеличивается поверхность раздела между расплавами шлака и металла.
- В печь догружают известь с добавками разжижителей – боксита или плавленого шпата.
- Наводится химически более активный новый основной шлак.
- Кальций в наведенном шлаке отбирает кислород у FeO , возвращая железо в расплав.
- CaO в наведенном шлаке связывает остатки фосфора в расплаве и большую часть серы. Для получения особых сортов сталей остатки серы удаляют внепечными методами в ковше.
- Во время кипения выгорает много углерода. Поэтому перед окончанием кипения (момент определяет мастер) зачерпывают ручным ковшом (ложкой) пробу расплава и отправляют в лабораторию на экспресс-анализ.
- По результатам первого экспресс-анализа добавляют в расплав мелкодисперсный углерод для получения стали заданной марки.
- Когда расплав выкипит, делают второй экспресс-анализ и по указаниям лаборатории добавляют в расплав раскислители: ферросилиций или ферромарганец, для получения нейтральной химической реакции расплава. Отливки из расплава кислого или щелочного получатся краснотомными.
- Добавляют в расплав, если надо, легирующие присадки и доводят его час-полтора. Доводка расплава нужна для полного растворения и равномерного распределения в нем раскислителей или присадок.
- Выпускают расплав из печи.

Желающие во всех подробностях ознакомиться с химией мартеновского процесса могут обратиться к специальным источникам по ссылкам для поиска «основная мартеновская плавка», «кислая мартеновская плавка», «скрап-процесс» и «скрап-рудный процесс». Только не увлекайтесь Википедией, там это все изложено недостаточно вразумительно и для специалистов. Можно также посмотреть сюжет о том, как происходит плавка в мартеновской печи:

Примечание: когда-то применялся и рудный мартеновский процесс, без скрапа. Но сразу умер ввиду нерентабельности.

Чем плох мартен

Мартеновская металлургия близка к полному вымиранию (см. далее), и первые, кто сами ее к нему торопят – металлурги. Преданные своему делу сталевары говорят:

«Господи, с каким удовольствием я резал мартен!» Оснований у них для этого более чем достаточно:

1. Мартены – убийцы экологии.
2. Мартеновское производство очень опасно для самих работающих.
3. Мартены малопроизводительны.
4. Мартеновское производство недопустимо трудоемко.
5. Оно же крайне материалоемко.
6. Потери тепла и выход материалов в отход в мартеновском процессе по меркам нынешнего дня абсолютно неприемлемы.
7. Мартеновское производство требует больших начальных вложений и сопутствующих расходов.

Разберемся по порядку.

Экология

Шлаковики мартена (шлакосборники) улавливают ок. 50% шлаковой пыли. Еще прим. 25% засоряет регенераторы, а остальное выбрасывается в атмосферу. Для описания вредных свойств шлаковой пыли нужны не статьи – книги. Кроме пыли, мартен выбрасывает также в больших количествах угарный и сернистый газ, парниковые газы, оксиды азота. Для охлаждения металлоконструкций мартена требуется ежечасно до 400 куб. м воды. По вредному воздействию на окружающую среду с мартенами может сравниться разве что выплавка никеля.

Опасность

Герои-сталевары, которых превозносила советская пропаганда, проклинали день и час, когда льготная очередь на квартиру, высокая (действительно очень высокая) зарплата и год за два до пенсии соблазнили их стать к мартену. Работа в мартеновском цеху означала преждевременную потерю репродуктивных способностей, силикоз от шлаковой пыли, онкологию, еще уйму опасных профзаболеваний и высокую вероятность врожденных пороков и аномалий у потомства. Кроме того, в период кипения ванны мартен от недосмотра мог взорваться.

Непроизводительность

10 т металла в сутки с квадрата пода это курам на смех по сравнению с электродуговой печью. А кислородный конвертор перед мартеном кажется вообще океаном стали.

Трудоемкость

Для круглосуточного обслуживания мартена нужно не менее 3-х бригад высокооплачиваемых специалистов у печи и в лаборатории. С учетом

производительности мартена и действующих ныне норм прибыли доля затрат на оплату труда в себестоимости мартеновской стали выходит за все мыслимые и немыслимые экономические рамки. Текущий ремонт мартена поддается автоматизации, но процесс плавки изобавить от присмотра человека очень трудно. Компьютеризация и роботизация металлургии дело вообще сложное и ненадежное. Расплавленный металл – это электропроводник, движущийся в магнитном поле Земли. Наводки на электронику в металлургическом цеху по степени их влияния на электроцепи впору сравнивать с электромагнитным импульсом ядерного взрыва.

Дефицит руды

Скрап процесс давно исчерпал запасы рентабельности. Для скрап-рудного процесса нужна богатая чистая железная руда, запасы которой в мире почти исчерпаны. Если ископаемого органического топлива (без учета сланцевого) нам хватит, без угля, лет на 120-150, а с углем вообще на 700-800, то железной руды, по самым оптимистичным прогнозам, не более чем на 60-70. Если человечество сумеет обойтись без черной металлургии, хуже никому не будет. Но тема мартенов тогда встанет где-то рядом с вопросом о способе изготовления табличек для шумерской клинописи.

Потери

В черной металлургии есть два золотых правила. Первое – никакого топлива на передел. Второе – железа в металле после передела должно остаться столько же, сколько было до него.

Бессемеровский конвертор топлива не требует: он сам разогревается выгорающим углеродом, как только пойдет кислород. Потери металла в конверторе в пересчете на железо составляют 3-5%. Электродуговая печь теряет 1-2% железа и может быть энергонезависимой: с учетом КПД преобразования выделяющегося из расплава тепла с большим запасом хватает на зажигание и поддержание дуги.

Ориентировочный тепловой баланс мартеновской печи
(на 1 кг жидкой стали)

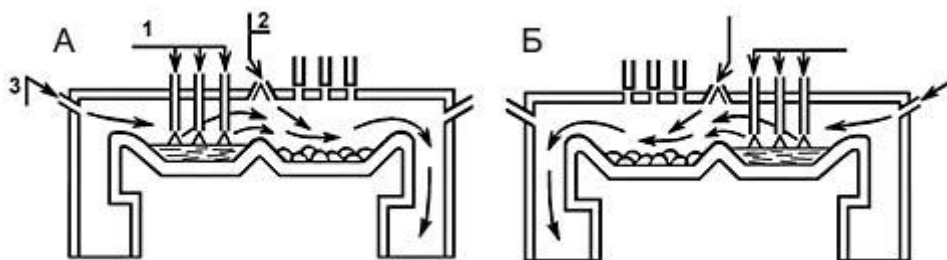
Приход	кДж кг	%	Расход	кДж кг	%
1. Химическая энергия сгорания газообразного топлива	3894	48,1	1. Физическая теплота продуктов сгорания	4044	49,8
2. Физическая теплота воздуха, нагретого в регенераторах	1548	19,1	2. Потери теплоты, в т.ч. на диссоциацию CO ₂ и H ₂ O 280 (3,5 %); излучением через окна 76 (0,9 %); на водяное охлаждение элементов печи 680 (8,3 %); теплопроводностью через кладку 395 (4,9 %); со шлаком и пылью 12 (0,2 %); с выбивающимися газами 323 (4,0 %)	1766	21,8
3. Химическая энергия выгорания примесей	1078	13,3	3. Физическая теплота нагретой стали	1450	17,9
4. Физическая теплота газа, нагретого в регенераторах	832	10,2	4. Химическая энергия разложения железной руды	520	6,4
5. Физическая теплота жидкого чугуна	718	8,8	5. Физическая теплота нагретого шлака	249	3,1
6. Химическая энергия шлакообразования	41	0,5	6. Химическая энергия разложения известняка	67	0,8
7. Физическая теплота металлургической шихты	4	0,1	7. Теплота испарения влаги из руды и известняка	19	0,2
Итого	8115	100,0	Итого	8115	100,0

Ориентировочный материальный баланс получения стали в мартеновской печи (кг/кг жидкой стали)

Приход	На 1 кг стали	Расход	На 1 кг стали
1. Чугун жидкий	0,584	1. Сталь жидкая	1,000
2. Скрап	0,390	2. Шлак	0,106
3. Железная руда	0,140	3. СО от окисления углерода шихты	0,054
4. Известняк в завалку	0,037	4. СО ₂ от разложения известняка и доломита	0,013
5. Доломит	0,011	5. Корочки металла в шлаке	0,007
6. Кислород из атмосферы печи	0,011	6. Влага, содержащаяся в известняке и железной руде	0,003
7. Известь в период кипения	0,005		
8. Магnezит	0,003		
9. Материал свода (хромомагnezит)	0,001		
10. Боксит	0,001		
Итого	1,183	Итого	1,183

Тепловой и материальный балансы основного мартеновского процесса

А вот для мартеновского процесса, как видно из рис., почти половина тепла нужна от топлива со стороны, и в нем теряется до 20% металла. Эти недостатки принципиально неустранимы: металл при кипении ванны, без чего мартеновский процесс невозможен, улетает в трубу со шлаковой пылью в виде закиси и уходит в отход корольками в шлаке. Тогда же вылетает в трубу и тепло – в виде химического (потенциального), запасенного в горючих угарном газе и оксидах серы. Утилизация столь низкокалорийного топлива сразу делает мартен нерентабельным. В двухваннных печах (см. след. рис.) теплопотери удастся сократить на 20-25% от исходного значения, а отход металла до 13-15%, но для двухвального мартена требуется кислородное оборудование, как и для конвертора, и все равно двойной мартен в главные заповеди металлургии уложиться в принципе неспособен.



Устройство и схема рабочего цикла двухвальной мартеновской печи

Начальные и дополнительные расходы

Если вы посмотрели видео выше, то имеете представление о том, какое сложное хозяйство представляет собой мартеновский цех. Добавим еще, что сопротивление току газов мартеновской печи велико. Чтобы регенераторы не засорились шлаком при первой же плавке, для мартена нужна жаропрочная дымовая труба высотой ок. 100 м. По теперешним расценкам на материалы и труд обойдется она дороже всего конверторного цеха, а для текущего обслуживания действующей нужна бригада высокооплачиваемых промышленных альпинистов.

Современность или анахронизм?

В некоторых источниках на просторах рунета попадает выражение: «Современная мартеновская печь». Это уже анахронизм, т.к. с 1970 г мартеновские печи во всем мире не строятся. Правда, в Китае, Индии и странах «третьего мира» действует не вполне учтенное количество сталеплавильных мини-печей, в основном китайского производства, действующих по мартеновскому циклу, см. рис. ниже. Большей это ротационные печи: ванны-изложницы располагаются радиально на вращающемся поду. Плавка длится один оборот пода: вынул лоханку с расплавом, вставил корыто с шихтой, и т.д., и т.п. Пользуются такие печки печальной известностью: в них выплавляют тот самый «китайский» сырой металл, на изделия из которого еще можно «попасть» в инструментальных магазинах и железных базарах. Если губки кусачек сминаются при попытке перекусить ими алюминиевую проволоку, то это что угодно, но не металлургия.



Сталеплавильная мини-печь

Википедия утверждает, что на 2009 г сталь мартеновским способом выплавляли только в Индии, на Украине и в России. Тут, надо сказать, ВП в свойственной ей манере лукавит: данные для статистической обработки берутся только по металлургическим предприятиям, а машиностроительные с сопутствующим мартеновским не учитываются. Хотите удостовериться – наберите в поиске Siemens martin. Тем не менее, доля мартеновской стали в общемировом ее производстве на сегодня (лето 2017 г) составляет ок. 2% и медленно, но неуклонно падает. Хотя цены на металлолом валяются, но это следствие сокращения мартеновского производства вследствие исчерпания запасов богатой чистой железной руды, а кислород и энергию топлива выгоднее пускать на конвертирование и электродуговую плавку.

В РФ в 2012 г было принято постановление о полном прекращении мартеновского производства в 2015 г. На начало 2016 г на Урале еще 3 или 4 небольших мартена дорабатывали межремонтный ресурс, после чего подлежали остановке и ликвидации. За первую половину 2016 г эти печи выплавляли ок. 650 тыс. т стали, после чего сведений о действующих в России мартенах найти не удастся.

На этом фоне ярким, но неоднородным пятном выделяется Украина. Дончане по обе стороны линии фронта, несмотря на гражданскую войну, расправились-таки со своими мартенами: в течение 2015 г все мартены Донбасса были остановлены и демонтированы. Но на «Запорожстали» еще всю копит и чадит полновесный мартеновский цех, а на бывшей «Криворожстали» (ныне – индийская Арселор Миттал Кривой Рог) действует большой двухванный мартен. То и другое

выплавляет в год ок. 7 млн. т мартеновской стали, или ок. 25% ее мирового производства. За все время существования Украины как отдельного государства никаких официальных документов по поводу ликвидации мартеновского производства обнародовано не было, а нынешнее украинское правительство продлило разрешение на эксплуатацию действующих национальных мартенов до 2020 г без каких-либо разъяснений насчет их дальнейшей судьбы

ПЗ 6. Изучение диаграммы температурного интервала нагрева углеродистых сталей для закалки

Выполняя работу, студенты должны:

1. Изучить изменение микроструктур доэвтектоидной и заэвтектоидной сталей до и после термической обработки.
2. Определить содержание углерода расчетным путем в доэвтектоидной, заэвтектоидной стали при определенном содержании перлита и цементита вторичного и показать на диаграмме Fe -C.

План урока.

1. Организационный момент.
2. Краткое вступление преподавателя.
3. Объявление темы.
4. Теоретическое обоснование темы.
5. Назначение и правила пользования приборами и материалами.
6. Выполнение работы.
7. Обсуждение результатов эксперимента.
8. Подведение итогов работы.
9. Оформление отчета по лабораторной работе.

Методические цели урока.

1. Развить интерес к исследовательской работе
2. Закрепить знания, приобретенные на уроках физики, материаловедения.
3. Продолжить формирование навыков проводить эксперимент.
4. Научить использовать результаты исследований в повседневной деятельности.
5. Продолжить формирование коммуникативных навыков работы в группах.
6. Сформировать навыки соблюдения основных положений техники безопасности при выполнении лабораторной работы.

Краткая теоретическая часть.

Термическая обработка углеродистой стали.

Для получения заданных свойств сталей путем изменения их структуры без изменения формы изделия и химического состава широко используется термическая обработка (ТО). Термическая обработка состоит из нагрева до заданной температуры, выдержки при этой температуре и охлаждении. В большинстве случаев решающая роль в получении желаемой структуры принадлежит **охлаждению**. Основой для изучения термической обработки сталей является диаграмма железо-углерод (рис.1). Так как речь пойдет только о сталях, то рассматриваются сплавы с концентрацией углерода до 2.14%.

Для правильного проведения ТО сталей, необходимо хорошо представлять, какие превращения происходят в них, как влияют на эти превращения скорость нагрева, максимальная температура и время выдержки при нагреве и скорость охлаждения.

Диаграмма состояния железоуглеродистых сплавов.

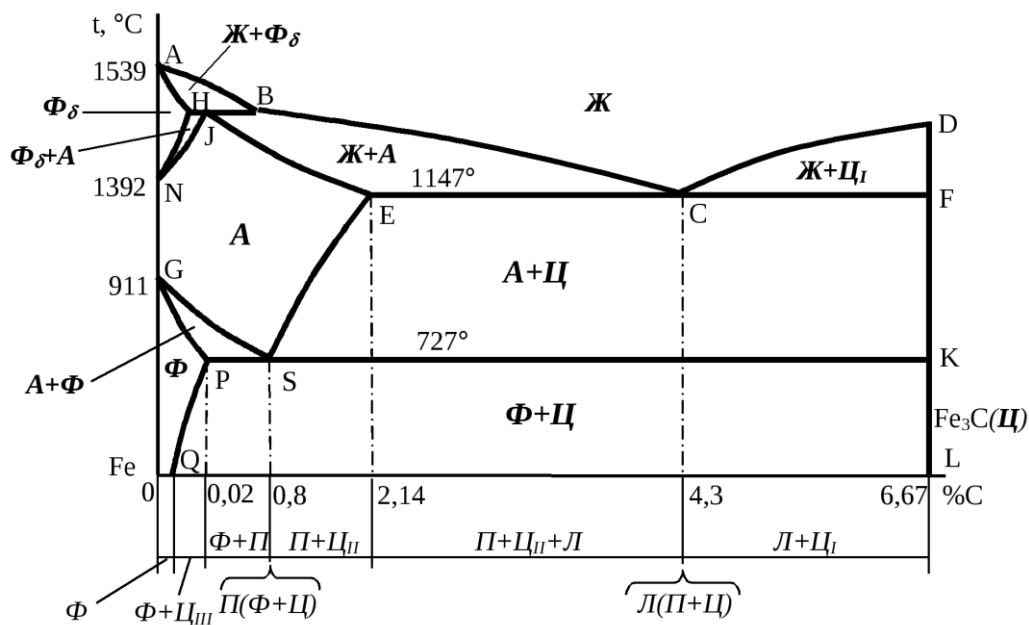


Рис.1.

Основные виды термической обработки сталей: *отжиг, нормализация, закалка и отпуск.*

Закалка

Назначение закалки - получение высокой прочности и твердости.

закалкой называется процесс термической обработки, заключающийся в нагреве стали до температуры выше критической и последующем достаточно быстром охлаждении с целью получения неравновесной структуры. В результате закалки повышается прочность и твердость стали.

На результат закалки оказывают влияние следующие факторы: нагрев (температура нагрева при закалке и скорость нагревания до температуры закалки), выдержка при температуре закалки и охлаждение от температуры закалки.

Выбор температуры нагрева при закалке углеродистых сталей производится по левой нижней части диаграммы железо — цементит.

Основные факторы воздействия при термической обработке температура и время, поэтому режим любой ТО можно представить графиком в координатах t - t (рис.2.)

Верхней границей является линия солидус, поскольку процессы первичной кристаллизации не имеют значения.

Приведем общепринятые обозначения критических точек. Они обозначаются буквой «А». Нижняя критическая точка, обозначаемая A_1 , лежит на линии PSK и соответствует превращению А-П. Верхняя критическая точка A_3 лежит на линии GSE и соответствует началу выпадения или концу растворения феррита в доэвтектоидных сталях или цементита (вторичного) в заэвтектоидных сталях. Чтобы отличить критическую точку при нагреве от критической точки при охлаждении рядом с буквой А ставят индекс:

при нагреве – «с» (A_c);

при охлаждении = «r» (A_r).

При закалке доэвтектоидные стали нагревают до температуры на $30—50^\circ$ выше верхней критической точки A_{c3} [$A_{c3} + (30—50^\circ)$], т. е. выше линии GS диаграммы железо — цементит. При таком нагреве исходная феррито-перлитная структура превращается в аустенит, а после охлаждения со скоростью больше критической образуется структура мартенсита. При нагреве доэвтектоидной стали до более низкой температуры, например, выше критической точки A_g , т. е. выше линии PS диаграммы железо — цементит, но ниже точки A_3 , структура и свойства стали будут изменяться следующим образом.

Исходная феррито-перлитная структура при таком нагреве не будет полностью превращаться в аустенит, а часть феррита останется не превращенным и структура будет аустенит + феррит. Структура после охлаждения будет мартенсит + феррит. Феррит, имеющий низкую твердость, понижает общую твердость закаленной стали. Такая закалка называется неполной.

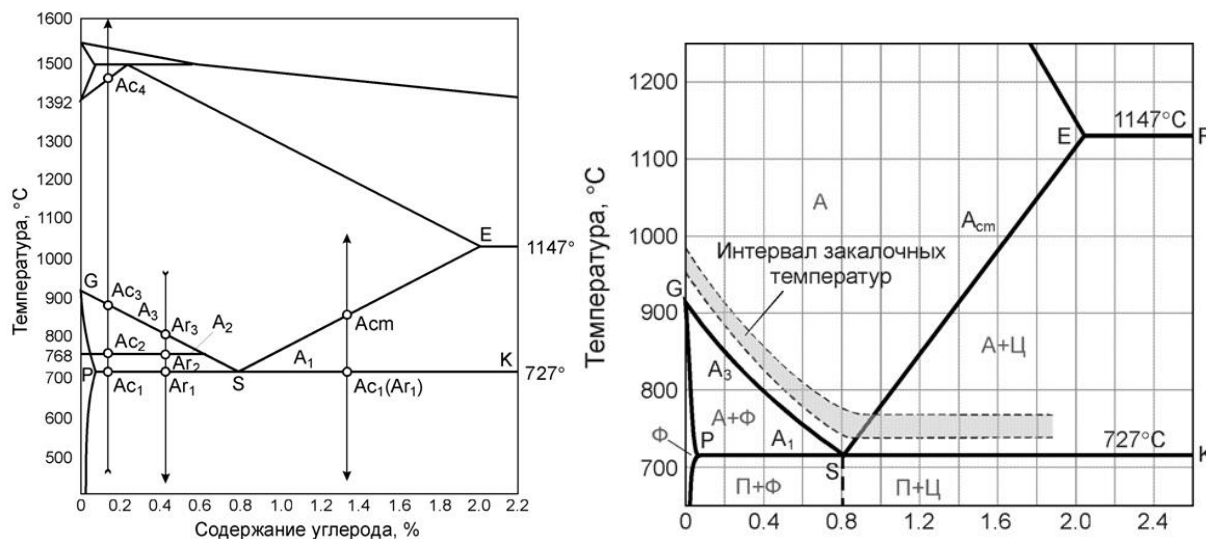


Рис.2

При закалке заэвтектоидные стали нагревают до температуры на 30—50° выше нижней критической точки A_c [$A_c + (30—50^\circ)$], т. е. выше линии SK диаграммы железо — цементит. Так как эта линия горизонтальная и соответствует температуре 727°C , для заэвтектоидной стали можно указать интервал температуры нагрева для закалки $760—790^\circ\text{C}$. При таком нагреве исходная структура перлит будет полностью превращаться в аустенит, а часть вторичного цементита останется нерастворенной, структура будет состоять из аустенита и цементита. После охлаждения со скоростью больше критической аустенит превратится в мартенсит. Структура закаленной стали будет состоять из мартенсита и цементита. Как было указано выше, такая закалка называется неполной. Но если неполная закалка доэвтектоидных сталей оказывает неблагоприятное влияние на их свойства, то неполная закалка заэвтектоидных сталей не ухудшает, а, наоборот, улучшает их свойства и является нормальной. Это объясняется тем, что в заэвтектоидных сталях в результате неполной закалки сохраняется избыточный цементит, обладающий большей твердостью по сравнению с твердостью мартенсита. Поэтому наличие в структуре закаленной заэвтектоидной стали, кроме мартенсита, еще и цементита повышает твердость и износостойкость стали.

Цементит тверже мартенсита $HVC=800$, $HVM=650$ в углеродистой стали с $0.5\%C$.

В качестве закалочных сред применяются:

- вода;
- минеральное масло;
- растворы солей и щелочей в воде.

Отпуск

Отпуск – нагрев закаленной стали до температуры ниже A_{c1} выдержка при этой температуре и охлаждение.

Отпуск применяется для устранения внутренних напряжений и повышения пластичности.

Отпуск в интервале температур $150\div 200^{\circ}C$ – **низкий отпуск**. Низкому отпуску подвергаются режущий инструмент и детали, работающие на износ, от которых требуется высокая твердость. В результате низкого отпуска получается отпущенный кубический мартенсит.

Отпуск в интервале температур $350\div 500^{\circ}C$ называется **средним отпуском**. Средний отпуск обеспечивает высокие значения пределов упругости, прочности, усталости и высокую ударную вязкость.

Среднему отпуску подвергают, например, пружины подвесок трубопроводов, рессоры. В результате среднего отпуска получается структура — тростит отпуска.

Отпуск в интервале температур $500\div 650^{\circ}C$ называется **высокий отпуск**.

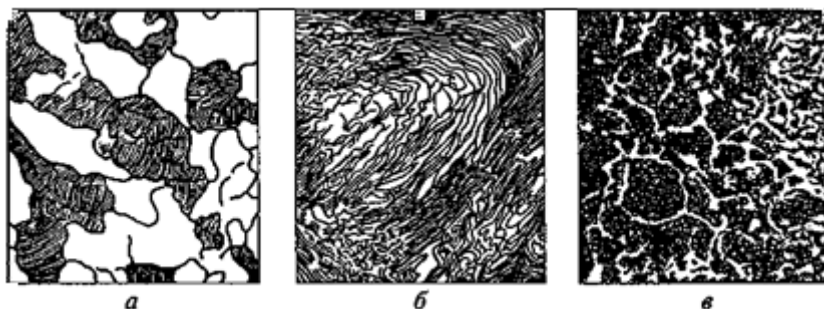


Рис.3.

а). доэвтектоидная сталь имеет структуру, состоящую из феррита и перлита.

б) эвтектоидная сталь имеет структуру, состоящую только из перлита.

в) заэвтектоидная сталь имеет структуру, состоящую из перлита и цементита вторичного.

Доэвтектоидные стали содержат от 0,02 до 0,8% С и имеют ферритно-перлитную структуру (рис. 3а). Здесь светлые зерна – это феррит, а темные (штрихованные) участки представляют собой перлит, являющийся двухфазной структурной составляющей, состоящей из пластинок феррита и цементита.

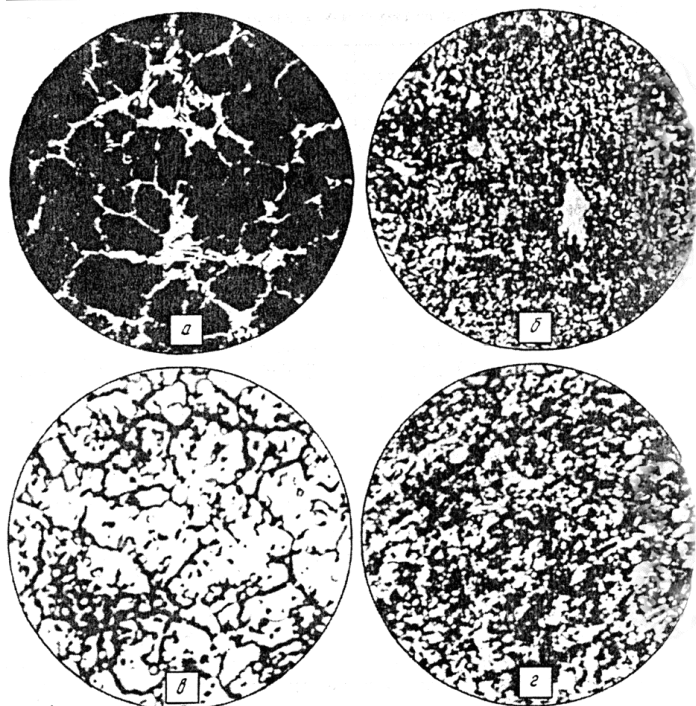


Рис.4. микроструктура доэвтектоидной стали (феррит + перлит):

- а) литое состояние
- б) после отжига
- в) после закалки
- г) после отпуска

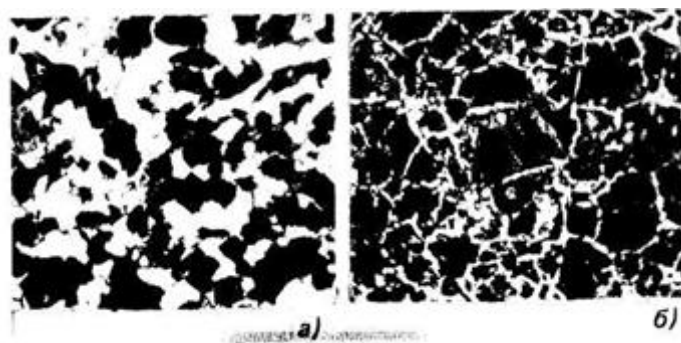


Рис.5. микроструктура заэвтектоидной стали: (перлит и цементит вторичный)

- а) после отжига
- б) после нормализации

Опыт №1. Отличие доэвтектоидных сталей от заэвтектоидных по микроструктуре

Имеются три металлографических способа отличить доэвтектоидные стали от заэвтектоидных.

а) При травлении раствором азотной кислоты избыточные феррит и цементит имеют светлый оттенок. Относительное весовое количество избыточного феррита в доэвтектоидных сталях может изменяться от 100 % (сталь состава точки *P*) до 0 % (сталь состава точки *S*). В то же время количество вторичного цементита в заэвтектоидных сталях может изменяться в узких пределах – от 0 % (сталь состава точки *S*) до 20 % (сталь состава точки *E*).

Таким образом, если в отожженной стали, наряду с темным перлитом, обнаруживается светлая составляющая, занимающая более 20 % всей площади поля шлифа, видимого в микроскоп, то эта составляющая является избыточным ферритом, и сталь, следовательно, доэвтектоидная.

б) Если относительное количество светлой составляющей меньше 20 %, или если при микроанализе трудно произвести количественную оценку, то эта светлая составляющая может оказаться как избыточным ферритом, так и вторичным цементитом. В этом случае следует использовать индикаторный травитель – горячий щелочной раствор пикрата натрия, который окрашивает цементит в темно-коричневый цвет, оставляя феррит светлым.

в) Если избыточная фаза занимает менее 20 % площади шлифа, протравленного азотной кислотой, то при наличии некоторого опыта можно отличить вторичный цементит от избыточного феррита по форме и оттенку выделений.

Сетка избыточного феррита после отжига составлена из отдельных зерен, в то время как вторичный цементит на шлифе выявляется в виде почти непрерывной сетки. Сетка вторичного цементита выступает над перлитом в виде рельефа, так как твердый цементит

после полировки слегка возвышается над более мягким и сильнее сполнрявающимся перлитом. Вторичный цементит может выделяться из аустенита также в виде изолированных игл, как по границам, так и внутри колоний перлита. Наконец, цементит выглядит под микроскопом более светлым по сравнению с ферритом.

Опыт №2. Определение доли углерода в стали и марки стали по ее структуре.

Поскольку плотности структурных составляющих сталей близки, то соотношение их массовых долей можно заменить соотношением занимаемых ими площадей.

Доэвтектоидные стали, содержат от 0,15 до 0,8% углерода. Структура доэвтектоидных сталей состоит из феррита и перлита. С увеличением содержания углерода количество феррита уменьшается, а перлита увеличивается.

Количество феррита и перлита можно определить по диаграмме пользуясь правилом отрезков, так как отрезки, соответствующие отдельным структурным составляющим, пропорциональны площадям этих составляющих на микрошлифе. Если сталь имеет состав 0,8% углерода, то структура – один перлит, так как 100% площади занято перлитом. Если часть площади занята ферритом (например, 40%), то можно составить пропорцию для определения процента содержания углерода:

$$100\% \text{ пл.} - 0,8\% C \quad X = \quad 40\% \text{ пл.} - X\% C$$

Согласно количеству углерода определяется марка стали. Структуры доэвтектоидных сталей показаны на рис.4.:

В доэвтектоидных сталях массовая доля углерода определяется по формуле:

$$C = \frac{F_n \cdot 0,8\%}{100} \quad (1)$$

где F_n – площадь поля зрения микроскопа, занимаемая перлитом, %;
0,8 – % C в перлите.

Рассчитав массовую долю углерода заданной доэвтектоидной стали по формуле (1), можно по табл.1 определить марку этой стали.

Стали, содержащие от 0,8 до 2% углерода, называются заэвтектоидными. Структура заэвтектоидной стали при комнатной температуре состоит из перлита и вторичного цементита, который может располагаться в виде светлых зерен или светлой сетки, расположенной по границам зерен или в виде игл (рис.5.).

Вторичный цементит в заэвтектоидной стали, занимает незначительную по величине площадь, и определить ее на глаз затруднительно, поэтому методом, которым определяют содержание углерода в доэвтектоидных сталях, не пользуются. Однако приблизительно содержание углерода в заэвтектоидных сталях определить можно. Например, пусть поля шлифа содержит 90% перлита и 10% вторичного цементита. Зная, что углерод находится как в перлите, так и цементите, составим уравнение для перлита:
 100% п – 0,8% С X1=0,72% С 90% п – X1 для
 цементита: 100% ц – 6,67%

Марки стали	Массовая доля элементов, %		
	C	Mn	Si
Ст0	> 0,023	–	–
Ст1кп	0,06 – 0,12	0,25 – 0,50	> 0,05
Ст1пс	0,06 – 0,12	0,25 – 0,50	0,05 – 0,15
Ст1сп	0,06 – 0,12	0,25 – 0,50	0,15 – 0,30
Ст2кп	0,09 – 0,15	0,25 – 0,50	> 0,05
Ст3пс	0,14 – 0,22	0,30 – 0,60	0,05 – 0,15
Ст4сп	0,18 – 0,27	0,40 – 0,70	0,15 – 0,30
Ст5сп	0,28 – 0,37	0,50 – 0,80	0,15 – 0,30
Ст6пс	0,38 – 0,49	0,50 – 0,80	0,05 – 0,15

Таблица 1.

Аустенит (А) – твердый раствор внедрения углерода в гамма-железе.

Феррит (Ф) – твердый раствор внедрения углерода в альфа-железе.

Цементит (Ц) – химическое соединение железа с углеродом (Fe₃C).

Ледебурит (Л) - эвтектическая смесь аустенита и цементита .

Перлит (П) - эвтектоидная смесь феррита и цементита .

Задание:

Определить содержание углерода расчетным путем в доэвтектоидной, заэвтектоидной стали при определенном содержании перлита и цементита вторичного и показать на диаграмме.

I вариант:

$$C = \frac{F_{\text{п}} \cdot 0,8\%}{100}$$

1) F_{п1} = 15%; C=?

2) Поле шлифа в заэвтектоидной стали содержит 85% перлита, 15% цементита вторичного:

Уравнение для перлита: Уравнение для цементита:

100%п -0.8%С 100%ц -6,67%С

85%п – x₁ 15%ц –x₂

X_{общ.}= X₁+X₂

II-вариант

1) $F_{n2} = 30\%$; $C=?$

2) Поле шлифа в заэвтектоидной стали содержит 89% перлита, 11% цементита вторичного:

Уравнение для перлита: Уравнение для цементита:

$100\%_{\text{п}} - 0.8\%_{\text{C}}$ $100\%_{\text{ц}} - 6.67\%_{\text{C}}$

$89\%_{\text{п}} - x_1$ $11\%_{\text{ц}} - x_2$

$X_{\text{общ.}} = x_1 + x_2$

Содержание отчета:

1. Название работы.
2. Цель работы.
3. Участок диаграммы состояния Fe – Fe₃C для сталей, с содержанием углерода до 2,14%.
4. Расчетное содержание массовой доли углерода по структуре расчетным путем и определение марки углеродистой стали по таблице 1.
5. Рисунок микроструктуры стали.
6. Вывод.

Контрольные вопросы:

1. Содержание углерода в доэвтектоидной стали?
2. Содержание углерода в заэвтектоидной стали?
3. Что такое отжиг?
4. Что такое закалка?
5. При закалке меняется ли структура стали?
6. Что такое нормализация и чем она отличается от отжига?

Литература:

1. Дальский А.М., Барсукова Т.М. и др. Технология конструкционных материалов. – Машиностроение. 1992г.
2. Никифоров В.Н. Технология металлов. –

ПЗ 7. Изучение диаграммы температурного режима для различных видов отжига и отпуска стали

Цель работы: изучение методики назначения режимов отжига, нормализации и закалки, приобретение практических навыков

проведения различных операций термической обработки, исследование влияния содержания углерода и температуры отпуска на твердость закаленной стали.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ

Около 40 % стали, потребляемой машиностроением для изготовления деталей машин, приборов, оборудования, подвергают различным видам термической обработки. Под термической обработкой сплавов понимают совокупность операций теплового воздействия на металлы (иногда в сочетании с химическим, механическим и другими воздействиями) с целью изменения их структуры, а, следовательно, и свойств. Поскольку основными факторами при термической обработке являются температура и время, то любой процесс термической обработки можно представить в этих координатах.

Основные параметры режима термической обработки – температура нагрева (t_n), скорость нагрева (v_n), продолжительность выдержки при температуре нагрева (t_b) и скорость охлаждения (v_o).

Температура нагрева сплава при конкретном виде термической обработки определяется температурами фазовых превращений (критическими температурами) на соответствующей диаграмме его состояния. Эти критические температуры для каждой стадии обозначаются буквой **A** с соответствующим индексом (**A₁**, **A₂**, **A₃**, **A₄**, **A_{cm}**). Критические точки **A₁** на линии **PSK** показывают превращение **A** ® **П** (при охлаждении) или **П** ® **A** (при нагреве); **A₃** на линии **GS** – начало выделения феррита из аустенита при охлаждении или конец его растворения при нагреве; **A_{cm}** на линии **SE** – начало выделения цементита вторичного из аустенита в заэвтектоидных сталях при охлаждении или конец его растворения при нагреве.

Поскольку при нагревах и охлаждениях сплавов с реальными скоростями фазовые превращения в твердом состоянии протекают со значительным тепловым гистерезисом, следует отличать критические температуры при нагреве сплава, которые обозначаются **A_{c1}**, **A_{c3}**, **A_{ccm}**, от аналогичных температур при охлаждении **A_{r1}**, **A_{r3}**, **A_{rcm}**. Температура нагрева при термической обработке сталей во избежание их оплавления не должна превышать линии солидуса.

Скорость нагрева выбирается в зависимости от ряда факторов: теплопроводности стали, формы и размеров деталей, общей массы нагреваемых деталей, характера их расположения в печи и некоторых других.

Продолжительность выдержки при заданной температуре нагрева определяется скоростью фазовых превращений, происходящих в металле. Выдержка необходима для завершения фазовых превращений и выравнивания температуры по объему детали.

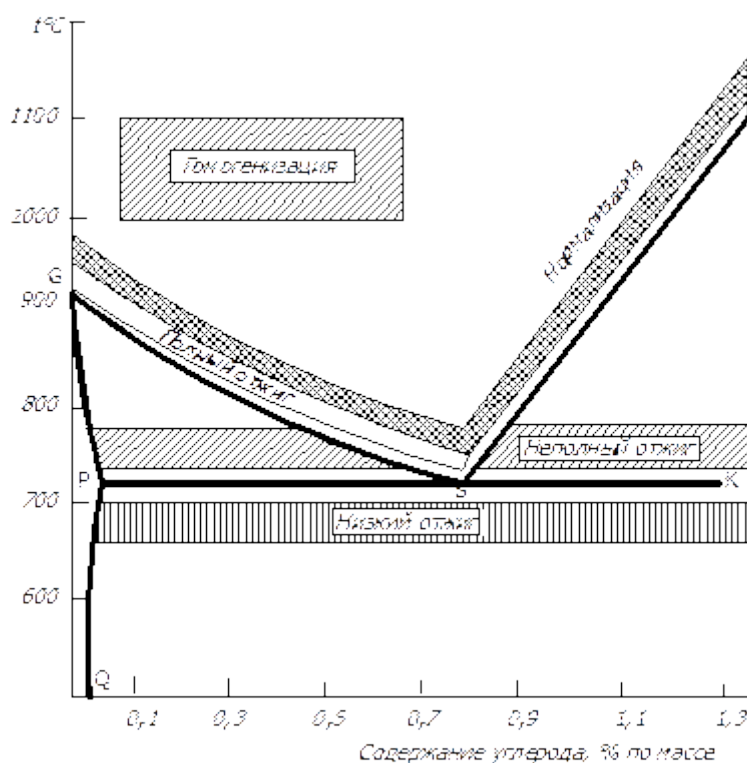


Рис. 7.1. Температуры нагрева для различных видов отжига

В соответствии с общепринятой классификацией (по А.А. Бочвару) термическая обработка делится на собственно термическую, химико-термическую и деформационно-термическую (термомеханическую). Первая в свою очередь включает четыре основные группы: отжиг первого рода, отжиг второго рода, закалка, отпуск.

Температуры нагрева при различных видах отжига приведены на рис. 7.1.

Отжиг первого рода способствует устранению отклонений в структуре сплавов от равновесного состояния, возникших при литье, деформировании, механической обработке, сварке и других технологических процессах. Различают следующие основные виды отжига первого рода: диффузионный, рекристаллизационный, низкий.

Диффузионный, или **гомогенизирующий, отжиг** применяется для устранения ликвации, т. е. неоднородности химического состава внутри отдельных зерен или в объеме сплава, возникающей чаще

всего в процессе кристаллизации. Он состоит из нагрева стали до температур, значительно превышающих критические ($1050...1200\text{ }^{\circ}\text{C}$) и обеспечивающих диффузию неравномерно распределенных элементов, а также длительной выдержки ($10...100\text{ ч}$) и медленного охлаждения (с выключенной печью).

Для устранения различных отклонений в структуре сплавов от равновесного состояния, возникших в результате наклепа при пластической деформации, применяется **рекристаллизационный отжиг**. Он включает нагрев металла до температур, превышающих температуру рекристаллизации (для стали $T_{\text{рекр}} = 0,3...0,4 T_{\text{пл}}$), выдержку ($1...2\text{ ч}$), медленное охлаждение.

Низкий отжиг применяется для устранения остаточных внутренних напряжений, возникающих, например, в зоне термического влияния при сварке изделий, вследствие неравномерного охлаждения отливок или срезания отдельных объемов металла при механической обработке и нарушения установившихся напряжений между отдельными частями детали. Он включает нагрев металла до температур $150...700\text{ }^{\circ}\text{C}$, выдержку и последующее медленное охлаждение.

Отжиг второго рода (фазовая перекристаллизация) – термическая обработка, включающая нагрев стали до температур, превышающих A_{c1} или A_{c3} , выдержку и медленное охлаждение и имеющая целью обеспечение фазовых превращений и достижение практически равновесных (в соответствии с диаграммой состояния системы **Fe – Fe₃C**) фазового и структурного состояний. После отжига структура сталей такова: доэвтектоидных – **Ф + П**; эвтектоидной – **П**; заэвтектоидных – **П + Ц_{II}**. Поскольку такой отжиг обеспечивает минимальную твердость и наилучшую обрабатываемость стали резанием, как правило, он является подготовительной термической обработкой перед обработкой резанием. Однако в некоторых случаях (например, для крупных отливок) он может быть и окончательным видом обработки. Различают следующие основные виды отжига второго рода: полный, неполный, нормализационный, изотермический.

При **полном отжиге** сталь нагревают до температуры, на $30...50\text{ }^{\circ}\text{C}$ превышающей A_{c3} , выдерживают при этой температуре, медленно охлаждают до $500...600\text{ }^{\circ}\text{C}$ вместе с печью, а затем на воздухе. Полный отжиг обеспечивает полную фазовую перекристаллизацию и применяется обычно для доэвтектоидных сталей.

При **неполном отжиге** температура нагрева стали на $30...50\text{ }^{\circ}\text{C}$ выше A_{c1} , но не превышает A_{c3} или $A_{\text{сст}}$. После выдержки сталь медленно охлаждают с печью. При нагреве происходит частичная (неполная) перекристаллизация стали (в структуре **Ф + П** или **П + Ц_{II}** только перлит превращается в аустенит). Неполный отжиг, проводимый обычно для заэвтектоидных сталей, называют сфероидизацией. Он позволяет получать сталь со структурой зернистого перлита. Такая сталь имеет более низкую твердость,

большую пластичность и лучшую обрабатываемость резанием, чем сталь с пластинчатым перлитом.

Нормализационный отжиг (нормализация) включает нагрев доэвтектоидной стали до температуры, на $30... 50\text{ }^{\circ}\text{C}$ превышающей A_{c3} , а заэвтектоидной – на $30...50\text{ }^{\circ}\text{C}$ превышающей A_{cm} , изотермическую выдержку и охлаждение на спокойном воздухе. Ускоренное охлаждение при нормализации позволяет получить более дисперсную (измельченную) структуру стали, что приводит к повышению ее твердости и прочности по сравнению со сталью, подвергнутой полному отжигу. Поскольку температуры нагрева под нормализацию весьма высоки, во избежание значительного роста зерна металла выдержка должна быть минимальной, но обеспечивающей равномерный прогрев изделия по всему сечению.

Нормализацией устраняется цементитная сетка в заэвтектоидных сталях при подготовке их к закалке. Учитывая более высокую производительность нормализации по сравнению с полным или неполным отжигом, их часто заменяют ею при подготовке углеродистых сталей к механической обработке.

Изотермический отжиг включает нагрев стали до температуры, на $30... 50\text{ }^{\circ}\text{C}$ превышающей A_{c3} , выдержку, а затем перенос детали в другую печь с заданной температурой (ниже A_{c1}) и изотермическую выдержку ее до полного распада аустенита. Изотермический отжиг улучшает обрабатываемость резанием и применяется для деталей и заготовок небольших размеров.

Закалка – термическая обработка, включающая нагрев стали выше критических температур, изотермическую выдержку и последующее охлаждение со скоростью выше критической ($V_{кр}$). Под **критической скоростью закалки** понимают минимальную скорость охлаждения, обеспечивающую бездиффузионное превращение аустенита в мартенсит. Цель закалки – повышение твердости, прочности и износостойкости стали. Изменяя скорость охлаждения нагретых сталей, имеющих аустенитную структуру, и варьируя тем самым степень переохлаждения, можно получать стали с различными структурой и свойствами (рис. 7.2).

Так, при небольших скоростях охлаждения в интервале температур $720...550^{\circ}\text{C}$ из аустенита образуются пластинчатые феррито-цементитные смеси (перлит, сорбит или троостит). По мере увеличения скорости охлаждения дисперсность смеси, неравновесность структуры стали, а, следовательно, ее твердость и прочность возрастают. При охлаждении со скоростью выше критической из аустенита образуется мартенсит, представляющий собой пересыщенный твердый раствор внедрения углерода в $\alpha\text{-Fe}$. Зависимость критической скорости закалки от содержания углерода в стали представлена на рис. 7.3.

На $V_{кр}$ влияют также вид охлаждающей среды, размер зерна и легирующие элементы.

По возрастанию интенсивности охлаждения, применяемые в практике термической обработки охлаждающие среды можно расположить так: минеральные масла, вода, водные растворы солей, кислот, щелочей. Для заковки углеродистых сталей предпочтительны вода или водные растворы солей. Идеальный охладитель при заковке такой, который не допускает распада аустенита на перлитные структуры, обеспечивая максимальную скорость охлаждения в интервале температур $A_1 - M_n$ и минимально допустимую в мартенситном интервале, что исключает появление значительных внутренних структурных и термических напряжений, коробления, трещин.

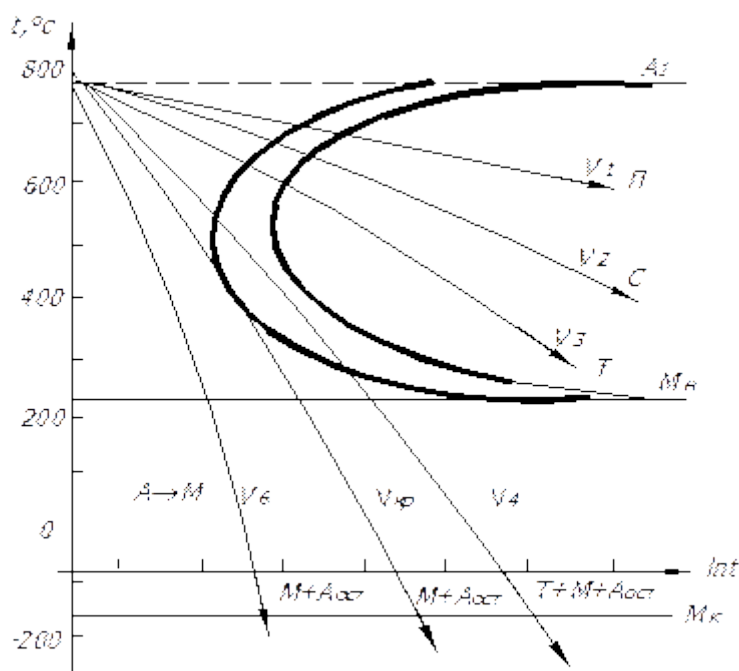


Рис. 7.2. Диаграмма изотермического распада переохлажденного аустенита с наложенными на нее кривыми охлаждения

Недостатки воды как охладителя: высокая скорость охлаждения в мартенситном интервале и резкое падение охлаждающей способности при ее нагреве. Минеральные масла лишены этих недостатков, но характеризуются в несколько раз меньшей охлаждающей способностью. Поэтому их целесообразнее применять для охлаждения легированных сталей, критическая скорость заковки которых меньше, чем углеродистых.

При расчете продолжительности нагрева t_n под термическую обработку можно руководствоваться табл. 7.1. Продолжительность изотермической выдержки t_v принимают чаще всего равной 1/5 от общей продолжительности нагрева.

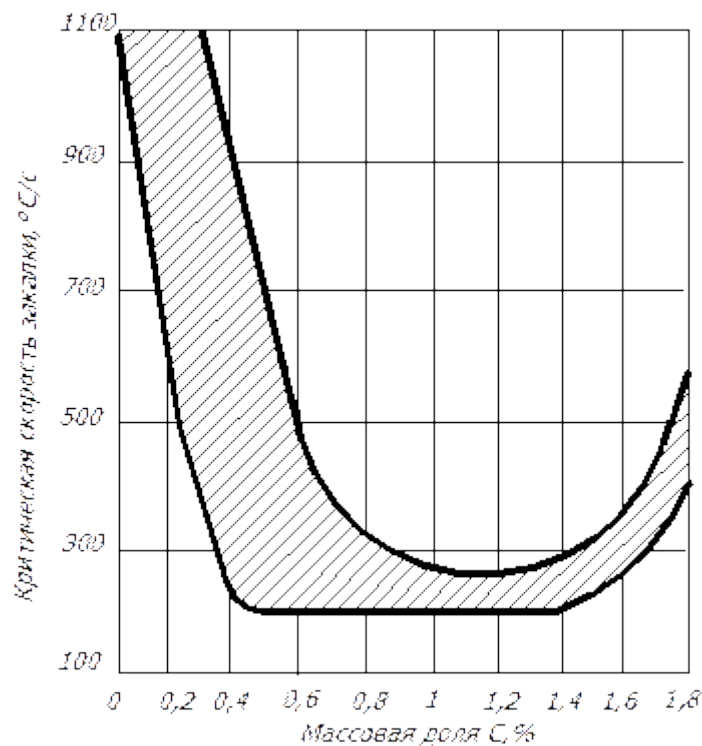


Рис. 7.3. Критическая скорость закалки в зависимости от содержания углерода в стали

Закалку доэвтектоидных сталей, включающую нагрев до температур выше $A_{с3}$, т. е. в аустенитное состояние, называют **полной закалкой**. Для заэвтектоидных сталей используют **неполную закалку**, при которой сталь, нагретая до температуры, несколько превышающей $A_{с1}$, приобретает структуру **A + Ц_{II}**, при охлаждении претерпевает лишь превращение **A ® M**, т. е. частичное (неполное) изменение структуры (рис. 7.4).

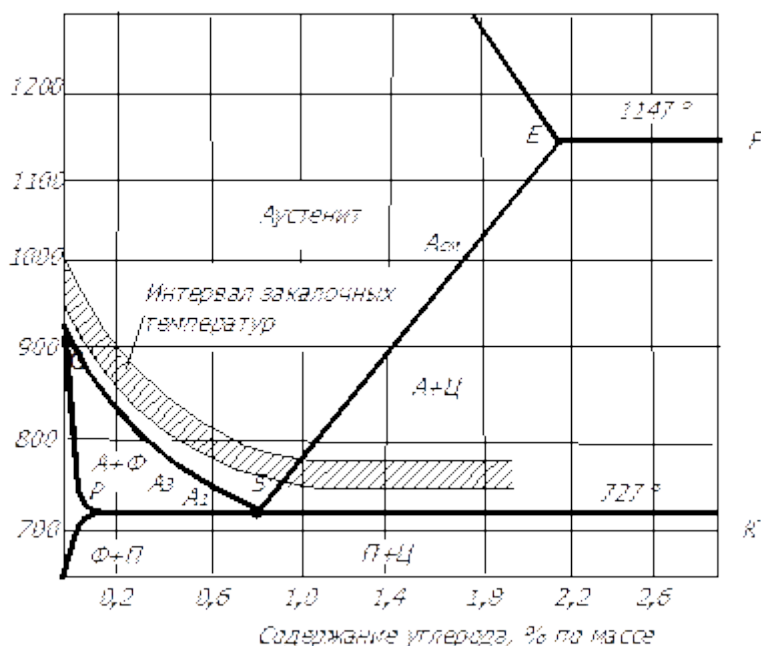


Рис. 7.4. Оптимальный интервал закалочных температур для углеродистых сталей

Сохранение некоторой доли твердого и износоустойчивого цементита вторичного способствует повышению прочностных свойств стали. Полная закалка заэвтектоидных сталей с нагревом до температур, превышающих A_{cm} приводит к повышению содержания в них аустенита остаточного и ухудшению свойств закаленных сталей.

Неполная закалка для доэвтектоидных сталей нежелательна, так как после нее наряду с твердым мартенситом сохраняется мягкий избыточный феррит. В промышленности в зависимости от характера охлаждения применяют различные способы закалки: в одном или двух охладителях, струйчатую, ступенчатую, изотермическую, с самоотпуском. Во избежание коробления или образования трещин вследствие высоких внутренних напряжений, возникших при закалке, в дальнейшем сталь подвергают отпуску.

Таблица 7.1.

Ориентировочная продолжительность нагрева стальных изделий

Тип нагревательного устройства	Температура нагрева, °C	Продолжительность нагрева (с) на 1 мм сечения изделия

углеродистой	легированной		
Пламенная печь	800...900 770...820	60...70 60...65 50...55	65...80
Электropечь	820...880 770...820	12...14 10...12	70...75
Соляная ванна	820...880		60...65
			18...20
			16...18

Отпуск – операция термической обработки, включающая нагрев закаленной стали до температур ниже A_1 , выдержку при этой температуре, охлаждение. Цель отпуска – уменьшение внутренних напряжений в металле и получение требуемых структуры и свойств. При нагреве закаленной стали со структурой мартенсита или мартенсита и аустенита остаточного протекают следующие превращения. До температуры 100 °C (стадия предвыделения) в мартенсите происходит диффузионное перераспределение углерода. Образуются ультрамикроскопические объемы с содержанием углерода и структурой, близкими к аналогичным показателям той фазы, которая должна выделиться. На первой стадии отпуска в интервале температур 100...200 °C в результате выделения из мартенсита углерода образуется **ε-карбид ($Fe_{2,4}C$)** в виде тонких пластин. Решетка карбида когерентно связана с решеткой мартенсита, который значительно обеднен углеродом (0,25...0,35 % C). На второй стадии (200...300 °C) аустенит остаточный превращается в смесь мартенсита с 0,25...0,35 %C и когерентного ε-карбида. Одновременно происходит дальнейшее выделение углерода из мартенсита, который обедняется углеродом (0,1 % C), становясь отпущенным, решетка его из тетрагональной трансформируется в кубическую. Обогащаясь углеродом, ε-карбид превращается в цементит Fe_3C .

На третьей стадии отпуска (300...350 °C) заканчивается выделение углерода из мартенсита, который становится ферритом. Происходит срыв когерентности решетки феррита и цементита. В конечном итоге к концу третьей стадии отпуска формируется смесь феррита и цементита. Дальнейший нагрев стали приводит к коагуляции (рост с одновременным округлением) ферритно-цементитной смеси. Зернистая феррито-цементитная смесь, образующаяся при отпуске (350...500 °C) из мартенсита, называется **трооститом отпуска**, при 500...650 °C – **сорбитом отпуска**, выше 650 °C – **перлитом отпуска**.

Троостит, сорбит и перлит отпуска в отличие от получаемых из аустенита при непрерывном охлаждении имеют зернистое, а не пластинчатое строение. Стали с зернистой структурой характеризуются более высокой пластичностью и лучшей обрабатываемостью резанием.

Низкий отпуск включает нагрев закаленной стали до 150...250 °C. Он применяется для придания поверхностным слоям изделий высоких твердости и износостойкости. Низкий отпуск, несколько уменьшающий внутренние напряжения, повышающий вязкость стали при сохранении

ее высокой твердости, широко применяют при изготовлении измерительного, режущего и штампового инструмента (шаблоны, фрезы, метчики, зубила, штампы, волокни и др.), для деталей после цементации.

При **среднем отпуске** закаленная сталь нагревается до 300...400 °С, чем обеспечивается получение структуры троостита отпуска, обладающего достаточными твердостью (40...55 HRC) и прочностью при высоком пределе упругости. Средний отпуск еще в большей степени, чем низкий, способствует уменьшению внутренних напряжений и наиболее часто применяется при термической обработке рессор и пружин.

Высокий отпуск заключается в нагреве закаленной стали до 500...650 °С и обеспечивает получение структуры сорбита отпуска, обладающего хорошим комплексом свойств (прочность, ударная вязкость, твердость). Закалку с высоким отпуском, поэтому называют **термическим улучшением** применяют для ответственных деталей из среднеуглеродистых сталей (коленчатые валы, шатуны и т. д.).

На рис. 7.5 представлена зависимость механических свойств углеродистой стали от температуры отпуска. По этой зависимости различают низкотемпературный (низкий), среднетемпературный (средний) и высокотемпературный (высокий) виды отпуска.

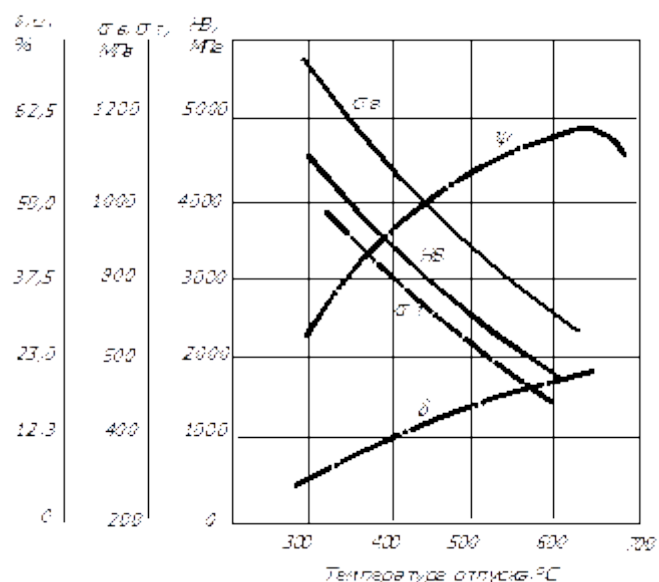


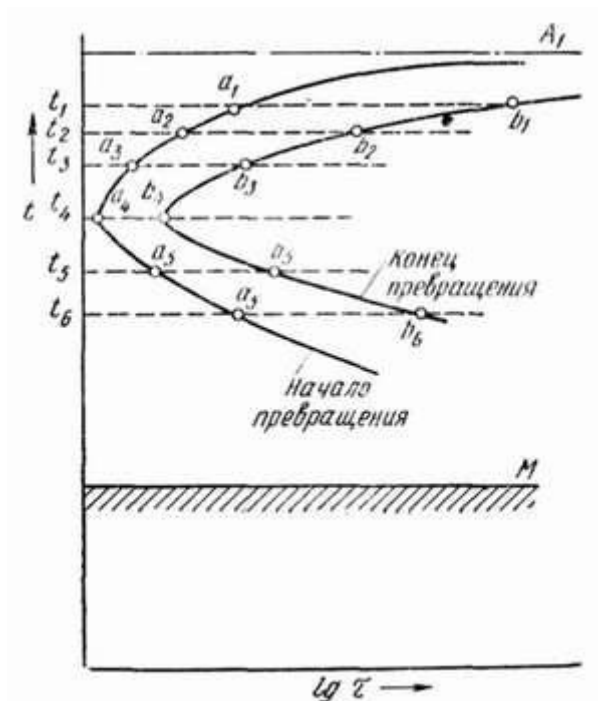
Рис. 7.5. Зависимость механических свойств стали от температуры отпуска

Порядок выполнения работы

1. Ознакомиться с теоретическими сведениями и в случае необходимости, определяемой преподавателем, сдать теоретический зачет по теме.
2. Составить режимы отжига, нормализации, закалки и отпуска сталей 45 и У10, используя справочники, марочники сталей и материалы данной работы.
3. Ознакомиться с принципами работы лабораторных нагревательных устройств.
4. Измерить твердость серии образцов из сталей 45 и У10 до закалки.
5. Загрузить образцы сталей 45 и У10 в заранее разогретые печи и провести различные операции термической обработки в соответствии с рассчитанными режимами,
6. Измерить твердость образцов закаленных сталей 45 и У10.
7. Закаленные образцы сталей 45 и У10 подвергнуть отпуску при различных температурах (200 °С, 400 °С, 600 °С) и затем измерить их твердость.
8. Результаты всех измерений внести в табл. 7.2 и 7.3.
9. Проанализировать скорость охлаждения стали при отжиге, нормализации и закалке и ее влияние на свойства сталей 45 и У10.
10. Сделать выводы по работе и составить отчет в соответствии с заданиями.

При выполнении работы предусматривается знание студентами диаграмм изотермического распада переохлажденного аустенита.

ПЗ 8. Изучение диаграммы изотермического превращения аустенита в эвтектоидной стали



Изотермическое превращение

аустенита - это превращение переохлаждённого аустенита при постоянной температуре.

Превращение аустенита в перлит заключается в распаде аустенита - твёрдого раствора углерода в γ -железе, на почти чистое α -железо и цементит.

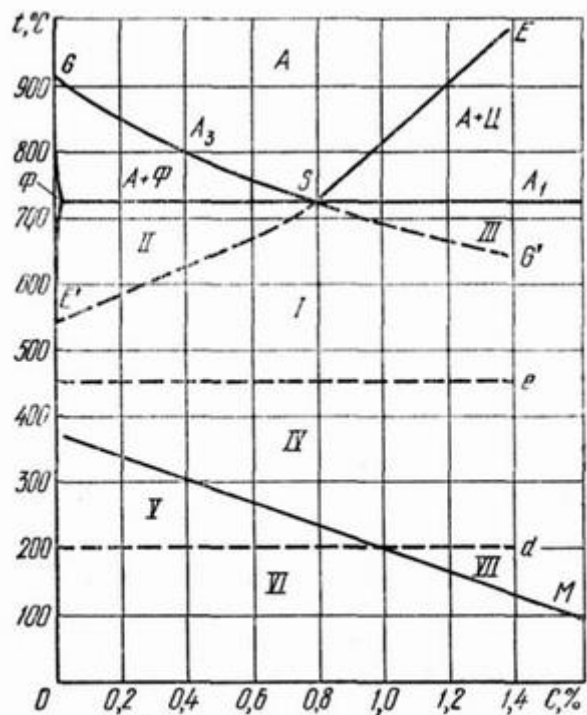
Реакция **изотермического превращения аустенита**: $\text{Fe}_\gamma(\text{C}) \rightarrow \text{Fe}_\alpha + \text{Fe}_3\text{C}$ (Цементит)

При температуре равновесия A_1 превращение аустенита в перлит невозможно, так как при этой температуре свободные энергии исходного аустенита и конечного перлита равны. Превращение может начаться лишь при некотором переохлаждении...

На рисунке показано время превращения аустенита в перлит в зависимости от степени переохлаждения, т.е. превращение переохлаждённого аустенита при постоянной температуре. Поэтому такие диаграммы обычно называют **диаграммами изотермического превращения аустенита**. Кривые на диаграмме **изотермического превращения аустенита** имеют вид буквы С, поэтому их часто называют С-образными или просто С-кривыми. Горизонтальная линия М показывает температуру начала бездиффузного мартенситного превращения.

Свойства и строение продуктов превращения аустенита зависят от температуры, при которой происходил процесс его распада. См. Перлит, Сорбит, Троостит (тросит), Бейнит.

Связь между характером **изотермического превращения аустенита**, содержанием углерода и температурой показывает обобщённая диаграмма превращения переохлаждённого аустенита в углеродистой



Обобщённая диаграмма превращения
переохлаждённого аустенита в углеродистой
стали.

В зависимости от содержания углерода и степени переохлаждения мы имеем такие **области превращений аустенита**:

I - превращение аустенит → перлит;

II - предварительное выделение феррита и затем превращение аустенит → перлит;

III - предварительное выделение цементита и затем превращение аустенит → перлит;

IV - превращение аустенит → бейнит;

V - превращение аустенит → мартенсит и распад остаточного аустенита с образованием бейнита;

VI - превращение аустенит → мартенсит;

VII - переохлаждённый аустенит сохраняется без превращения.

После рассмотрения процесса превращения аустенита при постоянной температуре и разных степенях переохлаждения можно перейти к рассмотрению процесса распада аустенита при непрерывном охлаждении, когда сталь, нагретая до аустенитного состояния, охлаждается с разной скоростью.

Диаграмма изотермического распада аустенита строится в координатах температура-время; в этих же координатах изображаются и кривые охлаждения.

Для более точной оценки превращений, совершающихся при непрерывно меняющейся температуре, пользуются так называемыми *термокинетическими* или *анизотермическими диаграммами превращений аустенита*, диаграммами, характеризующими превращение аустенита при различных скоростях охлаждения.

Хотя диаграммы **изотермического превращения аустенита** дают много сведений о характере превращений, на практике изотермичность превращения достигается далеко не всегда.

Для полной информации о превращении аустенита той или иной марки стали необходимы как диаграммы изотермического превращения аустенита, так и анизотермического превращения, а также ряд дополнительных сведений: марка и состав стали, температура нагрева, размер зерна аустенита, а также свойства (хотя бы твёрдость) продуктов распада и соотношение структурных составляющих.

Подготовлено: Корниенко А.Э. (ИЦМ)

(второе основное превращение в стали)

При охлаждении аустенита (**А**) ниже температуры **A_{c1}** происходит его превращение в перлит (**П = Ф + Ц**), заключающееся в перестройке решеток γ - в α -железо и выделении цементита. Но следует отметить, что как для образования зародышей цементита, содержащего 25 % (ат.) С, так и для возникновения феррита (в α - решетке растворяется лишь 0,023 % С), важную роль играют флуктуации углерода.

Кинетика превращения **А ® П** как и **П ® А** подчиняется общим закономерностям фазовых превращений, рассмотренным в гл. I, при анализе процесса кристаллизации.

Как и при кристаллизации из жидкости, скорость превращения **А ® П** определяется скоростями зарождения центров превращения и их роста (см. рис. 12).

Но при рассмотрении превращения **А ® П(Ф+Ц)** следует учитывать, что в системе существуют не две, а три фазы и при оценке флуктуаций энергии,

связанных с появлением зародышей, т. е. областей с новой упаковкой атомов, необходимо рассматривать отдельно вероятность появления фаз различного состава.

Обусловленный переохлаждением системы выигрыш свободной энергии будет расходоваться на образование поверхности раздела фаз и на их дальнейший рост.

Скорость процесса превращения аустенита в перлит описывается той же формулой, что и превращение перлита в аустенит, но только с различными численными значениями констант. Следовательно, скорость распада аустенита, как и других фазовых превращений, зависит от двух факторов, но основным является степень переохлаждения **DT**. Выигрыш свободной энергии смеси **Ф+Ц**, по сравнению со свободной энергией аустенита, с увеличением переохлаждения растет, но чем больше **DT**, тем ниже температура превращения и тем медленнее протекает диффузия. Поэтому имеется некоторая оптимальная величина переохлаждения, при которой процесс **А @ П** идет с максимальной скоростью. Это - температура минимальной устойчивости аустенита.

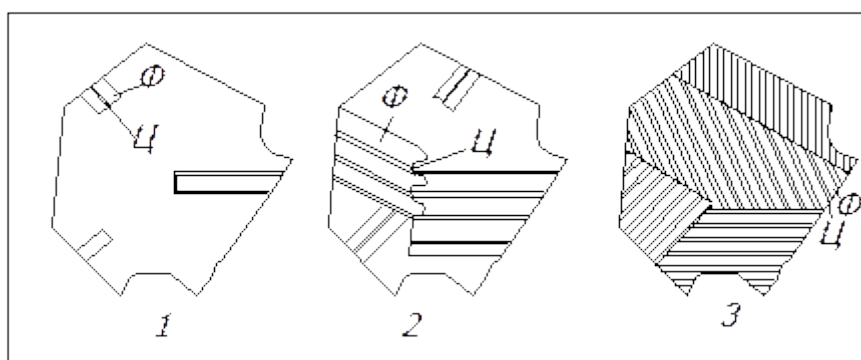


Рис. 70. Схема зарождения новых перлитных колоний

в зернах аустенита при охлаждении:

1 - первичные пластинки цементита в феррите;

2 - вторичные пластинки цементита в феррите; 3 - колонии перлита

Зарождение новых перлитных колоний и перестройка начинаются обычно у границ аустенитных зерен (рис. 70) и ведущей фазой является феррит.

При охлаждении гомогенного аустенита (в эвтектоидной стали), образовавшиеся кристаллы феррита и цементита (перлита), имеют пластинчатую форму (рис. 71).

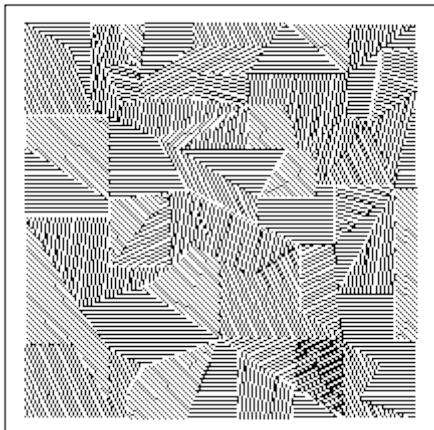


Рис. 71. Схема структуры пластинчатого перлита

В углеродистой эвтектоидной стали «толщина» пластинок феррита почти не зависит от величины исходного зерна аустенита, но существенно уменьшается с увеличением степени переохлаждения. При небольших переохлаждениях толщина пластинок близка к 1000 нм, а с увеличением переохлаждения снижается до 100...200 нм.

В зависимости от полусуммы толщин пластинок феррита и цементита d , различают **перлит ($d = 700...800$ нм)**, **сорбит ($d...$ до 400 нм)** и **троостит (d до 100...200 нм)**.

С увеличением степени дисперсности структур перлитного типа растет прочность и твердость сталей, но снижается пластичность. Лучшим сочетанием прочности и пластичности обладают сорбитные стали.

В неоднородном по концентрации углерода аустените (например, в заэвтектоидных сталях при температуре ниже точки A_{cm}) может образоваться не пластинчатый, а зернистый перлит, в котором цементитные частицы имеют форму зернышек. По-видимому, в этих случаях ведущей фазой является цементит.

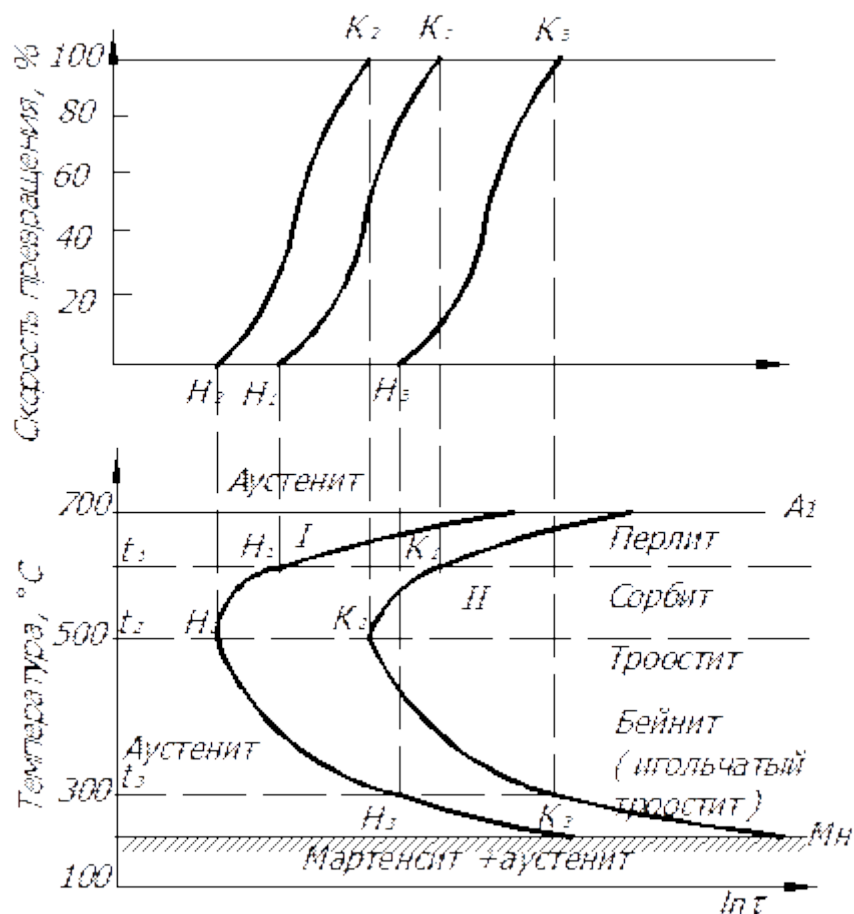


Рис. 72. Схема построения диаграммы изотермического распада аустенита для эвтектоидной стали:

а - кинетические кривые превращения при разных температурах ($t_1 > t_2 > t_3$);

H_1, H_2, H_3 - начало превращения; K_1, K_2, K_3 - конец превращения; б - диаграмма превращения

Зависимость количества образовавшегося перлита описывают кинетической кривой (рис. 72, а). Видно, что на кривой имеется некоторый **инкубационный период**, период быстрого протекания процесса и период его затухания. Максимальная скорость процесса соответствует, примерно, моменту полураспада. Началу собственно перлитного превращения в доэвтектоидных сталях предшествует выделение избыточного феррита.

Влияние переохлаждения на устойчивость аустенита и скорость его превращения в перлит обычно представляют в виде диаграмм в координатах температура превращения - десятичный логарифм времени (рис. 72, б), которые строят по кривым типа приведенных на рис. 72, а. Эти диаграммы удобно рассматривать на примере эвтектоидной стали.

Изотермическое превращение **А ® П** в указанной стали происходит в интервале температур между 727 °С (температура выше которой аустенит в

стали устойчив) и 210 °С (температура, ниже которой в этой стали начинается бездиффузионное мартенситное превращение, о котором речь пойдет в следующем разделе.

В области диаграммы, ограниченной **С - образными кривыми 1 и 2** и происходит превращение **А @ П**. Линия **1** соответствует началу превращения, линия **2** - его концу. Левее линии **1** существует устойчивый аустенит, правее линии **2** - продукты распада аустенита - **Ф + Ц**.

Как видно из диаграммы, аустенит наименее устойчив при температуре 550 °С (в эвтектоидной стали время его устойчивости составляет примерно 1,5 с).

Как выше, так и ниже этой температуры, устойчивость аустенита увеличивается. Наличие минимума устойчивости аустенита объясняется тем, что уменьшение скорости диффузии железа при понижении температуры, компенсируется увеличением вероятности образования зародыша феррита именно при температуре 550°С. При переохлаждениях ниже 550 °С скорость превращения **А @ П** уменьшается из-за уменьшения скорости роста зародышей феррита до критического размера.

В зависимости от величины переохлаждения на указанных диаграммах, различают область перлитного превращения (от **Ас1** до 550° С) и бейнитного (от 550 °С до точки **Мн**) или промежуточного превращения.

Промежуточным оно называется потому, что обладает как чертами диффузионного перлитного превращения, так и некоторыми чертами бездиффузионного мартенситного превращения.

Различают структуру **верхнего бейнита**, который образуется при температурах близких к 550 °С и **нижнего бейнита**, образующегося при температурах близких к **Мн**. Структура верхнего бейнита (рис. 73, а) похожа на перлитную, т. к. она, как можно видеть при больших увеличениях, - пластинчатая, а структура нижнего бейнита (рис. 73, б), как правило, - игольчатая.

Кинетика перлитного превращения зависит, прежде всего, от химического состава сталей. В углеродистых сталях наиболее устойчивым, характеризующимся самым большим инкубационным периодом, является аустенит эвтектоидного состава. При отклонении содержания углерода от эвтектоидного, инкубационный период уменьшается.

Легирующие элементы оказывают сильное влияние на устойчивость аустенита и кинетику перлитного превращения.

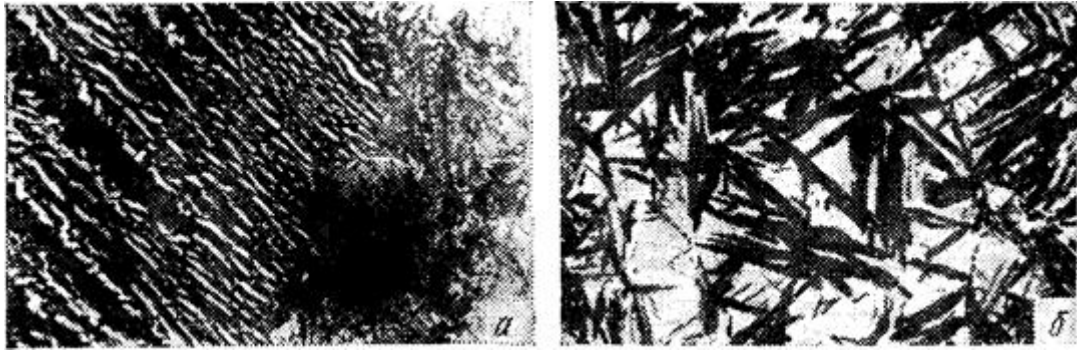


Рис. 73. Микроструктуры бейнита:

а - верхнего (среднеуглеродистая сталь с 0,6% С); б - нижнего бейнита – игольчатого

(сталь с 0,54 %С, 1,2 % Cr, 0,48 % Мо, 4,12% Ni 0,82 % W)

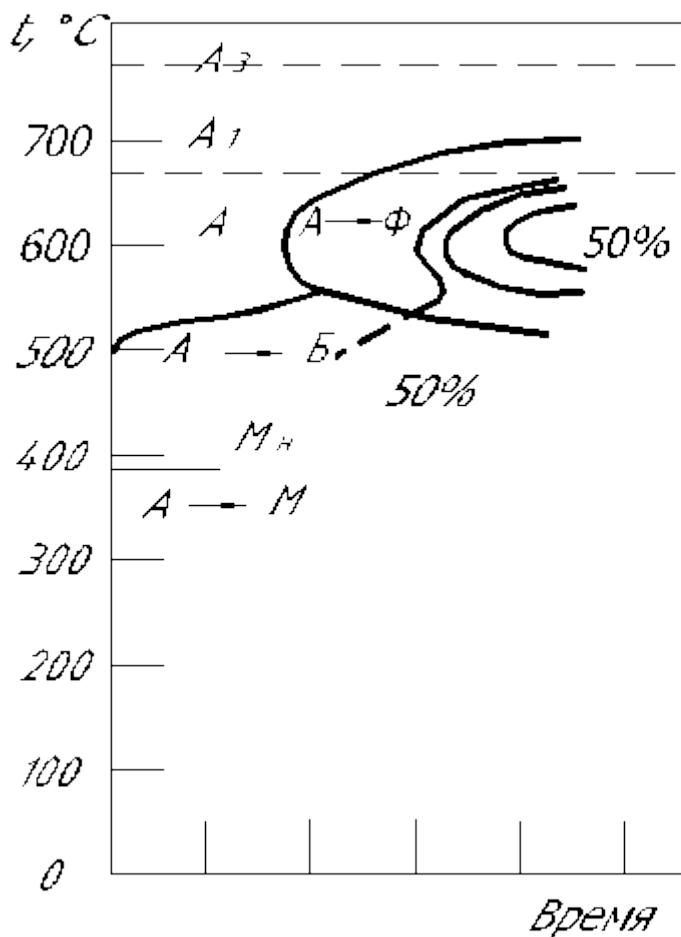


Рис. 74. Диаграмма изотермического превращения аустенита в стали 12ХН3А

Такие элементы как хром, никель и особенно молибден повышают устойчивость аустенита, кобальт же наоборот, сильно понижает. Если в состав аустенита входят карбидообразующие легирующие элементы или кремний, на диаграмме изотермического превращения аустенита может быть два

минимума устойчивости аустенита, соответствующих перлитному и бейнитному (промежуточному) превращениям (рис. 74).

Эти две области разделены областью относительной устойчивости аустенита. Бейнитное превращение в легированных сталях имеет особенности по сравнению с углеродистыми сталями. В легированных сталях бейнитное превращение протекает не до конца. Часть аустенита, по-видимому, более легированная хромом, при изотермической выдержке не распадается, а при дальнейшем понижении температуры может лишь частично превращаться в мартенсит либо вообще не претерпевать превращения.

Легированная сталь в результате бейнитного превращения имеет структуру, состоящую из некоторого количества мартенсита и доли нераспавшегося аустенита.

Если сталь легирована несколькими элементами, то они могут по-разному действовать на устойчивость аустенита в перлитной и бейнитной областях. Так, в низкоуглеродистых сталях с повышенным содержанием никеля, молибдена и вольфрама, превращение в перлитной области протекает настолько медленно, что экспериментально даже не фиксируется, и на диаграмме существуют лишь линии, соответствующие бейнитному превращению. В других же сталях, например, содержащих 0,4 % С и 10...12 % Cr, в перлитной области скорость превращения велика, а в бейнитной ее зафиксировать не удастся.

Легирующие элементы влияют и на степень дисперсности перлита. Так, кобальт уменьшает размеры пластин, а марганец и молибден - увеличивают. Причем, если в легированных сталях содержатся ярко выраженные карбидообразующие элементы (**Ti**, **V**, **Nb** и др.), то вместо цементита часто образуются пластины специальных карбидов (**M₇C₃**, **M₂₃C₆**).

В этом случае при одинаковых переохлаждениях пластинки специальных карбидов меньше, чем пластины цементита.

Влияние легирующих элементов на кинетику перлитного превращения связано с тем, что они замедляя диффузию (предельно на 2...3 порядка), прежде всего, позволяют значительно увеличить степень переохлаждения аустенита, т. е. понизить температуру превращения **A** $\rightarrow$ **P**. Кроме того, они снижают не только скорость превращения, но и скорость образования карбидов.

При очень высоких степенях переохлаждения аустенита резко снижается диффузионная подвижность атомов. (В частности, у эвтектоидной стали она близка к нулю при температуре 240°C). При таких температурах γ -железо превращается в α -железо, а весь растворенный в γ -железе углерод не успевает покинуть раствор и перенасыщает α -железо. Перенасыщенный раствор углерода в α -железе называют *мартенситом*.

Мартенсит - неравновесная фаза. В равновесии α -железо растворяет максимум 0,006% углерода, а мартенсит может содержать углерода столько,

сколько его было в исходном аустените. В результате этого решетка α -железа теряет кубичность и становится тетрагональной. Из-за этого появляются избыточные внутренние напряжения, и мартенсит оказывается очень твёрдой и хрупкой фазой.

Мартенситное превращение наблюдается при скоростях охлаждения аустенита выше критической ($v_{кр}$). При таких скоростях охлаждения удаётся обойти зону перлитного превращения 3 и попасть в зону мартенситного превращения 5 (рис. 7.2.).

Мартенситное превращение начинается при температуре M_n и заканчивается при температуре M_k . Его особенностью является то, что оно идёт только при непрерывном охлаждении. Остановка в охлаждении приводит к стабилизации аустенита, и последующее охлаждение уже не приводит к его распаду. Превращение имеет бездиффузионный, сдвиговый характер. Поэтому кристаллическая решетка мартенсита оказывается строго ориентированной по отношению к решетке исходной фазы - аустенита. Превращение идёт с большой скоростью (≈ 1000 м/с). Зёрна мартенсита растут до пересечения с границами зёрен аустенита, а последующие его пластины вырастают под углом 60° или 120° к первоначальным.

ПЗ 9. Знакомство с оборудованием и технологией процесса электродуговой сварки

Сварка, для выполнения которой применяется зажженная электрическая дуга, является наиболее распространенным способом соединения металлов. Электродуговая сварка, отличающаяся исключительной универсальностью, сегодня успешно применяется практически повсеместно.



Процесс электродуговой сварки

Что собой представляет метод электродуговой сварки

Электродуговую сварку выполняют с обязательным использованием источника большого тока, который при этом отличается невысоким напряжением. Такое напряжение одновременно подается как на сварочный электрод (один контакт), так и на свариваемую заготовку (второй контакт). В результате взаимодействия заготовки и электрода между ними

образуется электрическая дуга, именно за счет нее и происходит плавление кромок соединяемых деталей. Использование такой дуги, которая и необходима для преобразования энергии электрического тока в тепловую, позволяет получать в зоне электродуговой сварки температуру порядка 5000 градусов, которой вполне достаточно для того, чтобы расплавить любые из известных человечеству металлов.

Технология электродуговой сварки предполагает одновременное плавление металла электрода и соединяемых деталей, за счет которых и формируется так называемая сварочная ванна. Именно в данной ванне и протекают все процессы, характерные для сварки: металл электрода взаимодействует с металлом соединяемых деталей, образуется шлак, который поднимается на поверхность расплавленной сварочной ванны и формирует защитную пленку.

Электродуговая сварка может выполняться электродами двух типов:

- не плавящимися в процессе получения сварного соединения;
- плавящимися.



Электроды для ручной дуговой сварки

Когда для электродуговой сварки используется неплавящийся электрод, для формирования сварного шва применяют специальную присадочную проволоку, вводимую в зону действия электрической дуги. При использовании электродов плавящегося типа, которые сами и формируют сварочный шов, в присадочной проволоке нет необходимости.

Чтобы электродуговая сварка проходила с высокой устойчивостью и дуга не гасла, в состав плавящихся электродов добавляют специальные присадки. Это может быть натрий, калий или другие элементы, отличающиеся хорошей степенью ионизации. Для защиты сварного шва от окисления могут использоваться различные газы:

- аргон;
- углекислый газ;
- гелий.

Для выполнения электродуговой сварки с использованием таких газов необходимо использовать сварочные аппараты, в конструкции которых предусмотрены специальные головки. Через последние и подается защитный газ.

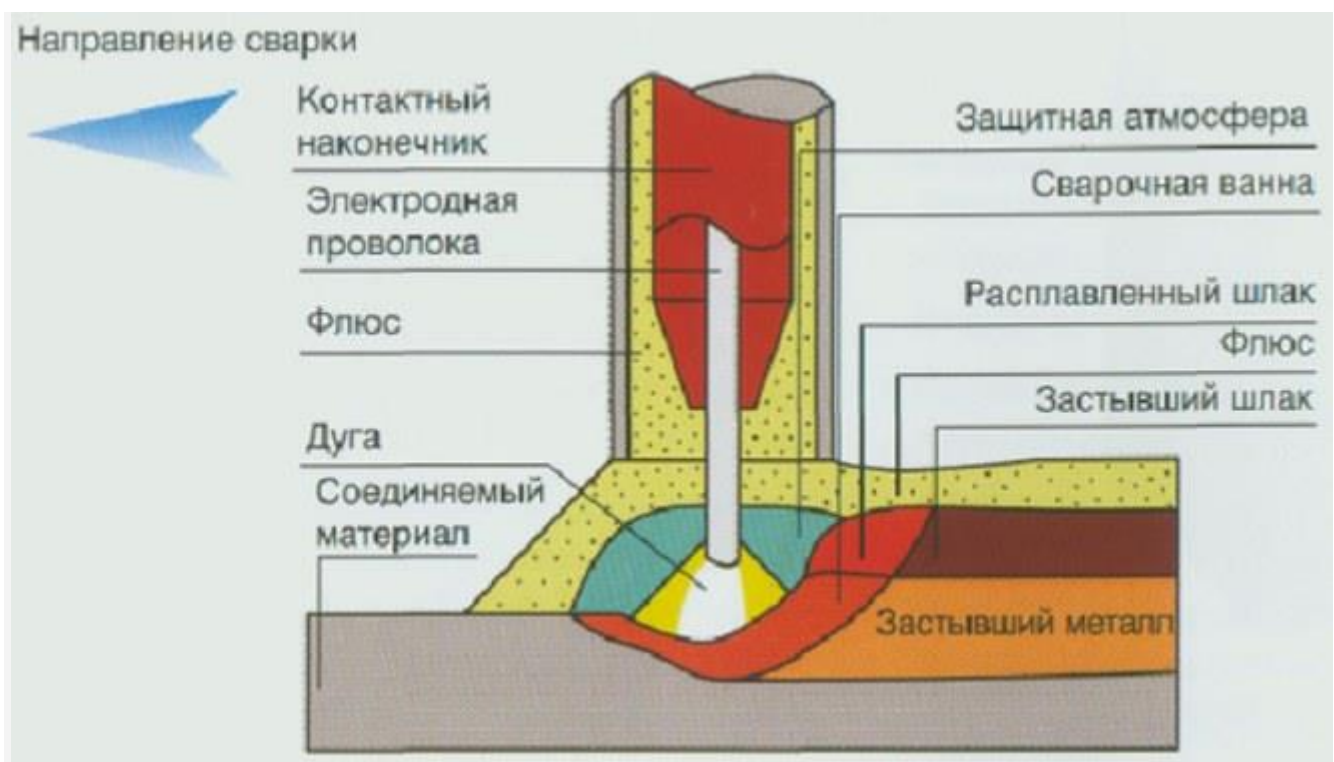
Для выполнения сварки с формированием электрической дуги использоваться может как постоянный, так и переменный ток. В большинстве случаев применение постоянного тока является более предпочтительным, так как это дает возможность минимизировать степень разбрызгивания расплавленного металла.

Характеристики электрической дуги

Электрическая дуга, которая формируется при помощи сварочного аппарата, — это, по сути, электрический разряд, протекающий в среде газов. Электрический ток, который перемещается в ней, получает такую возможность благодаря наличию в ней электрического поля. Такую дугу в целях упорядочения терминологии принято называть сварочной.

Сварочная дуга, которая является основным элементом формируемой электрической цепи, характеризуется снижением напряжения. Если сварочный электрод подсоединяется к плюсовому контакту сварочного аппарата, его называют анодом, если к минусовому — катодом. При выполнении электродуговой сварки с использованием переменного тока катоды и аноды попеременно меняются местами.

Важнейшим параметром сварочной дуги является расстояние между взаимодействующими электродами. Такой промежуток, по которому и протекает электрический ток, называется дуговым. Протекание электрического тока по такому промежутку возможно только в том случае, если в нем присутствуют заряженные частицы — электроны и ионы. Изначально, естественно, таких частиц в данном промежутке не существует. Чтобы они появились, необходимо, чтобы был запущен процесс ионизации.



Структура дуговой сварки

Ионизация дугового промежутка происходит следующим образом: с поверхности катода начинают испускаться электроны, которые и заряжают пары и газы, образующиеся над сварочной ванной. Сварочная дуга бывает:

- сжатого типа (ее сечение можно изменять при помощи сопла сварочного аппарата, величины электромагнитного поля, параметров газового потока);

- свободной (ее еще называют дугой прямого действия — параметры дуги данного типа не регулируются, они неизменны).

ПЗ10. Знакомство с оборудованием и технологией процесса газовой сварки

СОДЕРЖАНИЕ:

1. Плюсы и минусы газовой сварки
2. Материалы для выполнения сварки с использованием газа
3. Проволока и флюс для выполнения сварки
4. Оборудование для газовой сварки
5. Особенности выполнения газовой сварки
6. Как выполняется газовая сварка в полуавтоматическом режиме

Такому способу соединения металлических деталей, как газовая сварка, уже более сотни лет. На протяжении этого времени данная технология продолжает успешно совершенствоваться, хотя другие методы сварки, в которых используется электрическая дуга, развиваются более активно и вытесняют сварку, в которой используется газовая горелка.



Пламя горелки

Плюсы и минусы газовой сварки

Такой метод соединения металлов, как газовая сварка, предполагает плавление соединяемых материалов, в результате чего формируется однородная структура. Горение газа, за счет которого и осуществляется нагрев и расплав металла, обеспечивается за счет введения в газовую смесь чистого кислорода. Такой метод соединения металлов отличается целым рядом преимуществ.

- Этот способ сварки не требует использования сложного оборудования (сварочного инвертора или полуавтоматического аппарата).
- Все расходные материалы для осуществления такой сварки несложно приобрести.
- Газовая сварка (соответственно, и газовая сварка труб) может выполняться даже без мощного источника энергии и порой без специальных защитных средств.
- Процесс такой сварки хорошо поддается регулированию: можно устанавливать требуемую мощность пламени горелки, контролировать степень нагрева металла.

[Яндекс.Директ](#)

У данного метода есть и недостатки.

- Металл нагревается очень медленно, в отличие от использования электрической дуги.
- Зона тепла, которая формируется газовой горелкой, является очень широкой.
- Очень сложно концентрировать тепло, создаваемое газовой горелкой, оно является более рассеянным, по сравнению с электродуговым способом.
- Газовую сварку можно отнести к достаточно дорогостоящим методам соединения металлов, если сравнивать ее с электродуговой сваркой. Стоимость затраченного кислорода и ацетилена значительно перекрывает цену электричества, затрачиваемого для сварки одностыльных деталей.
- При сварке толстых металлических деталей значительно снижается скорость выполнения соединения. Обусловлено это тем, что концентрация тепла при использовании газовой горелки очень низкая.
- Газовая сварка плохо поддается автоматизации. Механизировать можно лишь процесс газовой сварки тонкостенных труб или резервуаров, который выполняется с использованием многопламенной горелкой.



Газовая сварка трубы из нижнего положения

Материалы для выполнения сварки с использованием газа

Технология газовой сварки предполагает использование различных типов газов, выбор которых зависит от целого ряда факторов.

Одним из газов, используемых для сварки, является кислород. Характеризуется этот газ отсутствием цвета и запаха, он выступает в качестве катализатора, активизируя процессы плавления соединяемого или разрезаемого материала.

Для того чтобы хранить и транспортировать кислород, используются специальные баллоны, в которых он содержится под постоянным давлением. При контакте с техническим маслом кислород может воспламениться, поэтому следует исключить саму возможность такого контакта. Баллоны, в которых содержится кислород, необходимо хранить в помещениях, защищенных от источников тепла и солнечного света.

Получают сварочный кислород путем его выделения из обычного воздуха, для чего используются специальные устройства. В зависимости от степени своей чистоты кислород бывает трех типов: высший (99,5%), первый (99,2%) и второй (98,5%) сорт.

Для различных манипуляций с металлами (сварки и резки) также применяется бесцветный газ ацетилен C_2H_2 . При определенных условиях (давлении, превышающем 1,5 кг/см² и температуре свыше 400 градусов) данный газ может самопроизвольно взорваться. Получают ацетилен при взаимодействии карбида кальция и воды.



Устройство ацетиленового редуктора

Преимущество использования ацетилена при сварке металлов заключается в том, что температура его горения позволяет без проблем осуществлять этот процесс. Между тем использование более дешевых газов (водород, метан, пропан, керосиновые пары) не дает возможности получить такую высокую температуру горения.

Проволока и флюс для выполнения сварки

Для осуществления сварки металлов, кроме газа, необходимы также проволока и флюс. Именно за счет этих материалов создается сварочный шов, формируются все его характеристики. Проволока, которая используется для сварки, должна быть чистой, без признаков коррозии и краски на ее поверхности. В отдельных случаях в качестве такой проволоки можно использовать полоску того же металла, который подвергается свариванию. Для того чтобы обеспечить защиту сварочной ванны от внешних факторов, необходимо использовать специальный флюс. В качестве такого флюса часто используются борная кислота и бура, которые наносятся непосредственно на поверхность свариваемого металла или на используемую для сварки проволоку. Без флюса может выполняться газовая сварка углеродистой стали, а при соединении деталей из алюминия, меди, магния и их сплавов такая защита необходима.

Оборудование для газовой сварки

Технология газовой сварки предполагает использование определенного оборудования.



Оборудование необходимое для сварки

Водяной затвор

Водяной затвор необходим для обеспечения защиты всех элементов оборудования (генератор ацетилена, трубы) от обратной тяги огня из горелки. Такой затвор, вода в котором должна находиться на определенном уровне, размещается между газовой горелкой и генератором ацетилена.

Баллон, в котором содержится газ

Такие баллоны окрашиваются разной краской в зависимости от того, какой газ в них планируется хранить. Между тем верхняя часть баллона не красится, чтобы исключить

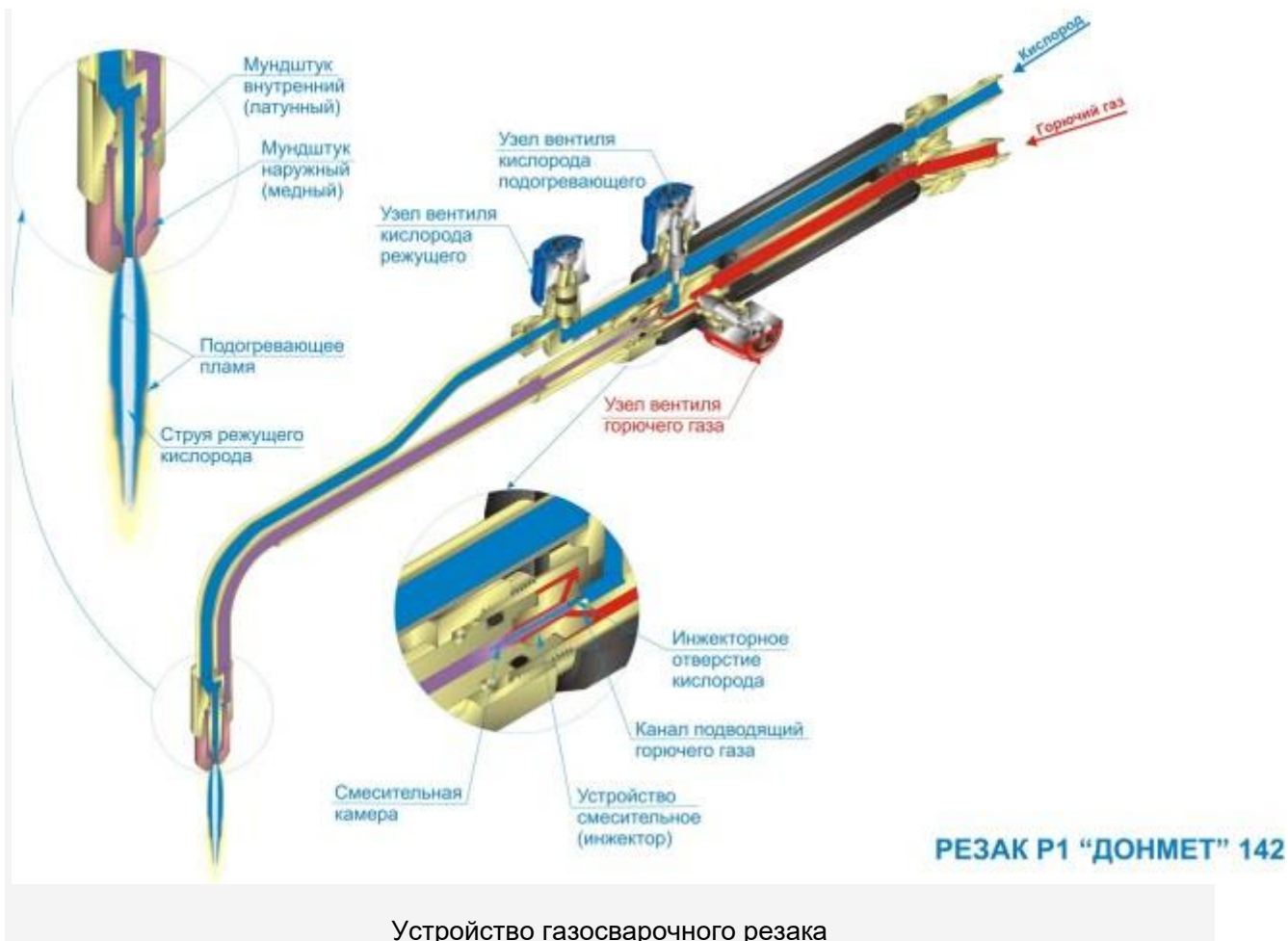
контакт газа с компонентами краски. Следует также иметь в виду, что на баллоны, в которых хранится ацетилен, нельзя устанавливать вентили из меди, так как это может привести к взрыву газа.

Редуктор

Он используется для снижения давления газа, выходящего из баллона. Редукторы могут быть прямого или обратного действия, а для сжиженного газа используются модели с оребрением, которые исключают его вымерзание при выходе.

Специальные шланги

Газовую сварку невозможно выполнять без использования специальных шлангов, по которым может подаваться как газ, так и горючие жидкости. Такие шланги делятся на три категории, маркируемые 1) красной полосой (работают при давлении до 6 атмосфер), 2) желтой полосой (для подачи горючих жидкостей), 3) синей полосой (работают при давлении до 20 атм).



Горелка

Смешивание газов и их горение обеспечивается за счет использования горелки, которая может быть инжекторного и безинжекторного типа. Классифицируются горелки и по своей мощности, которая характеризует количество газа, пропускаемого в единицу времени. Так, бывают горелки большой, средней, малой и микромалой мощности.

Специальный стол

Газовую сварку осуществляют на специально обустроенном месте, которое называется постом. По сути, таким местом является стол, который может быть с поворотной или фиксированной столешницей. Этот стол, оснащенный вытяжной вентиляцией и всем необходимым для хранения вспомогательного инструмента, значительно облегчает труд сварщика.

Особенности выполнения газовой сварки

Регулировка параметров пламени осуществляется при помощи редуктора, который позволяет менять состав газовой смеси. При помощи редуктора можно получать пламя трех основных типов: восстановительное (используемое для сварки практически всех металлов), окислительное и с повышенным количеством горючего газа. При сварке металлов в расплавленной ванне протекают одновременно два процесса – окисление и восстановление. При этом при сварке алюминия и магния окислительные процессы протекают активнее.

Сам сварочный шов и участок, прилегающий к нему, характеризуется разными параметрами. Так, участок металла, прилегающий к шву, отличается минимальной прочностью, именно он наиболее склонен к разрушению. Прилегающий к данной зоне металл имеет структуру с крупными зернами.

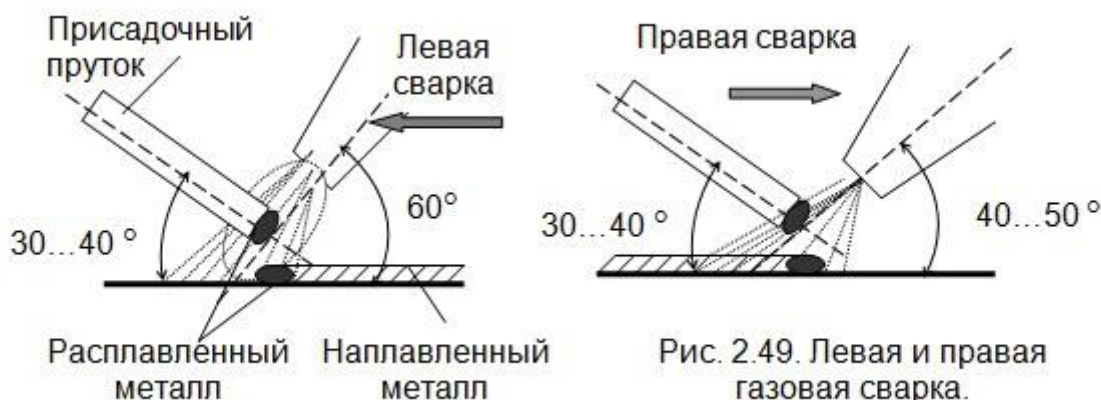


Схема газовой сварки

Чтобы улучшить качество шва и зоны, которая к нему прилегает, выполняют дополнительный нагрев или так называемую термическую ковку металла.

Технологии сварки различных металлов имеют свои нюансы.

- Газовую сварку деталей из низкоуглеродистой стали выполняют с помощью любого газа. В качестве присадочного материала при сварке таких сталей используется проволока из стали, содержащей небольшое количество углерода.
- Методы сварки легированных сталей выбираются в зависимости от их состава. Так, нержавеющие жаропрочные стали варятся с использованием проволоки, содержащей хром и никель, а отдельные марки требуют применения присадочного материала, дополнительно содержащего молибден.
- Чугун варится науглероживающим пламенем, которое предотвращает пиролиз кремния и образование зерен хрупкого белого чугуна.
- Для сварки меди необходимо использовать пламя большей мощности. Кроме того, по причине повышенной текучести меди детали из нее сваривают с минимальным зазором.

В качестве присадочного материала используется проволока из меди, а также флюс, который способствует раскислению металла шва.

- При сварке латуни есть риск улетучивания цинка из ее состава, что может привести к повышенной пористости металла шва. Чтобы избежать этого, в пламя горелки подают больше кислорода, а в качестве присадки используют латунную проволоку.
- Сварка бронзы осуществляется восстановительным пламенем, которое не выжигает из этого сплава олово, алюминий и кремний. В качестве присадки применяется проволока из бронзы похожего состава, в которой дополнительно содержится кремний, способствующий раскислению металла шва.

Как выполняется газовая сварка в полуавтоматическом режиме

Для полуавтоматической технологии газовой сварки необходимо использование электрической дуги и защитного газа, что делает этот метод соединения металлов гибридным.

Данная технология, если ее разобрать подробнее, выглядит следующим образом:

- включение устройства;
 - продевание проволоки через отверстие, расположенное в горелке;
 - выставление при помощи редуктора требуемого давления газа;
 - установка требуемой скорости подачи проволоки;
 - выставление всех остальных параметров сварки (напряжения и силы тока);
 - расположение горелки под требуемым углом перед началом сварки.
- На каждый из параметров сварки, выполняемой полуавтоматическим способом, есть параметры, которые оговариваются соответствующими ГОСТами:
- давление, выдаваемое редуктором;
 - параметры ацетиленового генератора;
 - тип используемых шлангов;
 - требования к баллонам для газа;
 - тип используемых для сварки горелок;
 - тип проволоки, используемой для сварки.

ПЗ 11. Контроль сварных швов ультразвуком с использованием дефектоскопа

Сварные соединения и швы требуют постоянного контроля качества, вне зависимости от давности установки. Проверка производится с помощью различных методов, наиболее точным является ультразвуковой контроль. Методика проверки сварных швов используется с начала прошлого столетия, пользуется популярностью ввиду точных показателей, выявления малейших недочетов. Как показывает практика, внутри сварочного шва могут быть скрытые дефекты, которые напрямую влияют на качество соединения, ультразвуковая дефектоскопия помогает выявить мельчайшие детали, недостатки.



Ультразвуковая дефектоскопия

Ультразвуковой метод и его технология

Технология ультразвукового контроля используется производством, промышленностью с момента развития радиотехнического процесса. Эффект и устройство технологии в том, что ультразвуковые волны акустического типа не меняют прямолинейную траекторию движения при прохождении однородной среды. Ультразвуковой метод используется также при проверке металлов и соединений, имеющих различную структуру. Такие случаи подразумевают, что происходит частичный процесс отражения волн, зависит от химических свойств металлов, чем больше сопротивление звуковых волн, тем сильнее воздействует эффект отражения.

Дефектоскопия или ультразвуковой контроль не разрушают соединения по структуре. Технология проведения ультразвуковой диагностики включает поиск структур, не отвечающих по химическим или физическим свойствам показателям, любые отклонения считаются дефектом. Показания колебаний рассчитываются по формуле $L=c/f$, где L описывает длину волны, c скорость перемещения ультразвуковых колебаний, f частоту колебаний. Определение дефекта происходит по амплитуде отраженной волны, тем самым возможно вычислить размер недочета.

Ультразвуковая

дефектоскопия

Ультразвуковой способ использует способ ультразвуковых волн отражаться от границ, разделяющих упругие среды с разными акустическими свойствами.



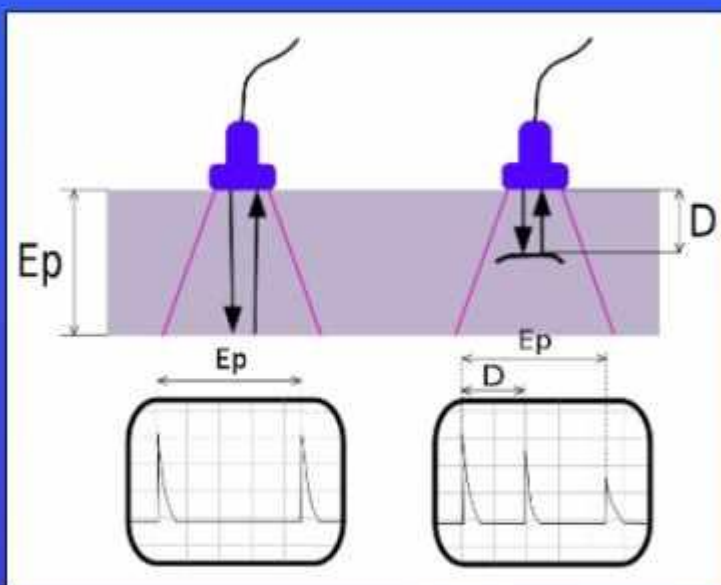
Процесс ультразвукового метода

Сварные соединения подразумевают работу с наличием газовых ванн, испарения которых не всегда успевают удалиться в окружающую среду. Ультразвуковой метод контроля позволяет выявить газообразные вещества в сварных соединениях, за счет сопротивления волн. Газообразная среда веществ обладает сопротивлением в пять раз меньшим по отношению к кристаллической решетке металлических материалов. Ультразвуковой контроль металла позволяет выявить среды за счет отражения колебаний.

Получение и свойства ультразвуковых колебаний

Акустические волны или ультразвуковые колебания выдаются при частоте, превышающей параметр 20 кГц. Механические колебания, способные рассеиваться при упругих, твердых средах, диапазон, как правило, составляет 0,5 – 10 МГц. Распространение волн структурой металла происходит акустическими ультразвуковыми волнами, воздействующими на равновесие центральной точки.

Ультразвуковая дефектоскопия



Ультразвук применяется для обнаружения дефектов в литых деталях различных дефектов: трещины, воздушных полостей и т.д. Этот метод называется ультразвуковой дефектоскопией. Он заключается в том, что на исследуемую деталь направляется поток коротких импульсов ультразвуковых сигналов, которые отражаются от находящихся внутри неоднородностей и, возвращаясь, принимаются приемником. В тех местах, где дефекты отсутствуют, сигналы проходят сквозь деталь без существенного отражения и соответственно регистрируются приемником.

Методика ультразвукового метода

Существуют несколько способов ультразвукового неразрушающего контроля, наиболее распространенный из них пьезоэлектрический. Заряженная электричеством с определенной частотой пластинка вибрирует, механические колебания передаются в окружающую среду при состоянии волны. Генераторы электро волны используется вне зависимости от предназначения, размеров оборудования, могут выдавать различные параметры.

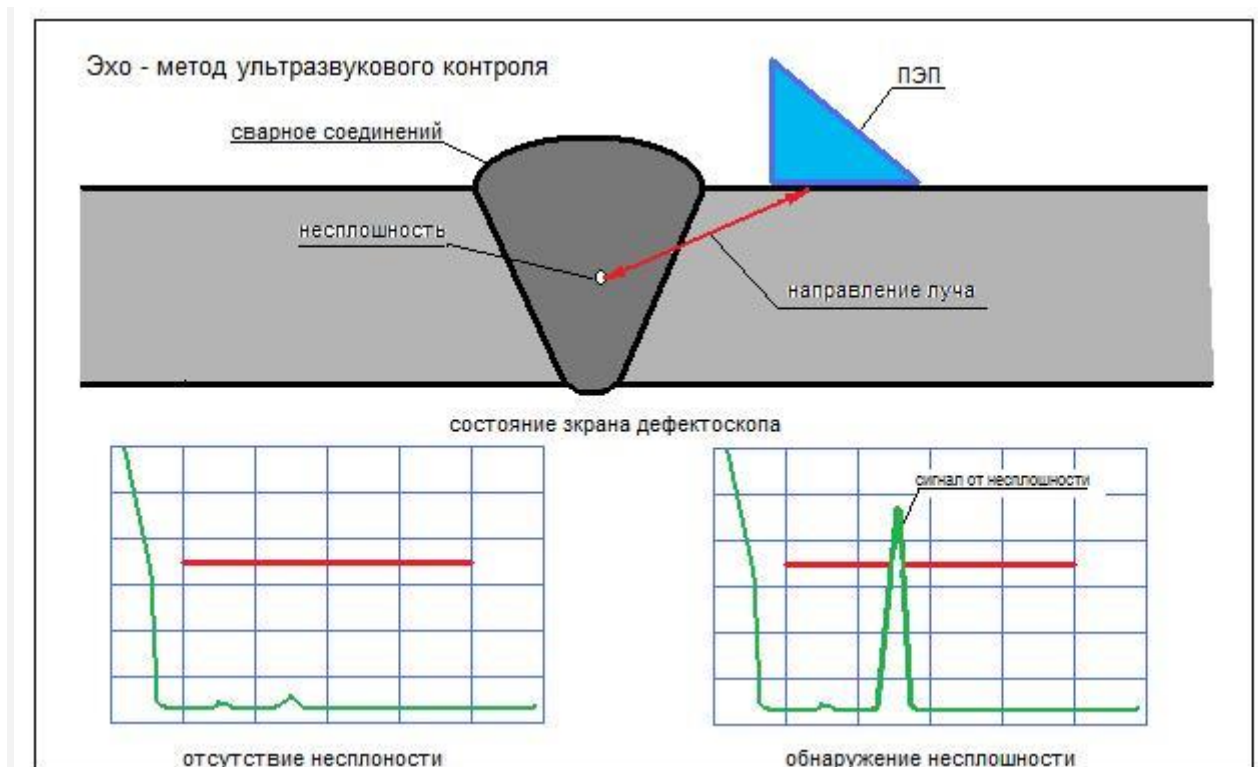
Скорость обращения ультразвукового контроля напрямую зависит от свойств, типа физической среды. Скорость распространения продольной волны вдвое выше, чем поперечной. Прием информации происходит пластиной из пьезоэлектрического элемента, работающей на преобразование энергии в импульсную энергию. Процессом применяются короткие переменные импульсы различного типа колебаний, что позволяет определить глубину, свойства дефекта.

Углы направления ультразвуковых колебаний

На границе разделения двух сред, результатом падения продольной акустической волны при наклонном типе является появление отражения и трансформации ультразвуковых волн. Существуют основные типы контроля:

- отраженные;
- преломлённые;
- сдвиговые поперечные;
- продольные волны.

Процесс происходит путем разделения падающей под углом волны на поперечную и продольную, распространение которых производится непосредственно материалом.



Углы направления ультразвуковых колебаний

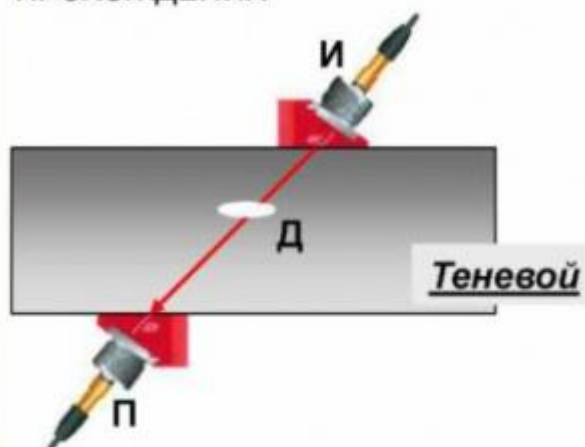
Существует определенное значение угла подачи, направления ультразвуковых колебаний, при нарушении которого, ультразвуковой контроль не будет распространяться вглубь металла, а останется на его поверхности. Данный метод используется при определенных параметрах и задачах, волна двигается только по поверхности материала, что позволяет контролировать качество сварного шва.

Виды ультразвукового контроля

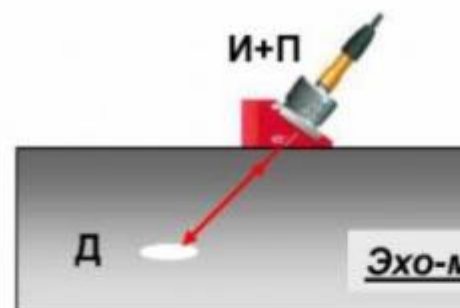
Операция контроля сварного шва позволяет определить расстояние до дефекта по временной шкале распространения отражения, размер амплитуды, ширины акустической волны.

МЕТОДЫ И СХЕМЫ КОНТРОЛЯ

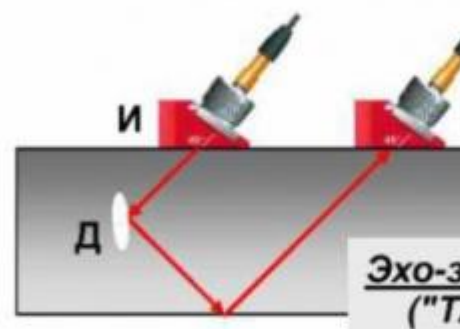
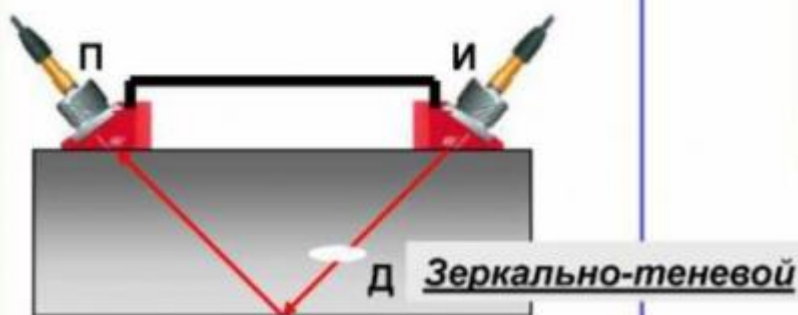
ПРОХОЖДЕНИЯ



ОТРАЖЕНИЯ



КОМБИНИРОВАННЫЕ



Методы контроля

В настоящее время существует несколько способов, которыми проводится ультразвуковой контроль, основанием служит ГОСТ-23829, основные отличия происходят в оценке, регистрации данных:

1. Диагностика теньвым методом производится с использованием двух инструментов, установленных по разные стороны материала. Предназначение первого – излучать волны, второго принимать. Устанавливаются по перпендикулярной плоскости исследуемого сварного соединения. Процесс происходит путем излучения, контроля приема отражений, при тех случаях, когда возникает глухая зона, это означает, что результатом соединения имеется участок другой среды, шов принимается дефектным участком.
2. Эхо — импульсный метод применяет один дефектоскоп, параметрами которого обусловлено направление, прем ультразвукового контроля. Технология отражения происходит путем отсвечивания отражения от участков с дефектами. Когда допускается прохождение волн напрямую, участок считается нормальным, если происходит отражение, возврат волны к дефектоскопу, это место помечается как дефект.

3. В эхо — зеркальном методе используется такой же принцип работы, что и способом, приведенным выше. Отличительной особенностью является применение отражателя. Устанавливается оборудование под прямым углом, волны посылаются к материалу, в случае наличия повреждений отражаются на приемник. Данный тип проверки зачастую используют при поиске трещин, других вертикальных дефектов.
4. Симбиоз зеркального и теневого метода контроля использует два прибора. Оба устанавливаются с одной стороны объекта, посылаются косые волны. Отражение происходит от сетки основного металла, в случае выявления нестандартных зон, место маркируется как дефект.
5. В основе дельта метода ультразвукового контроля происходит излучение дефектом направленных отражений внутрь сварного шва. Волны разделяются на подкатегории зеркальных, трансформируемых, продольных и поперечных, приемником удастся поймать не все типа волн. Метод не славится популярностью, т.к. требует настройки оборудования, продолжительной расшифровки результатов. Также при контроле дельта методом предъявляются жесткие требования по качеству очистки сварного соединения.

Наиболее популярными являются теневой и эхо – импульсный методы, остальные реже ввиду требуемой настройки оборудования и неудобного использования инструментов.

Как проводится ультразвуковая дефектоскопия

Процесс проверки ультразвуковым оборудованием относится практически ко всем типам металлов, чугуна, меди, стали и других легированных соединениях.



Проведение дефектоскопии ультразвуковым методом

Существует определенный стандарт выполнения проверочных работ, которому необходимо придерживаться:

- зачищается ржавчина, лакокрасочное покрытие со шва на расстоянии 5-7 см;
- для получения достоверных результатов при ультразвуковом контроле сварных соединений, поверхности необходимо обработать турбинным, трансформаторным, либо машинным маслом;
- контролер или прибор подстраивается под определенные параметры проверки;
- стандартные настройки применяются при толщине сварного шва не более 2 см;
- более толстые детали требуют применения АРД диаграмм;
- проверка качества шва выполняется с помощью AVG или DSG параметров;
- излучатель аппарата ультразвукового контроля перемещается вдоль шва зигзагом, проворачивается вокруг своей оси на небольшой угол;
- искатель проводится по материалу до выявления максимально четкого, устойчивого сигнала, после чего разворачивается для поиска максимальной амплитуды;
- контроль, проверку ультразвуковой дефектоскопии сварных швов производят согласно ГОСТу;
- отклонения, дефекты прописываются в регистрационную таблицу.

Сварочные швы основываются на контроле, достаточным проверкой УЗД. При соответствующей квалификации оператора, правильно настроенном оборудовании, возможно получить исчерпывающий ответ о наличии дефектов. При тех случаях, когда применяются более подробные исследования сварных швов, используют гамма — дефектоскопию или рентгенодефектоскопию. Рамки применения теневого метода ультразвуковой дефектоскопии и других способов существуют, основные дефекты, которые возможно выявить с помощью УЗД:

- расслоения наплавленного металла, различные поры;
- трещины, неровности шва, а также не проваренные участки;
- не сплавления, дефекты свищеобразного происхождения;
- поврежденные окислами и коррозией участки, провисание металла;
- несоответствующий химический состав соединения, поврежденный геометрически размер.

Ультразвуковой диагностике подвержены различные типы швов, плоские, продольные, кольцевые, сварные трубы и стыки, а также тавровые соединения. Методика проверки швов применяется не только крупными производственными предприятиями, а также на строительных площадках, при возведении помещений. Чаще всего УЗД используется:

- в определении степени износа труб в магистралях, сварных соединений;
- диагностика агрегатов, материалов в аналитических целях;
- машиностроение, нефтегазовая, тепловая, химическая и атомная промышленности требуют использование технологии при обеспечении безопасности эксплуатации будущего изделия;
- в соединениях сварного типа с крупнозернистой структурой, сложной геометрией;
- установка и соединение изделий, подверженных крупным физическим, температурным нагрузкам, потребует проверки ультразвуковым контролем.

К работе с дефектоскопом допускаются лица, имеющие удостоверение, ознакомленные с правилами техники безопасности. Сварные стыки могут находиться в замкнутых пространствах, на высоте, труднодоступных местах, перед работой оператор проходит дополнительный инструктаж, работа контролируется отделом охраны труда. Работа производится с заземленным аппаратом, сечением провода не

менее 2.5 мм. Категорически запрещается использовать оборудование вблизи сварочных работ в отсутствие специальной защиты.

Параметры оценки результатов

Аппарат настраивается путем определения наименьшего размера дефекта на эталонной детали. В роли эталонов выступают расположенные перпендикулярно направлению прозвучивания отверстия плоскодонного типа. Используются эталонные детали также с боковыми прорезями, зарубками.



Результаты ультразвукового контроля

Минимальным расстоянием между дефектами обуславливается разрешающая способность для эхо – метода, это делается, чтобы определить несколько различных дефектов.

Оценка качества сварных соединений при ультразвуковом контроле происходит по следующим параметрам:

- условная протяженность;
- ширина, высота дефекта, а также его форма;
- амплитуда звуковой волны.

Длина сварного дефекта определяется расстоянием перемещения излучателя по отношению к зафиксированному показанию сигналов с прибора. Способ определяется также для определения ширины дефекта. По разнице времени излученной, отраженной форме волны от дефекта определяется высота дефекта.



Факторы, влияющие на результат

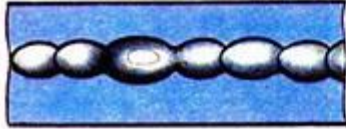
Определение точного значения дефекта при ультразвуковой проверке практически невозможно. Именно поэтому, за основу берется площадь эталонного изделия. Максимально допустимыми параметрами являются эквивалентные величины, которые сопоставляются с эталоном. Стоит учитывать, что вычисленная площадь, практически во всех случаях, меньше настоящего размера.

Результаты дефектоскопии ультразвукового типа оформляются в специально отведенном журнале, согласно ГОСТ-14782. При регистрации проверки в обязательном порядке проставляются:

- индексы и наименование типа сварного стыка, длина подверженного контролю шва;
- техническое задание, условие, при которых производилась проверка;
- тип, наименование устройства;
- частота колебаний в ГЦ;
- условная, предельная чувствительность, углы ввода в металл, а также тип искателя;
- результаты, дата проверки, а также фамилия оператора.

К описанию характеристик в журналах при проверке применяются сокращения. Прописная буква А указывает на то, что дефект и его протяженность не переступает технические условия. Буквы Б, В характеризуют протяженность дефекта по нарастающей. Цифрами следом обозначается количество дефектов, их размеры, глубину.

ДЕФЕКТЫ СВАРНЫХ ШВОВ

НАИМЕНОВАНИЕ	ПРИЧИНА	НАИМЕНОВАНИЕ	ПРИЧИНА
КРАТЕРЫ 	- Обрыв дуги - Неправильное выполнение конечного участка шва	ПОДРЕЗЫ 	- Большой сварочный ток - Длинная дуга - При сварке угловых соединений смещение электрода относительно вертикальной оси
ПОРЫ 	- Быстрое охлаждение шва - Загрязнение кромок маслом, ржавчиной и т.п. - Непросушенные электроды - Высокая скорость сварки	НЕПРОВАР 	- Малый угол скоса вертикальных кромок - Малый зазор между кромками - Загрязнение кромок - Недостаточный сварочный ток - Завышенная скорость сварки
ВКЛЮЧЕНИЯ ШЛАКА 	- Грязь на кромках - Малый сварочный ток - Большая скорость сварки	ПРОЖОГ 	- Большой ток при малой скорости сварки - Большой зазор между кромками - Под свариваемый шов плохо поджата флюсовая подушка или медная подкладка

Дефекты сварных швов

Определение формы дефекта происходит за счёт специальной методики, основой данных является эхо-сигнал, отображаемый дефектоскопом. Точность показаний определяется квалификацией оператора, его внимательностью, тщательностью проведения. Измеряемые показатели должны быть в соответствии с инструкцией.

Достоинства и недостатки ультразвукового контроля труб

Ультразвуковым контролем возможно определить несоответствия во всех видах соединений, пайке, склейке, сварки и т.к. Процедура позволяет выявить большое количество недочетов:

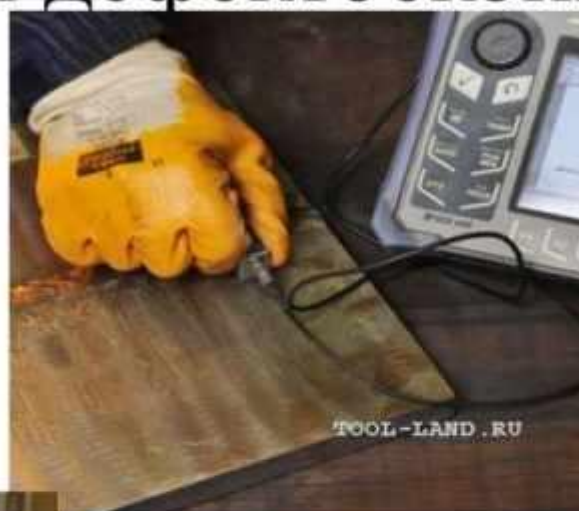
- поры, воздушные пустоты;
- околошовные трещины, шлаковые отложения;
- неоднородные химические включения;
- расслоения слоями наплавленного металла.

Основными преимуществами проведения неразрушимой акустической дефектоскопии являются:

- возможность проверки соединений как разнородных, так и однородных металлов, материалов;
- оценка качества соединения материалов, состоящих из неметаллов;
- отсутствие разрушения, повреждения поверхности шва, после проверки обследуемый участок необходимо только закрасить;
- отсутствие опасных воздействий на организм человека в сравнении с радио или рентген дефектоскопией.
- Низкая себестоимость, высокая мобильность позволяют проводить контроль швов практически при любых полевых условиях.

Ультразвуковая дефектоскопия

Использует способность ультразвуковых волн отражаться от границ, разделяющих две упругие среды с разными акустическими свойствами.



- Удобство при



- Сложность расшифровки аппаратуры

Плюсы и минусы ультразвукового контроля

Проведения работ со сложным оборудованием требует обученного, опытного персонала. Ультразвуковой контроль швов не исключение, а также требуется подготовка сварного шва по определенным показателям:

- Контроль за создание шероховатости не ниже 5 класса, направление полос должно быть перпендикулярно направлению шва;

- Исключение появления воздушного зазора путем нанесения масел или воды, в случае проверки вертикальной поверхности применяется густые массы и клейстеры.

Каждый из способов проверки имеет недостатки, проверка КЗД металлов не исключение. К основным отрицательным сторонам можно отнести:

- При диагностике круглых изделий радиусом менее 10 см, необходимо применять специальные преобразователи пьезоэлектрического типа, радиус кривизны подошвы которых отличается от объекта на 10 процентов в большую или меньшую сторону;
- Крупнозернистые структуры толщиной более 60 мм сложно диагностировать, в связи с затуханием отражения, рассеиванием колебаний при контроле. Такие материалы обычно состоят из аустенита или чугуна.
- Малые изделия, детали со сложными конструктивными особенностями не возможно подвергнуть проверке УЗД;
- Сложный процесс оценки, проверки материалов из неоднородных сталей;
- Расположение в структуре шва дефекта на различной глубине, не дает возможности точно определить диаметр, высоту неровности.



Преимущества и проблемные вопросы метода

Для проверки понадобятся дефектоскопы и преобразователи, набор эталонов, образцов, предназначенных для калибровки и настройки оборудования. Определение расположения, места дефектов производится с помощью линейки координатного типа, вспомогательные приспособления понадобятся для зачистки, смазки проверяемого шва.

Проверенный сварной шов гарантирует надежность, прочность конструкции при эксплуатации. Существуют определенные нормативы, по которым изделие вводится в эксплуатацию или дорабатывается дальше.

В особенности проверка применяется в тяжелых условиях использования приспособлений

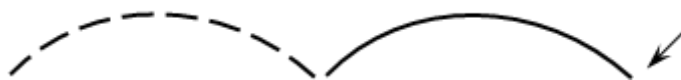
ПЗ 12. Знакомство с кинематическими схемами токарных, сверлильных и фрезерных станков

Методы образования производящих линий при формировании поверхностей изготавливаемых деталей.

Поверхность любой детали образуется при движении одной линии (образующей) по другой линии (направляющей). Обе эти линии называются *производящими*. В свою очередь, производящие линии образуются материальными точками или линиями режущей кромки инструмента (в зависимости от вида инструмента) за счет согласованных относительных движений заготовки и инструмента. Эти движения называются *формообразованиями*. В зависимости от вида режущего инструмента и формы его режущей кромки существуют 4 метода образования производящих линий.

Название метода

Эскиз Режущая часть инструмента



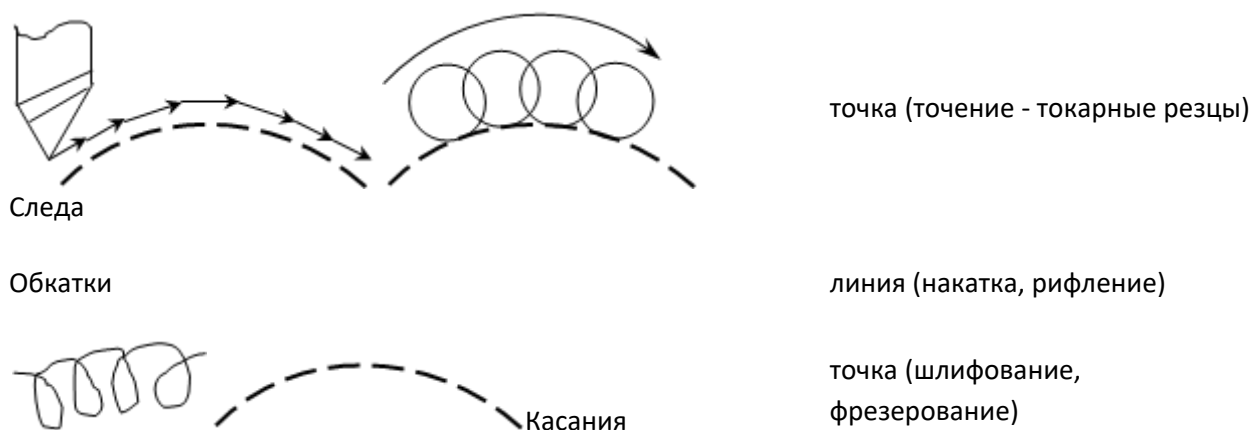
поверхность заготовки



поверхность инструмента

линия (точение - фасонные
резцы)

Копирования



1. Копирование – характеризуется тем, что форма и протяженность режущей кромки совпадает с формой и протяженностью образуемой линии. Здесь форма образующей линии заложена в самом инструменте (фасонные инструменты). Поэтому движения формообразования для этой линии не требуется.

2. След – образуемая линия является следом движения точки режущей части инструмента и формируется в результате относительного движения заготовки и инструмента. Например, этот метод реализуется при обработке цилиндрических поверхностей проходными токарными резцами на токарных станках.

3. Обкатка – образуемая линия формируется, как огибающая последовательных положений, занимаемых режущей кромкой инструмента, которая катится без скольжения. Инструмент совершает движение обката (качения). Метод реализуется при накатке поверхностей роликами и т.п.

4. Касание – образуемая линия формируется в виде огибающей место касания множества режущих точек вращающегося инструмента с поверхностью заготовки. Этот метод характерен для образования поверхностей с помощью фрез, шлифовальных кругов и др. многолезвийных инструментов.

Движения станка

Все движения в станках, которые называются *исполнительными*, по целевому назначению подразделяются на движения:

1. Формообразования (*Ф*);
2. Установочные (*Уст*);
3. Деления (*Д*);
4. Управления (*Упр*);
5. Вспомогательные (*Всп*).

1. Движения формообразования – этими движениями (рабочими) называются согласованные относительные движения заготовки и режущего инструмента, в результате которых непрерывно создаются производящие линии, и, следовательно, формируются поверхности изготавливаемых деталей.

Эти движения бывают:

- *главное движение* – обеспечивает отделение стружки от заготовки с определенной скоростью резания (V). Главным является движение с наибольшей скоростью. В случае точения, сверления и ряда других операций

$$V = \frac{\pi d n}{1000},$$

скорость резания определяется по формуле, где d – диаметр обработки, n – частота вращения шпиндельного узла станка.

- *движение подачи (S)* – подает новые участки поверхности заготовки под режущие кромки инструмента.

2. Установочные движения – приводят режущий инструмент и заготовку в положение, при котором осуществляется снятие припуска. Отличается от движения подачи более высокой скоростью; называется также быстрым подводом или отводом инструмента.

3. Движения деления – обеспечивают равномерное расположение на заготовке одинаковых образуемых поверхностей. Например, движением деления осуществляется поворот на заданный угол установленной на станке заготовки при нарезании зубьев зубчатых колес. Движения деления могут быть как периодическими (нарезание прямозубых колес), так и непрерывными (винтовые зубья).

4. Движения управления – движения, совершаемые органами управления, регулирования и координирования всех других исполнительных движений станка. Например, движения реверсирующих устройств, кулачков, муфт и пр.

5. Вспомогательные движения – движения, связанные с транспортированием, установкой, зажимом и снятием обработанных заготовок, удалением стружки и т.д.

В формировании кинематической структуры станка определяющую роль играют движения формообразования, установочные и деления.

Если исполнительные движения осуществляются одним элементарным движением (вращательным или поступательным), то это *простое* движение [$\Phi(V)$, $\Phi(P)$]; если же несколькими, то сложное [$\Phi(V_1, V_2)$, $\Phi(V_1, V_2, P_3)$] и т.п.

Кинематические группы

Исполнительные движения в станках осуществляются с помощью *кинематических групп*.

В кинематическую группу входят:

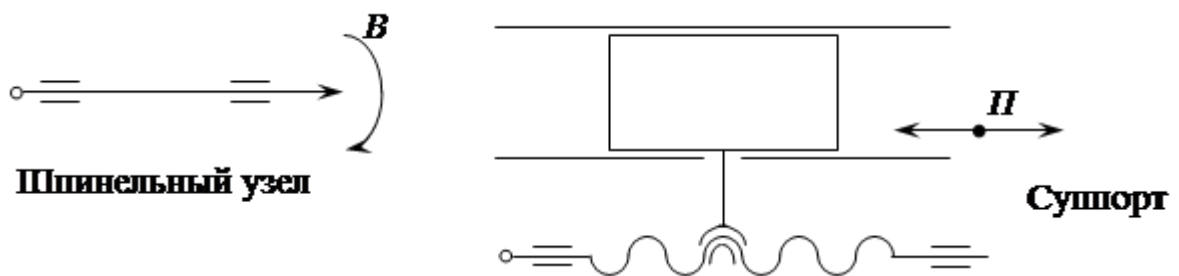
1. Источник движения;
2. Исполнительные органы;
3. Органы настройки, которые обеспечивают требуемые параметры движения;
4. Кинематические связи.

1. Источник движения – двигатель. Например, электродвигатель, гидродвигатель и др.

2. Исполнительные органы – подвижные конечные звенья *кинематических групп*, непосредственно участвующие в образовании траектории исполнительного движения. Если эти исполнительные органы осуществляют движение заготовки или режущего инструмента, то они называются рабочими органами.

К ним относятся:

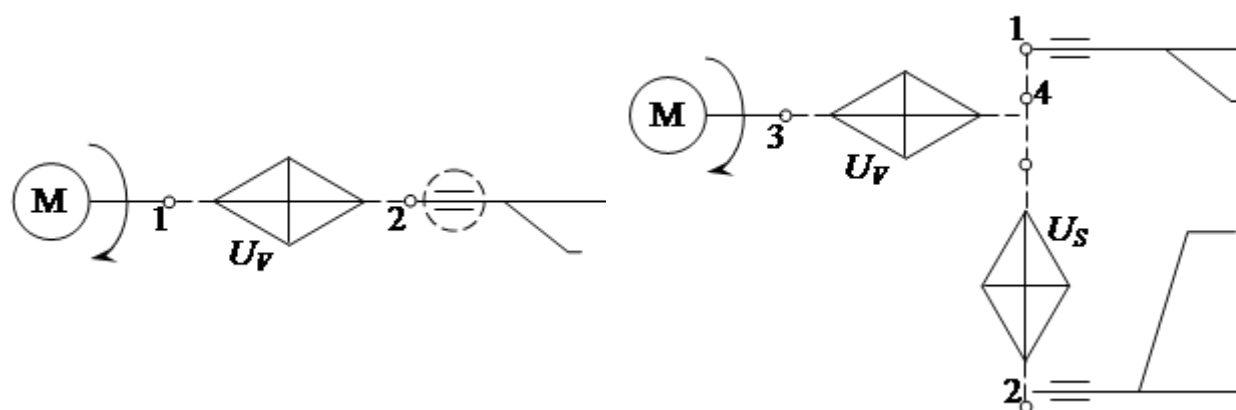
- шпиндельные узлы;
- суппорты (токарные станки и пр.)
- столы станков (фрезерные, шлифовальные и пр.)



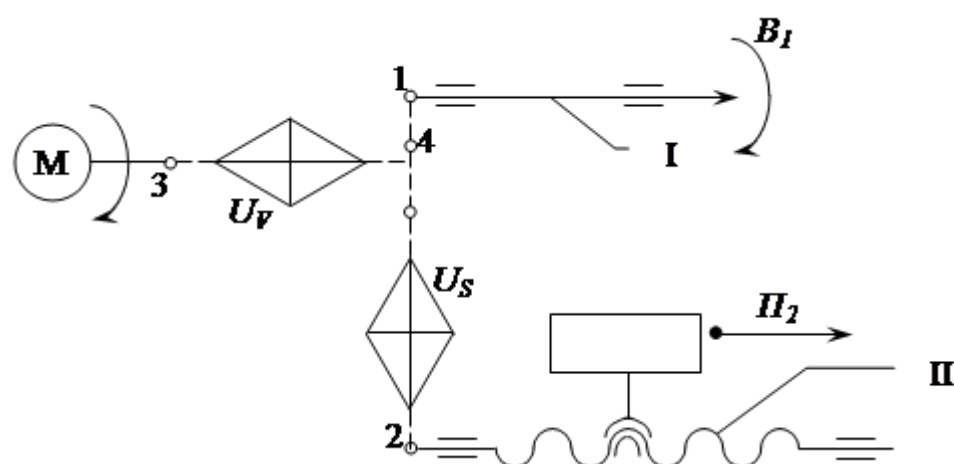
3. Органы настройки – различные приспособления типа коробок скоростей, коробок подач, гитары сменных зубчатых колес, вариаторы и пр. В основном исполнительные органы совершают вращательное или поступательное движение и являются, соответственно, подвижными звеньями вращательной (*B*) или поступательной (*П*) исполнительной *кинематической пары*.

В зависимости от количества исполнительных органов кинематические группы могут быть простыми и сложными. В простых кинематических группах один исполнительный орган, в сложных – два и более.

Простая кинематическая группа (Рис. 6)



Сложная кинематическая группа с двумя вращательными кинематическими парами (B_1 и B_2) (Рис. 7)



Сложная кинематическая группа с двумя кинематическими парами: вращательной (B_1) и поступательной (Π_2) (Рис. 8)

На рис. 6-8:

М – источник движения;

I, II – исполнительные органы;

U_v – орган настройки цепи главного движения;

U_s – орган настройки цепи подачи.

4. Кинематические связи бывают *внешними* и *внутренними*.

Внутренняя кинематическая связь – совокупность кинематических звеньев, обеспечивающих качественную характеристику движения (в первую очередь траекторию). В простой и сложной кинематических группах внутренняя связь реализуется по-разному.

В простой – соединение двух соприкасающихся звеньев исполнительной группы, одним из которых является сам исполнительный орган (I на рис. 6).

В сложной – *кинематическая цепь*, связывающая подвижные исполнительные органы и обеспечивающая функциональную согласованность их перемещений. При этом минимальное число внутренних кинематических связей на единицу меньше числа исполнительных органов. На рис. 7, 8 внутренней кинематической связью является кинематическая цепь 1–4–2.

Внешняя кинематическая связь – совокупность кинематических звеньев, обеспечивающие количественные характеристики движения (скорость, путь). Она предназначена для передачи энергии от источника движения во внутреннюю кинематическую связь. В простой кинематической группе внешней кинематической связью будет являться цепь 1–2 (рис. 6), а в сложной – цепь 3–4 (рис. 7, 8).

Кинематическая структура станков

Кинематическая структура определяется совокупностью кинематических групп, которые соединяются между собой различными способами. При соединении кинематических групп должно учитываться, есть ли общие исполнительные органы и источники движения, а также требуется ли коррекция во времени создаваемых группами движений.

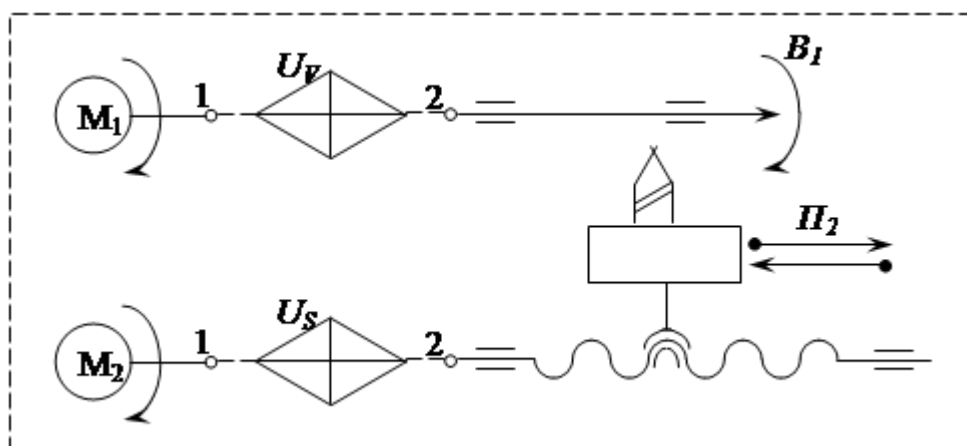
Из всего многообразия кинематических структур можно выделить 3 класса:

1. Кинематические структуры станков, которых состоят из простых кинематических групп, относятся к классу *элементарных* структур и обозначаются "Э". Движения формообразования в этих станках осуществляется разными простыми кинематическими группами – $\Phi(B)$ и $\Phi(P)$.

2. Кинематические структуры станков, которых состоят из сложных кинематических групп, относятся к классу *сложных* структур и обозначаются "С". Движения формообразования в этих станках осуществляется сложными кинематическими группами – $\Phi(B_1, B_2)$ и $\Phi(B_1, B_2, П_3)$ и т.д.

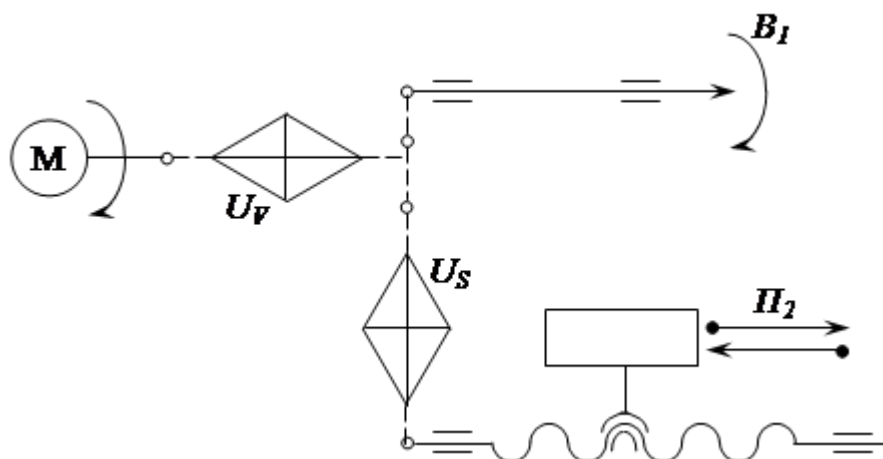
3. Кинематические структуры станков, которых состоят одновременно из простых и сложных кинематических групп, относятся к классу *комбинированных* структур и обозначаются "К".

Примеры:



1. Соединение кинематических групп в станках со структурой класса "Э".

В станке 2 простые кинематические группы, каждая из которых совершает простое движение формообразования $\Phi(B_1)$ и $\Phi(П_2)$. Эти группы никак не связаны между собой кинематически, в данном случае реализован конструктивный способ соединения. Такую структуру имеет, например, горизонтально-фрезерный станок 6Н82.



2. Соединение кинематических групп в станках со структурой класса "С".

В этом случае группы соединяются кинематически по внешней связи. В станке один источник движения M и часть звеньев в цепях привода являются общими для 2-х кинематических групп.

Данная структура имеется, например, у универсальных токарно-винторезных станков (16K20, 16Б16, 1М610 и пр.).

У этих станков достаточно развитый привод, что определяется следующим:

- станок должен работать в диапазоне скоростей резания V_{MAX} , V_{MIN} , это

$$R_v = \frac{V_{MAX}}{V_{MIN}}$$

определяет диапазон изменения скорости V_{MIN} определяется из скорости резания, необходимой для нарезания резьбы токарными резьбовыми резцами.

- на данных универсальных станках изготавливаемые детали имеют значительный диапазон диаметров d_{MAX} , d_{MIN} , что определяет диапазон

$$R_d = \frac{d_{MAX}}{d_{MIN}} .$$

диаметров

- существует диапазон изменения частот вращения $R_n = \frac{n_{MAX}}{n_{MIN}}$. Частота

$$n = \frac{1000 V}{\pi d}$$

вращения шпиндельного узла ; определяя минимальную и

$$n_{MIN} = \frac{1000 V_{MIN}}{\pi d_{MAX}}$$

максимальную частоты вращения шпинделя

$n_{MAX} = \frac{1000 V_{MAX}}{\pi d_{MIN}}$, получаем, что $R_n = R_v R_d$. На станках этого типа, исходя из необходимости нарезания резьбы, с одной стороны, и обеспечения резания с высокими скоростями, с другой стороны, диапазон изменения

$$R_n = \frac{2400}{12.5} = 192$$

частот вращения приблизительно принимается равным

Кинематическая настройка станков

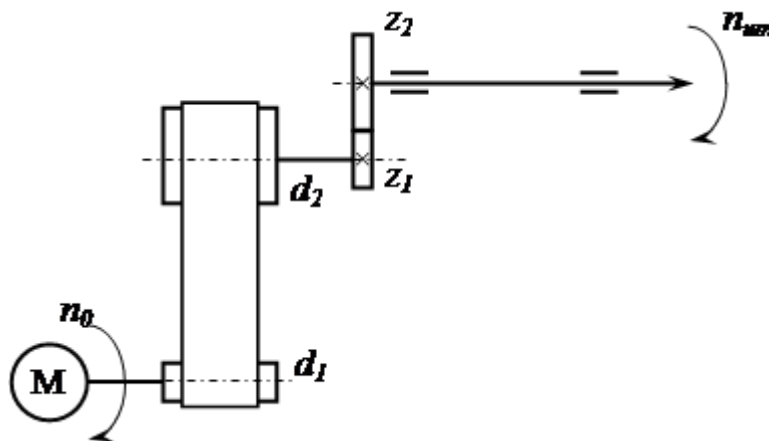
Кинематическая настройка станков сводится к определению параметров органов настройки с целью обеспечения заданных перемещений исполнительных органов станка и, следовательно, получения требуемой формы и размеров изготавливаемой детали. Следует помнить, что перемещения исполнительных органов – расчетные величины и зависят от

$$n = \frac{1000 V}{\pi d}$$

выбранной скорости резания ().

При кинематической настройке составляются уравнения кинематического баланса, которые связывают начальные и конечные перемещения, и из полученных уравнений находятся зависимости параметров органов настройки от расчетных перемещений. В металлорежущих станках в качестве органов настройки используются гитары сменных зубчатых колес, коробки скоростей и подачи, вариаторы и др. подобные устройства.

Пример: простейшая кинематическая схема.



M – электродвигатель с известной частотой вращения n_0 , мин⁻¹;

d_1 , d_2 – шкивы ременной передачи с известными диаметрами, мм;

z_1 , z_2 – зубчатые колеса с неизвестными числами зубьев;

$n_{шп}$ – частота вращения шпинделя, мин^{-1} , расчетная величина.

$$n_{шп} = \frac{1000 V}{\pi d}$$
, где V – скорость резания, рассчитанная или определенная по рекомендациям, м/мин; d – диаметр обрабатываемой заготовки, мм.

Уравнением кинематического баланса, описывающим связь между начальным (двигателем) и конечным (шпиндель) звеньями является выражение:

$$n_0 \frac{d_1}{d_2} \frac{z_1}{z_2} = n_{шп}, \quad \frac{d_1}{d_2} = U_c$$
, где U_c – постоянная составляющая органа настройки
 $\frac{z_1}{z_2} = U_{VAR}$
(от *constant* – постоянная); U_{VAR} – переменная составляющая органа настройки (от *variable* – переменная).

Из уравнения кинематического баланса выводится формула настройки:

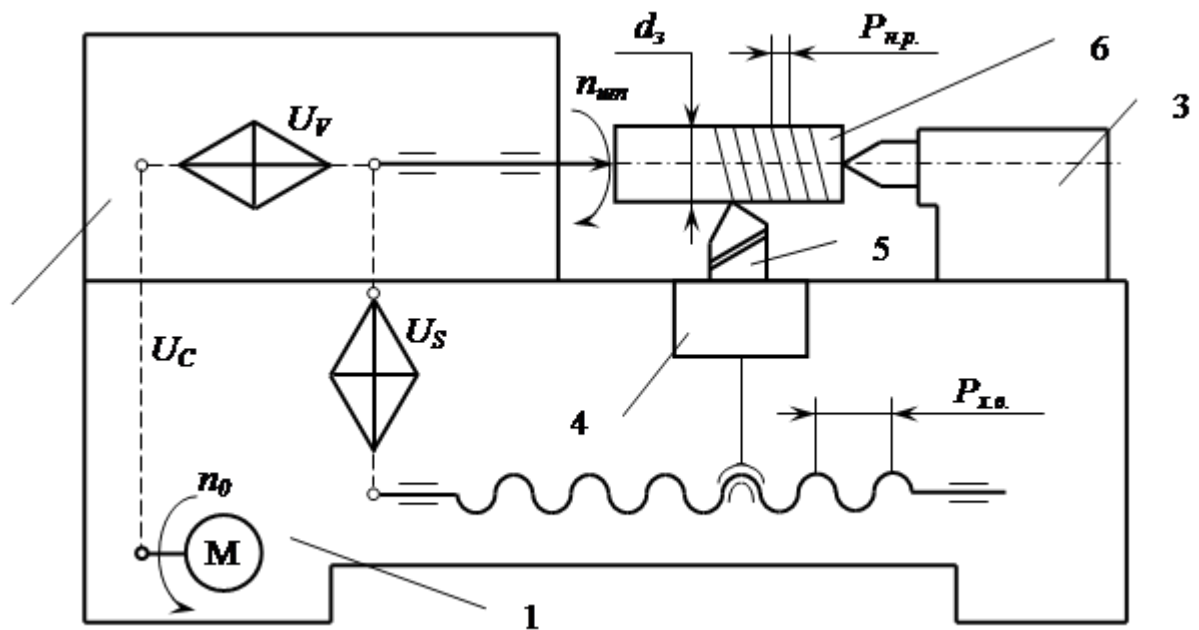
$$U_{VAR} = \frac{n_{шп}}{n_0 U_c}.$$

После определения величины U_{VAR} необходимо подобрать сочетание зубчатых колес с числами зубьев z_1 и z_2 , которое обеспечивает требуемые параметры исполнительного движения.

Станки для обработки резьбы и винтовых поверхностей

Рассмотрим кинематическую схему, типичную для представителей класса универсальных токарно-винторезных станков.

1.



Станина станка;

2. Передняя бабка (с коробкой скоростей и шпиндельным узлом);

3. Задняя бабка;

4. Суппорт;

5. Резец;

6. Обрабатываемая заготовка.

Для кинематической настройки станка необходимо найти основные цепи (цепь главного движения и цепь подач) и для каждой цепи написать уравнение кинематического баланса и формулу настройки.

Цепь главного движения.

Уравнение кинематического баланса: $n_{шп} = n_0 U_C U_V$

$$U_V = \frac{n_{шп}}{n_0 U_C}$$

Формула настройки:

Цепь подач.

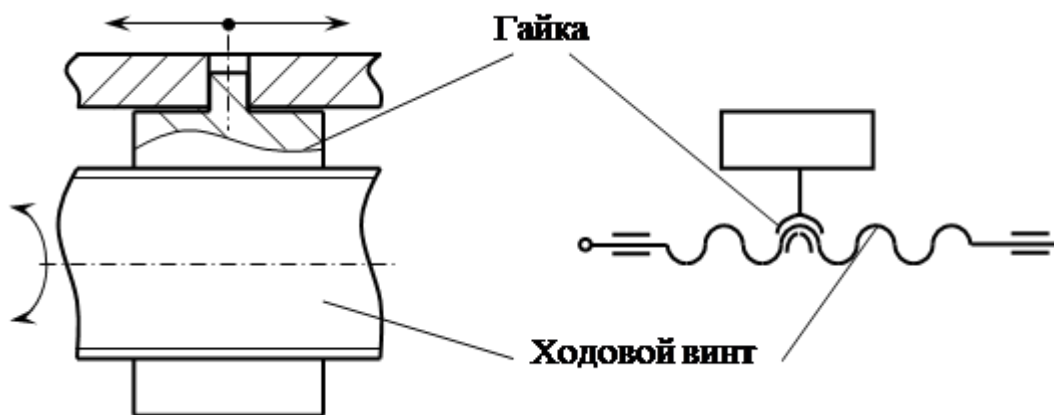
Уравнение кинематического баланса: $P_{к.п.} = 1 об.шп. * U_C U_S P_{х.с.}$

$$U_s = \frac{P_{н.р.}}{1 об.шп. * U_c P_{х.с.}} = \frac{P_{н.р.}}{U_c P_{х.с.}}$$

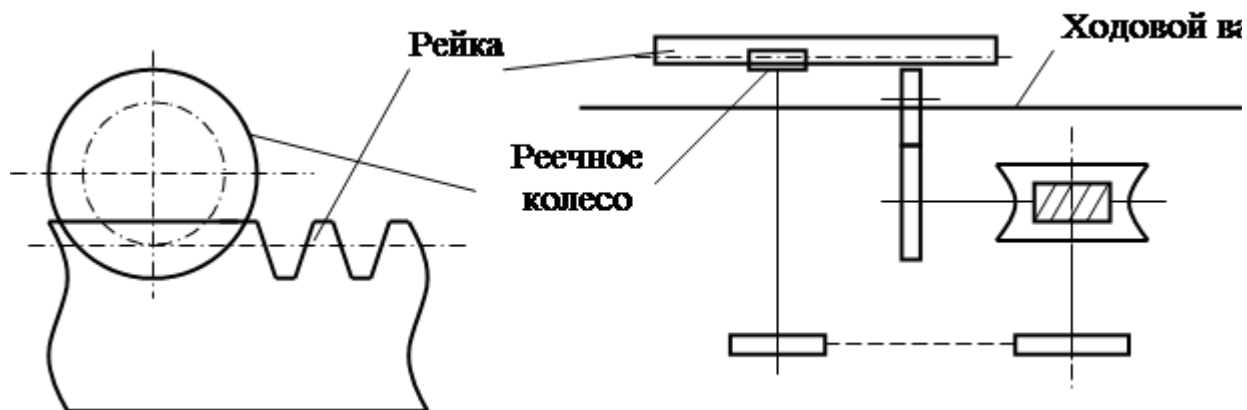
Формула настройки:

Нарезание резьбы по представленной схеме может осуществляться, например, на станке мод. 16K20. На подобных станках перемещение суппорта с режущим инструментом (резцом) осуществляется или с помощью ходового винта (преимущественно при нарезании резьбы), или ходового вала (при выполнении большинства токарных операций – точение, подрезание торца и пр.).

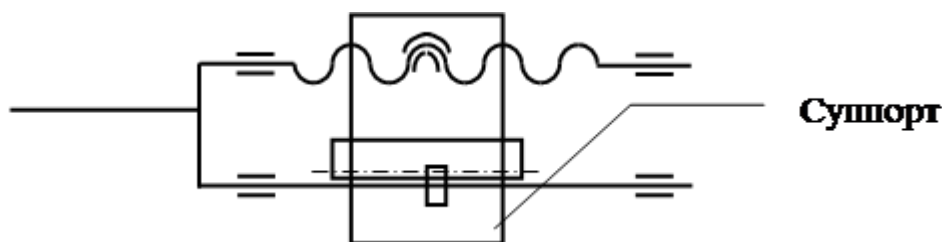
При использовании *ходового винта* преобразование его вращения в поступательное движение суппорта осуществляется с помощью передачи “винт-гайка”.



При использовании *ходового вала* преобразование его вращения в поступательное движение суппорта осуществляется с помощью реечной передачи.



Зубчатое колесо, посаженное на подвижную шпонку на ходовом валу, передает вращение через червячное и ряд зубчатых зацеплений на реечное колесо. Реечное колесо, находясь в постоянном зацеплении с рейкой, жестко закрепленной на станине станка, обеспечивает за счет обкатывания относительно рейки перемещение суппорта и установленного на нем резцедержателя.



На кинематических схемах суппорт с возможностью перемещения от ходового винта и ходового вала обозначается следующим образом:

Перемещение суппорта с режущим инструментом может осуществляться либо с помощью ходового винта, либо с помощью ходового вала, но никогда не одновременно.

Основными узлами станка являются:

- передняя бабка – в ней размещаются коробка скоростей и шпиндельный узел;
- суппорт – служит для перемещения режущего инструмента относительно заготовки; состоит из нижней каретки для продольного перемещения узла с инструментом по направляющим станины, поперечных салазок для поперечного перемещения инструмента, а также резцовых салазок для дополнительного перемещения инструмента при нарезании конусов;
- фартук – в нем размещаются органы управления направлением и скоростью перемещения суппорта;
- задняя бабка – служит для поддержания заднего конца длинномерной заготовки с целью обеспечения большей жесткости системы, а также для закрепления стержневого инструмента для обработки отверстий.

Все вышеперечисленные узлы устанавливаются на станине станка.

Приводы станков

Основными приводами станка являются:

1. Привод главного движения;
2. Привод подач, которые служат для осуществления заданных перемещений заготовки и инструмента.

1. Привод главного движения.

В станках могут применяться приводы со *ступенчатым регулированием* скорости резания и с *бесступенчатым регулированием* скорости резания.

В приводах со *ступенчатым регулированием* применяются, как правило, асинхронные нерегулируемые электродвигатели переменного тока. При этом промежуточные значения частот вращения исполнительного узла (шпинделя) выбирается по закону геометрической прогрессии. Регулирование скорости осуществляется при помощи *коробок скоростей*.

Преимущества:

- высокий КПД;
- возможность обеспечения постоянной мощности во всем диапазоне регулирования скорости;
- относительно низкая стоимость.

В приводах с *бесступенчатым регулированием* применяются, как правило, регулируемые двигатели постоянного тока, реже – вариаторы. Отличаются более высокой стоимостью, а в случае использования вариаторов – пониженной надежностью.

Преимущества:

- повышение производительности за счет точной установки оптимальной скорости резания;
- возможность поддержания постоянной скорости резания при обработке изделия с изменяющимся диаметром.

Привод главного движения со ступенчатым регулированием.

Кинематический расчет коробки скоростей.

Частоты вращения шпинделя в этих приводах изменяются по закону геометрической прогрессии, причем геометрический ряд со знаменателем φ имеет следующий вид:

$$n_1 = n_{MIN}$$

$$n_2 = n_1 \varphi$$

$$n_3 = n_2 \varphi = n_1 \varphi^2$$

.....

$$n_z = n_{z-1} \varphi = n_1 \varphi^{z-1}$$

$$\frac{n_{MAX}}{n_{MIN}} = D = \varphi^{z-1}$$

– диапазон регулирования. Следовательно, $\varphi = \sqrt[z-1]{D}$.

Основным преимуществом этих рядов является то, что относительные потери скорости резания вследствие использования меньшей частоты вращения шпинделя, по сравнению с требуемой, являются постоянными для всех интервалов частот вращения.

Приняты стандартные значения знаменателей геометрических рядов:

1,06; 1,12; 1,26; 1,41; 1,58; 1,78; 2,0.

После расчетов φ выбирается $\varphi_{СТ}$, ближайшее большее к φ .

Малые значения φ (1,06) приводят к усложнению привода (большие коробки скоростей), поэтому с точки экономической точки зрения может быть оправдано применение привода с бесступенчатым регулированием.

Значение $\varphi = 1,12$ применяется в основном в станках, требующих точную настройку на заданную частоту вращения (например, станки с ЧПУ).

$\varphi = 1,26$ – в основном в токарно-винторезных станках;

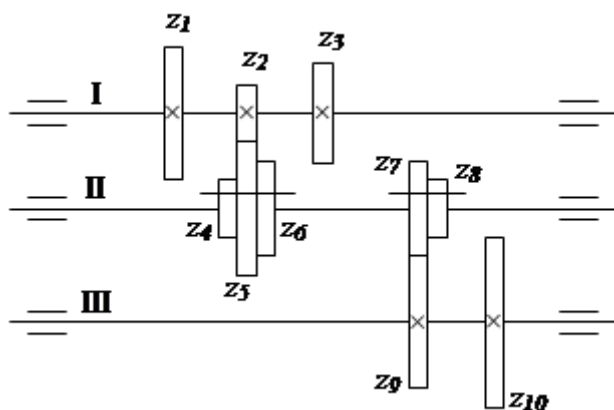
$\varphi = 1,41; 1,58$ – сверлильные и фрезерные станки;

$\varphi = 1,78$ – станки с грубой настройкой;

$\varphi = 2,0$ – применяется редко, в основном обдирочные станки.

Множительная структура коробок скоростей – коробки скоростей, состоящие из элементарных двух валовых механизмов, последовательно соединенных между собой в одну или несколько кинематических цепей. Общее число частот вращения определяется перемножением количеств частот вращения элементарных двух валовых механизмов.

Совокупность передач, связывающих два соседних вала коробки скоростей, образует *группу передач*, которая характеризуется числом передач " P " и передаточным отношением " u ".



Кинематическая схема простейшей трехвальной коробки скоростей.

I, II, III – валы коробки скоростей.

$z_1 - z_{10}$ – зубчатые колеса.

$z_1, z_2, z_3, z_9, z_{10}$ – зубчатые колеса, жестко закрепленные на валах (на шпонке).

$z_4 - z_5 - z_6$ – трехвенцовый зубчатый блок, перемещающийся вдоль вала II по шлицам.

$z_7 - z_8$ – двухвенцовый зубчатый блок, перемещающийся вдоль вала II по шлицам.

$\frac{z_1}{z_4}, \frac{z_2}{z_5}, \frac{z_3}{z_6}, \frac{z_7}{z_9}, \frac{z_8}{z_{10}}$ – передаточные отношения пар зубчатых колес.

Представленная коробка скоростей имеет 6 частот вращения. Изменение частот вращения осуществляется с помощью множительных механизмов с передвигными блоками зубчатых колес. В представленной коробке скоростей 2 множительных группы.

1-я группа состоит из трех передач: $\frac{z_1}{z_4}, \frac{z_2}{z_5}, \frac{z_3}{z_6}$.

2-я группа состоит из двух передач: $\frac{z_7}{z_9}, \frac{z_8}{z_{10}}$.

Количество скоростей и кинематический вариант коробки скоростей можно описать формулой:

$$z = p_{x_1} * p_{x_2} * \dots$$

p_{x_1} – количество передач в первой множительной группе;

p_{x_2} – количество передач во второй множительной группе;

X_1, X_2 – характеристики первой и второй множительных групп.

В общем случае характеристика последующих групп определяется перемножением передач всех групп, кинематически предшествующих данной группе. Характеристика $x=1$ присваивается *основной* группе передач, все остальные группы передач – *переборные*.

Структурная формула для представленной коробки скоростей может быть представлена выражением:

$$z = 3_1^I * 2_3^II = 6,$$

где I, II – группы передач.

$X_1 = 1; X_2 = 3$ – характеристике групп передач, где «3» – количество передач первой группы.

Предположим, что в представленную коробку скоростей добавлен вал IV с двумя передачами между валами III и IV. Тогда структурная формула такой коробки скоростей может быть представлена в следующем виде:

$$z = 3_1^I * 2_3^II * 2_6^III = 12$$

$X_1 = 1; X_2 = 3; X_3 = 6$ – характеристику групп передач. X_3 получается, как результат перемножения количеств передач групп I и II, кинематически предшествующих группе передач III ($6=3*2$).

Смысл характеристики группы – показатель степени φ , он показывает в какое количество раз изменяется частота вращения при переключении передач этой группы. Так, при переключении передач первой группы частота вращения вала изменяется в φ раз, а при переключении передач второй группы – в φ^3 раз.

$$\begin{array}{c}
 n_4 = n_1 \varphi^3 \\
 \left. \begin{array}{l} n_2 = n_1 \varphi \\ n_3 = n_2 \varphi \end{array} \right\} \begin{array}{l} n_1 = \frac{z_1}{z_4} \frac{z_7}{z_9} \\ n_2 = \frac{z_2}{z_5} \frac{z_7}{z_9} \\ n_3 = \frac{z_3}{z_6} \frac{z_7}{z_9} \end{array} \left| \begin{array}{l} n_4 = \frac{z_1}{z_4} \frac{z_8}{z_{10}} \\ n_5 = \frac{z_2}{z_5} \frac{z_8}{z_{10}} \\ n_6 = \frac{z_3}{z_6} \frac{z_8}{z_{10}} \end{array} \right\} \begin{array}{l} n_4 = n_3 \varphi \\ n_5 = n_4 \varphi \\ n_6 = n_5 \varphi \end{array} \\
 n_6 = n_3 \varphi^3
 \end{array}$$

Графоаналитический метод расчета коробок скоростей.

Проанализировать различные варианты коробок скоростей и выбрать наиболее рациональный можно с помощью графоаналитического метода, который включает построение структурных сеток и графика частот вращения.

Пример: структурная сетка для приведенной выше формулы $z = 3_1 2_3 = 6$.

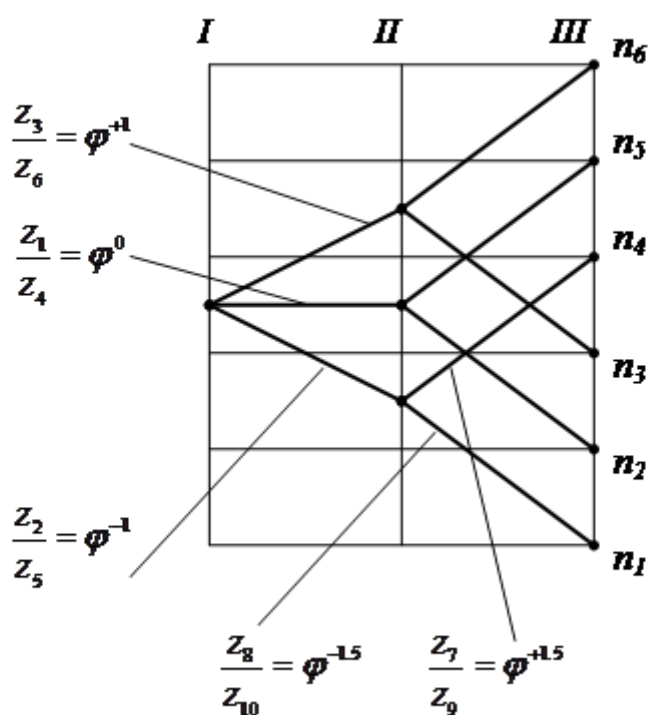


Рис. 9

Определим условные обозначения и правила построения структурной сетки:

- вертикальные параллельные линии – последовательно расположенные валы коробки скоростей (по числу валов в коробке);

- горизонтальные параллельные линии, проведенные на расстоянии друг от друга, обозначают в логарифмическом масштабе частоты вращения. Интервалы между соседними линиями обозначают в масштабе отрезок, равный $\lg \varphi$.

- лучи с наклоном вверх обозначают повышающие передачи; с наклоном вниз – понижающие; без наклона – прямые передачи с $u=1$;

- число лучей, выходящих из одной точки, соответствует числу передач между валами;

- передаточное отношение (u) передачи в общем случае определяется выражением $u = \varphi^{\pm S}$, где S — число интервалов, на которое поднимается или опускается луч;

- структурную сетку строят в соответствии со структурной формулой ($z = 3_1 2_3 = 6$). В ней отражается относительная связь между передаточными отношениями в группах, поэтому лучи для каждой группы проводятся симметрично, а количество интервалов между концами лучей численно равно характеристике группы передач X_i . Поэтому 3 луча между валами I и II имеют расхождение в 1 интервал ($X_1 = 1$), а 2 луча между валами II и III имеют расхождение в три интервала ($X_2 = 3$);

- структурная сетка всегда строится из середины начального вала (I или O).

Пример: структурные сетки для формулы $z = \overset{I}{3} \overset{II}{2} \overset{III}{2} = 12$.

а) Выберем в качестве основной группы передач группу передач I (три передачи). Тогда структурная формула примет вид: $z = \overset{I}{3}_1 \overset{II}{2}_3 \overset{III}{2}_6 = 12$.

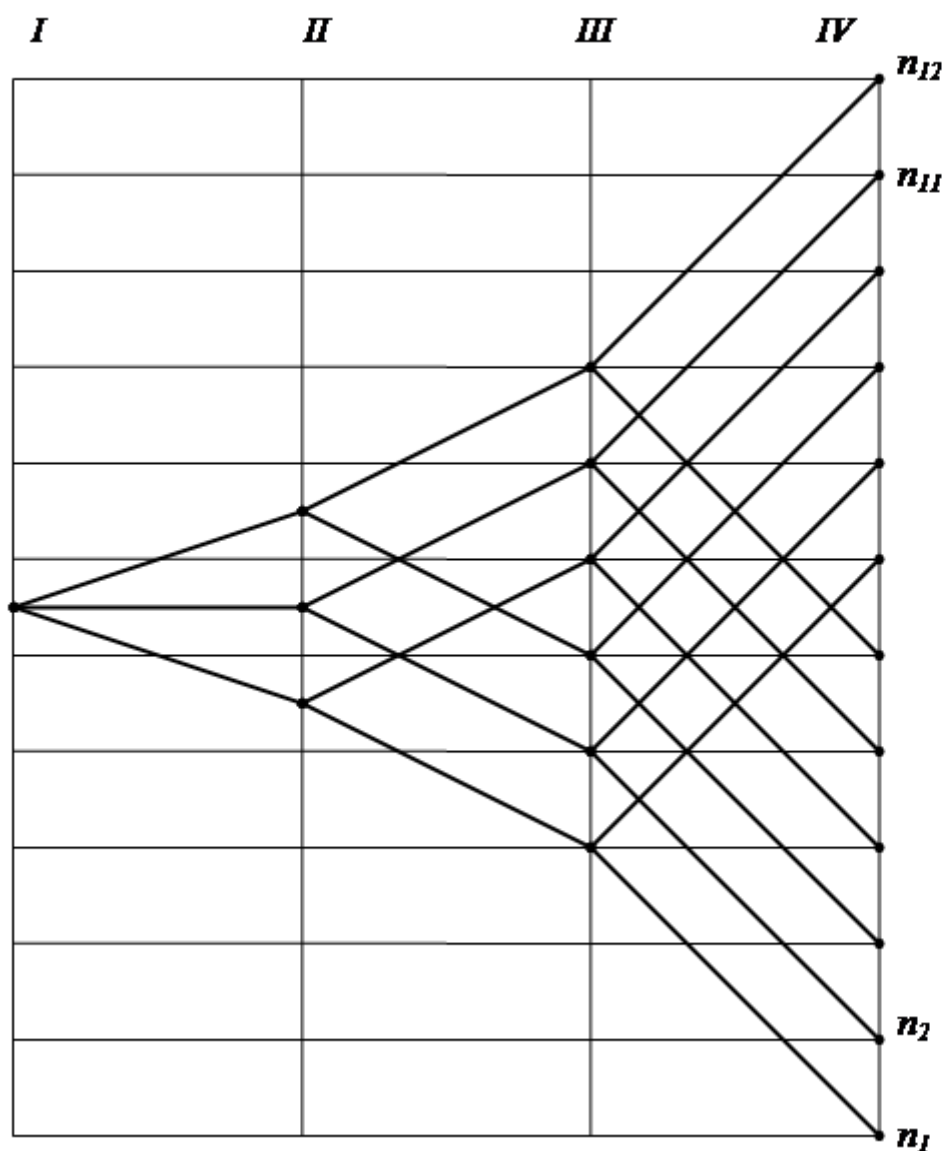
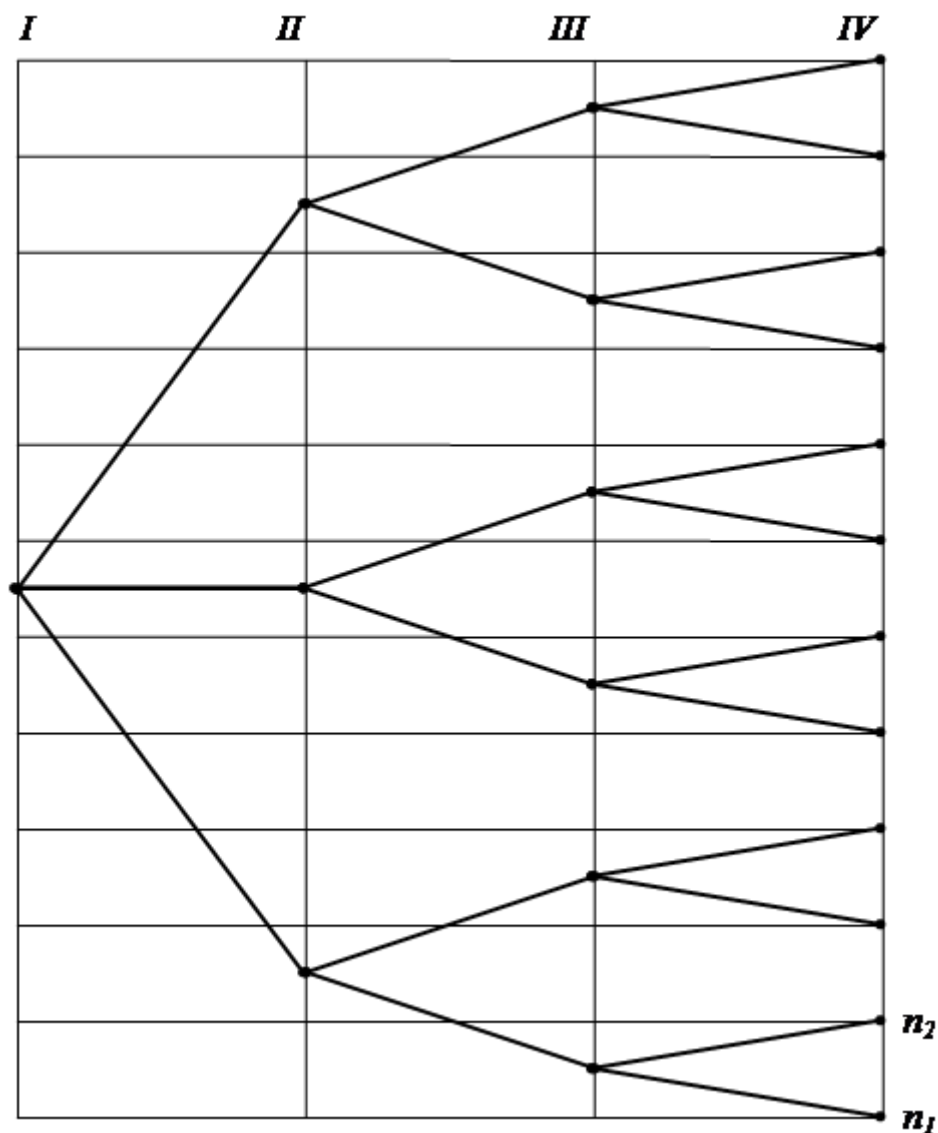


Рис. 10

б) Выберем в качестве основной группы передач группу передач III (2 передачи). Тогда структурная формула примет вид: $z = \overset{I}{3}_4 \overset{II}{2}_2 \overset{III}{2}_1 = 12$.

(Структурную формулу коробки скоростей можно записать по-разному при одинаковом количестве частот вращения на выходном валу).



Существуют критерии выбора наиболее рационального варианта коробки скоростей. Рассмотрим их на примере возможных структурных формул коробки скоростей с $z = 16$:

$$z = 8 * 2 = 16$$

$$z = 2 * 8 = 16$$

$$z = 4 * 4 = 16$$

$$z = 4 * 2 * 2 = 16$$

1. С точки зрения обеспечения приемлемых радиальных и осевых размеров коробок скоростей желательно, чтобы число лучей на структурной сетке (т.е. число передач в группе) не превышало 4-х. Исходя из этого, первые 2

варианта структурных формул не удовлетворяют условию, а предпочтение следует отдать формуле $z = 4 * 2 * 2$;

$$\frac{u_{MAX}}{u_{MIN}} \leq 8$$

2. Принято ограничение u_{MIN} (число интервалов между лучами не должно превышать 8), причем $u_{MAX} \leq \varphi^2$, $u_{MIN} \geq \varphi^{-5}$;

3. Предпочтение отдается варианту с большим числом передач между начальными валами, т.е. веерообразному графику. Это связано с тем, что при небольших передаточных отношениях в области высоких частот вращения обеспечиваются лучшие условия работы зубчатых колес, а основная редукция и передача больших крутящих моментов осуществляется на последующих валах. Таким образом, вариант $z = 4 * 2 * 2$ предпочтительнее вариантов $z = 2 * 4 * 2$ и $z = 2 * 2 * 4$, несмотря на одинаковые группы передач между валами, но с изменением порядка их расположения.

Рассмотренная нами выше простейшая коробка скоростей при том же общем числе частот вращения могла бы быть сконструирована иначе: $z = \overset{I}{2}_1 \overset{II}{3}_2 = 6$.

Структурная сетка:

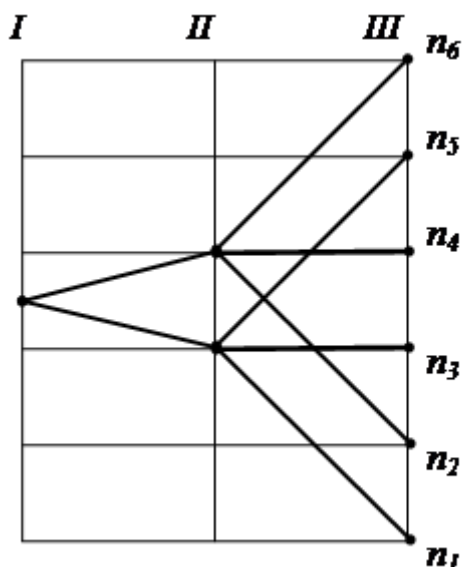


Рис. 12

Обеспечивает те же частоты вращения, но на последних валах работают 3 передачи; кроме того, зубчатые колеса работают в более тяжелых условиях вследствие нарушения веерообразности сетки.

Построение графика частот вращения

График частот вращения строится по структурной формуле и структурной сетке. Количество интервалов между лучами, принятое на структурной сетке, обязательно сохраняется, но наклон лучей изменяется, так как график является несимметричным.

Рассмотрим один из возможных вариантов графика частот вращения.

При указанном расположении лучей между валами *I* и *II* обеспечивается их быстроходность, а основная редукция за счет передачи $u_5 = \varphi^{-3}$ обеспечивается на последних валах.

Таким образом, график частот вращения позволяет проиллюстрировать рациональность конструкции коробки скоростей и добавляет информацию, отсутствующую на структурной сетке.

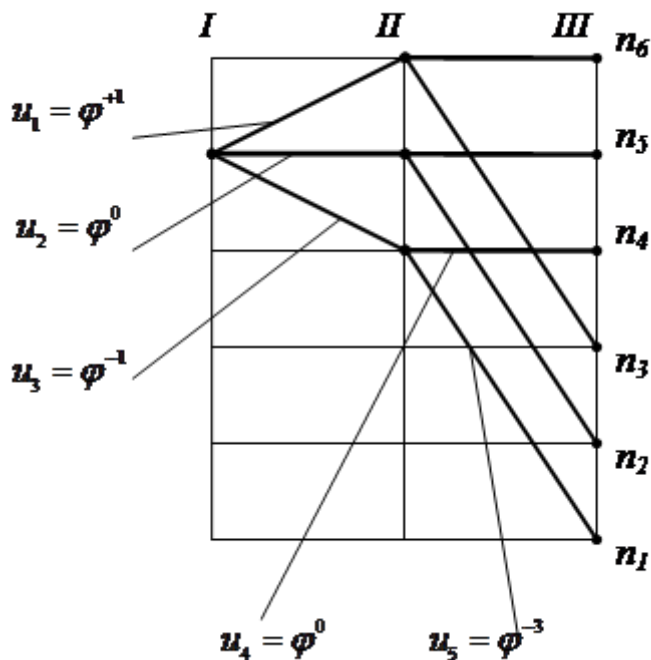


Рис. 13

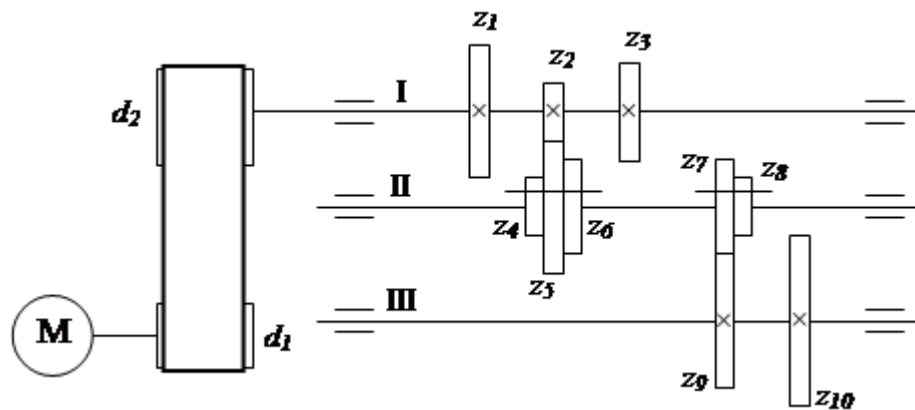
График частот вращения в общем случае строится из точки на начальном валу, отстоящей на X_1 ниже n_{max} .

В отличие от структурной сетки, график частот вращения дает представление о конкретных величинах передаточных отношений и частот вращения шпинделя. При проведении лучей учитываются ограничения по предельно допустимым величинам передаточных отношений для зубчатых передач:

$$u_{MAX} \leq 2(2.8)$$

$$u_{min} \geq \frac{1}{4} \left(\frac{1}{5} \right)$$

Пример: графоаналитический расчет коробки скоростей.



Исходные данные для расчета:

$$z = 6$$

$$n_{MAX} = 1600 \text{ мин}^{-1}$$

$$n_{MIN} = 500 \text{ мин}^{-1}$$

$$n_{\partial s} = 1450 \text{ мин}^{-1}$$

1. Определяем диапазон изменения частот вращения и знаменатель геометрического ряда:

$$D = \frac{n_{MAX}}{n_{MIN}} = \frac{1600}{500} = 3.2$$

$$\varphi = \sqrt[z]{D} = \sqrt[6]{3.2} \approx 1.26$$

2. Записываем структурную формулу коробки скоростей:

$$z = 3 * 2 = 6$$

Окончательный выбор структурной формулы производится после сравнения нескольких вариантов.

3. Построим и проанализируем возможные структурные сетки:

а) $z = \overset{I}{3}_1 \overset{II}{2}_3 = 6$.

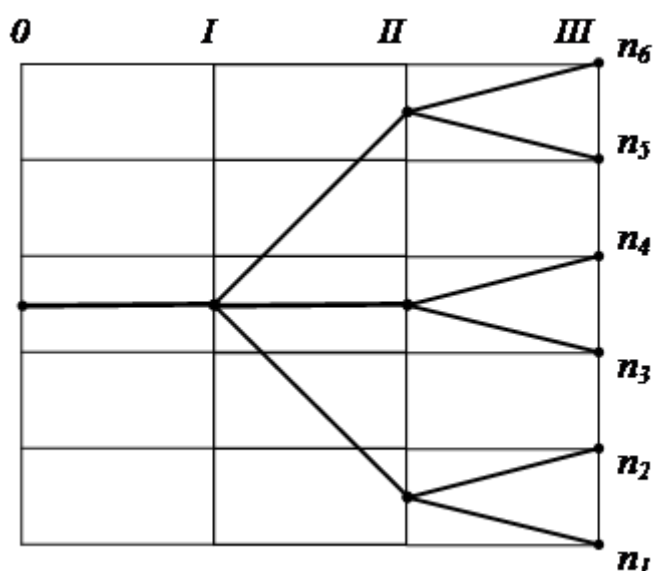
Строго говоря, с учетом клиноременной передачи, формула должна

выглядеть $z = \overset{I}{1}_1 \overset{II}{3}_1 \overset{III}{2}_3 = 6$, однако первая группа передач может для простоты не учитываться, так как влияния на количество передач и на характеристики последующих групп передач не оказывает. Структурная сетка для данной формулы рассматривалась выше (рис. 9).

б) $z = \overset{I}{2}_1 \overset{II}{3}_2 = 6$

Структурная сетка для этой формулы также рассматривалась выше (рис. 12).

в) $z = \overset{II}{3}_2 \overset{I}{2}_1 = 6$



В этом варианте в качестве *основной* группы передач выберем группу между валами II и III. Горизонтальная линия между валами 0 и I отображает клиноременную передачу.

Рис. 14.

Анализируя три варианта структурных сеток по приведенным выше критериям, приходим к выводу, что наиболее рациональным является вариант «а», который и будет использоваться в дальнейшем при построении графика частот вращения.

4. Построим график частот вращения:

Для начала определим частоты вращения выходного вала (шпиндельного) коробки скоростей.

$$n_1 = n_{MIN} = 500 \text{ мин}^{-1}$$

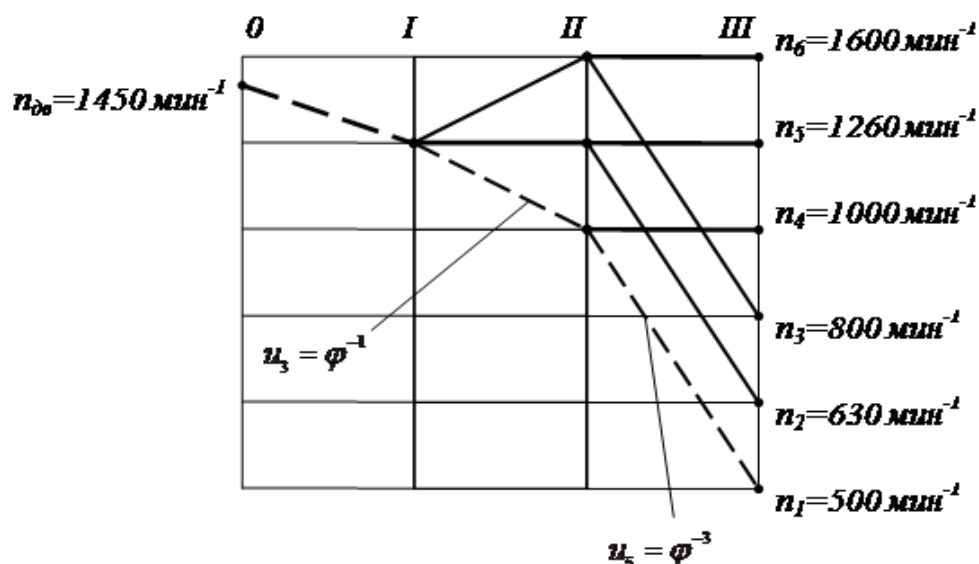
$$n_2 = n_1 * \varphi = 500 * 1.26 \approx 630 \text{ мин}^{-1}$$

$$n_3 = n_2 * \varphi = 630 * 1.26 \approx 800 \text{ мин}^{-1}$$

$$n_4 = n_3 * \varphi = 800 * 1.26 \approx 1000 \text{ мин}^{-1}$$

$$n_5 = n_4 * \varphi = 1000 * 1.26 \approx 1260 \text{ мин}^{-1}$$

$$n_6 = n_{MAX} = n_5 * \varphi = 1260 * 1.26 \approx 1600 \text{ мин}^{-1}$$



Вариантов графиков частот вращения может быть несколько. Основным правилом построения графика является необходимость стремления к постепенному снижению частоты вращения электродвигателя до заданной минимальной частоты коробки скоростей n_{MIN} , обеспечивая основную редукцию на последних валах (II-III). Построение графика начинается с построения цепи, обеспечивающей n_{MIN} .

Рис. 15.

Сначала снижаем частоту вращения электродвигателя до значения $n_5 = 1260 \text{ мин}^{-1}$ с помощью клиноременной передачи с

$$u = \frac{d_1}{d_2} = \frac{n_I}{n_{до}} = \frac{1260}{1450} = 0,87$$

передаточным отношением . Исходя из этого передаточного отношения определяются диаметры шкивов клиноременной

$$u_3 = \varphi^{-1} = \frac{1}{1.26}$$

передачи. За счет передачи снижаем частоту вращения

вала II до $n_{II} = 1000 \text{ мин}^{-1}$, а затем с помощью

$$u_5 = \varphi^{-3} = \frac{1}{1.26^3} \approx \frac{1}{2}$$

передачи обеспечиваем основное снижение частоты

вращения вала III до $n_{III} = 500 \text{ мин}^{-1}$. Построив цепь для обеспечения n_{MIN} ,

всю остальную часть графика строим по выбранной структурной сетке с учетом принятого на ней расхождения лучей.

С учетом требования быстроходности первых валов этот вариант является более предпочтительным, поэтому на нем и остановимся. После построения графика проверим граничные условия:

$$\begin{aligned} u_{MAX} &\leq 2(2.8) & u_{MAX} &= u_1 = \varphi^{-1} = 1.26 \leq 2 \\ u_{min} &\geq \frac{1}{4} \left(\frac{1}{5} \right) & u_{MIN} &= u_5 = \varphi^{-3} = \frac{1}{2} \geq \frac{1}{4} \end{aligned}$$

. В нашем случае — условия верны.

Далее выписываем известные величины передаточных отношений:

$$u_1 = 1.26; u_2 = 1.0; u_3 = 1.26^{-1}; u_4 = 1.0; u_5 = 1.26^{-3}$$

5. Расчет зубчатых колес (кинематический расчет):

Одним из требований при расчете чисел зубьев зубчатых колес является обеспечение постоянства сумм зубьев пар зубчатых колес в пределах одной двухвальной передачи (между двумя соседними валами). Принимается при одинаковости модуля применяемых зубчатых колес.

Выразим передаточные отношения через отношения чисел зубьев:

$$\begin{aligned} u_1 &= 1.26 = \frac{z_1}{z_4} & u_4 &= 1 = \frac{z_7}{z_9} \\ u_2 &= 1 = \frac{z_3}{z_6} & u_5 &= \frac{1}{1.26^3} = \frac{1}{2} = \frac{z_8}{z_{10}} \\ u_3 &= \frac{1}{1.26} = \frac{z_2}{z_5} \end{aligned}$$

Сумма зубьев определяется с учетом минимально допустимого числа зубьев шестерен коробок скоростей, которое принимается $[z_{MIN}] = 18 \dots 20$. Найдем наименьшее зубчатое колесо между валами *I* и *II* – это колесо z_2 . Примем $z_2 = 20$. Тогда $z_5 = z_2 * 1.26 = 20 * 1.26 = 25.2 \approx 25$. Сумма зубьев пар зубчатых колес между валами *I* и *II* будет равна 45. Числа зубьев остальных колес рассчитываются решением систем уравнений:

$$\begin{cases} \frac{z_3}{z_6} = 1 \\ z_3 + z_6 = 45 \end{cases}$$

Решая систему уравнений, получим:

$$z_3 = z_6 = \frac{45}{2} = 22.5$$

. Для соблюдения одинакового межосевого расстояния передач между валами *I* и *II* принимаем $z_3 = 23; z_6 = 22$.

Числа зубьев остальных зубчатых колес определяем аналогично; при кинематическом расчете передач между валами *II* и *III* последовательность расчетов повторяется, начиная с определения наименьшего зубчатого колеса.

Коробки скоростей со сложной структурой.

Рассмотренная коробка скоростей обычной множительной структуры, которая состоит из одной кинематической цепи, является наиболее простой. С целью увеличения диапазона изменения частот вращения применяется *сложная структура* – это структура коробок скоростей, состоящая из двух или более кинематических цепей, каждая из которых является обыкновенной множительной структурой. Через короткую цепь передаются высокие частоты вращения, а через другую, более длинную, низкие частоты вращения.

Структурная формула коробок скоростей со сложной структурой имеет следующий общий вид:

$$z_{\Sigma} = z_1 + z_2 = z_0 z_{d_1} + z_0 z_{d_2} = z_0 (z_{d_1} + z_{d_2}), \text{ где}$$

z_{Σ} – суммарное число ступеней (частот вращения);

z_1 – число ступеней в короткой кинематической цепи (высоких частот вращения);

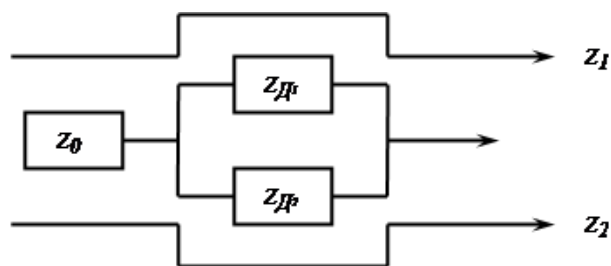
z_2 – число ступеней в длинной кинематической цепи (низких частот вращения);

z_0 – число ступеней общей части кинематической цепи, которая используется для получения всех частот вращения;

z_{d_1}, z_{d_2} – число ступеней дополнительных частей сложной структуры короткой и длинной кинематических цепей соответственно.

Общая часть (z_0) называется *основной* частью сложной структуры.

Иллюстративно сложная структура обозначается следующим образом:



В описываемой коробке скоростей длинная кинематическая цепь содержит переборное устройство (*перебор*), представляющее собой дополнительный вал с зубчатыми колесами. При передаче движения по длинной цепи этот вал подключается к основной части структуры коробки скоростей, в противном случае он отключается.

Рассмотрим кинематическую схему коробки скоростей со сложной структурой:

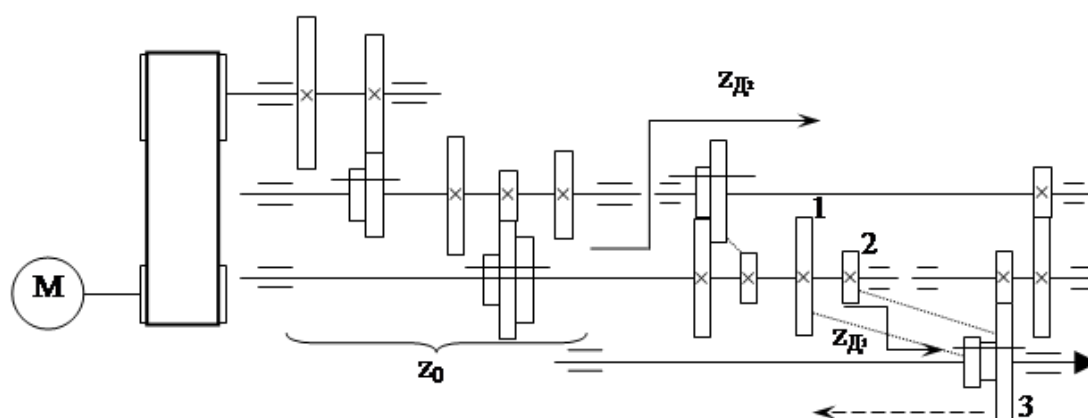


Рис. 16

На этом рисунке указанный вариант зацепления зубчатых колес обеспечивает передачу вращения по длинной кинематической цепи ($z_{Д1}$) через переборный вал. Для передачи вращения по короткой кинематической цепи двухвенцовый зубчатый блок 3 выходного вала перемещается по пунктирной стрелке до зацепления с зубчатым колесом 1 или 2. Переборный вал при этом отключается.

Структурная формула указанной коробки скоростей имеет вид:

$$z_{\Sigma} = \underbrace{2*3}_{z_0} * \underbrace{2}_{z_{Д1}} + \underbrace{2*3}_{z_0} * \underbrace{2}_{z_{Д2}} = \underbrace{2*3}_{z_0} \left(\underbrace{2}_{z_{Д1}} + \underbrace{2}_{z_{Д2}} \right) = 24$$

Такую структуру имеют чаще всего коробки скоростей токарно-винторезных станков.

В коробках скоростей применяются особые множительные структуры, предусматривающие использование сменных зубчатых колес, искусственное уменьшение (увеличение) характеристик групп передач, применение в приводах 2-х или многоскоростных двигателей и т.п. (подробнее см. литературу).

Графоаналитический метод расчета коробок подач станков.

Расчет коробок подач ведется по той же схеме, что и расчет коробок скоростей, с учетом следующих отличий:

1. Тихоходность коробок подач;
2. Большая редукция коробок подач;
3. Наличие в коробках подач более длинных кинематических цепей.

Раздел 2. «Строительные конструкции»

ПЗ 1. Расчет физико-химических свойств нефти

Основные физико-химические свойства пластовой нефти:

1. *Давление насыщения пластовой нефти газом P_s* – равновесное давление, при котором пластовая нефть в процессе ее изотермического расширения (при пластовой температуре) переходит в двухфазное состояние (газ-жидкость).
2. *Плотность пластовой нефти ρ* - отношение массового потока пластовой нефти к объёмному потоку через выделенное сечение, или отношение массы выделенного объема нефти к данному объёму.
3. *Температура кристаллизации парафинов* – температура, при снижении которой при данном давлении начинает кристаллизоваться парафин.
4. *Вязкость нефти μ* - сопротивление течению.
5. *Удельная теплоёмкость C* – количество тепла нефти, выделившегося при снижении температуры на один градус одного килограмма нефти (удельная).
6. *Растворимость газа в пластовой нефти* – количество газа, растворённое в 1 кг нефти.
7. *Температура пластовой нефти T* .

Условные компоненты пластовой нефти в отличие от индивидуальных веществ представляют собой многокомпонентные смеси (части дегазированной нефти-фракции), которые характеризуются сравнительно узким диапазоном температур кипения (10-25 С) от начала кипения до температуры полного ее выкипания. Существует известный произвол в выделении условных компонентов нефти.

Пример таблицы с Условными компонентами

Индивидуальные и условные компоненты нефти

Унифицированные номера компонентов (по их летучести)

Тип компонента 9 10 11 12 13 14 15 16

Компоненты

Индивидуальные iC_5H_{12} nC_5H_{12} U_6 U_7 U_8 U_9 U_{10} $U_{нч}$

УК C_6 УК C_7 УК C_8 УК C_9 УК C_{10} УК $C_{нч}$

Условные УК C_5 - УК C_6 УК C_7 УК C_8 УК C_9 УК C_{10} УК $C_{нч}$

U_i – многокомпонентные смеси (фракции нефти) с известными (заданными) их характеристиками:

-температурой начала и конца кипения фракции

-молярной массой

-плотностью

Молярный объём нефти (V_M) – отношение объёма нефти к ее количеству

$$V_M \equiv V/n \equiv Q/\tilde{n}, \text{ м}^3/\text{моль}$$

Для пластовой нефти в первом приближении можно принять, что $V_M = 100\text{-}300 \text{ см}^3/\text{моль}$.

2. Физико-химические свойства нефтяного газа. Зависимость свойств нефтяного газа в системах сбора от состава пластовой нефти.

Нефтяной газ – смесь газа пластовой нефти, который выделился из неё при данных термобарических условиях, и паров пластовой нефти и воды.

Основные физико-химические свойства нефтяного газа:

1. *Плотность газа ρ_g* – отношение массы газа к его объёму
2. *Молярный объём нефтяного газа V_M* – отношение объёма газа к его количеству
3. *Молярная масса нефтяного газа M_g* – отношение массы газа к его количеству
4. *Абсолютная влажность нефтяного газа $C''_v, \text{ рг}$* – массовая концентрация паров воды в нефтяном газе при термобарических условиях РТ
5. *Температура нефтяного газа*
6. *Вязкость газа μ_g* –сопротивление движению газа

В зависимости от компонентного состава пластовой нефти свойства нефтяного газа могут сильно изменяться. Например, при большом содержании азота или метана, газ будет лёгким, плотность и вязкость его будут небольшими. При большом содержании в нефти жирных газов, например, пропана или бутана, вязкость и плотность нефтяного газа будут больше.

ПЗ 2. Построение гидравлической характеристики магистрального нефтепровода.

В практике проектирования расчеты магистральных нефтепроводов называют также технологическими расчетами, т.е. имеется в виду комплекс расчетов, связанных с технологическим процессом транспорта нефти.

В состав технологического расчета входит собственно гидравлический расчет нефтепровода, выбор оборудования, механические и теплотехнические расчеты, а также технико-экономический расчет, включающий выбор оптимального диаметра трубопровода, с учетом

сравнительных технико-экономических показателей различных вариантов. Технологические расчеты выполняют в соответствии с «Нормами технологического проектирования и технико-экономическими показателями магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

По технологическим расчетам решаются основные технические вопросы наиболее рациональной схемы сооружения магистрального нефтепровода при минимальных затратах на строительство и эксплуатацию.

Исходными данными для расчета является: требуемая подача нефти, определяемая заданием на проектирование и технико-экономическими проработками; физические характеристики нефти при температуре перекачки; среднемесячные температуры грунта на глубине заложения трубопровода; механические свойства материала труб, направление, протяженность и высотное расположение трубопровода, определяемое по плану трассы, нанесенной на топографическую карту, и сжатому профилю трассы.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Магистральные нефтепроводы (МН) - инженерные сооружения, состоящие из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними нефтеперекачивающие станции (НПС), приёмосдаточных пунктов (ПСП), нефтебаз (НБ) для хранения нефти и других технологических объектов, обеспечивающих транспортировку, приемку, сдачу нефти потребителям или перевалку на другой вид транспорта;

По магистральным нефтепроводам нефть и нефтепродукты транспортируются на значительные расстояния, нередко до 2000 км и более. Диаметр магистрального нефтепровода от 200 до 1220 мм, давление, как правило, 5--6 Мн/см² (50--60 кгс/см²). Подводящие нефтепроводы предназначены для транспортировки нефти с промыслов на головные сооружения магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с нефтеперерабатывающих заводов на головные сооружения магистральных нефтепродуктопроводов: они имеют протяжённость до нескольких десятков км. Основные параметры магистрального нефтепроводов : протяжённость, производительность, диаметр, давление и число перекачечных станций. Первые два параметра задаются, остальные определяются расчётом. Для сооружения нефтепроводов применяют трубы из углеродистой и низколегированной стали, в основном сварные, с продольным и спиральным швами. При расчёте магистрального нефтепровода большое значение имеют вязкость и плотность перекачиваемых нефти и нефтепродуктов. Для предохранения труб от почвенной коррозии и блуждающих токов применяют антикоррозийную изоляцию и электрохимические методы защиты: катодную защиту, электрополяризованные протекторы, электродренаж. По всей длине нефтепровода устанавливаются линейные секционные задвижки. Расстояние между задвижками определяется в зависимости от рельефа местности, но

составляет не более 20 км. При перекачке высоковязкой и высокостыгивающей нефти применяют её подогрев на перекачечных станциях и промежуточных пунктах подогрева. Стоимость строительства магистральных нефтепроводов окупается в относительно короткие сроки (обычно 2--3 года).

В состав магистральных нефтепроводов входят: линейные сооружения, головные и промежуточные перекачивающие и наливные насосные станции и резервуарные парки (рис. 20.1). В свою очередь линейные сооружения согласно СНиП 2.05.06 -- 85 включают: трубопровод (от места выхода с промысла подготовленной к дальнему транспорту товарной нефти) с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения нефтеперекачивающих станций, узлами пуска и приема очистных устройств и разделителей при последовательной перекачке, установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики трубопровода, линии электропередачи, предназначенные для обслуживания трубопроводов, и устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимической защиты трубопроводов; противопожарные средства, противоэрозийные и защитные сооружения трубопровода; емкости для хранения и разгазирования конденсата, земляные амбары для аварийного выпуска нефти, здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов; постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы трубопровода, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения трубопровода; пункты подогрева нефти указатели.

Основные элементы магистрального трубопровода -- сваренные в непрерывную нитку трубы, представляющие собой собственно трубопровод. Как правило, магистральные трубопроводы заглубляют в грунт обычно на глубину 0,8 м до верхней образующей трубы, если большая или меньшая глубина заложения не диктуется особыми геологическими условиями или необходимостью поддержания температуры перекачиваемого продукта на определенном уровне (например для исключения возможности замерзания скопившейся воды) Для магистральных трубопроводов применяют цельнотянутые или сварные трубы диаметром 300--1420 мм. Толщина стенок труб определяется проектным давлением в трубопроводе, которое может достигать 10 МПа.

На пересечениях крупных рек нефтепроводы иногда утяжеляют закрепленными на трубах грузами или сплошными бетонными покрытиями закрепляют специальными анкерами и заглубляют ниже дна реки. Кроме основной, укладывают резервную нитку перехода того же диаметра. На пересечениях железных и крупных шоссейных дорог трубопровод проходит

в патроне из труб, диаметр которых на 100--200 мм больше диаметра трубопровода.

С интервалом 10--30 км в зависимости от рельефа трассы на трубопроводе устанавливают линейные задвижки для перекрытия участков в случае аварии.

Вдоль трассы проходит линия связи (телефонная, радиорелейная), которая в основном имеет диспетчерское назначение. Ее можно использовать для передачи сигналов телеизмерения и телеуправления. Располагаемые вдоль трассы станции катодной и дренажной защиты, а также протекторы защищают трубопровод от наружной коррозии, являясь дополнением к противокоррозионному изоляционному покрытию трубопровода.

Нефтеперекачивающие станции (НПС) располагаются на нефтепроводах с интервалом 70--150 км. Перекачивающие (насосные) станции нефтепроводов и нефтепродуктопроводов оборудуются, как правило, центробежными насосами с электроприводом. Подача применяемых в настоящее время магистральных насосов достигает 12500 м³/ч. В начале нефтепровода находится головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС), которая располагается вблизи нефтяного промысла или в конце подводящих трубопроводов, если магистральный нефтепровод обслуживают несколько промыслов или один промысел разбросанный на большой территории, ГНПС отличается от промежуточных наличием резервуарного парка объемом, равным двух-, трехсуточной пропускной способности нефтепровода. Кроме основных объектов, на каждой насосной станции имеется комплекс вспомогательных сооружений: трансформаторная подстанция, снижающая подаваемое по линии электропередач (ЛЭП) напряжения от 110 или 35 до 6 кВ, котельная, а также системы водоснабжения, канализации, охлаждения и т.д. Если длина нефтепровода превышает 800 км, его разбивают на эксплуатационные участки длиной 100--300 км, в пределах которых возможна независимая работа насосного оборудования. Промежуточные насосные станции на границах участков должны располагать резервуарным парком объемом, равным 0,3--1,5 суточной пропускной способности трубопровода. Как головная, так и промежуточные насосные станции с резервуарными парками.

Тепловые станции устанавливают на трубопроводах, транспортирующих высоко застывающие и высоковязкие нефти и нефтепродукты иногда их совмещают с насосными станциями. Для подогрева перекачиваемого продукта применяют паровые или огневые подогреватели (печи подогрева) для снижения тепловых потерь такие трубопроводы могут быть снабжены теплоизоляционным покрытием.

Конечный пункт нефтепровода -- либо сырьевой парк нефтеперерабатывающего завода, либо перевалочная нефтебаза, обычно морская, откуда нефть танкерами перевозится к нефтеперерабатывающим заводам или экспортируется за границу.

Ремонтопригодность формируется на стадии осуществления проектных решений и достижения высокого качества их исполнения в процессе строительства. Но реализуется ремонтпригодность как свойство надежности в процессе эксплуатации, когда происходит поддержание, а в необходимых случаях и повышение надежности магистральных трубопроводов, за счет активного, направленного воздействия эксплуатационных служб трубопроводных предприятий на контролируемые ими параметры оборудования, технических средств и процессов.

Изменение значений параметров качества трубопровода при эксплуатации вызывает закономерное изменение его состояния, характеризующегося вполне определенными критериями. Научно обоснованное предсказание конструктивно-технологических и эксплуатационных свойств трубопровода, опирающееся на такие критерии, составляет одну из наиболее важных задач прогнозирования надежности магистрального трубопровода.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Таблица 1

Исходные данные

№	Производительность G , млн т/год	Плотность Транспортируемого нефти, кг/	Вязкость нефти, /с	м	м	Длина нефте- провод aL , км	
5	4,5	850	0,5Ч	2 0	8 0	800	

2.1 Определение диаметра и толщины стенки трубопровода

Дано:

$$G=Q=4,5 \text{ млн т/год}$$

$$\rho=850 \text{ кг/}$$

$$v=0,54/c$$

Нужно найти: D -?; G -?

N -расчетное число рабочих дней магистральных нефтепроводов [Абузова, таблица-5.1, 50стр]

Диаметр нефтепровода можно выбрать [Абузова, таблица-5.2, 51стр] или рассчитать по следующей формуле:

$$D=$$

Определим диаметр по второму варианту, принимая

$$D=$$

По ГОСТу выбираем диаметр $D=530\text{мм}$.

Пересчитаем скорость движение нефти относительно выбранного диаметра:

$$=$$

По ориентировочным параметрам магистральных нефтепроводов [Абузова, таблица-5.2, 51стр] выбираем для данной производительности расчетное рабочее давление трубопровода. Оно нужно для определения толщины стенки нефтепровода. Выбираем рабочее расчетное давление $P=5,7\text{МПа}$.

Теперь можно определить толщину стенки трубопровода:

Где : n -коэффициент надежности трубы по нагрузке. Для подземных магистральных трубопроводов $n=1,15$.

-расчетное сопротивление металла труб растяжению и сжатию.

нефтяной трубопровод насосный гидравлический

$$(\text{МПа})$$

Где нормативное сопротивление растяжению сжатию металла труб, оно равно значению временного сопротивления, то есть [Абузова, таблица-11.1, 198стр].

$$\text{МПа}$$

m - коэффициент условий работы трубопровода,(выбираем по СНиП 2.05.06-85), для линейных участков $m=0,9$

-коэффициент надежности по материалу,(для стальных труб -1,45)

- коэффициент надежности по назначению трубопровода,(выбираем из справочника

=366 МПа

2.2 Расчет потерь напора по длине нефтепровода

Определяем фактическую скорость движение нефти:

=0,848м/с

Находим режим движение нефти по трубопроводу:

Re=

Находим переходное число Re:

-относительное шероховатость.

=

Получили $Re < Re_{кр}$ поэтому коэффициент гидравлического сопротивления л определяем по формуле Блазиуса:

Теперь определяем потери напора по длине трубопровода:

=0,033

Определим расчетный напор одной станций:

(м)

Здесь Р- расчетное рабочее давление в трубопроводе, которое выбираем из [Абузова, таблица-5.2, 51стр]. $P=5,7\text{МПа}$

Определяем количество необходимых насосных станций:

Где -запас напора на предыдущий станций. Он необходим для того чтобы нефть дойдя до следующий станций могла пройти по технологическим трубопроводам и заполнить резервуар. Принимаем $h=30\text{мм}$.

2.3 Подбор насосного оборудование

Для подбора насосного оборудования к нефтепроводу определяем часовую производительность нефтепровода.

/с Из каталога применяемых на нефтепроводах насосов выбираем НМ 1250-260

Таблица 2

Техническая характеристики насосных агрегатов

Насосы основны е	Мощность Электродвигателя , кВт	К.П.Д %	Масса , т			
марка	Подача, куб/ч	Напо р м				
М1250- 260	1250	260	1250	8 0	3\10, 3	

Определяем количество необходимых насосов на одной станций.

Для этого определяем необходимы напор одной станций. $H=684\text{м}$.

Количества насосов определяем по следующей формуле:

Таким образом выбираем 3 насоса по одной станций.

Таким образом в результате гидравлического расчета установлена что на каждой насосный станций будет по 3 насоса.

В процессе эксплуатации необходимо будет устанавливать на каждой станций по одному резервуарному насосу. Выбираем подпорный насос для ГНПС. Подача ПН должно быть равна подачей МН. Из этого условия выбираем подпорный насос [Абузова, таблица-4.1, 44стр]

14 Нн 800-33+1шт+1резерв.

2.4 Построение гидравлического уклона, профиля и расстановка НС
 $i_l=0,0330, 141=0,00465/1000=4,65\text{м/км}$

$i=4,65\text{м/км}$

$$L=100\text{км}$$

$$h=iL=4,65100\text{км}=465\text{м}$$

Выбираем из рекомендуемого масштаба следующие масштабы:

Для горизонтали: 1:2000000

Для вертикальной: 1:2000

Определяем горизонтальную шкалу:

Вертикальная шкала:

Построение уклона необходимо для определения места нахождения нефти перекачивающую станцию. Для определения места нахождения насосных станций на трассе трубопровода необходимо следующие:

1. От начальной точки трассы вертикально вверх в выбранном масштабе откладывает отрезок длина которого равна напору одной станции.
2. От вершины этого отрезка проводим прямую параллельную гидравлическому уклону до пересечения с профилем. Точка пересечения уклона с профилем - это и есть место положения насосной станции.
3. Затем от этой точки проводим вертикально вверх прямую длина которой соответствует напору одной станции. И далее построения видим по тому же принципу как и предыдущем пункте до окончания трассы.

При построении и расстановки нефтеперекачивающих станций большое значение имеет правильный выбор масштабов как и вертикальном так и горизонтальном.

Определить масштабы профиля и построить ее при следующих исходных данных.

По заданному, $L=800\text{км}$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных расчетов, получили следующие результаты: для данного рельефа трассы нефтепровода при производительности 4,5 млн. т/год количество нефтеперекачивающих станций равно 3. Для обеспечения требуемого давления и производительности выбраны насосы марки НМ 1250-260, которые установлены на каждой станции в количестве 3 штук, что обеспечивает бесперебойную работу магистрального нефтепровода. Согласно требованиям СНиП 2.05.06-85*, исходя из двухсуточной

производительности нефтепровода, общий объем резервуарного парка на головной насосной станции составляет 60000 м³. Для удобства заполнения и откачки нефти выбрали 3 резервуара объемом по 20000 м³ каждый и 1 резервуар объемом 10000 м³.

Целью настоящего курсового проектирования является решение одной из выше указанных задач, а именно гидравлический расчет магистрального нефтепровода с определением потерь напора по длине нефтепровода, числа необходимых нефтеперекачивающих станций и расстановкой этих станций по трассе нефтепровода.

ПЗ 3. Расчет физико-химических свойств газа.

1.1 Определяется молекулярная масса газа

Молекулярная масса газа – это сумма атомных масс атомов, входящих в молекулу газа. Масса газа в килограммах, численно равная его молекулярной массе, называется киломолем.

Молекулярная масса газовой смеси

$$M = \sum a_i \cdot M_i = a_1 \cdot M_1 + a_2 \cdot M_2 + \dots + a_n \cdot M_n, \text{ кг / моль,}$$

где a_i - молекулярный состав газовой смеси, доли единицы;

M_i - молекулярная масса компонентов, кг / моль

Таблица 10 – Физико-химические свойства алканов ([41], стр7-8)

Таблица 11 – Основные физико-химические свойства алкенов ([41], стр.9)

Таблица 12 – Физико-химические свойства неуглеводородных компонентов

природных газов([41], стр.10)

1.2 Определяется плотность газа

Плотность газа – это масса газа, содержащаяся в единице объема.

Плотность газовой смеси

$$r = \sum a_i \cdot r_i = a_1 \cdot r_1 + a_2 \cdot r_2 + \dots + a_n \cdot r_n, \text{ кг / м}^3,$$

где r_i - плотность компонентов, кг/м³.

Плотность газа при 0° С и известном значении молекулярной массы

$$r_0 = M / 22,414 = 0,0446 \cdot M, \text{ кг/м}^3,$$

где 22,414 – объем 1 киломоля газа при нормальных условиях, м³.

Плотность газа при любых абсолютных давлении p и температуре T

$$r = r_0 \cdot p \cdot T_0 \cdot z_0 / (p_0 \cdot T \cdot z), \text{ кг/м}^3,$$

где T_0, p_0 – нормальные температура и давление, К и Па (МПа),

z_0, z – коэффициенты сжимаемости газа при нормальных условиях и при температуре T и давлении p

В общем случае пересчет плотности на любые температуру и давление производится по формуле

$$r_2 = r_1 \cdot p_2 \cdot T_1 \cdot z_1 / (p_1 \cdot T_2 \cdot z_2), \text{ кг/м}^3,$$

где p_1, p_2 – абсолютные давления газа, Па (МПа);

T_1, T_2 – абсолютные температуры газа, К;

z_1, z_2 – коэффициенты сжимаемости газа при p_1, T_1 и при p_2, T_2 .

Относительная плотность газа – это отношение плотности газа к плотности воздуха при одинаковых условиях

$$D = r / r_{\text{в}},$$

где $r_{\text{в}}$ – плотность сухого воздуха, кг/м³

1.3 Определяется вязкость газа

Вязкость – это свойство газа оказывать сопротивление сдвигающим усилиям, возникающим в результате сил трения между слоями движущегося газа.

Динамическая вязкость газовой смеси в приближенных расчетах (а при содержании более 96 % метана в газовой смеси более точно)

$$m = \sum a_i \cdot m_i = a_1 \cdot m_1 + a_2 \cdot m_2 + \dots + a_n \cdot m_n, \text{ Па} \cdot \text{с},$$

ПЗ 4. Гидравлический расчет магистрального газопровода. Построение графика изменения давления

При выполнении гидравлического расчета участка магистрального газопровода определяют падение давления в магистральном газопроводе при заданных значениях пропускной способности магистрального газопровода и других исходных данных.

Пропускной способностью магистрального газопровода называется максимальное количество газа, которое может быть перекачано за сутки при поддержании в начале участка максимально возможного давления по условиям прочности магистрального газопровода и минимально допустимого давления в конце участка, устанавливаемого от его назначения. Минимально допустимое давление перед ГРС (газораспределительной станцией) выбирают из условия надежной работы ее оборудования и газового хозяйства потребителей. На автоматизированных ГРС давление на входе в ГРС принимают 2,0 МПа. Минимально допустимое давление перед КС выбирают с учетом характеристики установленных на ней компрессорных машин и обеспечения перекачки ими заданного количества газа при максимальном по условиям прочности магистрального газопровода давлении нагнетания. Для КС с центробежными нагнетателями при существующих единичных стоимостных показателях оптимальное конечное давление p_k получается около 3 МПа при давлении в начале перегона $p_n = 5,6$ МПа и $p_k = 4,5 - 5$ МПа при $p_n = 7,6$ МПа. Для КС с поршневыми компрессорными машинами оптимальная степень сжатия равна $\epsilon = p_n/p_k = 2,2$ при $p_n = 5,5$ МПа.

1.1 Определяется расчетная суточная пропускная способность газопровода

$$q = Q_r / (365 \cdot k_{и}), \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$$

где Q_r – годовой расход газа, т.е. количество газа, поступающего в газопровод в течение года (при 20°С и 760 мм ртутного столба $\gg 0,1$ МПа), млн.м³/год;

$k_{и}$ – оценочный коэффициент использования пропускной способности газопровода

$$k_{и} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3,$$

где k_1 – коэффициент повышенного спроса газа, $k_1 = 0,95$;

k_2 – коэффициент экстремальных температур, $k_2 = 0,98$;

k_3 – коэффициент надежности, учитывающий отказы линейной части и оборудования КС магистрального газопровода; k_3 принимают по ОНТП 51-1 – 85 в зависимости от диаметра и длины газопровода и установленного оборудования на КС.

Для сложных газотранспортных систем $k_n = 0,875$, 0,92 ([58], стр. 143).

1.2 Определяется внутренний диаметр газопровода

$$d = D - 2 \cdot d, \text{ мм},$$

где D – наружный диаметр газопровода, мм;

d – толщина стенки труб, мм

1.3 Определяется режим движения газа, который характеризуется величиной числа Рейнольдса

$$Re = 17,75 \cdot 10^3 \cdot q \cdot D / (m \cdot d),$$

где q - суточная пропускная способность газопровода, млн. м^3 /сут.;

D - относительная плотность газа - это отношение плотности газа к плотности воздуха при одинаковых условиях;

m - динамическая (абсолютная) вязкость газа, $\text{Па} \cdot \text{с}$;

d – внутренний диаметр газопровода, мм.

Если $Re < 2300$, то режим движения газа ламинарный (в газопроводах не встречается).

Если $Re > 2300$, то режим движения газа турбулентный.

1.4 Определяется закон сопротивления (зона трения), для чего находится условная (пересчитанная) пропускная способность газопровода

$$q_{\text{пер}} = 0,0408 \cdot d^{2,5} \cdot m / D, \text{ млн. } \text{м}^3 / \text{сут.}$$

Если $q > q_{\text{пер}}$, то закон сопротивления (зона трения) квадратичный.

Если $q < q_{\text{пер}}$, то закон сопротивления (зона трения) переходный.

1.5 Определяется коэффициент гидравлического сопротивления при трении газа о стенки газопровода

При квадратичном законе сопротивления $l_{тр} = 0,067 \cdot (2 \cdot k_s / d)^{0,2}$

При переходном законе сопротивления $l_{тр} = 0,067 \cdot (158 / Re + 2 \cdot k_s / d)^{0,2}$,

где k_s – эквивалентная шероховатость стенок труб, мм ([5], стр. 276; [58], стр. 144; [59], стр. 117)

1.6 Определяется коэффициент гидравлического сопротивления с учетом местных потерь напора, принимаемых в размере 2 – 5 % от линейных потерь напора ([58], стр. 145)

$$l = a \cdot l_{тр},$$

где a – коэффициент, учитывающий местные потери напора в газопроводе. Рекомендуются

$$a = 1,02 \div 1,05.$$

1.7 Определяется средняя температура газа в газопроводе

При расчете и эксплуатации магистрального газопровода необходимо располагать данными о температурном режиме газопровода для определения пропускной способности, установления места возможного выпадения конденсата, воды и кристаллогидратов. Эти данные необходимы для принятия соответствующих мер по режиму работы магистрального газопровода и выполнению других эксплуатационных условий. Температурный режим определяется путем непосредственных замеров, а также расчетным путем. Для практических расчетов достаточно располагать средними температурными данными, которые приближенно определяются по формуле В.Г. Шухова.

$$t_{ср} = t_{гр} + [(t_n - t_{гр}) \cdot (1 - e^{-X})]X, \text{ } ^\circ\text{C}$$

где $t_{гр}$ – температура грунта на глубине залегания газопровода, $^\circ\text{C}$;

t_n – начальная температура газа, $^\circ\text{C}$;

e – основание натурального логарифма, $e = 2,72$;

$$X = 0,225 \cdot k \cdot D \cdot l / (q \cdot D \cdot c_p),$$

где k – коэффициент теплопередачи от газа в грунт, Вт/(м²·град.). Рекомендуется

$$k = 1,74 \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{град.)};$$

D – наружный диаметр газопровода, мм;

l – длина участка газопровода (длина перегона, расстояние между КС), км;

q – суточная пропускная способность газопровода, млн. м³ / сут.;

D – относительная плотность газа;

c_p – удельная массовая теплоемкость газа, Дж/кг· град. Рекомендуется

$$c_p = 2512 \text{ Дж/кг} \cdot \text{град.}$$

$$T_{cp} = t_{cp} + 273, \text{ К}$$

1.8 Определяется среднее давление газа в газопроводе

$$p_{cp} = 2/3 \cdot [p_n + p_k^2 (p_n + p_k)], \text{ МПа},$$

где p_n - начальное давление в газопроводе, МПа;

p_k - конечное давление в газопроводе, МПа. Если конечное давление газа неизвестно, то им предварительно задаются в зависимости от начального давления и типа установленных на КС компрессорных машин, а затем проверяют в ходе гидравлического расчета ([58], стр.153; [59], стр.121).

1.9 Определяются приведенные параметры газа: приведенная температура и приведенное давление

$$T_{пр} = T_{cp} / T_{кр}$$

$$p_{пр} = p_{cp} / p_{кр}$$

где $T_{кр}$ – критическая температура газа, К. Это такая температура, выше которой ни при каком повышении давления нельзя сконденсировать пар (перевести в жидкое состояние);

$p_{кр}$ – критическое давление газа, МПа. Это такое давление, выше которого нельзя испарить жидкость ни при каком повышении температуры.

1.10 Определяется коэффициент сжимаемости газа z , который учитывает (характеризует) отклонение реальных газов от законов идеальных газов.

([5], стр. 216, рис. 10.1; [41], стр. 22, рис. 1.2.; [59], стр. 107 рис. 43; [58], стр.34, рис.3.3).

1.11 Определяется (проверяется) конечное давление в газопроводе

..... При квадратичном законе
сопротивления $p_k = \sqrt{p_n^2 - (D \cdot T_{cp} \cdot z \cdot q^2 \cdot l) / [(A \cdot d^{2,6})^2]}$, МПа

..... При переходном законе
сопротивления $p_k = \sqrt{p_n^2 - (1 \cdot D \cdot T_{cp} \cdot z \cdot q^2 \cdot l) / [(A' \cdot d^{2,5})^2]}$, МПа,

где $A = 16,7 \cdot 10^{-6} \cdot a \cdot j \cdot E$; $A' = 3,32 \cdot 10^{-6} \cdot a \cdot j \cdot E$,

где a – коэффициент, учитывающий отклонение закона сопротивления газа от квадратичного ([5], стр. 277, рис. 13.2; [58], стр. 145; [59], стр. 117;

j – коэффициент, учитывающий наличие в газопроводе подкладных колец ([5], стр. 277, [58], стр. 145; [59], стр. 117);

E – коэффициент эффективности работы газопровода, учитывающий состояние внутренних стенок газопровода, влияющее на гидравлическое сопротивление, засоренность газопровода, увеличенное число местных сопротивлений ([5], стр. 277; [58], стр. 145-146; [59], стр. 117).

ПЗ 5. Механический расчет трубопровода

Исходные данные для расчета:

- наружный диаметр трубопровода $D_n = 1420$ мм;
- давление в трубопроводе $P = 7,36$ МПа;
- тип прокладки – подземная;
- длина заболоченного участка газопровода 150 м, болото I типа, находится на участке 1466 км газопровода от ПК384+47 до ПК386+00.

Для производства ремонта выбираем трубы импортной поставки из стали марки X70 по ТУ-75-86 со следующими характеристиками: временное сопротивление разрыву $\sigma_b = 589$ МПа; предел текучести $\sigma_t = 461$ МПа; коэффициент надежности по металлу трубы $k_1 = 1,34$ [5].

В общем случае толщину стенки трубопровода δ согласно [5] определяем по формуле

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2(\psi_1 \cdot R_1 + n_p p)} \quad (1)$$

где: ψ_1 – коэффициент двухосного напряженного состояния металла труб;

n_p – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления, $n_p=1,1$ по [4];

p – внутреннее давление в трубопроводе;

D_H – наружный диаметр трубопровода.

R_1 – расчетное сопротивление материала, которое можно рассчитать по формуле

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{K_1 \cdot K_H} \quad (2)$$

где: R_1^H – нормативное сопротивление материала, зависящее от марки стали и в расчетах принимается $R_1^H = \sigma_B = 589$ МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода, для третьей категории трубопроводов $m=0,9$ [4];

K_1 – коэффициент надежности по металлу, для данной марки стали $K_1=1,34$ [4];

K_H – коэффициент надежности по назначению, для трубопровода с условным диаметром 1420 мм и внутренним давлением 7,36 МПа $K_H=1,1$ [4].

$$R_1 = \frac{589 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1,1} = 359,63 \text{ МПа.}$$

Коэффициент $\psi_1=1$ при растягивающих продольных осевых напряжениях $\sigma_{прN} \geq 0$.

При наличии сжимающих напряжений $\sigma_{прN} < 0$ коэффициент ψ_1 определяется по формуле

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left| \frac{\sigma_{прN}}{R_1} \right|^2} - 0,5 \left| \frac{\sigma_{прN}}{R_1} \right|. \quad (3)$$

Первоначально принимаем $\psi_1=1$.

Рассчитаем предварительную толщину стенки по формуле (1)

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 7,36 \cdot 1420}{2(1 \cdot 359,63 + 1,1 \cdot 7,36)} = 15,63 \text{ мм.}$$

Уточняем значение по [5] и принимаем $\delta = 15,7$ мм.

Продольные осевые напряжения рассчитаем по формуле

$$\sigma_{npN(\pm)} = -n_t \cdot \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n_p \cdot p \cdot D_{BH}}{2\delta} \quad (4)$$

где: Δt – расчетный перепад температур;

μ – коэффициент Пуассона, $\mu = 0,3$ [5];

α_t – коэффициент линейного расширения металла, $\alpha_t = 1,2 \cdot 10^{-5} 1/^\circ\text{C}$ [5];

E – модуль Юнга, $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа [5];

n_t – коэффициент надежности по температуре, $n_t = 1$ [5];

D_{BH} – внутренний диаметр трубопровода рассчитывается по формуле

$$D_{BH} = D_H - 2 \cdot \delta = 1420 - 2 \cdot 15,7 = 1388,6 \text{ мм.} \quad (5)$$

Расчетный перепад температур Δt :

$$0^\circ\text{C}; \quad (6)$$

$$0^\circ\text{C}. \quad (7)$$

Рассчитаем продольные напряжения σ_{npN} по формуле (4):

$$\begin{aligned} \sigma_{npN(+)} = & -1 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 43,64 + \\ & + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 7,36 \cdot 1388,6}{2 \cdot 15,7} = -0,470 \text{ МПа;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sigma_{npN(-)} = & -1 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-101,84) + \\ & + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 7,36 \cdot 1388,6}{2 \cdot 15,7} = 359,15 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Так как для $\sigma_{npN(-)} > 0$ $\psi_1 = 1$ и данный случай уже рассчитан, то рассчитаем значение коэффициента двусосного напряженного состояния для $\sigma_{npN(+)} < 0$ по формуле (3)

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-0,47|}{359,63} \right)^2} - 0,5 \frac{|-0,47|}{359,63} = 0,999.$$

Для данного значения коэффициента ψ_1 рассчитаем толщину стенки по формуле (1)

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 7,36 \cdot 1420}{2(0,999 \cdot 359,63 + 1,1 \cdot 7,36)} = 15,64 \text{ мм.}$$

Окончательно принимаем трубу диаметром 1420 мм и толщиной стенки 15,7 мм, импортной поставки из стали марки X70 по ТУ-75-86.

1.6.2 Проверка прочности и деформации подземного газопровода

Проверяем прочность газопровода в продольном направлении по условию

$$|\sigma^{npN}| \leq \psi_2 R_1. \quad (8)$$

При растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma^{npN} \geq 0$) $\psi_2 = 1,0$, при сжимающих ($\sigma^{npN} < 0$) ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяем по формуле

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\kappa\zeta}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\kappa\zeta}}{R_1}. \quad (9)$$

Значение кольцевых напряжений $\sigma_{\kappa\zeta}$ определяем по формуле

$$\sigma_{\kappa\zeta} = \frac{n_p \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta} = \frac{1,1 \cdot 7,36 \cdot 1,3886}{2 \cdot 0,0157} = 357,874 \text{ МПа}. \quad (10)$$

Находим ψ_2 по формуле (9)

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{357,874}{359,63} \right)^2} - 0,5 \frac{357,874}{359,63} = 0,0096.$$

Проверяем прочность газопровода в продольном направлении по условию (8) при значениях:

а) $\sigma^{npN (+)} = -0,470 \text{ МПа,}$

$$|-0,470| \leq 0,0096 \times 359,63, \quad 0,470 < 3,452 \text{ -условие выполняется;}$$

б) $\sigma^{npN (-)} = 359,15 \text{ МПа,}$

$359,15 \leq 1 \times 359,63$, $359,15 < 359,63$ -условие выполняется.

Для проверки по деформациям находим сначала кольцевые напряжения $\sigma_{\kappa\zeta}^H$ от действия нормативной нагрузки – внутреннего давления по формуле

$$\sigma_{\kappa\zeta}^H = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta} = \frac{7,36 \cdot 1,3886}{2 \cdot 0,0157} = 325,48 \text{ МПа} \quad (11)$$

Проверяем условие

$$\sigma_{\kappa\zeta}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (12)$$

$325,48 \leq \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461$, $325,48 < 419$ МПа – условие выполняется.

Находим ψ_3 -коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла трубы

$$\begin{aligned} \psi_3 &= \sqrt{1 - 0,75 \frac{\sigma_{\kappa\zeta}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H}} - 0,5 \frac{\sigma_{\kappa\zeta}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} = \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \frac{325,48}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461}} - 0,5 \frac{325,48}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461} = 0,3517 \end{aligned} \quad (13)$$

Определяем значение продольных напряжений σ_{np}^H по формуле

$$\sigma_{np}^H = \mu \sigma_{\kappa\zeta}^H - \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E D_H}{2 \rho_{\min}} \quad (14)$$

и проверяем выполнение условия по формуле

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H. \quad (15)$$

Минимальный радиус упругого изгиба оси газопровода $\rho_{\min}$ принимаем из условия прочности поперечных сварных швов и упругой работы металла труб по формуле 2.49 [5]

$$\rho_{\min} \geq \frac{0,5 \cdot E \cdot D_H}{\psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H - |\mu \cdot \sigma_{\kappa\zeta}^H - \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t|} \quad (16)$$

и из условия $\rho_{\min} \geq 1400 \text{ м}$ [6].

При $\psi_z = 1$ и $\Delta t = -101,84^\circ\text{C}$ по формуле (16)

$$\rho_{\min} \geq \frac{0,5 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{1 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461 - |0,3 \cdot 325,48 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-101,84)|} = 2098 \text{ м}$$

принимаем $\rho_{\min} = 2150 \text{ м}$.

Для отрицательного температурного перепада при $\Delta t = -101,84^\circ\text{C}$

по формуле (14):

$$\text{а) } \sigma_{np}^H = 0,3 \cdot 325,48 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-101,84) + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{2 \cdot 2150} = 417,42 \text{ МПа} ;$$

$$\text{б) } \sigma_{np}^H = 0,3 \cdot 325,48 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-101,84) - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{2 \cdot 2150} = 281,364 \text{ МПа} .$$

Проверяем выполнение условия по формуле (15):

$$417,42 \leq 1 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461, \quad 417,42 < 419 - \text{условие выполняется};$$

$$281,364 \leq 1 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461, \quad 281,364 < 419 - \text{условие выполняется}.$$

Для положительного температурного перепада при $\Delta t = 43,64^\circ\text{C}$ по формуле (14):

$$\text{а) } \sigma_{np}^H = 0,3 \cdot 325,48 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 43,64 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{2 \cdot 2150} = 57,794 \text{ МПа} ;$$

$$\text{б) } \sigma_{np}^H = 0,3 \cdot 325,48 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 43,64 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{2 \cdot 2150} = -78,262 \text{ МПа} .$$

Проверяем выполнение условия по (15):

$$57,794 \leq 1 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461, \quad 57,794 < 419 - \text{условие выполняется};$$

$$|-78,262| \leq 0,3517 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461, \quad 78,262 < 147,394 - \text{условие выполняется}.$$

Таким образом, с учетом всех проверок принимаем трубу диаметром 1420 мм и толщиной стенки 15,7 мм, импортной поставки из стали марки X70 по ТУ-75-86.

ПЗ 6. Расчет патрона.

Прокладка трубопроводов на пересечениях с железнодорожными путями, автомобильными дорогами и проездами. Такие трубопроводы укладывают в патроны-кожухи 3 стальных труб большого диаметра, концы которых должны выступать на 2 м в каждую сторону от крайнего рельса или от края проезжей части автодороги. Концы патронов уплотняют просмоленной паклей и заливают битумом. Внутренние диаметры защитных патронов обычно принимают на 175...200 мм больше наружных диаметров прокладываемых в них трубопроводов.

Патрон воспринимает давление грунта и подвижные нагрузки от транспорта. При строительстве промышленных объектов такие патроны укладывают заранее в соответствии с проектом производства работ двумя способами без нарушения нормальной работы транспорта (бестраншейный или закрытый) и с прекращением движения транспорта (открытый). Применение того или иного способа прокладки трубопровода зависит от категории дорог и путей.

При монтаже трубопроводов внутри здания в первую очередь следует произвести разметку мест прокладки линий трубопроводов, проверить наличие закладных частей в конструкции здания для установки и закрепления опор и подвесок, а также наличие отверстий для прохода трубопроводов через стены и перекрытия. При проходе трубопровода через стены здания на него надевают патроны из кровельной стали или трубы большого диаметра, длина которых на 100 мм больше толщины стены. Участки трубопроводов, заключенные в патроны, не должны иметь стыков.

При прокладке патронов большого диаметра применяют способ продавливания с выемкой грунта или горизонтальное бурение. Секцию трубопровода, подготовленную для протаскивания в патрон, опускают в траншею, устанавливают на ней специальные опоры и протаскивают в патрон по направляющим с помощью автокрана или трубоукладчика и троса, один конец которого закрепляют за торец секции, а другой — за крюк крана через отводный блок, приваренный или закрепленный на патроне. На укладку патронов должен быть составлен акт.

Если труба имеет один продольный шов, его располагают сверху при наличии двух швов их располагают по бокам. При прокладке через стены,

перекрытия, **перегородки трубопроводов** заключают в патроны, изготовленные из труб, диаметр которых на 10—20 мм **больше диаметра трубы**. Патрон должен выступать за **пределы строительных конструкций** на 50—100 мм в каждую сторону. **Зазоры между** трубой и патроном заполняют негорючим материалом (асбестом и др.), допускающим **перемещение трубы** внутри патрона.

Горизонтальное бурение — **наиболее распространенный** способ проходки под дорогами при прокладке **одновременно нескольких** трубопроводов. При бурении грунт перед патроном разрабатывается **механическим резанием** или размывается **струей воды** под напором и удаляется из скважины отработанной водой, винтовым или **скребковым конвейером**. Для горизонтального бурения **применяют различные** машины и установки.

При всех способах **бестраншейной прокладки секции трубопроводов**, устанавливаемые внутри патрона, должны иметь **минимальное число сварных стыков**, которые **должны быть** проверены **физическими методами** контроля.

Горизонтальное бурение — **наиболее распространенный** способ проходки под дорогами при прокладке **одновременно нескольких** трубопроводов. При бурении грунт перед патроном разрабатывают **механическим резанием** или размывают **струей воды** под напором

При **прокладке трубопроводов** не допускается на-посредственное соприкосновение труб с **металлическими деталями** (хомутами, кронштейнами). В случае **прокладки через** стены и **междуэтажные перекрытия** трубопроводы заключаются в металлические или асбоцементные патроны, Зазор между трубой и патроном заполняются асбестом или другими негорючими материалами.

При **прокладке трубопроводов через** перекрытия или стены необходимо пространство между патроном и трубой тщательно изолировать, так как при намерзании льда происходит защемление трубопровода, что при **тепловых деформациях** может вызвать **разрушение строительных** конструкций.

Во избежание образования льда на **опорных конструкциях** между **опорами**, конструкциями и трубами устанавливают изоляционные прокладки. При **прокладке трубопроводов через** перекрытия или стены пространство между патроном и трубой необходимо тщательно изолировать, так как при намерзании льда происходит защемление трубопровода, что при **тепловых деформациях** вызывает **разрушение строительных** конструкций.

Во избежание образования льда на **опорных конструкциях между опорами**, конструкциями и трубами устанавливают изоляционные прокладки. При **прокладке трубопроводов через**перекрытия или стены пространство между патроном и трубой необходимо тщательно заизолировать, так как при намерзании льда

Тройники предназначены для разветвления и **изменения трубопровода**. Процесс изготовления тройника схематично изображен на рис. 44. Вначале заготавливают два **отрезка трубы** в соответствии с требуемыми **размерами тройника**. Длинный отрезок трубы закрывают с обеих сторон **асбестовыми пробками** и закрепляют в приспособлении, представляющем **собой металлическую пластину**, перпендикулярно которой с одной стороны приварена труба. С помощью этой **трубы приспособление** устанавливают в патроне станка (см. рис. 43). С другой стороны пластины имеют два хомута, которые зажимают заготовку тройника. **Между поверхностью стеклянной трубы** и хомутом помещают прокладку из **асбестового полотна**. Короткий отрезок трубы насаживают на специальную асбестированную оправку, через которую подают воздух в полость тройника в **процессе сварки**. Оправку (см. рис. 42) зажимают в правом патроне станка.

Полупроходные **прокладку межцевых трубопроводов** выполняют в полупроходных и проходных каналах (туннелях), лотках и траншеях. Полупроходные каналы отличаются от проходных тем, что канал, достаточный для прохода человека, устраивают лишь в месте перехода под дорогами. Лотком называют **открытый канал** небольшой глубины, имеющий бетонные стенки. Если **трубопровод проходит** под автомобильными и **железными дорогами**, его прокладывают в защитных кожухах-патронах. Трубопровод в каналах и лотках укладывают на тумбы, столбики или кронштейны по **стенам канала**. Для доступа к арматуре устраивают люки и колодцы. Трубопровод, прокладываемый в траншее, укладывают на постель из грунта, освобожденного от крупных камней. Постель имеет **насыпной слой** песка толщиной не менее 0,1 м.

Трубопроводы для **сжиженных газов**, взрывоопасных, ядовитых и **токсичных веществ**, не требующих периодической разборки, а **также трубопроводы**, работающие под вакуумом, должны монтироваться на **сварных соединениях**, а в местах **прокладки через** стены, перекрытия и другие строительные конструкции, **должны быть** заключены в стальные гильзы (патроны) с **внутренним диаметром**, на 200 мм большим **наружного диаметра** трубопровода.

При пересечениях с внутризаводскими **железнодорожными путями**, **автомобильными дорогами** и проездами **подземные**

трубопроводы прокладывают в защитных патронах (футлярах) из стальных
Рис. 131. Подземная прокладка уру5 большого диаметра. При таких
трубопроводов в каналах. пересечениях глубина заложения

ПЗ 7. Расчет резервуарного парка

Важнейшее условие, обеспечивающее нормальную работу нефтебазы —
объем резервуарного парка, который должен обеспечить компенсацию
неравномерности поступления и отпуска нефтепродуктов.

Резервуары - наиболее дорогие сооружения нефтебаз. Помимо крупных
капиталовложений на их сооружение требуется большое количество металла,
поэтому при проектировании нефтебаз необходимый объем резервуарного
парка должен быть определен по возможности точно.

Величина объема резервуаров нефтебазы зависит в основном от
планируемого грузооборота, его интенсивности, назначения нефтебазы и ее
расположения. В основу расчета необходимого объема резервуаров
принимают: утвержденный годовой грузооборот по сортам нефтепродуктов и
видам транспорта, которым осуществляется завоз и вывоз; годовые графики
поступления и реализации каждого сорта.

Таблица 2 - Объемы месячного поступления и реализации нефтепродуктов на
нефтебазах (% от годового грузооборота)

Показатели	Месяцы								
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь
Количество поступивших нефтепродуктов	1,9	3,4	4,8	6,9	8,8	12,6	16,6	17,2	18,1
Количество реализованных нефтепродуктов	2,1	2,9	5,1	7,4	10,9	15,6	18,1	15,9	18,1
Месячный остаток	-0,2	0,5	-0,3	-0,5	-2,1	-3	-1,5	1,3	0,2
Сумма месячных остатков ΔV	-0,2	0,3	0	-0,5	-2,6	-5,6	-7,1	-5,8	-0,2

1. Проектный объем резервуарного парка (V_p) в % от годового грузооборота нефтебазы определяется по формуле:

$$V_p = \Delta V_{\max} - \Delta V_{\min}, \quad (1)$$

$$V_p = 0,3 - (-7,1) = 7,4 \%,$$

где $\Delta V_{\max}$ и $\Delta V_{\min}$ – максимальный и минимальный суммарные остатки нефте- продуктов за месяц.

$$V_p = 307000 \cdot 0,074 = 22718 \text{ м}$$

Определим долю каждого нефтепродукта в общем объеме резервуарного парка в соответствии с его процентным содержанием в годовом грузообороте.

2. Находим процентное содержание нефтепродукта в грузообороте нефтебазы для Аи-80:

$$PP_{Gн/б} = \frac{G_{н/нр}}{G_{н/б}} \cdot 100 \%, \quad (2)$$

$$PP_{Gн/б} = \frac{15500}{307000} \cdot 100\% = 5,05 \%,$$

где $PP_{Gн/б}$ - процентное содержание грузооборота нефтепродукта в грузообороте нефтебазы;

$G_{н/нр}$ - годовой грузооборот нефтебазы по данному нефтепродукту, т/год;

$G_{н/б}$ - годовой грузооборот нефтебазы, т/год.

Аналогично для остальных нефтепродуктов.

3. Находим массу хранимого нефтепродукта для Аи-80:

$$M_{н/н} = M_p \cdot \frac{PP_{Gн/б}}{100\%}, \quad (3)$$

$$M_{н/н} = 22718 \cdot \frac{5,05}{100\%} = 1147 \text{ т},$$

где $M_{н/н}$ - масса хранимого на нефтебазе продукта, т;

M_p - суммарная масса нефтепродуктов, хранимых на базе, т.

Аналогично для остальных нефтепродуктов.

4. Находим объем хранимого нефтепродукта на нефтебазе для Аи-80:

$$V_{н/н} = \frac{M_{н/н}}{\rho_{н/н}}, (4)$$

$$V_{н/н} = \frac{1147}{0,73} = 1571 \text{ м}^3,$$

где $V_{н/н}$ - объем хранимого нефтепродукта, м^3 ;

$\rho_{н/н}$ - плотность нефтепродукта при 20°C , т/м^3 .

Аналогично для остальных нефтепродуктов.

Таблица 3 - Плотности нефтепродуктов

Наименование нефтепродукта	Плотности, т/м^3
автобензин Аи-80	0,73
автобензин Аи-92	0,75
автобензин Аи-95	0,77
автобензин Аи-98	0,78
дизельное топливо ДЛ	0,84
дизельное топливо ДЗ	0,84
топочный мазут 100	1,00
топочный мазут 40	0,92
нефть	0,75
масло моторное М-14В2	0,91
масло моторное М-14Г2	0,91
масло авиационное МС-14	0,89
масло турбинное Т-22	0,90
масло турбинное Т-46	0,895

Сведем полученные значения в таблицу

Таблица 4 – Количество нефтепродуктов в общем объеме резервуарного парка

Тип нефтепродукта	% от годового грузооборота	Масса, т	Объем, м ³
1	2	3	4
автобензин Аи-80	5,05	1147,00	1571,23
автобензин Аи-92	8,47	1924,00	2565,33
автобензин Аи-95	8,47	1924,00	2498,70
автобензин Аи-98	8,31	1887,00	2419,23
дизельное топливо ДЛ	5,21	1184,00	1417,96
дизельное топливо ДЗ	5,86	1332,00	1585,71
топочный мазут 100	10,42	2368,00	2368,00
топочный мазут 40	3,91	888,00	965,22
нефть	41,04	9324,00	12432,00
масло моторное М-14В2	0,81	185,00	203,30
масло моторное М-14Г2	1,04	236,80	260,22
масло авиационное МС-14	0,52	118,40	133,03
масло турбинное Т-22	0,41	92,50	102,78
масло турбинное Т-46	0,47	107,30	119,89

ПЗ 8. Расчет оптимальных размеров резервуара. Расчет на устойчивость от воздействия вакуума.

Потеря устойчивости стенки (оболочки) резервуара может происходить от действия сжимающих напряжений. При расчете на устойчивость необходимо, чтобы возникшие сжимающие напряжения не превысили критических напряжений для рассматриваемой конструкции:

$$\sigma_{max}^{(-)} \leq \sigma_{кр} \quad , (4.12)$$

$$\sigma_{max}^{(-)}$$

где

– максимальные сжимающие напряжения;

$\sigma_{кр}$

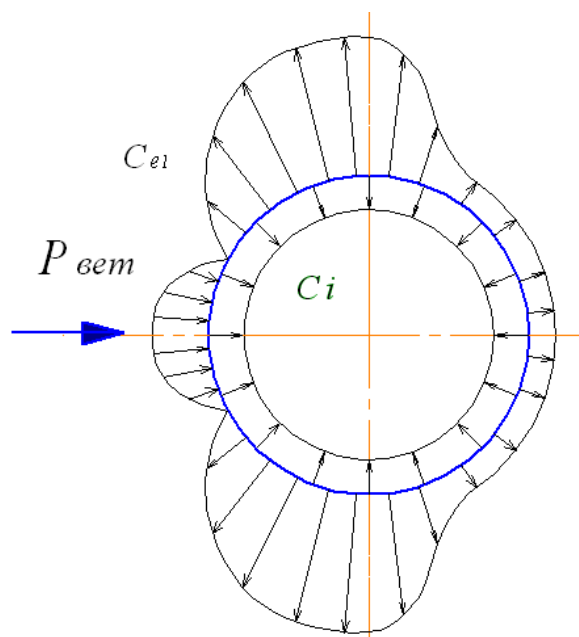
– критические напряжения.

Величина критических напряжений зависит от гибкости рассчитываемых элементов строительных конструкций. Гибкость определяется геометрическими размерами, формой и условиями закрепления сжимаемых элементов конструкций, в частности, для цилиндрической оболочки зависит от толщины, радиуса и высоты стенки. Формулы для вычисления критических напряжений необходимо выбирать по СНиП II-23-81 «Стальные конструкции».

При проверке устойчивости стенки вертикального резервуара со стационарной крышей расчетным считается тот случай, когда резервуар пустой, герметически закрыт и в нем возникает вакуум (рис. 4.8). В этом случае сжатие стенки будет происходить как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях.

При расчете на устойчивость необходимо учитывать следующее сочетание нагрузок:

- осевое сжатие от веса стенки и крыши резервуара, снега и вакуума;
- равномерное внешнее давление, действующее при возникновении вакуума внутри резервуара и от ветровой нагрузки;
- совместное воздействие этих нагрузок.



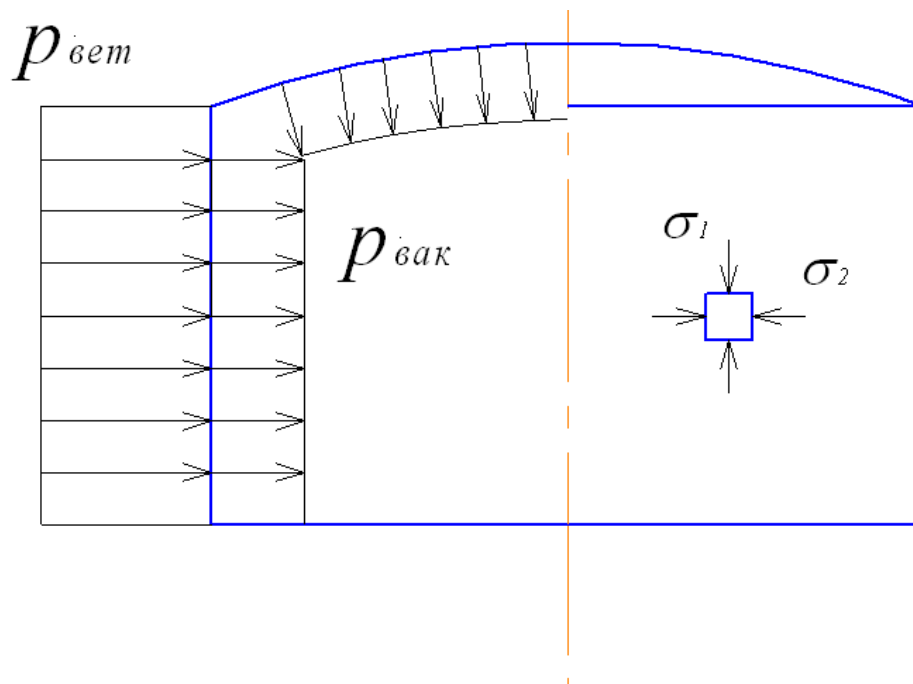


Рис. 4.8. Схема для расчета стенки резервуара на устойчивость

Если учитывается совместное сжатие резервуара в осевом и горизонтальном направлениях, проверка устойчивости стенки резервуара производится по формуле

$$\frac{\sigma_{i1}}{\sigma_{i01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} \leq 1,0$$

, (4.13)

где σ_{i1} – расчетные осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

σ_2 – расчетные кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

σ_{i01} – критические осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

σ_{02} – критические кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа.

Осевые напряжения определяются по минимальной толщине стенки пояса, кольцевые напряжения – по средней толщине стенки.

Расчетные осевые напряжения для резервуаров РВС определяются по формуле, описывающей сжатие поперечных горизонтальных сечений вертикальной цилиндрической оболочки:

$$\sigma_{li} = \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{ст,i}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{вак})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_i}$$

(4.14)

$$n_3 = 1,05$$

где
собственного
веса;

– коэффициент надежности по нагрузке от

$$n_{сн} = 1,4$$

– коэффициент надежности по снеговой нагрузке;

$$G_{кр}$$

– вес покрытия резервуара, H ;

$$G_{ст,i}$$

– вес вышележащих поясов стенки, H ;

$$G_{сн}$$

– полное расчетное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия, H ;

$$G_{вак}$$

– вес покрытия резервуара, H ;

$$\delta_i$$

– расчетная толщина стенки i -го пояса резервуара, m .

Вес покрытия резервуара рассчитывается по нормативному удельному весу

$$P_{кр}$$

крыши (табл. 4.6)

$$G_{кр} = P_{кр} \cdot \pi \cdot R^2$$

. (4.15)

Таблица 4.6

Нормативный вес крыши на единицу площади

Объем резервуара, м ³						
$P_{кр}$	0,3	0,35	0,45	0,55	0,6	0,65
Удельный вес крыши, , кН/м ³						

Вес вышележащих поясов стенки резервуара определяется из условия, что высота всех

$$B$$

поясов одинакова и равна ширине листа :

$$G_{см,i} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{см} \cdot \sum_{k=i}^a \delta_k$$

, (4.16)

где a – номер последнего верхнего пояса, если начало отсчета снизу;

$$\gamma_{см} = 78,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$$

– удельный вес стали.

Нормативная снеговая нагрузка на горизонтальную проекцию резервуара определяется для заданного снегового района:

$$P_{сн} = \mu \cdot S_g, \quad (4.17)$$

μ

где μ – коэффициент перехода от веса снегового покрытия горизонтальной поверхности земли к снеговой нагрузке на трубопровод;

S_g

S_g – нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли, которое выбирается по табл. 4.7 для соответствующего снегового района Российской Федерации.

Таблица 4.7

Нормативные значения веса снегового покрова
(СНиП 2 .01.07-85 Нагрузки и воздействия)

Снеговые районы Российской Федерации	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
S_g , кПа	0,8	1,2	1,8	2,4	3,2	4,0	4,8	5,6

Вес снегового покрова на всю крышу будет пропорционален её площади:

$$G_{сн} = P_{сн} \cdot \pi \cdot R^2 = \mu \cdot S_g \cdot \pi \cdot R^2 \quad (4.18)$$

Нормативная нагрузка от вакуума на покрытие зависит также от размера крыши:

$$G_{вак} = \pi \cdot R^2 \cdot p_{вак} \quad (4.19)$$

Осевые критические напряжения зависят от толщины стенки и радиуса цилиндрической оболочки:

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R}$$

, (4.20)

где $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа – модуль упругости стали;

C – коэффициент, принимаемый по табл. 4.8.

Для определения коэффициента C необходимо вычислить среднюю толщину стенки резервуара:

$$\delta_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{n_n} \delta_i}{n_n}$$

. (4.21)

Таблица 4.8

Значение коэффициента C

$\frac{R}{\delta_{cp}}$					

C	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06

Расчетные кольцевые напряжения в стенке при расчете на устойчивость резервуара определяются по формуле

$$\sigma_2 = \frac{n_v \cdot p_v + n_{\text{вак}} \cdot p_{\text{вак}}}{\delta_{\text{ср}}} \cdot R$$

, (4.22)

p_v

где p_v – нормативное значение ветровой нагрузки на резервуар, Па;

$$n_v = 1,4$$

n_v – коэффициент надежности по ветровой нагрузке;

$\delta_{\text{ср}}$

$\delta_{\text{ср}}$ – средняя арифметическая толщина стенки резервуара, м.

Нормативное значение ветровой нагрузки определяется по формуле

$$p_v = W_0 \cdot k_2 \cdot C_i$$

, (4.23)

W_0

где W_0 – нормативное значение ветрового давления, для рассматриваемого района, Па (табл. 4.9);

k_2

k_2 – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте;

$$C_i$$

– аэродинамический коэффициент.

Таблица 4.9

$$W_0$$

Ветровые давления

по ветровым районам

Ветровые районы СССР	Ia	I	II	III	IV	V	VI	VII
W_0 , кПа	0,17	0,23	0,30	0,38	0,48	0,60	0,73	0,85

$$C_i$$

Аэродинамический коэффициент
воздействия» (табл. 4.10).

выбирается по СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и

Таблица 4.10

$$C_i$$

Аэродинамический коэффициент

$\frac{H}{2R}$	0,17	0,25	0,5	1,0	2,0
C_i	0,5	0,55	0,7	0,8	0,9

Критические кольцевые напряжения в стенке резервуара определяются по формуле

$$\sigma_{02} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{R}{H} \cdot \left(\frac{\delta_{cp}}{R} \right)^{\frac{3}{2}}$$

(4.24)

где H – геометрическая высота стенки резервуара, м.

Если по результатам расчета условие устойчивости не выполняется, то значения номинальной толщины стенки для соответствующих поясов стенки резервуара должны быть увеличены.

ПЗ 9. Механический расчет резервуара.

К элементарному механическому расчету резервуаров относится в основном расчет стенки резервуара, зависящий от гидростатического давления хранимой жидкости. Толщина днища и кровли резервуара обычно принимается исходя из технологии строительства и конструктивных соображений. Резервуары рассчитывают по методике предельных состояний с учетом коэффициентов однородности k , перегрузки n и условий работы m . За предельное состояние принимается такое состояние конструкции, при котором она перестает удовлетворять предъявляемым к ней эксплуатационным требованиям, то есть теряет способность сопротивляться внешним воздействиям, получает недопустимую деформацию или местное повреждение.

Основной нагрузкой при расчете стенки резервуара низкого давления на прочность является гидростатическое давление жидкости с плотностью γ . От этой нагрузки в стенки возникают кольцевые напряжения.

1 Определяется полное давление на стенку резервуара (на уровне x) с учетом избыточного давления

$$p_i = n_1 \cdot \gamma \cdot x_i + n_2 \cdot p_{и}, \text{ Па (МПа)},$$

где γ – плотность нефти или нефтепродукта, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$;

n_1 – коэффициент перегрузки для гидростатического давления ([5], стр. 139);

n_2 – коэффициент перегрузки для избыточного давления и вакуума ([5], стр. 139);

x_i – расстояние от верха резервуара до низа расчетного пояса, м.

Рис. 19 Расчетная схема резервуара:

а – схема распределения гидростатического давления по высоте резервуара;

б – эпюра переменной толщины стенки

Для первого (нижнего) пояса

$$x_1 = H - 0,3, \text{ м,}$$

где H – высота корпуса резервуара, м (см. Основные данные по стальным резервуарам, Технико - экономические показатели резервуаров: [22], стр. 326-334; [6], стр.290, приложение 3; [33], стр. 328, приложение 3; [64], стр. 138-149; [5], стр. 122, табл. 6.1; [11], стр.152-153,табл.30,31,32; [10], стр.71, табл.3.1,3.2; [1],стр.53,54, табл.19,20; таблицы 27 – 43 и таблица 44 данного пособия);

0,3 м, т.к. наиболее напряженное сечение пояса наблюдается на высоте 300 мм = 0,3 м от сварного шва.

Для остальных поясов (начиная со второго)

$$x_i = x_{i-1} - h, \text{ м,}$$

где h – высота пояса, м ([58], стр. 225; [59], стр. 190)

$p_{и}$ – избыточное давление в газовом пространстве резервуара, Па ([58], стр. 225; [59], стр. 190; [5], стр. 120; [64], стр. 136-137).

2 Определяется кольцевое усилие в стенке резервуара, возникающее под действием полного давления

$$N_i = p_i \cdot r, \text{ Па} \cdot \text{м (МПа} \cdot \text{м)},$$

где r – радиус резервуара, м

$$r = D/2, \text{ м}$$

3 Определяется величина напряженного состояния в сварных швах

$$s^{CB} = m \cdot R^{CB}, \text{ Па (МПа)},$$

где m – коэффициент, учитывающий характер работы конструкции и понижающий значение расчетного напряжения ([5], стр. 139);

R^{CB} – расчетное сопротивление сварного шва, зависящее от марки стали для конструкций и электродов, применяемых при сварке, Па (МПа) ([2], стр. 65, табл. 24; [1], стр. 82, табл. 26; таблицы 48, 49 данного пособия).

Таблица 49 – Расчетные сопротивления (в Па) сварных швов в стальных

конструкциях ([2], стр. 65, табл. 24)

Примечание. Расчетное сопротивление сварного шва можно рассчитать.

$$R^{CB} = k \cdot R^H, \text{ Па (МПа)},$$

где k – коэффициент однородности стали, зависящий от марки стали и характеризующий изменчивость ее свойств ([5], стр. 139);

R^H – нормативное сопротивление стали, Па (МПа);

Для строительных сталей

$$R^H = s_T, \text{ Па (МПа)},$$

где s_T – предел текучести стали, Па ([1], стр. 82 табл. 26; [2], стр. 103 табл. 33; [59], стр. 152, табл. 12.1; [58], стр. 198, табл. 11.1 [21], стр. 80 табл. 7; стр. 87-88, табл. 11; стр. 89, табл. 12; таблицы 15,16,17,18,48 данного пособия).

Примечание. При сооружении резервуаров вертикальных цилиндрических вместимостью 10000 м³ и более нижние пояса изготавливаются из стали более высокого качества, чем верхние ([21], стр. 90-94).

4 Определяется расчетная толщина стенки по поясам

$$d_{i \text{ расч}} = p_i \cdot r s^{CB}, \text{ м}$$

Рассчитанная толщина стенки $d_{i \text{ расч}}$ переводится в миллиметры (мм).

5 Выбирается толщина стенки по поясам d_i согласно типовому проекту (см. Основные данные по стальным резервуарам, Технико - экономические показатели резервуаров: [22], стр. 326-334; [6], стр.290,

приложение 3; [33], стр. 328, приложение 3; [64], стр. 138-149; [5], стр. 122, табл. 6.1; [11], стр.152-153,табл.30,31,32; [10], стр.71, табл.3.1,3.2; [1],стр.53,54, табл.19,20; таблицы 27 – 43 и таблица 44 данного пособия);

6 Определяется расчетная предельная несущая способность стенки корпуса резервуара

$$N_{i \text{ пред}} = m \cdot R^{\text{CB}} \cdot d_i = s^{\text{CB}} \cdot d_i, \text{ Па} \cdot \text{м (МПа} \cdot \text{м)}.$$

Результаты расчета сводятся в таблицу

Таблица 50 – Расчетные данные резервуара

Расстояние от		Расчетная тол щина листов d_i расч, мм	Принятая толщина листов d_i , мм	Расчетное кольцев ое усилие N_i , Па·м (МПа·м)	Расчетная предельная несущая способность стенки $N_{i \text{ пред}}$, Па·м (МПа·м)
Но т ме	р ра до				
поя низа расчетн са ого пояса x_i , м					
I					
II					
III					

Продолжение таблицы 50 – Расчетные данные резервуара

Но мер поя са	Расстояние от верха резервуара до низа расчетного о пояса x_i , м	Расчетная тол щина листов $d_{i \text{ расч}}$, мм	Принятая толщина ли стов d_i , мм	Расчетное кольцевое у силие N_i , Па·м (МПа·м)	Расчетная пр едельная несущая спосо бность стенки N_i $_{\text{пред}}$, Па·м (МПа·м)
IV					
V					
VI					
и т.д.					

На основании данных таблицы делается вывод о том, обеспечат ли принятые толщины листов достаточную прочность корпуса резервуара. Если у всех поясов расчетная толщина меньше принятой и для каждого пояса расчетное кольцевое усилие меньше расчетной предельной несущей способности стенки (т.е. $N_i < N_{i \text{ пред}}$), то прочность корпуса

обеспечивается. Минимальная толщина листов принимается из соображений технологии сварки и устойчивости.

ПЗ 10. Расчет приемных и раздаточных устройств для нефти и нефтепродуктов.

Целью *технологического расчета железнодорожной эстакады* является определение числа и длины эстакад. Число эстакад определяют исходя из грузооборота. Грузооборот эстакады - количество принятых и отпущенных нефтяных грузов - одна из основных производственных характеристик эстакады. Предельные сроки слива и налива железнодорожных цистерн устанавливаются Министерством путей сообщения РФ. Если длина эстакады получается большой, то проектируют двухстороннюю эстакаду, длина которой равна половине полученной.

При *расчете числа причалов* учитывают грузоподъемность нефтеналивных судов, время слива и налива, принимаемое в соответствии с действующими «Нормами обработки наливных судов в морских портах и портовых пунктах», количество нефти или нефтепродуктов, реализуемое за навигационный период.

Для определения требуемого *числа автоколонок* и раздаточных устройств станций налива и разливочных (расфасовочных) для нефтепродукта каждого сорта пользуются рекомендациями, которые даются в «Нормах технологического проектирования нефтебаз».

При проектировании *тарных хранилищ* необходимо руководствоваться «Нормами технологического проектирования нефтебаз» ([64], стр. 189-195).

При проектировании зданий для хранения нефтепродуктов в таре необходимо учитывать следующие требования:

- бочки могут храниться в положении лежа (при бочках с пробками в обечайках) и в положении стоя (при бочках с пробками в днищах);
- ручная укладка бочек с нефтепродуктами на полу допускается не более чем в 2 яруса;
- при механизированной укладке бочек количество ярусов не должно превышать пяти для горючих и трех - для легковоспламеняющихся нефтепродуктов;
- укладка бочек на каждом ярусе стеллажа должна производиться в один ряд по высоте независимо от вида нефтепродуктов;

- по ширине штабеля или стеллажа следует укладывать не более двух бочек.

Проходы в хранилищах, предназначенные для транспортирования бочек, должны быть шириной не менее 1,8 м, а остальные проходы между штабелями или стеллажами - не менее 1 м.

Вопросы для самоконтроля

1. Что является целью расчета железнодорожной эстакады?
2. Какие нормативные документы необходимы для расчета железнодорожной эстакады?
3. Что является целью расчета причала?
4. Какие нормативные документы необходимы для расчета причала?
5. Что является целью расчета раздаточных устройств?
6. Какие нормативные документы необходимы для расчета раздаточных устройств?
7. Что является целью расчета тарного хранилища?
8. Какие нормативные документы необходимы для расчета тарного хранилища?
9. Какие требования нужно учитывать при расчете тарного хранилища?

Расчет технологических трубопроводов ПС и нефтебаз

Студент должен:

знать: методику расчетов технологических трубопроводов ПС и нефтебаз

уметь: производить гидравлические расчеты трубопроводных коммуникаций ПС, нефтебаз расчеты

компенсаторов и опор

Гидравлический расчет технологических нефте- и нефтепродуктопроводов.
Расчет компенсаторов и опор.

Методические указания

Целью гидравлического расчета технологического нефтепровода (нефтепродуктопровода) является определение суммарных потерь напора в нефтепроводе (нефтепродуктопроводе) и гидравлического сопротивления нефтепровода (нефтепродуктопровода).

При расчете всасывающего трубопровода производится проверка неразрывности струи с учетом упругости паров перекачиваемых нефти или нефтепродуктов, т.е. проверка надежности всасывания.

Напор насоса для перекачки нефти или нефтепродукта по технологическому трубопроводу, м

$$H_n \geq H_{0вс} + H_{0нг} + h_k$$

где $H_{0вс}$ - общие потери напора во всасывающем трубопроводе (сопротивление всасывающего трубопровода), м,

$H_{0нг}$ - общие потери напора в нагнетательном трубопроводе (сопротивление нагнетательного трубопровода), м;

h_k - требуемый конечный напор, то есть напор в конце трубопровода, необходимый по условиям перекачки, м

$$h_k = P_k / (\rho g),$$

где P_k - требуемое конечное давление, то есть давление в конце трубопровода, необходимое по условиям перекачки, Па

ρ - плотность нефти или нефтепродукта, кг/м³;

g - ускорение свободного падения, м/с².

Для подбора насосного оборудования по данным гидравлического расчета трубопровода строится его характеристика Q — H. Наложение характеристики Q - H соответствующего насоса на характеристику трубопровода дает точку

пересечения, которая определяет параметры (подачу, напор) системы насос - трубопровод. В тех случаях, когда требуемые подача и напор не обеспечиваются одним насосом, устанавливают два (и более) насоса и соединяют их трубопроводами параллельно (для увеличения подачи) и последовательно (для увеличения напора).

Наибольшее применение для технологических трубопроводов на ПС получили гнутые гладкие П-образные компенсаторы ([11], стр. 207, рис. 118). Наружный диаметр, толщину стенки и марку стали труб для изготовления П-образных компенсаторов принимают такими же, как и для основных участков трубопровода. Расчет П-образных компенсаторов ведется по номограмме в зависимости от теплового удлинения ([64], стр. 83, рис. 5.12; [11], стр. 208, рис. 119).

Вопросы для самоконтроля

1. Что является целью гидравлического расчета технологического нефтепровода или нефтепродуктопровода?
2. Какие режимы движения нефти или нефтепродукта наблюдаются в нефтепроводе или нефтепродуктопроводе?
3. Какой режим движения называется ламинарным? турбулентным? Их отличие.
4. С какой целью производится проверка надежности всасывания?
5. Что является целью расчета П-образного компенсатора?

Расчет БСГ

Студент должен:

знать: методику расчетов резервуарных парков и приемо-раздаточных устройств БСГ

уметь: производить расчеты резервуарных парков и приемо-раздаточных устройств БСГ

Определение вместимости резервуарного парка БСГ. Обоснование выбора резервуаров БСГ. Расчет приемо-раздаточных устройств БСГ.

Методические указания

Сжиженные углеводородные газы (СУГ) широко используют в различных отраслях народного хозяйства: моторные топлива; сырье для производства городского газа; баллонные газы; газ промышленного назначения.

Состав и свойства СУГ используемых в качестве топлива, должны отвечать требованиям потребителей. В зависимости от применения установлены следующие марки СУГ: ПТ - пропан технический для коммунально-бытового потребления, СПБТЛ - смесь пропан - бутан технический летний для коммунально-бытового потребления, энергетических и других целей, БТ - бутан технический для коммунально-бытового потребления и других целей. Основные требования, предъявляемые к СУГ, применяемым в качестве топлива см. [28], стр. 230, табл. 6.3.

Упругость насыщенных паров сжиженного углеводородного газа (СУГ) определяется по закону Дальтона и Рауля. В процессе испарения жидкости происходит переход ее в парообразное состояние. Степень насыщения парового пространства зависит от состава жидкости и температуры. Давление, при котором жидкость при данной температуре находится в равновесном состоянии со своими парами называется упругостью насыщенных паров жидкости.

Каждой жидкости соответствует определенное давление (упругость) паров, зависящее от температуры. Кривая изменения давления в зависимости от температуры называется кривой испарения.

Равновесная система жидкость - пар характерна для сжиженных углеводородных газов (СУГ), которые хранятся в замкнутом пространстве, т.е. когда пары находятся в насыщенном состоянии над поверхностью жидкости и одновременно существуют две фазы: жидкая и паровая.

Упругость паров P_{yi} , (Па, МПа) чистых компонентов при температуре T определяется по графику упругости паров ([5], стр. 220, рис. 10.2). Затем рассчитывается состав паровой фазы.

Вместимость резервуарного парка определяется в зависимости от суточной производительности БСГ или ГНС, степени заполнения резервуаров и количества резервируемого для хранения сжиженного углеводородного газа (СУГ).

По проектной вместимости V_n подбирают строительную вместимость резервуарного парка для СУГ V_c , которая обычно больше проектной. Допускается строительная вместимость резервуарного парка для СУГ меньше проектной, т.к. СУГ хранятся под давлением для уменьшения испарения СУГ.

Металлические (стальные) резервуары для СУГ изготавливают четырех типов:

- цилиндрические передвижные вместимостью 600, 1000 и 1600 л для наземной установки,
- цилиндрические стационарные вместимостью 2,5, 5 и 10 м³ для подземной установки;
- цилиндрические стационарные вместимостью 25, 50, 100, 160 и 200 м³ для наземной и подземной установки,
- шаровые вместимостью 300, 600, 900, 2000 и 4000 м³ для наземной установки.

При *выборе типа и числа резервуаров* для хранения СУГ учитывают следующие рекомендации.

1. Резервуары должны быть по возможности однотипными, т.к. это снижает расходы по их монтажу и эксплуатации.
2. Как правило, стремятся устанавливать меньшее число резервуаров большей вместимости, что снижает расход металла на единицу вместимости, уменьшает площадь резервуарного парка, длину трубопроводов и обвалования.
3. Расход металла (масса металла) на сооружение резервуаров должен быть минимальным.

Резервуары выбирают при сравнении технико-экономических показателей. Для обоснованного выбора резервуаров сравнивают не менее трех типов резервуаров ([27], стр. 128, табл 41; стр. 129, табл. 42; [28], стр. 264, табл. 8.1; стр. 265, табл. 8.2).

Результаты расчетов сводят в таблицу.

Таблица - Расчетные данные резервуарного парка

Проек тная	Тип	Действительн ая	Расчет- ное	Число	Строитель- ная	Масса
вмести мость	резер вуаро в	вместимость одного резервуара	число резерву аров	установ ленных резерву аров	вместимос ть (объем) резервуарно го парка $V_c = n \cdot V \cdot \eta$ m^3	установле н Обща ных масса резервуар одного резер- вуара расход С, т металла) $C_{общ} = nG,$ т
V_n, m^3		V_m^3	$n' =$ $V_{II}/(V \cdot \eta)$	n		

На основании таблицы делают вывод о том, какие резервуары целесообразнее выбрать для хранения СУГ с учетом выше приведенных рекомендаций.

В целях пожарной безопасности и охраны окружающей среды для каждой группы надземных резервуаров по периметру предусматривают замкнутое обвалование или ограждающую стенку из негорючих материалов (из кирпича, бутобетона, бетона и др.) высотой не менее 1 м, рассчитанное на 85 % вместимости группы резервуаров. Ширина земляного вала поверху должна быть не менее 0,5 м. Расстояния от резервуаров до подошвы обвалования или ограждающей стенки должны быть равны половине диаметра ближайшего резервуара, но не менее 1 м.

При эксплуатации резервуаров со сжиженным углеводородным газом (СУГ) в них может повышаться давление. Повышение давления вызывают следующие причины: нагревание резервуара; расширение СУГ от повышения температуры; отсутствие или недостаток парового пространства, наполнение резервуаров СУГ с давлением насыщенных паров, большим чем предусмотрено, ошибки в работе персонала и т.д. Для предотвращения разрушения резервуара от

повышенного давления устанавливают предохранительные клапаны, пропускная способность которых, согласно правилам Госгортехнадзора РФ, должна быть такой, чтобы давление паров СУГ в резервуаре не превышало рабочее более чем на 15%.

Предохранительные клапаны обеспечивают выпуск паровой фазы для снижения давления в резервуаре.

При расчете приемо-раздаточных устройств БСТ (железнодорожной эстакады, баллоно-наполнительного и сливного отделений и т.д.) учитываются грузооборот эстакады, предельные сроки слива и налива железнодорожных цистерн, которые устанавливаются Министерством путей сообщения РФ, количество газа, заливаемое в баллоны.

Методические указания к выполнению расчетов приводятся в учебном пособии *Конструкции и расчет трубопроводов и хранилищ*.

ПЗ 11. Гидравлический расчет технологических трубопроводов.

В этом разделе необходимо подобрать диаметры технологических трубопроводов и рассчитать потери напора в них. Диаметр будем определять из ограничений скорости потока нефтепродукта в трубопроводе, в зависимости от его вязкости. Диаметр равен:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot v}}$$

где Q-требуемая пропускная способность трубопровода, м³/с;

-рекомендуемая скорость движения нефтепродукта, м/с.

Значение Q будет равно сумме рабочей производительности (работа на станцию налива) и аварийной (внутрибазовая перекачка). Внутрибазовая перекачка должна осуществляться с максимальной производительностью, исходя из диаметра приёмо-раздаточного патрубка, для резервуара типа РВС-2000 D_y=300 мм. Производительность откачки и закачки при таком диаметре составляет 300 м³/ч. нефтебаза проект трубопровод потеря

Диаметр будем определять для всех видов продукта на различных участках: 1) Насосная ж/д- резервуарный парк (наиболее удалённый резервуар), 2) резервуарный парк (наиболее удалённый резервуар)- насосная, 3) насосная - станция налива (наиболее удалённый стояк). Расстояния возьмём из компоновки

A-76.

Участок: ж/д цистерны - резервуарный парк (наиболее удалённый резервуар). Разобьем участок на два: первый- от ж/д цистерн до резервуарного парка и второй- в резервуарном парке, это сделано потому что на этих участках разные производительности.

Производительность на первом участке будет равна производительности откачки нефтепродукта из ж/д цистерн и равна 150 м³/ч. Скорость для всасывающих трубопроводах рекомендуется принимать равной 1,5 м/с. Тогда диаметр будет равен:

$$D = \sqrt[4]{\frac{4 \cdot 0,042}{3,14 \cdot 1,5}} = 0,188$$

принимаем D=219 мм.

Производительность на втором участке будет равна производительности откачки нефтепродукта из ж/д цистерн (150 м³/ч) и производительности внутрибазовой перекачке (300 м³/ч), что в сумме составит 450 м³/ч. Тогда диаметр будет равен:

$$D = \sqrt[4]{\frac{4 \cdot 0,125}{3,14 \cdot 1,5}} = 0,326$$

принимаем D=377 мм.

Теперь посчитаем потери напора на этих участках.

Определим потери напора на трение.

$$h_z = \lambda \frac{L}{d} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}$$

где -скорость потока, м/с;

L-длина трубопровода, м;

d-внутренний диаметр трубы, м;

-коэффициент гидравлического сопротивления.

-кинематическая вязкость.

При турбулентном режиме - зона Блазиуса () коэффициент л определяется по формуле:

$$2320 \leq Re < Re_1 = \frac{10 \cdot d}{K_{\xi}} \quad \lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$$

При турбулентном режиме - зона смешанного закона сопротивления (коэффициент λ определяется по формуле:

$$Re_1 = \frac{10 \cdot d}{K_{\xi}} \leq Re < Re_2 = \frac{500 \cdot d}{K_{\xi}} \quad \lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{K_{\xi}}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}$$

.

где, Re-число Рейнольдса.

$$Re = \frac{v \cdot D_{\text{сн}}}{\nu} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_{\text{сн}} \cdot \nu}$$

Суммарные потери на местные сопротивления равны:

$$Re_1 = \frac{10 \cdot D_{\text{сн}}}{K_{\xi}}; Re_2 = \frac{500 \cdot D_{\text{сн}}}{K_{\xi}}$$

где ξ -коэффициент местного сопротивления.

Просуммировав потери на трение и потери на местные сопротивления получим:

$$H = \left(\lambda \frac{L}{d} + \sum \xi \right) \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}$$

Первый участок.

$L=143$ м, $\nu=1,110^{-6}$ м²/с, $Q=150$ м³/ч= $0,042$ м³/с встречаются следующие местные сопротивления: 1 задвижка= $0,5$, 1 поворот= $1,3$, $\xi=1,8$.

Скорость равна:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2}$$

Подставив численные значения определим потери.

Второй участок.

На этом участке потери посчитаем для двух случаев а) без внутрибазовой перекачке и б) с внутрибазовой перекачкой.

$L=36$ м, $\nu=1,110^{-6}$ м²/с, встречаются следующие местные сопротивления: 1 задвижка =0,5, 1 поворот =1,3, выход из резервуара через хлопушку =0,9, =2,7.

Подставив численные значения определим потери.

а) $Q=150$ м³/ч=0,042 м³/с

б) $Q=450$ м³/ч=0,125 м³/с

$$\nu = \frac{4 \cdot 0,042}{3,14 \cdot 0,219^2} = 1,12 \quad Re = \frac{1,12 \cdot 0,219}{1,1 \cdot 10^{-6}} = 222097 \quad Re_1 = \frac{10 \cdot 219}{0,01} = 219000 \quad Re_2 = \frac{500 \cdot 219}{0,01} = 10950000$$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{0,01}{219} + \frac{68}{222097} \right)^{0,25} = 0,015 \quad H = \left(0,015 \cdot \frac{143}{0,219} + \sum 1,8 \right) \cdot \frac{1,12^2}{2 \cdot 9,81} = 0,74 \quad \nu = \frac{4 \cdot 0,042}{3,14 \cdot 0,377^2} = 0,38$$

$$Re = \frac{0,38 \cdot 0,377}{1,1 \cdot 10^{-6}} = 129017 \quad Re_1 = \frac{10 \cdot 377}{0,01} = 377000 \quad Re_2 = \frac{500 \cdot 377}{0,01} = 18850000 \quad \lambda = \frac{0,3164}{129017^{0,25}} = 0,017$$

$$H = \left(0,017 \cdot \frac{36}{0,377} + \sum 2,7 \right) \cdot \frac{0,38^2}{2 \cdot 9,81} = 0,03 \quad \nu = \frac{4 \cdot 0,125}{3,14 \cdot 0,377^2} = 1,12 \quad Re = \frac{1,12 \cdot 0,377}{1,1 \cdot 10^{-6}} = 383978$$

$$Re_1 = \frac{10 \cdot 377}{0,01} = 377000 \quad Re_2 = \frac{500 \cdot 377}{0,01} = 18850000 \quad \lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{0,01}{377} + \frac{68}{383978} \right)^{0,25} = 0,013$$

$$H = \left(0,013 \cdot \frac{36}{0,377} + \sum 1,8 \right) \cdot \frac{1,12^2}{2 \cdot 9,81} = 0,19$$

Просуммируем потери на первом и на втором участке и добавим уровень взлива резервуара (7,2 м), получим 7,95 и 8,13. Так как внутрибазовая перекачка осуществляется редко то преимущественно потери будут составлять 7,95 м.

Участок: резервуарный парк (наиболее удалённый резервуар)- насосная. Производительность станции налива 150 м³/ч, производительность внутрибазовой перекачки 300 м³/ч . Скорость для трубопроводов принимаем равной 2 м/с. Тогда диаметр будет равен:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,125}{3,14 \cdot 2}} = 0,282$$

принимаем $D=325$ мм.

На этом участке потери посчитаем для двух случаев а) без внутрибазовой перекачке и б) с внутрибазовой перекачкой.

$L=96$ м, $\nu=1,110^{-6}$ м²/с, встречаются следующие местные сопротивления: 2 задвижка =0,5, 2 поворота =1,3, выход из резервуара через хлопушку =0,9, 1 фильтр =1,7, 2 тройника =0,32 выход из резервуара через хлопушку

$$=0,92, =7,76.$$

Подставив численные значения определим потери.

$$a) Q=150 \text{ м}^3/\text{ч}=0,042 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$б) Q=4500 \text{ м}^3/\text{ч}=0,125 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$v = \frac{4 \cdot 0,042}{3,14 \cdot 0,325^2} = 0,507 \quad Re = \frac{0,507 \cdot 0,325}{1,1 \cdot 10^{-6}} = 149795 \quad Re_1 = \frac{10 \cdot 325}{0,01} = 325000$$

$$Re_2 = \frac{500 \cdot 325}{0,01} = 16250000 \quad \lambda = \frac{0,3164}{149795^{0,25}} = 0,029 \quad H = \left(0,029 \cdot \frac{93}{0,325} + 7,76 \right) \cdot \frac{0,507^2}{2 \cdot 9,81} = 0,21$$

$$v = \frac{4 \cdot 0,125}{3,14 \cdot 0,325^2} = 1,51 \quad Re = \frac{1,51 \cdot 0,325}{1,1 \cdot 10^{-6}} = 445414 \quad Re_1 = \frac{10 \cdot 325}{0,01} = 325000 \quad Re_2 = \frac{500 \cdot 325}{0,01} = 16250000$$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{0,01}{325} + \frac{68}{445414} \right)^{0,25} = 0,013 \quad H = \left(0,013 \cdot \frac{93}{0,325} + 7,76 \right) \cdot \frac{1,51^2}{2 \cdot 9,81} = 1,33$$

Участок: насосная - станция налива. Производительность станции налива 50 м³/ч. Скорость для трубопроводов принимаем равной 2 м/с. Тогда диаметр будет равен:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,014}{3,14 \cdot 2}} = 0,094$$

принимаем D=108 мм.

Посчитаем потери L=22 м, $\lambda=1,1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$, встречаются следующие местные сопротивления: 1 задвижка=0,5,

$$3 \text{ поворота}=1,3, 1 \text{ тройник}=0,32, 1 \text{ обратный клапан}=3,5, =8,22.$$

Подставив численные значения определим потери.

$$Q=50 \text{ м}^3/\text{ч}=0,014 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$v = \frac{4 \cdot 0,014}{3,14 \cdot 0,108^2} = 1,53$$

$$Re = \frac{1,53 \cdot 0,108}{1,1 \cdot 10^{-6}} = 150218 \quad Re_1 = \frac{10 \cdot 108}{0,01} = 108000 \quad Re_2 = \frac{500 \cdot 108}{0,01} = 5400000$$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{0,01}{108} + \frac{68}{150218} \right)^{0,25} = 0,017 \quad H = \left(0,017 \cdot \frac{22}{0,108} + 8,22 \right) \cdot \frac{1,53^2}{2 \cdot 9,81} = 1,4$$

Так как потери на участке резервуар - стояк небольшие и составляют без учета внутрибазовой перекачки всего 1,4 метра, то на насосной станции установим насосы

только для внутрибазовой перекачки.

Дизельное топливо ДЛ.

Диаметр на первом участке будет равен:

$$D = \sqrt[4]{\frac{4 \cdot 0,042}{3,14 \cdot 1,5}} = 0,188$$

принимаем $D=219$ мм.

Диаметр на втором участке:

$$D = \sqrt[4]{\frac{4 \cdot 0,125}{3,14 \cdot 1,5}} = 0,326$$

принимаем $D=377$ мм.

Первый участок.

$L=41$ м, $\nu=3,13 \cdot 10^{-6}$ м²/с, $Q=150$ м³/ч= $0,042$ м³/с встречаются следующие местные сопротивления: 1 задвижка = $0,5$, 1 поворот = $1,3$, $\Sigma=1,8$.

Второй участок.

На этом участке потери посчитаем для двух случаев а) без внутрибазовой перекачке и б) с внутрибазовой перекачкой.

$L=36$ м, $\nu=1,11 \cdot 10^{-6}$ м²/с, встречаются следующие местные сопротивления: 1 задвижка = $0,5$, 1 поворот = $1,3$, 1 выход из резервуара через хлопушку = $0,9$ $\Sigma=2,7$.

Подставив численные значения определим потери.

а) $Q=150$ м³/ч= $0,042$ м³/с

б) $Q=450$ м³/ч= $0,125$ м³/с

$$\nu = \frac{4 \cdot 0,042}{3,14 \cdot 0,219^2} = 1,12 \quad Re = \frac{1,12 \cdot 0,219}{3,13 \cdot 10^{-6}} = 78364 \quad Re_1 = \frac{10 \cdot 219}{0,01} = 219000 \quad Re_2 = \frac{500 \cdot 219}{0,01} = 10950000$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{78364^{0,25}} = 0,019 \quad H = \left(0,019 \cdot \frac{41}{0,219} + \Sigma 1,8 \right) \cdot \frac{1,12^2}{2 \cdot 9,81} = 0,34 \quad \nu = \frac{4 \cdot 0,042}{3,14 \cdot 0,377^2} = 0,38$$

$$Re = \frac{0,38 \cdot 0,377}{3,13 \cdot 10^{-6}} = 45770 \quad Re_1 = \frac{10 \cdot 377}{0,01} = 377000 \quad \lambda = \frac{0,3164}{45770^{0,25}} = 0,021$$

$$H = \left(0,021 \cdot \frac{61}{0,377} + \sum 2,7 \right) \cdot \frac{0,38^2}{2 \cdot 9,81} = 0,04 \quad v = \frac{4 \cdot 0,125}{3,14 \cdot 0,377^2} = 1,12 \quad Re = \frac{1,12 \cdot 0,377}{3,13 \cdot 10^{-6}} = 134901$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{134901^{0,25}} = 0,016 \quad H = \left(0,016 \cdot \frac{61}{0,377} + \sum 2,7 \right) \cdot \frac{1,12^2}{2 \cdot 9,81} = 0,34$$

м.

Просуммируем потери на первом и на втором участке и добавим уровень взлива резервуара (7,2 м), получим 8,88 и 9,18. Так как внутрибазовая перекачка осуществляется редко то преимущественно потери будут составлять 8,88 м.

Участок: резервуарный парк (наиболее удалённый резервуар)- насосная. Производительность станции налива 150 м³/ч, производительность внутрибазовой перекачки 300 м³/ч. Скорость для трубопроводов принимаем равной 2 м/с. Тогда диаметр будет равен:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,125}{3,14 \cdot 2}} = 0,282$$

принимаем D= 325мм.

На этом участке потери посчитаем для двух случаев а) без внутрибазовой перекачке и б) с внутрибазовой перекачкой.

L=128 м, $v=3,13 \cdot 10^{-6}$ м²/с, встречаются следующие местные сопротивления: 2 задвижка =0,5, 2 поворота =1,3, выход из резервуара через хлопушку =0,9, 1 фильтр =1,7, 2 тройника =0,32, выход из резервуара через хлопушку=0,92 =7,76.

Подставив численные значения определим потери.

а) $Q=150 \text{ м}^3/\text{ч}=0,042 \text{ м}^3/\text{с}$

м/с,

б) $Q=4500 \text{ м}^3/\text{ч}=0,125 \text{ м}^3/\text{с}$

$$v = \frac{4 \cdot 0,042}{3,14 \cdot 0,325^2} = 0,507 \quad Re = \frac{0,507 \cdot 0,325}{3,13 \cdot 10^{-6}} = 52644 \quad Re_2 = \frac{500 \cdot 325}{0,01} = 16250000 \quad \lambda = \frac{0,3164}{52644^{0,25}} = 0,02$$

$$H = \left(0,029 \cdot \frac{93}{0,325} + 6,84 \right) \cdot \frac{0,507^2}{2 \cdot 9,81} = 0,2 \quad Re = \frac{1,51 \cdot 0,325}{3,13 \cdot 10^{-6}} = 156789 \quad Re_1 = \frac{10 \cdot 325}{0,01} = 325000$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{156789^{0,25}} = 0,016 \quad H = \left(0,016 \cdot \frac{128}{0,325} + 7,76 \right) \cdot \frac{1,51^2}{2 \cdot 9,81} = 1,63$$

м.

Участок: насосная - станция налива. Производительность станции налива 100 м³/ч. Скорость для трубопроводов принимаем равной 2 м/с. Тогда диаметр будет равен:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,028}{3,14 \cdot 2}} = 0,133$$

м,

принимаем D=159 мм.

Посчитаем потери L=22 м, $v=3,13 \cdot 10^{-6}$ м²/с, встречаются следующие местные сопротивления: 1 задвижка =0,5,

3 поворота =1,3, 1 тройник =0,32, 1 обратный клапан =3,5, =8,22.

Подставив численные значения определим потери.

$$Q=100 \text{ м}^3/\text{ч}=0,028 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$v = \frac{4 \cdot 0,028}{3,14 \cdot 0,159^2} = 1,4$$

$$Re = \frac{1,4 \cdot 0,159}{3,13 \cdot 10^{-5}} = 71103 \quad Re_1 = \frac{10 \cdot 159}{0,01} = 159000 \quad Re_2 = \frac{500 \cdot 159}{0,01} = 7950000 \quad \lambda = \frac{0,3164}{71103^{0,25}} = 0,019$$

$$H = \left(0,019 \cdot \frac{22}{0,159} + 8,22 \right) \cdot \frac{1,4^2}{2 \cdot 9,81} = 1,09$$

Так как потери на участке резервуар - стояк небольшие и составляют без учета внутрибазовой перекачки всего 1,09 метра, то на насосной станции установим насосы только для внутрибазовой перекачки.

ПЗ 12. Расчет компенсаторов и опор технологических трубопроводов.

Расчёт П-образного компенсатора заключается в определении минимальных размеров компенсатора, достаточных для компенсации температурных деформаций трубопровода. Заполнив выше приведенную форму, вы сможете рассчитать компенсирующую способность П-образного компенсатора заданных размеров.

В основе алгоритма данной online программы лежит методика расчёта П-образного компенсатора приведенная в — Справочнике проектировщика «Проектирование тепловых сетей» под редакцией А. А. Николаева.

Рекомендации к расчёту

1. Максимальное напряжение в спинке компенсатора рекомендуется принимать в диапазоне от 80 до 110 МПа.
2. Оптимальное отношение вылета компенсатора к наружному диаметру трубы рекомендуется принимать в диапазоне $H/D_n = (10 — 40)$, при этом вылет компенсатора в 10DN соответствует трубопроводу DN350, а вылет в 40DN – трубопроводу DN15.
3. Оптимальное отношение ширины компенсатора к его вылету рекомендуется принимать в диапазоне $L/H = (1 — 1,5)$, хотя могут быть приняты и другие значения.
4. Если для компенсации расчётных тепловых удлинений необходим компенсатор слишком больших размеров, возможна его замена двумя меньшими компенсаторами.
5. При расчёте тепловых удлинений трубопровода температуру теплоносителя следует принимать максимальной, а температуру окружающей трубопровод среды минимальной.

В расчёте приняты следующие ограничения:

- Трубопровод заполнен водой или паром
- Трубопровод выполнен из стальной трубы
- Максимальная температура рабочей среды не превышает 200 °С
- Максимальное давление в трубопроводе не превышает 1,6 МПа (16 бар)
- Компенсатор установлен на горизонтальном трубопроводе
- Компенсатор симметричен, а его плечи одинаковой длины
- Неподвижные опоры считаются абсолютно жёсткими
- Трубопровод не испытывает ветрового давления и других нагрузок
- Сопротивление сил трения подвижных опор при тепловом удлинении не учитывается
- Отводы гладкие

Рекомендации к монтажу

1. Не рекомендуется располагать неподвижные опоры на расстоянии менее 10DN от П-образного компенсатора, так как передача на него момента заземления опоры снижает гибкость.
2. Участки трубопровода от неподвижных опор до П-образного компенсатора рекомендуется принимать одинаковой длины. Если компенсатор располагают не посередине участка а смещают в сторону одной из неподвижных опор, то силы упругой деформации и напряжения увеличиваются примерно на 20-40%, по отношению к значениям полученным для компенсатора, расположенного посередине.
3. Для увеличения компенсирующей способности применяют предварительное растягивание компенсатора. При монтаже компенсатор испытывает изгибающую нагрузку, нагреваясь принимает ненапряжённое состояние, а при максимальной температуре приходит в напряжение. Предварительное растягивание компенсатора на величину равную половине теплового удлинения трубопровода, позволяет увеличить его компенсирующую способность вдвое.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

П-образные компенсаторы применяют для компенсации температурных удлинений труб на протяжённых прямых участках, если возможности самокомпенсации трубопровода за счёт поворотов тепловой сети — нет. Отсутствие компенсаторов на жёстко закреплённых трубопроводах с переменной температурой рабочей среды, приведёт к росту напряжений способных деформировать и разрушить трубопровод.

Гибкие компенсаторы применяют

1. При надземной прокладке для всех диаметров труб независимо от параметров теплоносителя.
2. При прокладке в каналах туннелях и общих коллекторах на трубопроводах от DN25 до DN200 при давлении теплоносителя до 16бар.

3. При бесканальной прокладке для труб диаметром от DN25 до DN100.
4. Если максимальная температура рабочей среды превышает 50°C

Достоинства

- Высокая компенсирующая способность
- Не требует обслуживания
- Прост в изготовлении
- Незначительные усилия передаваемые на неподвижные опоры

Недостатки

- Большой расход труб
- Большая занимаемая площадь
- Высокое гидравлическое сопротивление

ПЗ 13. Расчет физико-химических параметров сжиженного газа

Свойства сжиженных углеводородных газов. Особенности эксплуатации углеводородных систем. Более 30 лет в нашей стране, сжиженные углеводородные газы применяются в качестве автомобильного топлива. За сравнительно короткий промежуток времени пройден достаточно трудный путь по организации учета сжиженных газов, ясного понимания процессов, происходящих при перекачке, измерении, хранении, транспортировке. Общеизвестно, что добыча и использование нефти и газа в России имеет многовековую историю. Однако технический уровень промыслового газового хозяйства до XX века был исключительно примитивным. Не находя экономически обоснованных областей применения, нефтепромышленники не только не заботились о сохранении газа или легких фракций углеводородов, но и старались от них избавиться. Негативное отношение наблюдалось и к бензиновым фракциям нефти, поскольку они вызывали повышение температуры вспышки и опасность загорания и взрывов. Выделение газовой промышленности в 1946 г. в самостоятельную отрасль позволило революционно изменить ситуацию и резко увеличить как объём добычи газа в абсолютном значении, так и его удельный вес в топливном балансе страны. Быстрые темпы роста добычи газа стали возможны благодаря коренному усилению работ по строительству магистральных газопроводов,

соединивших основные газодобывающие районы с потребителями газа крупными промышленными центрами и химическими заводами. Тем не менее, основательный подход к точному измерению и учету сжиженных газов в нашей стране стал появляться не более 10 – 15 лет назад. Для сравнения, сжиженный газ в Англии производится с начала 30-х годов XX века, с учетом того, что это страна с развитой рыночной экономикой, технология измерения и учета сжиженных газов, а также производство специального оборудования для этих целей стали развиваться практически с началом производства. Итак, коротко рассмотрим, что представляют собой сжиженные углеводородные газы и как они производятся. Сжиженные газы делятся на две группы: Сжиженные углеводородные газы (СУГ) – представляют собой смесь химических соединений, состоящую в основном из водорода и углерода с различной структурой молекул, т.е. смесь углеводородов различной молекулярной массы и различного строения. Основными компонентами СУГ являются пропан и бутан, в виде примесей в них содержатся более легкие углеводороды (метан и этан) и более тяжелые (пентан). Все перечисленные компоненты являются предельными углеводородами. В состав СУГ могут входить также непредельные углеводороды: этилен, пропилен, бутилен. Бутан-бутилены могут присутствовать в виде изомерных соединений (изобутана и изобутилена). ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов, включает в основном смесь легких углеводородов этановой (C2) и гексановой (C6) фракций. В целом типичный состав ШФЛУ выглядит следующим образом: этан от 2 до 5%; сжиженный газ фракций C4-C5 40-85%; гексановая фракция C6 от 15 до 30%, на пентановую фракцию приходится остаток. Учитывая широкое применение в газовом хозяйстве именно СУГ, следует более подробно остановиться на свойствах пропана и бутана. Пропан — это органическое вещество класса алканов. Содержится в природном газе, образуется при крекинге нефтепродуктов. Химическая формула C_3H_8 (рис. 1). Бесцветный газ без запаха, очень малорастворим в воде. Точка кипения $-42,1^{\circ}C$. Образует с воздухом взрывоопасные смеси при концентрации паров от 2,1 до 9,5%. Температура самовоспламенения пропана в воздухе при давлении 0,1 МПа (760 мм рт. ст.) составляет $466^{\circ}C$. Пропан используется в качестве топлива, основной компонент так называемых сжиженных углеводородных газов, в производстве мономеров для синтеза полипропилена. Является исходным сырьём для производства растворителей. В пищевой промышленности пропан зарегистрирован в качестве пищевой добавки E944, как пропеллент. Бутан (C_4H_{10}) — органическое соединение класса алканов. В химии название используется в основном для обозначения н-бутана. Химическая

формула C_4H_{10} (рис. 1). Такое же название имеет смесь н-бутана и его изомера изобутана $CH(CH_3)_3$. Бесцветный горючий газ, без запаха, легко сжижаемый (ниже $0\text{ }^{\circ}C$ и нормальном давлении или при повышенном давлении и обычной температуре — легколетучая жидкость). Содержится в газовом конденсате и нефтяном газе (до 12 %). Является продуктом каталитического и гидрокаталитического крекинга нефтяных фракций. - углерод; - водород

Рисунок 1. Структура атомов пропана, бутана и метана.

Производство, как сжиженного газа, так и ШФЛУ осуществляется за счет следующих трех основных источников: – предприятия нефтедобычи – получение СУГ и ШФЛУ происходит во время добычи сырой нефти при переработке попутного (связанного) газа и стабилизации сырой нефти; – предприятия газодобычи – получение СУГ и ШФЛУ происходит при первичной переработке скважинного газа или несвязанного газа и стабилизации конденсата; – нефтеперегонные установки – получение сжиженного газа и аналогичных ШФЛУ происходит при переработке сырой нефти на НПЗ. В данной категории ШФЛУ состоит из смеси бутан-гексановых фракций (C_4 - C_6) с небольшим количеством этана и пропана. Основное преимущество СУГ – возможность их существования при температуре окружающей среды и умеренных давлениях, как в жидком, так и в газообразном состоянии. В жидком состоянии они легко перерабатываются, хранятся и транспортируются, в газообразном имеют лучшую характеристику сгорания. Состояние углеводородных систем определяется совокупностью влияний различных факторов, поэтому для полной характеристики необходимо знать все параметры. К основным параметрам, поддающимся непосредственному измерению и влияющим на режимы течения СУГ, относятся давление, температура, плотность, вязкость, концентрация компонентов, соотношение фаз. Система находится в равновесном состоянии, если все параметры остаются неизменными. При таком состоянии в системе не происходит видимых качественных и количественных изменений. Изменение хотя бы одного параметра нарушает равновесное состояние системы, вызывая тот или иной процесс. Углеводородные системы могут быть гомогенными и гетерогенными. Если система имеет однородные физические и химические свойства – она гомогенна, если же она неоднородна или состоит из веществ, находящихся в разных агрегатных состояниях – она гетерогенна. Двухфазные системы относятся к гетерогенным. Под фазой понимается определенная гомогенная часть системы, имеющая четкую границу раздела с другими фазами. Сжиженные газы при хранении и транспортировании постоянно изменяют свое агрегатное состояние, часть газа испаряется и переходит в газообразное

состояние, а часть конденсируется, переходя в жидкое состояние. В тех случаях, когда количество испарившейся жидкости равно количеству сконденсировавшегося пара, система жидкость-газ достигает равновесия и пары на жидкостью становятся насыщенными, а их давление называется давлением насыщения или упругостью паров. Упругость паров СУГ возрастает с повышением температуры и уменьшается с ее понижением. Это свойство сжиженных газов является одним из определяющих при проектировании систем хранения и распределения. При отборе из резервуаров кипящей жидкости и транспортировании ее по трубопроводу часть жидкости испаряется из-за потерь давления, образуется двухфазный поток, упругость паров которого зависит от температуры потока, которая ниже температуры в резервуаре. В случае прекращения движения двухфазной жидкости по трубопроводу давление во всех точках выравнивается и становится равным упругости паров. Сжиженные углеводородные газы транспортируются в железнодорожных и автомобильных цистернах, хранятся в резервуарах различного объема в состоянии насыщения: в нижней части сосудов размещается кипящая жидкость, а в верхней находятся сухие насыщенные пары (рис. 2). При снижении температуры в резервуарах часть паров сконденсируется, т.е. увеличивается масса жидкости и уменьшается масса пара, наступает новое равновесное состояние. При повышении температуры происходит обратный процесс, пока при новой температуре не наступит равновесие фаз. Таким образом, в резервуарах и трубопроводах происходят процессы испарения и конденсации, которые в двухфазных средах протекают при постоянном давлении и температуре, при этом температуры испарения и конденсации равны. Рисунок 2. Фазные состояния сжиженных газов при хранении. В реальных условиях в сжиженных газах в том или ином количестве присутствуют водяные пары. Причем их количество в газах может увеличиваться до насыщения, после чего влага из газов выпадает в виде воды и смешивается с жидкими углеводородами до предельной степени растворимости, а затем выделяется свободная вода, которая отстаивается в резервуарах. Количество воды в СУГ зависит от их углеводородного состава, термодинамического состояния и температуры. Доказано, что если температуру СУГ снизить на 15-300 С, то растворимость воды снизится в 1,5-2 раза и свободная вода скопится на дне резервуара или выпадет в виде конденсата в трубопроводах. Скопившуюся в резервуарах воду необходимо периодически удалять, иначе она может попасть к потребителю или привести к поломке оборудования.

ПЗ 14. Расчет резервуарного парка БСГ.

Определяется проектная вместимость резервуарного парка

$$V_{\text{п}} = (G_{\text{г}} \cdot \tau) / (365 \cdot \rho \cdot \eta), \text{ м}^3,$$

где G – годовое производство СУГ, кг/год;

τ – время хранения, сут. Рекомендуется в зависимости от принятого для промышленного предприятия норматива $\tau = 2 \div 20$ сут. ([28], стр.259);

η – коэффициент заполнения резервуаров. Рекомендуется для пропана $\eta = 0,85$, для бутана $\eta = 0,9$ ([27], стр. 130);

ρ – плотность СУГ, кг/м³.

1.2 Расчет вместимости резервуарного парка для СУГ для хранилищ группы Б

находящихся на базах сжиженного газа (БСГ) и газонаполнительных станциях (ГНС)

Вместимость резервуарного парка определяется в зависимости от суточной производительности БСГ или ГНС, степени заполнения резервуаров и количества резервируемого для хранения сжиженного углеводородного газа (СУГ).

1.2.1 Определяется расчетное время работы БСГ или ГНС без поступления газа

$$\tau_{\text{р}} = L / v_{\text{тр}} + \tau_{\text{пр}} + \tau_{\text{з}}, \text{ сут.},$$

где L – расстояние от завода-поставщика СУГ до БСГ, км;

$v_{\text{тр}}$ – нормативная суточная скорость доставки грузов, км/сут..
Рекомендуется

$$v_{\text{тр}} = 330 \text{ км/сут. ([28], стр. 259; [27], стр. 127);}$$

$\tau_{\text{пр}}$ – время, затрачиваемое на операции, связанные с отправлением и прибытием груза, сут. Рекомендуется $\tau_{\text{пр}} = 1$ сут. ([28], стр. 259);

$\tau_{\text{з}}$ – время, на которое следует предусматривать эксплуатационный запас СУГ в хранилище, сут. Рекомендуется в зависимости от местных условий $\tau_{\text{з}} = 3 \div 5$ сут.. ([28], стр. 259; [30], стр. 299).

1.2.2 Определяется объемная суточная пропускная способность БСГ или ГНС

$$Q_{\text{сут}} = G_{\text{Г}} / (350 \cdot \rho), \text{ м}^3/\text{сут},$$

где $G_{\text{Г}}$ – массовая годовая пропускная способность БСГ или ГНС, кг/год;

350 – расчетное число суток работы БСГ или ГНС в году;

ρ – плотность СУГ, кг/м³.

1.2.3 Определяется проектная вместимость резервуарного парка БСГ или ГНС

$$V_{\text{п}} = (1 + \tau_{\text{р}}) \cdot Q_{\text{сут}}, \text{ м}^3$$

ПЗ 15. Расчет приемо-раздаточных устройств БСГ.

При эксплуатации резервуаров со сжиженным углеводородным газом (СУГ) в них может повышаться давление. Повышение давления вызывают следующие причины: нагревание резервуара; расширение СУГ от повышения температуры; отсутствие или недостаток парового пространства; наполнение резервуаров СУГ с давлением насыщенных паров, большим чем предусмотрено; ошибки в работе персонала и т.д. Для предотвращения разрушения резервуара от повышенного давления устанавливают предохранительные клапаны, пропускная способность которых, согласно правилам Госгортехнадзора РФ, должна быть такой чтобы давление паров СУГ в резервуаре не превышало рабочее более, чем на 15%.

Предохранительные клапаны обеспечивают выпуск паровой фазы для снижения давления в резервуаре.

1 Определяется пропускная способность предохранительного клапана:

– для надземных цилиндрических резервуаров

$$G = 1000 \cdot D \cdot (L + D / 2), \text{ кг/ч},$$

– для надземного шарового резервуара

$$G = 1000 \cdot D, \text{ кг/ч},$$

– для подземных резервуаров

$$G = 300 \cdot D \cdot (L + D/2), \text{ кг/ч,}$$

где D – диаметр резервуара, м;

L – длина резервуара, м.

2 Определяется давление срабатывания предохранительного клапана из условия, чтобы давление в резервуаре не повышалось более чем на 15% (выше рабочего)

$$p = 1,15 \cdot p_{\text{раб}}, \text{ МПа,}$$

где $p_{\text{раб}}$ – рабочее давление в резервуаре, МПа.

3 Определяется молекулярная масса паровой фазы

$$M = \sum y_i \cdot M_i, \text{ кг/моль,}$$

где y_i – массовая концентрация компонента в паровой фазе, доли единицы;

M_i – молекулярная масса компонента в паровой фазе, кг/моль.

4 Определяется рабочее сечение клапана

$$F = G / (2200 \cdot p \cdot \sqrt{M/T}), \text{ см}^2,$$

где 2200 – коэффициент;

T – абсолютная температура паровой фазы, К.

5 Определяется диаметр клапана

$$d = \sqrt{(4 \cdot F)/\pi}, \text{ см.}$$

6 Подбирается полноподъемный предохранительный клапан (ППК, СППК и др.): [7], стр.262-266; [8], стр.118-146; [51], стр.341-353.

Приводится характеристика выбранных клапанов.

ПЗ 15. Расчет вместимости ПХГ.

Характерная особенность эксплуатации ПХГ – цикличность их работы, которая выражается в смене процессов закачки и отбора газа. В процессе закачки происходит заполнение пласта-

коллектора и создание общего объема газохранилища, подразделяемого на активный и буферный объемы газа. Буферный объем – это минимальное количество неизвлекаемого газа в пластовых условиях, которое обуславливает цикличность эксплуатации хранилища. Активный объем является оборотным, участвующим в процессе закачки и отбора. Объем буферного остаточного газа составляет $60 \div 140\%$ рабочего (активного) газа с учетом создания в хранилище определенного давления в конце отбора газа при соответствующем дебите скважин. Газ закачивают в весенне-летний период, когда потребность в нем значительно ниже, чем зимой. Зимой хранилище работает на отбор. Эксплуатация газохранилищ производится с учетом гидрогеологических условий пласта-коллектора, запасов газа в хранилище и неравномерности газопотребления системы газопроводов.

1.1 Определяется годовое потребление газа на отопление

$$Q_{\text{г.от}} = Q_{\text{г}} \cdot k, \text{ м}^3/\text{год},$$

где $Q_{\text{г}}$ – годовая пропускная способность газопровода, $\text{м}^3/\text{год}$;

k – коэффициент, учитывающий количество газа, потребляемого на отопление, доли единицы. Определяется исходя из местных условий.

1.2 Определяется годовая потребность газа за исключением отопления

$$Q_{\text{г.и.о}} = Q_{\text{г}} \cdot (1 - k), \text{ м}^3/\text{год}$$

1.3 Определяется активная вместимость ПХГ

$$Q_{\text{а}} = Q_{\text{г.от}} \cdot \alpha \cdot \beta + Q_{\text{г.и.о}} \cdot \eta, \text{ м}^3,$$

где α – коэффициент, учитывающий изменение климата в рассматриваемом районе. Рекомендуется $\alpha = 0,6 \div 0,8$ ([27], стр.125);

β – поправочный коэффициент. Рекомендуется $\beta = 1,2 \div 1,5$ ([27], стр.125);

η – коэффициент, учитывающий повышение расхода газа на технологические нужды зимой. Рекомендуется $\eta = 0,01 \div 0,02$ ([27], стр.125).

1.4 Определяется буферный объем газа в ПХГ

$$Q_6 = k_6 \cdot Q_a, \text{ м}^3,$$

где k_6 – коэффициент, учитывающий количество буферного газа в ПХГ, доли единицы. Рекомендуется $k_6 = 60 \div 140\%$ ([5], стр.311).

1.5 Определяется общая вместимость ПХГ

$$Q_{\text{ПХГ}} = Q_a + Q_6, \text{ м}^3.$$

ПЗ 17. Расчет предохранительных и регулирующих клапанов

РАСЧЁТ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОГО КЛАПАНА

Расчёт предохранительного клапана выполнен по алгоритму расчёта предохранительных клапанов для котлов с искусственной циркуляцией в соответствии со СНиП II-35 "Котельные установки".

В расчёте принята высота подъёма штока равная 1/20 диаметра седла, так как большинство производителей не указывают фактическую высоту подъёма штока в технических характеристиках. Поэтому типоразмер предохранительного клапана полученный в результате расчёта может быть несколько завышен. В любом случае, подобрав клапан сравните тепловую мощность своей системы с рекомендуемой производителем максимальной мощностью для данного типоразмера указанной в техническом описании.

Предохранительный клапан предназначен для защиты систем от превышения давления выше максимально допустимого значения. Расчёт предохранительного клапана по сути должен сводиться к определению наиболее вероятных источников превышения давления и вычислению максимального прироста объёма воды в системе.

Источниками прироста объёма могут быть:

- Перегрев воды в котле или теплообменном аппарате с последующим парообразованием. В момент парообразования вода увеличивает свой объём в 461 раз, поэтому фактор парообразования, является преобладающим при выборе предохранительного клапана, именно он и учтён методикой расчёта приведенной в СНиП II-35.
- Выход из строя автоматики управления линии подпитки котельных и независимых систем отопления, может стать преобладающим фактором в системах давление источника подпитки, в которых превышает допустимое давление для подпитываемой системы.
- Нагреваясь в котле или в теплообменном аппарате вода увеличивается в объёме. Удельный прирост объёма при нагреве от 0 до 100 °С составляет всего лишь 4%, поэтому он, как правило, не является преобладающим фактором при подборе типоразмера предохранительного клапана.

Выбранный предохранительный клапан должен обеспечивать сброс рассчитанного объёма воды, по наиболее существенному из факторов прироста объёма.

ПОДБОР ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОГО КЛАПАНА

Диаметр входного патрубка выбранного предохранительного клапана должен быть больше или равен диаметру патрубка полученного в результате расчёта. Кроме соответствия диаметра патрубка расчётному значению рекомендуется проверять предохранительный клапан на сброс рассчитанного прироста объёма воды в результате возникновения аварийной ситуации. При этом следует учесть, что чем больше разница давлений между давлением открытия предохранительного клапана и давлением в линии сброса - тем больший объём воды выйдет через клапан.

При подборе предохранительного клапана следует, также иметь в виду, что полное открытие клапана, достигается при превышении давления в системе над давлением срабатывания на 10%, а полное закрытие - при снижении давления в системе ниже давления срабатывания на 20%. В связи с этим можно рекомендовать выбирать предохранительные клапаны с давлением срабатывания на 20 - 30% больше рабочего давления системы.

ПЗ 18. Расчет параметров процесса заправки автомобилей на АГНКС и АГНС.

Расчет АГНКС производим по следующим исходным данным:

$$n_3 = 500;$$

$$\rho_o = 22 \text{ МПа};$$

$$n_\delta = 8;$$

$$V_\delta = 90 \text{ м}^3;$$

$$t_r = 7^\circ\text{C}$$

Расчет объема потребления газа АГНКС.

Находим количество газа, потребляемого АГНКС при стандартных условиях, по формуле:

$$q_{\text{сут}} = V_3 \times n_3$$

(1)

$$V_3 (P = 0,1 \text{ МПа}, T = 293\text{K})$$

где - объем одной заправки автомобиля, м^3 при стандартных условиях .

Объем заправки определяется по формуле

$$V_3 = V_\delta \times n_\delta$$

(2)

$$V_3 = 90 \times 8 = 720 = 0,72 \text{ м}^3 \rho_\delta$$

Это определили объем газа сжатого до давления = 22 МПа при рабочих условиях.

$$t_3 = 20^\circ\text{C}$$

Находим объем газа при стандартных условиях. Принимаем температуру газа в баллонах . Чтобы определить объем газа необходимо найти коэффициент сжимаемости газа .

$$TZ = 0,72$$

По номограмме справочника работника газовой промышленности [7], в зависимости от P и находим что .

Рассчитываем объем газа идущего на одну заправку автомобиля при стандартных условиях по формуле:

$$V_{\text{зап.ст.}} = \frac{V_{\text{з}} \times Z_{\text{ст}} \times P_{\text{б}} \times T_{\text{ст}}}{R_{\text{ст}} \times Z_{\text{б}} \times T_{\text{р}}},$$

(3)

где: - объем одной заправки при рабочих условиях, м³;

$Z_{\text{ст}}$

- коэффициент сжимаемости газа при стандартных условиях ;

$Z_{\text{ст}} = 1 Z_{\text{б}}$ - тоже при рабочих условиях;

$P_{\text{б}}$ - давление газа в баллонах, кг/ см²;

$P_{\text{ст}}$ - давление газа при стандартных условиях, 0,1 МПа;

$T_{\text{ст}}$ - стандартная температура, ;

$K T_{\text{ст}} = 293 K T_{\text{р}}$ - рабочая температура, .

$$K V_{\text{зап.ст.}} = \frac{0,72 \times 1 \times 22 \times 293}{0,1 \times 0,75 \times 280} = 198 \text{ м}^3$$

Определяем суточный объем потребления газа АГНКС, по формуле:

$$q_{\text{сут}} = V_{\text{зап.ст.}} \times n_{\text{з}}$$

(4)

где: n - число заправок АГНКС, шт/сут, .

$$n = 500 q_{\text{сут}} = 198 \times 500 = 99000 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Раздел 3. Сооружение газонефтепроводов и газонефтехранилищ для специальности

ПЗ 1. Пользование численным и графическим масштабами.

Именованным масштабом называют словесное выражение численного масштаба. Под численным масштабом на топографической карте имеется надпись поясняющая, сколько метров или километров на местности соответствует одному сантиметру карты.

Например, на карте под численным масштабом 1:50 000 записано: «в 1 сантиметре 500 метров». Цифра 500 в данном примере есть **величина именованного масштаба**. Используя именованный масштаб карты, можно определить

горизонтальное проложение d_m линии на местности. Для этого необходимо величину отрезка, измеренную на карте в сантиметрах, умножить на величину именованного масштаба.

Пример. Именованный масштаб карты – «в 1 сантиметре 2 километра». Длина отрезка на карте $l_K = 6,3$ см. Определить горизонтальное проложение линии на местности.
Решение. Умножив величину отрезка измеренного на карте в сантиметрах на величину именованного масштаба, получаем горизонтальное проложение в километрах на местности.
 $d = 6,3 \text{ см} \times 2 = 12,6 \text{ км}.$

5.1.3. Графические масштабы

Чтобы избежать математических вычислений и ускорить работу на карте, пользуются **графическими масштабами**. Таких масштабов два: **линейный** и **поперечный**.

Линейный масштаб

Для построения линейного масштаба выбирают исходный отрезок, удобный для данного масштаба. Этот исходный отрезок (a) называют **основанием масштаба** (рис. 5.1).

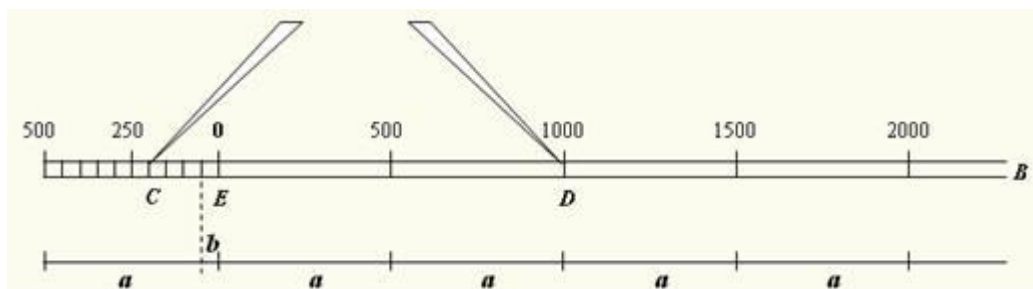


Рис. 5.1. Линейный масштаб. Измеряемый отрезок на местности будет $CD = ED + CE = 1000 \text{ м} + 200 \text{ м} = 1200 \text{ м}.$

Основание откладывают на прямой линии необходимое число раз, крайнее левое основание делят на части (отрезок b), которые будут **наименьшими делениями линейного масштаба**. Расстояние на местности, которое соответствует наименьшему делению линейного масштаба, называют **точностью линейного масштаба**.

Порядок пользования линейным масштабом:

- циркулем-измерителем зафиксировать длину линии на карте;

- правую ножку циркуля поставить на одно из делений справа от нуля, а левую ножку – на левое основание;
- длина линии состоит из двух отсчетов: отсчет целых оснований и отсчета делений левого основания (рис. 5.1).
- Если отрезок на карте длиннее построенного линейного масштаба, то его измеряют по частям.

Поперечный масштаб

Для более точных измерений пользуются **поперечным масштабом** (рис. 5.2, б).

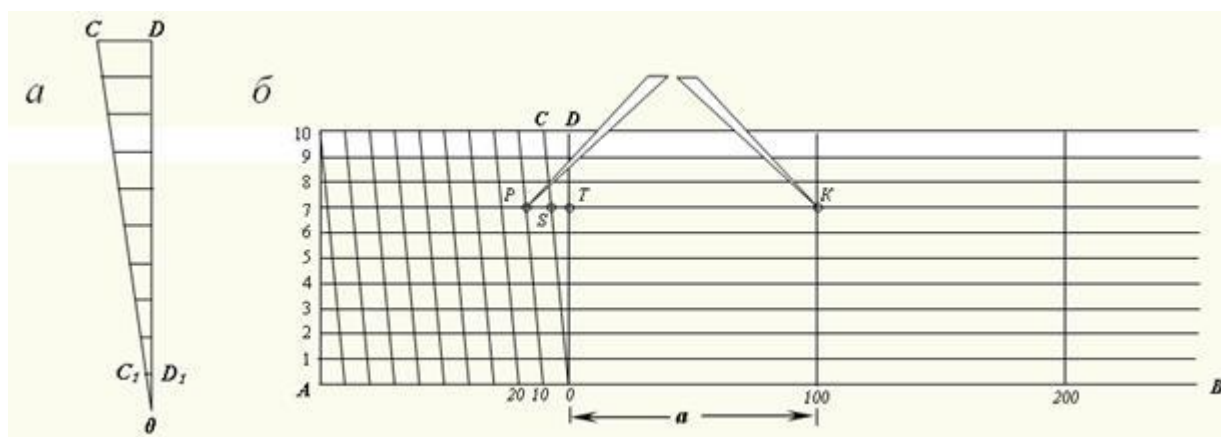


Рис 5.2. Поперечный масштаб. Измеренное расстояние
 $PK = TK + PS + ST = 100 + 10 + 7 = 117 \text{ м.}$

Для его построения на отрезке прямой линии откладывают несколько оснований масштаба (а). Обычно длина основания составляет 2 см или 1 см. В полученных точках устанавливают перпендикуляры к линии АВ и проводят через них десять параллельных линий через равные промежутки. Крайнее левое основание сверху и снизу делят на 10 равных отрезков и соединяют их косыми линиями. Нулевую точку нижнего основания соединяют с первой точкой С верхнего основания и так далее. Получают ряд параллельных наклонных линий, которые называют **трансверсалими**.

Наименьшее деление поперечного масштаба равно отрезку C_1D_1 , (рис. 5.2, а). На такую длину отличается соседний параллельно расположенный отрезок при движении вверх по трансверсали ОС и по вертикальной линии ОД.

Поперечный масштаб с основанием 2 см, называют **нормальным**. Если основание поперечного масштаба разделено на десять частей, то его называют **сотенным**. В сотенном масштабе цена наименьшего деления равна одной сотой доле основания. Поперечный масштаб гравировать на металлических линейках, которые называют масштабными.

Порядок пользования поперечным масштабом:

- циркулем-измерителем зафиксировать длину линии на карте;
- правую ножку циркуля поставить на целое деление основания, а левую – на любую трансверсаль, при этом обе ножки циркуля должны располагаться на линии, параллельной линии *AB*;
- длина линии состоит из трех отсчетов: отсчет целых оснований, плюс отсчет делений левого основания, плюс отсчет делений вверх по трансверсали.

Точность измерения длины линии с помощью поперечного масштаба оценивается половиной цены его наименьшего деления.

ПЗ 2.Определение истинного и магнитных азимутов, дирекционных углов , румбов и связь между ними.

При размещении любых сооружений (промышленных и гражданских зданий, сетей инженерных коммуникаций, транспортных устройств и т.п.) необходимо соблюсти такое их взаимное расположение на земной поверхности, которое максимально удовлетворяло бы потребности человека. Например, при расположении зданий учитывают дневную освещенность, преобладающие направления ветров и т.п.

Следовательно, совершенно необходимо уметь устанавливать направления осей сооружений в некоторой определенной системе, при которой имела бы математическая связь между направлениями отдельных линий местности (например, осей сооружений). Имея на местности направление некоторой линии, можно по известному углу поворота определить направление какой-либо другой линии относительно начальной.

Определение направления линии местности относительно некоторого направления, принятого за начальное, называется *ориентированием линий*.

В качестве углов, определяющих направление линий, являются истинный и магнитный азимуты, дирекционный угол и румбы (рис. 37).

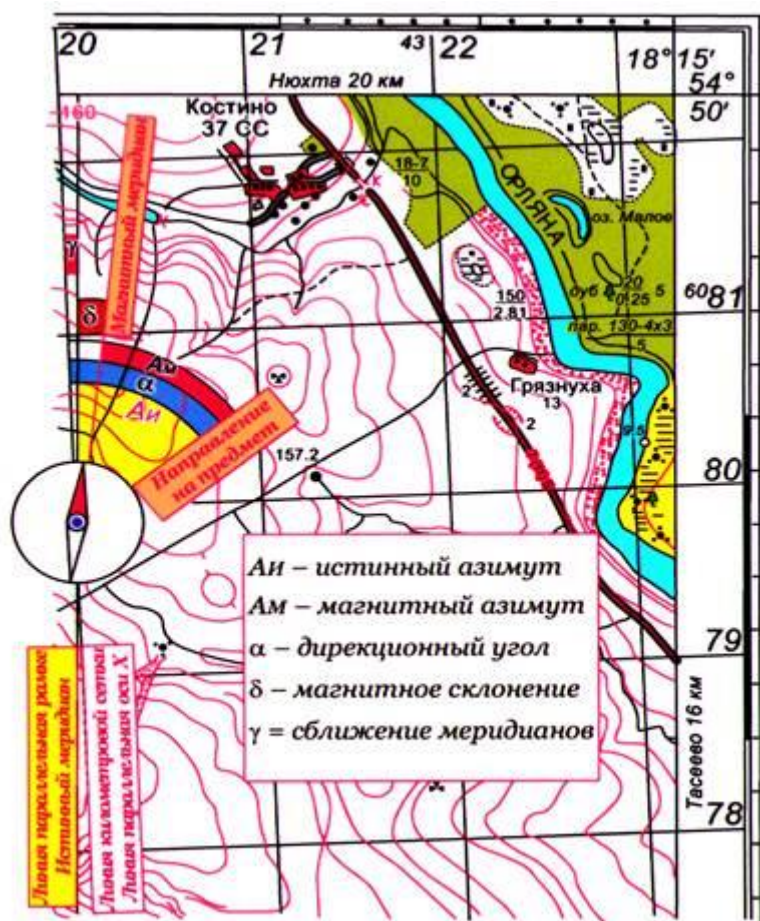


Рис. 37. Углы ориентирования линий

В геодезии принято за начальное направление считать северное направление меридиана.

Направление истинного (географического) меридиана в выбранной точке земной поверхности определяется при помощи наблюдений положения Солнца или звезд по соответствующим правилам астрономии. Для таких наблюдений нужны соответствующие инструменты, некоторые вспомогательные приспособления, таблицы для вычисления и специальные знания.

Графическим, или истинным, меридианом называется линия пересечения земной поверхности плоскостью, проходящей через ось вращения Земли.

Направление магнитного меридиана и истинного меридиана, как правило, не совпадают и между ними образуется некоторый угол δ , называемый *склонением магнитной стрелки* (рис.38). Склонение бывает восточное, если северный конец магнитной стрелки уклоняется от направления истинного меридиана к востоку, и западное – если к западу. Восточное склонение имеет знак плюс, западное – минус.

Магнитное склонение в разных пунктах России различно и непостоянно. В течение 400-500 лет склонение изменяется на десятки градусов и переходит с

восточного на западное и обратно. Такое изменение склонения называют *ВЕКОВЫМ*.

Направление магнитной стрелки изменяется вследствие близкого расположения электролиний высокого напряжения, скопления железа, залежей магнитных руд, а также вследствие магнитных бурь, вызываемых изменением солнечных пятен и северным сиянием. Поэтому пользоваться магнитной стрелкой следует осторожно, чтобы не сделать грубой ошибки в определении направления магнитного меридиана.

Азимут линии (A) называют угол, отсчитываемый от северного направления меридиана по ходу часовой стрелки до направления данной линии.

Азимуты бывают от 0 до 360^0 .

Для непосредственного измерения истинного азимута линии через ее начальную точку проводят меридиан (параллельно восточной или западной рамке трапеции) и относительно него измеряют азимут.

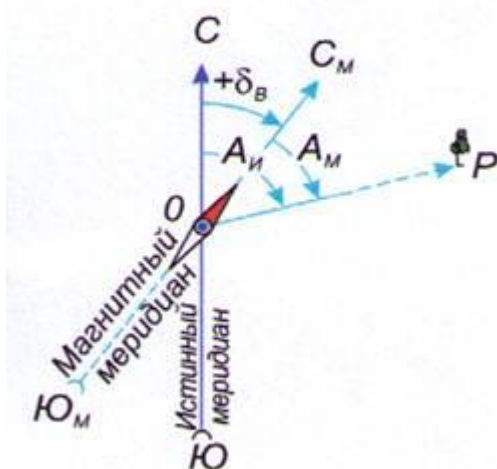
При съемке небольших площадей разрешается ориентировать линии по магнитному меридиану, направление которого определяется при помощи магнитной стрелки. Свободно подвешенная магнитная стрелка под действием земного магнетизма устанавливается по направлению магнитного меридиана.

Азимут линии, отсчитываемый от истинного меридиана, называют *ИСТИННЫМ*, или географическим, а от магнитного – *МАГНИТНЫМ*.

$$A_{И} = A_{М} + (\pm \delta)$$

$$A_{М} = A_{И} - (\pm \delta)$$

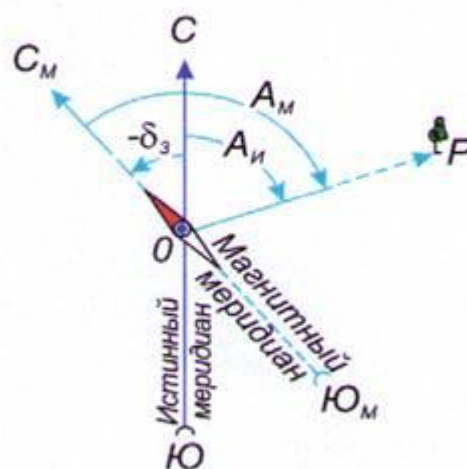
Восточное склонение



$$1) A_{И} = A_{М} + \delta_{в}$$

$$2) A_{М} = A_{И} - \delta_{в}$$

Западное склонение



$$1) A_{И} = A_{М} + (-\delta_{з}) = A_{М} - \delta_{з}$$

$$2) A_{М} = A_{И} - (-\delta_{з}) = A_{И} + \delta_{з}$$

Рис. 38. Склонение магнитной стрелки и связь между магнитными и истинными азимутами

Азимут прямого направления называется *прямым азимутом*, обратного направления – *обратным азимутом* (рис. 39).



Рис. 40. Прямой и обратный азимуты

Румбом (r) называют горизонтальный угол, отсчитываемый от ближнего (северного или южного) направления меридиана до ориентируемой линии. Румбы могут принимать значения от 0 до 90°.

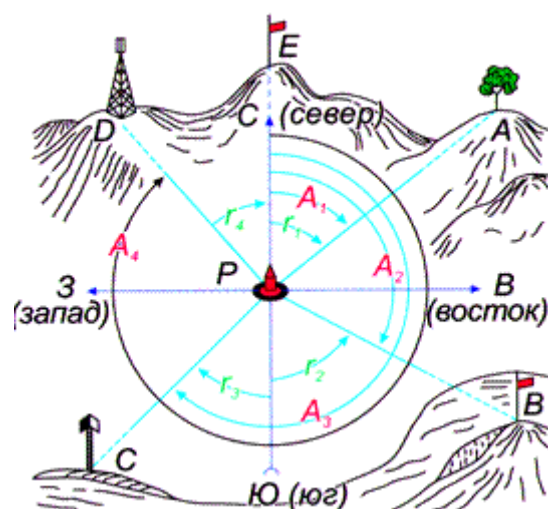


Рис. 40. Ориентирование линий относительно истинного меридиана

Направление СЮ меридиана данной точки, направление ЗВ линии экватора и четыре направления от точки Р на точки А, В, С, D земной поверхности. Углы A_1, A_2, A_3, A_4 , составленные направлением северной части меридиана и направлением линии РА, РВ, РС, РD на местности будут соответственно азимутами этих линий.

Зависимость между азимутами и румбами показана на рисунке 40, а формулы для перехода приведены в таблице 6.

Таблица 6

Четверть	r
I СВ 0...90°	A
II ЮВ 90°...180°	180°- A
III ЮЗ 180°...270°	A- 180°
IV СЗ 270°...360°	360°- A

Дирекционным углом (α) называется горизонтальный угол, отсчитываемый от северного направления осевого меридиана или линии, параллельной ему, по ходу часовой стрелки до данного направления линии в пределах от 0 до 360°.

Для измерения дирекционного угла линии через начальную ее точку проводят линию, параллельную оси абсцисс, и непосредственно при этой точке измеряют дирекционный угол. Можно также продолжить линию до пересечения ею ближайшей линии ординат координатной сетки и измерить дирекционный угол в точке пересечения.

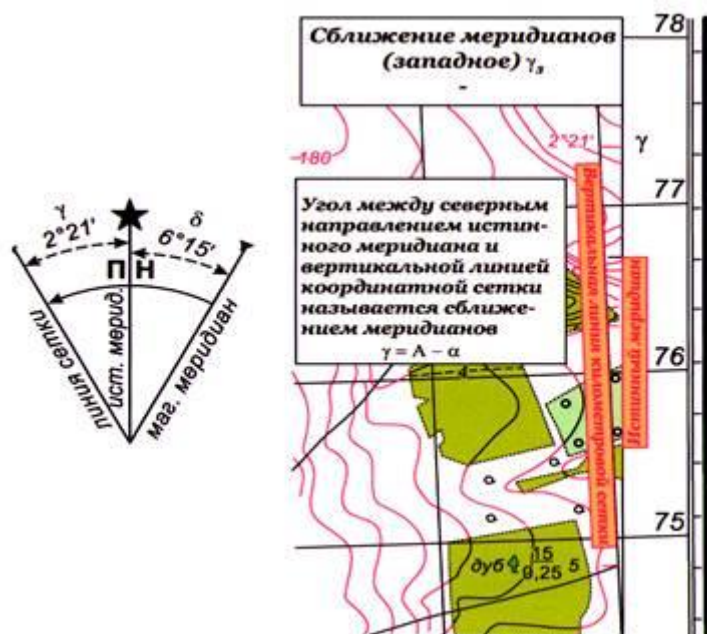


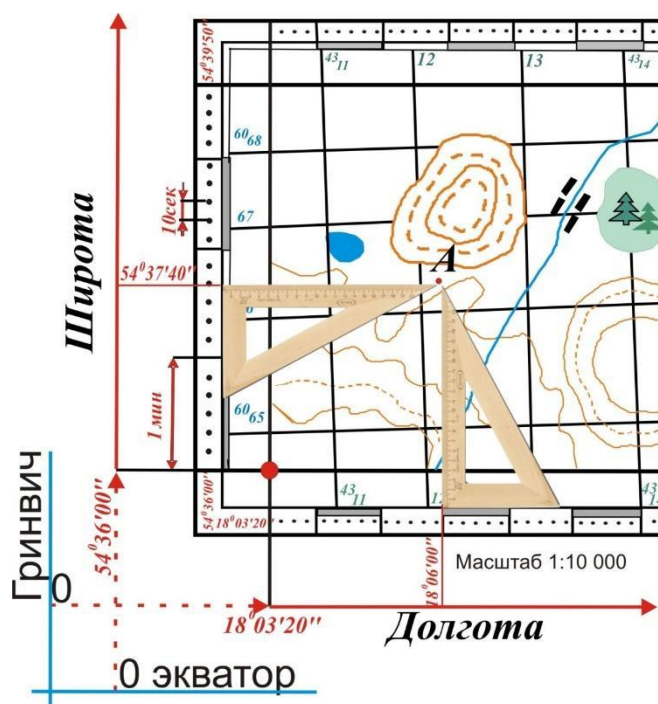
Рис. 41. Сближение меридианов

Для листов, расположенных к востоку от осевого меридиана, сближение меридианов $\gamma_{\text{в}}$ положительное, к западу $\gamma_{\text{з}}$ – отрицательное

ПЗ 3. Определение формы и сечения рельефа, географических и прямоугольных координат точек и их отметок.

Определение географических и прямоугольных координат по карте, отметок точек по горизонталям.

Определение прямоугольных координат точки по карте

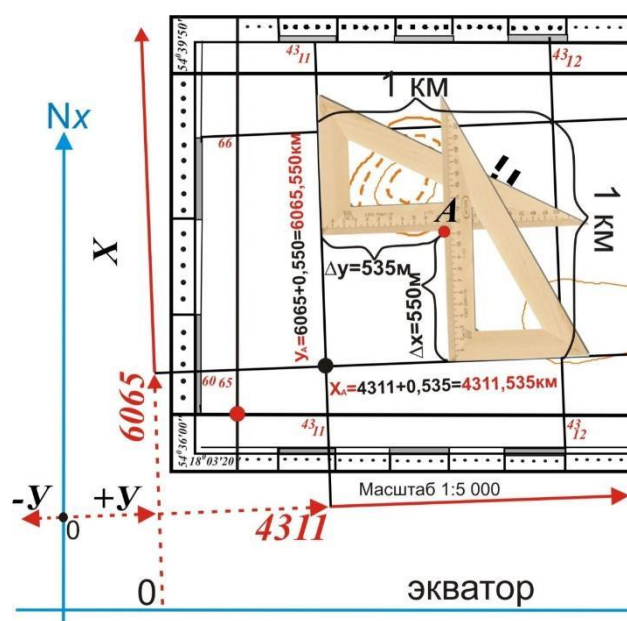


Для определения **широты** необходимо при помощи треугольника опустить перпендикуляр из точки А на градусную рамку на линию широты и прочитать справа или слева по шкале широты, соответствующие градусы, минуты, секунды. $\phi_A = \phi_0 + \Delta\phi$

$$\phi_A = 54^\circ 36' 00'' + 0^\circ 01' 40'' = 54^\circ 37' 40''$$

Для определения **долготы** необходимо при помощи треугольника опустить перпендикуляр из точки А на градусную рамку линии долготы и прочитать сверху или снизу соответствующие градусы, минуты, секунды.

Определение прямоугольных координат точки по карте



Прямоугольные координаты точки (X, Y) по карте определяют в квадрате километровой сетки следующим образом:

1. При помощи треугольника опускают перпендикуляры из точки А на линию километровой сетки X и Y снимаются значения $X_A = X_0 + \Delta X$; $Y_A = Y_0 + \Delta Y$

Например, координаты точки А равны:
 $X_A = 6065 \text{ км} + 0,55 \text{ км} = 6065,55 \text{ км}$;

$Y_A = 4311 \text{ км} + 0,535 \text{ км} = 4311,535 \text{ км}$.
 (координата является приведенной);

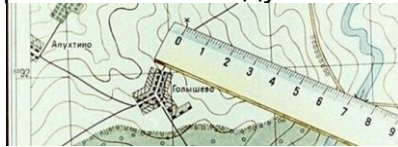
Точка А расположена в 4-ой зоне, на что указывает первая цифра

координаты **y** приведенной.

9. Измерение длин линий, дирекционных углов и азимутов по карте, определение угла наклона линии, заданной на карте.

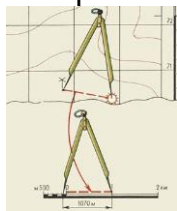
Измерение длин

Чтобы определить по карте расстояние между точками местности (предметами, объектами), пользуясь численным масштабом, надо измерить на карте расстояние между этими точками в сантиметрах и умножить полученное число на величину масштаба.



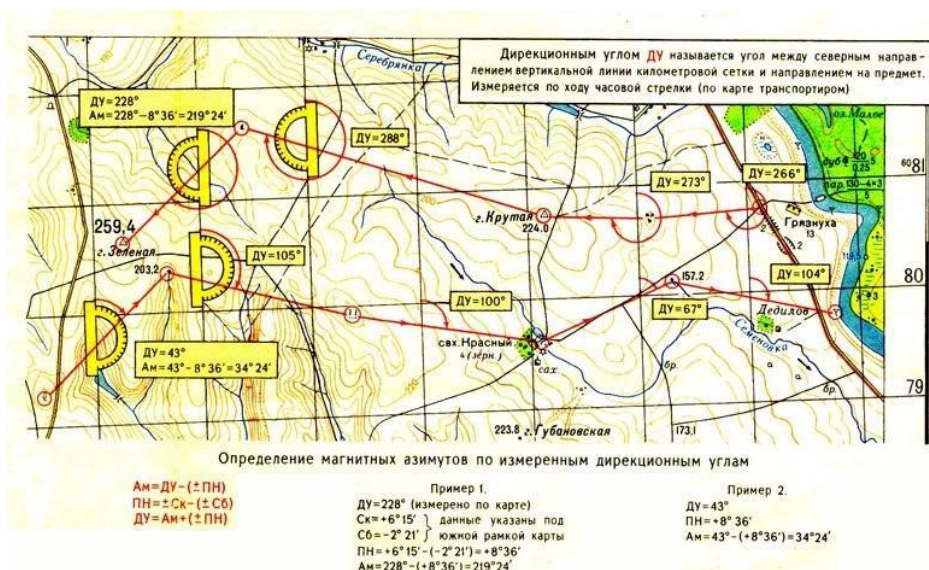
Небольшое расстояние проще определить, пользуясь линейным масштабом. Для этого достаточно циркуль-

измеритель, раствор которого равен расстоянию между заданными точками на карте, приложить к линейному масштабу и снять отсчет в метрах или километрах.



Для измерения кривых - раствор «шаг» циркуля-измерителя устанавливают так, чтобы он соответствовал целому числу километров, и на измеряемом по карте отрезке откладывают целое число «шагов». Расстояние, не укладывающееся в целое число «шагов» циркуля-измерителя, определяют с помощью линейного масштаба и прибавляют к полученному числу километров.

Измерение дирекционных углов и азимутов на карте



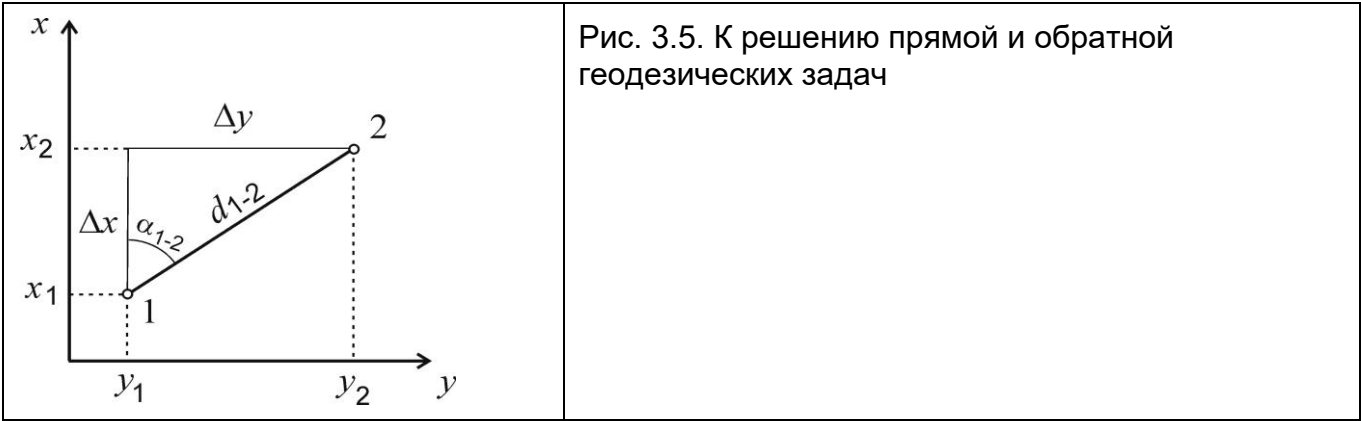
Соединяем пункт 1 и 2. Измеряем угол. Измерение происходит с помощью транспортира, он располагается параллельно медиане, далее отчитывается угол наклона по часовой стрелке.

Определение угла наклона линии, заданной на карте.

Определение происходит точно по тому же принципу, что и нахождение дирекционного угла.

10. Прямая и обратная геодезическая задача на плоскости. При вычислительной обработке выполненных на местности измерений, а также при проектировании инженерных сооружений и расчетах для перенесения проектов в

натуру возникает необходимость решения прямой и обратной геодезических задач. Прямая геодезическая задача. По известным координатам x_1, y_1 точки 1, дирекционному углу α_{1-2} и расстоянию d_{1-2} до точки 2 требуется вычислить ее координаты x_2, y_2 .



Координаты точки 2 вычисляются по формулам (рис. 3.5): $x_2 = x_1 + \Delta x$; $y_2 = y_1 + \Delta y$; (3.4) где $\Delta x, \Delta y$ – приращения координат, равные

$$\Delta x = d_{1-2} \cdot \cos \alpha_{1-2};$$

$$\Delta y = d_{1-2} \cdot \sin \alpha_{1-2}. \tag{3.5}$$

Обратная геодезическая задача. По известным координатам x_1, y_1 точки 1 и x_2, y_2 точки 2 требуется вычислить расстояние между ними d_{1-2} и дирекционный угол α_{1-2} . Из формул (3.5) и рис. 3.5 видно, что $\operatorname{tg} \alpha_{1-2} = \frac{\Delta y}{\Delta x} = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$. (3.6) Для определения дирекционного угла α_{1-2} воспользуемся функцией арктангенса. При этом учтем, что компьютерные программы и микрокалькуляторы выдают главное значение

арктангенса $\omega = \arctg \left| \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \right|$, лежащее в диапазоне $-90^\circ \leq \omega \leq +90^\circ$, тогда как искомый дирекционный угол α может иметь любое значение в диапазоне $0^\circ \leq \alpha \leq 360^\circ$.

Формула перехода от ω к α зависит от координатной четверти, в которой расположено заданное направление или, другими словами, от знаков разностей $\Delta y = y_2 - y_1$ и $\Delta x = x_2 - x_1$ (см. таблицу 3.1 и рис. 3.6). *Таблица 3.1*

	I четверть	II четверть	III четверть	IV четверть
Δx	+	–	–	+
Δy	+	+	–	–
ω	+	–	+	–
Формулы	$\alpha = \omega$	$\alpha = \omega + 180^\circ$	$\alpha = \omega + 180^\circ$	$\alpha = \omega + 360^\circ$

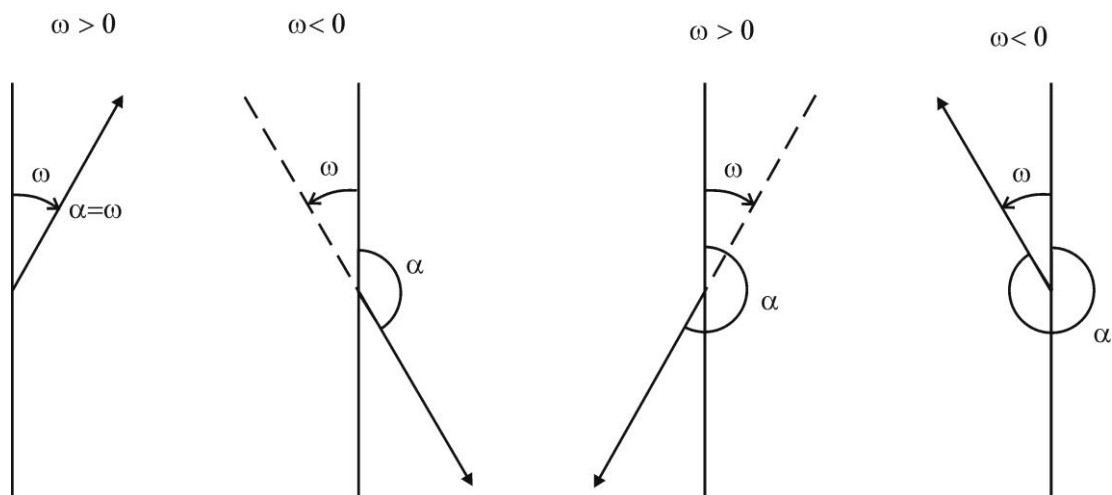


Рис. 3.6. Дирекционные углы и главные значения арктангенса в I,II,III и IV четвертях

Расстояние между точками вычисляют по формуле

$$d_{1-2} = \sqrt{(x_2 - x_1)^2 + (y_2 - y_1)^2} \quad (3.6) \text{ или другим путем – по формулам } d_{1-2} = \frac{y_2 - y_1}{\sin \alpha_{1-2}} = \frac{x_2 - x_1}{\cos \alpha_{1-2}}, \quad (3.7)$$

Программами решения прямых и обратных геодезических задач снабжены, в частности, электронные тахеометры, что дает возможность непосредственно в ходе полевых измерений определять координаты наблюдаемых точек, вычислять углы и расстояния для разбивочных работ.

ПЗ 4. Прямая и обратная геодезические задачи.

Прямая геодезическая задача заключается в том, что по известным координатам одной точки, дирекционному углу и расстоянию до другой определяют координаты последней. При вычислениях чаще всего дирекционные углы переводят в румбы. Прямая геодезическая задача решается и при вычислении координат вершин полигонов.

Дано: x_1 ; y_1 – координаты начальной точки; α_{1-2} ; α_{2-3} ; α_{3-4} ; α_{4-5} ; α_{5-1} – дирекционные углы сторон полигона. d_{1-2} ; d_{2-3} ; d_{5-1} – горизонталь-

ные проложения сторон полигона. Найти: x_2 и y_2 ; x_3 и y_3 ; x_5 и y_5 .

Разница между координатами соседних точек называется приращением координат: $x_2 - x_1 = \Delta x_1$; $y_2 - y_1 = \Delta y_1$. Отсюда

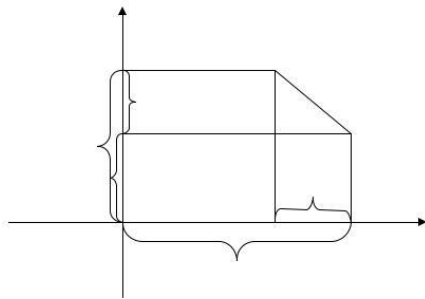
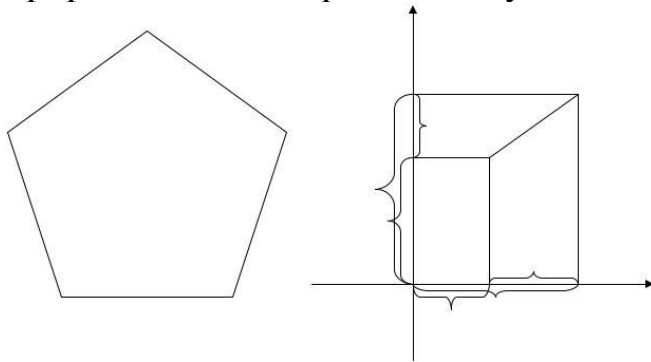
$x_2 = x_1 + \Delta x_1$; $y_2 = y_1 + \Delta y_1$. Из треугольника следует (рис. 21): $x_1 = d_{1-2} \cdot \cos \alpha_{1-2}$; $y_1 = d_{1-2} \cdot \sin \alpha_{1-2}$.

Из рисунка 22 следует: $x_3 = x_2 + \Delta x_2$; $y_3 = y_2 + \Delta y_2$;

$x_2 = d_{2-3} \cdot \cos \alpha_{2-3}$; $y_2 = d_{2-3} \cdot \sin \alpha_{2-3}$. Перейдем к общему случаю: $x_n = x_{n-1} + \Delta x_n$;

$y_n = y_{n-1} + \Delta y_n$; $x_n = d_n \cdot \cos \alpha_n$; $y_n = d_n \cdot \sin \alpha_n$.

При вычислениях учитываются знаки приращений координат в зависимости от четверти, в которую направлена линия (см. выше). Если вместо румбов использовать дирекционные углы, то знаки перед приращениями координат получаются сами собой.



Координаты n -ой точки полигона можно выразить и через координаты первой точки.

$$x_2 = x_1 + \Delta x_1$$

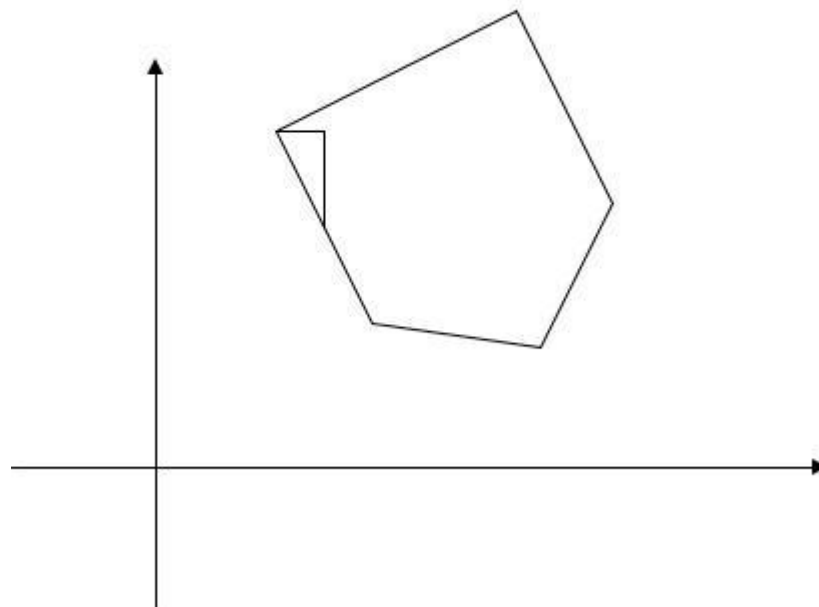
$$x_3 = x_2 + \Delta x_2 = x_1 + (\Delta x_1 + \Delta x_2)$$

$$x_4 = x_3 + \Delta x_3 = x_1 + (\Delta x_1 + \Delta x_2 + \Delta x_3)$$

$$x_5 = x_4 + \Delta x_4 = x_1 + (\Delta x_1 + \Delta x_2 + \Delta x_3 + \Delta x_4)$$

.....

$$x_n = x_1 + \sum_{i=1}^n \Delta x_i \text{ и } y_n = y_1 + \sum_{i=1}^n \Delta y_i;$$



$\sum \Delta x$ и $\sum \Delta y$ - здесь суммы приращений координат. Отсюда запишем:

$$x_n - x_1 = \sum \Delta x$$

$$y_n - y_1 = \sum \Delta y.$$

Вслучае замкнутого полигона, когда, обойдя все вершины поочередно, мы возвращаемся в исходную, $x_n - x_1 = 0$ и $y_n - y_1 = 0$. Следовательно, для замкнутого полигона сумма приращений координат по обеим осям равна нулю.

$$\sum \Delta x_{\text{теор.}} = 0 \text{ и } \sum \Delta y_{\text{теор.}} = 0.$$

Однако в связи с ошибками в угловых и линейных величинах эта сумма будет несколько отличаться от 0. Мы возвратимся не в точку 1, а в 1' (см. рис. 23).

Полученная разница в суммах приращений координат называется невязкой.

$$\sum \Delta x_{\text{изм.}} = f_x \neq 0 - \text{невязка по } x;$$

$$\sum \Delta y_{\text{изм.}} = f_y \neq 0 - \text{невязка по } y.$$

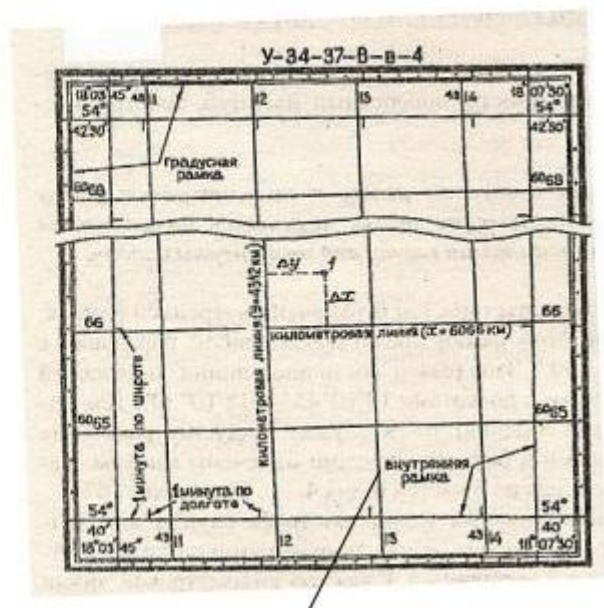
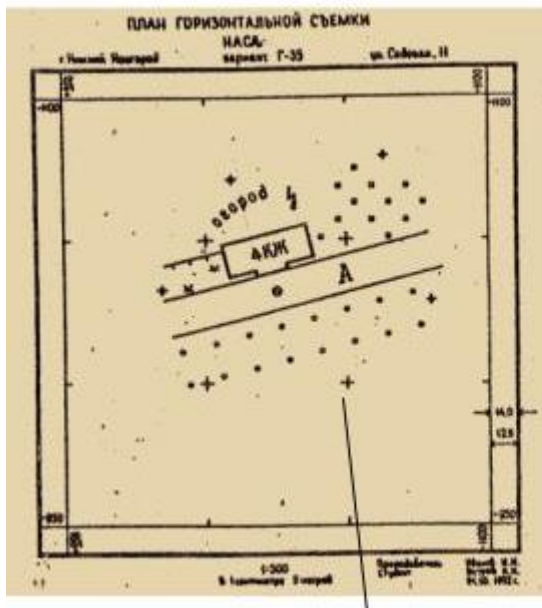
Для оценки точности полигона вычисляют абсолютную невязку:

$$(1 - 1') = f_{\text{абс.}} = \sqrt{f_x^2 + f_y^2},$$

а затем относительную ошибку:

$$f_{\text{отн.}} = \frac{f_{\text{абс.}}}{P} \leq \frac{1}{2000} \quad ; P - \text{периметр.}$$

Если условие неравенства выполняется, полученную невязку по осям координат распределяют в вычисленные приращения в виде поправок, с обратным невязке знаком, пропорционально значениям горизонтальных проложений: большую поправку в большее значение проложения.



Обратная геодезическая задача заключается в вычислении дирекционного угла и горизонтального проложения линии, по известным координатам ее начальной и конечной точек. Из предыдущих рисунков видно, что $d = \sqrt{\Delta x^2 + \Delta y^2}$; $\text{tgr} = \frac{\Delta y}{\Delta x}$; $r = \arctg r$; $d = \cos \Delta x r = \sin \Delta y r$.

Дирекционный угол находят по полученному румбу, учитывая четверть, в которую направлена прямая. Четверть определяется по знакам приращений координат:

$$\begin{aligned} \frac{+\Delta y}{+\Delta x} 1 \text{ четверть } \alpha = r; & \quad \frac{+\Delta y}{-\Delta x} 2 \text{ четверть } \alpha = 180^\circ - r; \\ \frac{-\Delta y}{-\Delta x} 3 \text{ четверть } \alpha = r + 180^\circ; & \quad \frac{-\Delta y}{+\Delta x} 4 \text{ четверть } \alpha = 360^\circ - r. \end{aligned}$$

ПЗ 5. Обработка полевого материала теодолитной съемки.

3.1 Обработка полевого журнала

3.1.1 Вычисление горизонтальных углов

Измеренные углы вычисляют как разность отсчетов на предыдущую и последующую точки хода (при съемке по ходу часовой стрелки как разность «взгляд назад» минус «взгляд вперед»). Если отсчет на предыдущую точку меньше отсчета на последующую, то к первому («взгляд назад» 0 следует прибавить 360°. Расхождение между значениями одного и того же угла в

полуприемах не должно превышать двойной точности теодолита. Из значений, полученных при КП и КЛ, находят среднее значение измеренного угла.

3.1.2 Вычисление горизонтальных проложений линий

Если угол наклона линии к местности не измерялся или менее 2^0 , то за окончательное значение ее длины принимают среднее арифметическое значение из результатов измерений в прямом и обратном направлениях. Если угол наклона к горизонту более 2^0 , то определяют горизонтальное проложение линии по формуле:

$$d = L \cdot \cos v,$$

где L – измеренное расстояние;

v – угол наклона.

3.2 Оформление ведомости вычисления координат

Обработка материалов теодолитной съемки ведется в ведомости, форма которой приведена в таблице 3.1. В нее записывают: в графу 1 – номера точек полигона, в графу 2 – значения измеренных углов, в графу 5 – значение дирекционного угла α_{1-2} между точками 1 и 2, в графу 8 – горизонтальные проложения сторон теодолитного хода между соответствующими точками, в

графах 15 и 16 – координаты точки 1. Вычисления производят в приведенной ниже последовательности.

3.3 Определение угловой невязки и ее распределение

Для проверки точности измеренных углов нужно вычислить величину угловой невязки:

$$f_{\beta} = \sum \beta_{\text{пр}} - \sum \beta_{\text{теор}},$$

где $\sum \beta_{\text{пр}}$ – сумма измеренных внутренних углов;

$\sum \beta_{\text{теор}}$ – теоретическая сумма внутренних углов многоугольника, определяется по формуле:

$$\sum \beta_{\text{теор}} = 180^0 \cdot (n-2), \text{ здесь } n \text{ – число углов в многоугольнике.}$$

Предельно допустимое значение угловой невязки определяется по формуле:

$$f_{\beta \text{ доп}} = \pm (2 \dots 3) \cdot t \cdot \sqrt{n}, \text{ где } t \text{ – точность теодолита.}$$

При применении теодолита Т – 30 формула принимает вид:

$$f_{\beta \text{ доп}} = \pm 1,5 \cdot \sqrt{n}$$

Если полученная невязка меньше допустимой, то ее распределяют с обратным знаком между измеренными углами. При относительном равенстве сторон хода

угловая невязка f_β распределяется поровну между всеми углами. Если же длины сторон хода резко отличаются друг от друга, то в углы с короткими сторонами вводят несколько большие поправки, так как на результатах измерения таких углов сильнее сказываются неточности центрирования теодолита и визирных знаков. Абсолютная сумма поправок должна быть равна невязке. Поправки вписываются со своим знаком над значениями соответствующих измеренных углов.

3.4 Вычисление дирекционных углов и румбов

Дирекционные углы сторон теодолитного хода вычисляют по формуле:

$$\alpha_{(n)-(n+1)} = \alpha_{(n-1)-(n)} + 180^\circ - \beta_n,$$

где $\alpha_{(n)-(n+1)}$ – дирекционный угол последующей линии;

$\alpha_{(n-1)-(n)}$ – дирекционный угол предыдущей стороны;

β_n – исправленный угол, лежащий вправо по ходу между стороной с известным дирекционным углом $\alpha_{(n-1)-(n)}$ и следующей стороной $(n)-(n+1)$.

Контролем вычислений для замкнутого полигона является получение в конце расчета дирекционного угла стороны 1-2, т.е.

$$\alpha_{1-2} = \alpha_{(k)-1} + 180^\circ - \beta_1,$$

где $\alpha_{(k)-1}$ – дирекционный угол стороны, соединяющий конечную и первую точки замкнутого полигона.

Значения румбов линий находят на основании зависимостей, приведенных в таблице 3.2.

Таблица 3.2 Определение румбов линий

Дирекционные углы	Названия румбов	Формула для румба
$\alpha = 0^\circ - 90^\circ$	СВ	$r = \alpha$
$\alpha = 90^\circ - 180^\circ$	ЮВ	$r = 180^\circ - \alpha$
$\alpha = 180^\circ - 270^\circ$	ЮЗ	$r = \alpha - 180^\circ$
$\alpha = 270^\circ - 360^\circ$	СЗ	$r = 360^\circ - \alpha$

3.5 Вычисление координат точек теодолитного хода

Вычисление приращений координат производится по формулам:

$$\Delta X = d \cdot \cos r \text{ и } \Delta Y = d \cdot \sin r,$$

где d – горизонтальные проложения сторон теодолитного хода.

Значения приращений координат в теодолитном ходе вычисляют с округлением до сотых долей метра и записывают в графу 9 и 11.

Сумма приращений координат замкнутого полигона теоретически должна равняться нулю, т.е.

$$\Sigma \Delta X_{\text{теор}} = 0; \Sigma \Delta Y_{\text{теор}} = 0.$$

Из-за неизбежности случайных ошибок измерений это условие не всегда выполняется. Тогда величины вычисленных сумм ΔX и ΔY являются невязками по осям X и Y .

$$f_x = \Sigma \Delta X_{\text{выч}}; f_y = \Sigma \Delta Y_{\text{выч}}.$$

Абсолютную и относительную невязки определяют по формулам:

$$f_{\text{абс}} = \sqrt{f_x^2 + f_y^2};$$

$$f_{\text{отн}} = f_{\text{абс}}/P, \text{ где } P - \text{периметр теодолитного хода.}$$

Полученная относительная невязка должна быть меньше $f_{\text{доп}} = 1/2000$. Если $f_{\text{отн}} < f_{\text{доп}}$, то измерения были сделаны с достаточной точностью и вычисления не содержат грубых ошибок. Тогда производится распределение невязок f_x и f_y на вычисленные значения ΔX и ΔY соответственно пропорционально величинам горизонтальных проложений сторон со знаком, обратным знакам невязки. Поправки записывают в графы 10 и 12, их суммы по абсолютной величине должны равняться величинам невязок. Исправленные приращения записывают в графы 13 и 14.

Координаты точек вычисляют по формулам:

$$X_{n+1} = X_n + \Delta X_{(n)-(n-1)}, Y_{n+1} = Y_n + \Delta Y_{(n)-(n-1)},$$

где X_n, Y_n - координаты предыдущей точки ,
 X_{n+1}, Y_{n+1} - координаты последующей точки хода.

Таблица 3.1 Ведомость вычисления координат

№ то- че к	Горизонтальные углы			Дирек- ционны е углы	Румбы		Длин ы линий (гор. прол.)	Приращение координат					Координат ы		
	изме- ренны е	по- правк и	исправ - ленны е		на- зва - ние	значе - ние		вычис - ленны е ΔX	по- правк и к ΔX	вычис - ленны е ΔY	по- правк и к ΔY	исправленны е ΔX	X	Y	
														ΔY	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Основной полигон															
1	85°14'	0	85°14'	262°25'	юз	82°25'	447,2 0	-59,02	+0,01	- 443,29	-0,02	-59,01	-443,31	1000	1000
2	143°08'	0	143°08'	299°17'	сз	60°43'	447,2 5	218,76	+0,01	- 390,09	-0,02	218,77	-390,11	940,99	556,6 9
3	108°26'	-0°01'	108°25'	10°52'	св	10°52'	282,8 4	277,77	+0,01	53,32	-0,02	277,78	53,30	1159,7 6	166,5 8
4	116°34'	0	116°34'	74°18'	св	74°18'	316,2 5	85,58	+0,01	304,45	-0,02	85,59	304,43	1437,5 7	219,8 8
5	164°45'	0	164°45'	89°33'	св	89°33'	360,6 0	2,83	+0,02	360,59	-0,05	2,85	360,54	1523,1 3	524,3 1
6	101°54'	0	101°54'	167°39'	юв	12°21'	538,4 5	- 525,99	+0,01	115,17	-0,02	-525,98	115,15	1525,9 8	884,8 5
1														1000	1000
Σβ _{np} = 720°01' f _β = -0°01' P = 2392,59 f _x = -0,07 f _y = 0,15 f _{а6с} = √(-0,07) ² +0,15 ² = 0,17															

$$\Sigma \beta_{\text{top}} = 720^0 f_{\beta_{\text{доп}}} = \pm 3,7' f_{\text{отн}} = f_{\text{абс}}/P = 0,17/2392,59 = 0,000071 f_{\text{доп}} = 1/2000 = 0,0005 \quad 0,000071 \cdot 0,0005$$

Таблица 3.1 Ведомость вычисления координат (продолжение)

№ то- чек	Горизонтальные углы			Дирек- ционные углы	Румбы		Длины линий (гор. прол.)	Приращение координат						Координаты	
	изме- ренные	по- правки	исправ- ленные		на- зва- ние	значе- ние		вычис- ленные ΔX	по- правки к ΔX	вычис- ленные ΔY	по- правки к ΔY	исправленные		X	Y
												ΔX	ΔY		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Диагональный ход															
2				299°17'											
3	45°00'	0	45°00'	74°17'	св	74°17'	316,20	85,65	-0,03	304,38	+0,07	85,62	304,45	1159,76	166,58
7	153°26'	0	153°26'	100°51'	юв	79°09'	282,80	-53,23	-0,03	277,74	+0,07	-53,26	277,81	1245,38	471,03
8	258°41'	-0°01'	258°42'	22°09'	св	22°09'	360,50	333,90	-0,04	135,92	+0,09	333,86	136,01	1192,12	748,84
6	34°30'	0	34°30'	167°39'										1525,98	884,85
1															
$\Sigma \beta_{\text{пр}} = 491^{\circ}37' f_{\beta} = -0^{\circ}01' f_{\alpha} = \Sigma \Delta X - (X_{\text{кон}} - X_{\text{нач}}) = 0,10 f_{\alpha\text{бс}} = 0,25$ $\Sigma \beta_{\text{теор}} = 491^{\circ}38' f_{\beta\text{доп}} = \pm 3,7' f_{\gamma} = \Sigma \Delta Y - (Y_{\text{кон}} - Y_{\text{нач}}) = -0,23 f_{\alpha\text{отн}} = f_{\alpha\text{бс}}/P = 0,25/2392,59 = 0,0001$ $0,0001 < 0,0005$															

Вычисленные координаты записывают в графы 15 и 16 в строке напротив соответствующего номера точки. Контролем для замкнутого полигона является получение в конце расчета координат первой точки.

3.6 Обработка диагонального хода

Соответствующие графы ведомости вычисления координат точек диагонального хода вносят номера точек, углы и горизонтальные проложения сторон диагонального хода. Из ведомости координат основного хода переписываются начальный и конечный дирекционные углы, а так же координаты начальной и конечной точек. Вычисления ведут по аналогии с основным полигоном. Различия в вычислениях заключаются в следующем:

1) Теоретическая сумма углов диагонального хода определяется по формуле:

$$\Sigma\beta_{\text{теор}} = \alpha_{\text{нач.}} - \alpha_{\text{кон}} + 180^0 \cdot n,$$

где $\alpha_{\text{нач.}}$ и $\alpha_{\text{кон}}$ – соответственно начальный и конечный дирекционные углы;

n – число измеренных углов.

2) Теоретическую сумму приращений вычисляют по следующим формулам:

$$\Sigma\Delta X_{\text{теор}} = X_{\text{кон}} - X_{\text{нач}},$$

$$\Sigma\Delta Y_{\text{теор}} = Y_{\text{кон}} - Y_{\text{нач}},$$

где $X_{\text{нач}}$, $Y_{\text{нач}}$ и $X_{\text{кон}}$, $Y_{\text{кон}}$ - координаты начальной и конечной точек соответственно.

3) Невязки приращений координат определяют по формулам:

$$f_x = \Sigma\Delta X_{\text{выч}} - \Sigma\Delta X_{\text{теор}}, f_y = \Sigma\Delta Y_{\text{выч}} - \Sigma\Delta Y_{\text{теор}}.$$

ПЗ 6. Определение размеров листа бумаги для построения плана по координатам.

Построение координатной сетки

Координатную сетку в виде квадратов со сторонами по 10 см. вычерчивают на листе чертёжной бумаги размером не менее 40×40 см. Необходимое количество квадратов сетки рассчитывают, исходя из полученных значений координат вершин полигона (ведомость вычисления координат вершин теодолитного хода – графы 11 и 12).

Пример: $(X_{\text{сев}} - X_{\text{южн}})/50$ = количество горизонтальных квадратов.

Где $X_{\text{сев}}$ – абсцисса самой северной точки полигона, а $X_{\text{южн}}$ – абсцисса самой южной точки.

Сетку вычерчивают остро отточенным карандашом. Расхождение между диагоналями квадратов сетки не должно превышать 0,2 мм. В противном случае сетку чертят заново.

Построение теодолитного хода по координатам его вершин.

Вершины хода наносят на план по их вычисленным координатам (ведомость вычисления координат вершин теодолитного хода – графы 11 и 12). Нанесение точек производят с помощью циркуля-измерителя и обводят окружностью диаметром 1,5 мм; внутрь этой окружности никаких линий проводить нельзя. Рядом пишут, в виде дроби: в числителе – номер точки, а в знаменателе – взятую из ведомости вычисления координат её отметку с точностью до сотых долей метра. Получившиеся на плане длины сторон хода не должны отличаться более чем на 0,2 мм от значений, записанных в ведомости в графе 6.

Вершины хода наносят на план по их вычисленным координатам. Сначала выясняют, в каком из квадратов сетки находится точка: по направлению хточка должна находиться между линиями сетки с абсциссами 1900 и 1950, по направлению – между линиями сетки с ординатами 2300 и 2350. От линии с абсциссой 1900 по вертикальным сторонам этого квадрата откладывают вверх расстояние 25,75 (1925,75-1900) и проводят линию, параллельную линии с абсциссой 1900. Вдоль этой линии от вертикальной линии сетки с ординатой 2300 откладывают вправо расстояние 21,11 (2321,11-2300).

Нанесение на план речных точек.

Отображение речных точек на плане производят при помощи циркуля-измерителя, масштабной линейки и транспортира. Данные для нанесения берут из тахеометрического журнала. По часовой стрелке откладывают горизонтальный угол и, откладывая длину линии (горизонтальное проложение), находим точку на плане. Следует отметить, что точки также подписываются в виде дроби, но в знаменателе отметка округляется до десятых долей метра. Речные точки обводят окружностями диаметром 1 мм, причём точки на урезе воды обводят окружностями с диаметром 1,2 мм, а отметки округляют с точностью до сотых долей метра.

При съёмке со станции Iлимб теодолита был ориентирован по направлению на следующую станциюII(отсчет по горизонтальному кругу в направлении на станциюIIравен $0^{\circ}00'$). С помощью транспортира,по направлению часовой стрелки, от направления откладывают горизонтальные углы (отсчеты по горизонтальному кругу), измеренные при визировании на речные точки 1,2,3,4 и 5. Получив на плане направления на эти речные точки, от станцииIпо ним откладывают в масштабе 1:500 величины соответствующих горизонтальных расстояний.

Нанесение на план ситуации. Изображение рельефа на плане.

По отметкам станций и речных точек на плане проводят горизонтали с сечением рельефа 1м. Для построения горизонталей используют метод интерполяции (смотри в учебнике или спрашивай у преподавателя). Полученные точки соединяют плавной линией и, таким образом, получают горизонтали. Отметки горизонталей, через каждые 5м, подписывают в разрыве горизонталей; при этом при этом верх цифр должен быть обращён в сторону повышения ската местности.

При каждой замкнутой горизонтали ставят бергштрихи. Через контуры ситуации горизонтали не проводят.

Построение масштаба заложений

В нижней части плана строят масштаб заложений для углов. Задаваясь уклонами и высотой сечения рельефа составляемого плана, вычисляют соответствующие

им заложения. Пользуются формулой $i = \frac{h}{d}$, где i – уклон, h – превышение (высота сечения рельефа), d – заложение.

Пример:

$$d = \frac{h}{i} = \frac{1,0\text{ м}}{0,02} = 50,0\text{ м}$$

Для уклона $i = 0,02$ вычислим заложение. , которое в масштабе плана составляет 100 мм. По одной оси диаграммы откладывают величины уклонов, у концов их подписывают значения уклонов от 0,01 до 0,07 с шагом 0,01. На концах отложенных отрезков восстанавливают перпендикуляры, по которым откладывают в масштабе 1:500 соответствующие уклонам вычисленные значения заложений d . Через концы отложенных заложений проводят плавную кривую.

Оформление топографического плана участка.

Все контуры и рельеф, изображаемые на плане, вычерчивают тушью, в соответствии с условными знаками для топографических планов масштабов 1:5000, 1:2000, 1:1000 и 1:500. Вспомогательные построения на плане тушью не обводят.

Точки, в которых были определены отметки уреза воды, вычерчивают зелёной тушью. Зелёной тушью проводят и по две крайние линии (кюветы) с обеих сторон шоссе. Горизонтали проводят коричневой тушью. Обычная толщина горизонтали должна быть 0,1 мм, а горизонтали с отметками, кратными 10 м, утолщают в 2,5 раза. Коричневой тушью ставятся и точки в условном знаке песка. Все остальные линии, условные знаки и надписи выполняют чёрной тушью. Номера речных точек тушью не обводят, оставляя их в карандаше. С северной стороны участка подписывают значения Y , а с восточной – X линий координатной сетки. В верхней части листа выполняют заглавную надпись, в нижней указывают численный масштаб плана, высоту сечения рельефа и размещают масштаб заложений для уклонов.

Топографический план участка

Строение 4-этажное, каменное, нежилое (вычерчивается по заданным размер в масштабе плана)

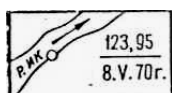
Шоссе (вычерчивается по заданным размерам в масштабе плана; кюветы — четыре крайние линии зеленой тушью; на проезжей части указывается материал покрытия: А — асфальт, Б—булыжник)

Грунтовая дорога (вычерчивается по заданным размерам в масштабе плана)

Тропа

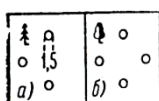
Границы угодий

Огород, пашня (шрифт — курсив, высота 2 мм)



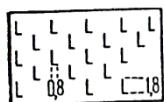
Река с отметкой уреза воды и стрелкой направления течения

значка



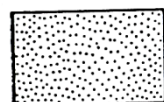
Лес: а) хвойный, б) лиственный (расположение кружков произвольное, вычерчиваются кронциркулем; высота дерева 2,5 мм, ширина кроны 1,5 мм)

Лес



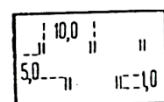
вырубленный

Пески



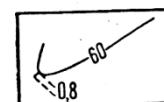
(точки ставятся коричневой тушью)

Луг
рандаше
сетка



(предварительно по всей площади луга строится в параллельно координатным линиям вспомогательная квадратов со сторонами 5 мм, условные знака располагают в шахматном порядке)

(вычерчи-



Горизонталь с подписью отметки и бергштрихом вается и подписывается коричневой тушью)

Рис 11.

Получение исходных данных для проектирования горизонтальной площадки (отметки найдены применительно к одному из вариантов студенческой работы)

	103,24	103,48	103,80
5	0,0 103,41	0,24 103,75	0,56
			103,91
4	0,17 103,48	0,51 103,78	0,67 103,98

3	0,24 103,56	0,54 103,81	0,74 104,10	104,11
				0,87
				104,32
2	0,32 103,54	0,57 103,93	0,86	1,08
				104,49
				1,25
1			104,26	Решение задач по топографическому плану
	0,3	0,69	1,02	Студенту необходимо запроектировать
	А	Б	В	горизонтальную площадку с соблюдением баланса земляных работ.

горизонтальную площадку с соблюдением баланса земляных работ.

Для получения исходных данных на прозрачной основе (кальке) строят в масштабе плана сетку квадратов со сторонами 5 м. Конфигурация сетки показана на рис. 11. Кальку прикладывают на план, вершину В/4 и линию В кальки совмещают с той точкой и той линией, которые задаёт преподаватель. Но если исходные данные не даны преподавателем, то вершину В/4 квадрата совмещают с точкой IV и направляют линию В сетки по линии, соединяющей на плане точки IV и V (ее предварительно проводят карандашом). Интерполируя между горизонталями, определяют и надписывают на кальке отметки H вершин квадратов.

Для облегчения последующих вычислений находят относительные отметки этих же вершин

$$H_1^{отн} = H_I - H_{min}$$

где H_I — отметка I вершины квадрата, найденная интерполяцией; H_{min} — минимальная из всех отметок вершин сетки квадратов (на рис. 11 $H_{min} = 103,24$ м). Вычисляют проектную отметку горизонтальной площадки

$$H_0 = H_{min} + (\sum H_1^{отн} + 2\sum H_2^{отн} + 3\sum H_3^{отн} + 4\sum H_4^{отн}) / 4 \cdot n$$

где $\sum H_1^{отн}$ — сумма относительных отметок вершин, принадлежащих только одному квадрату; $\sum H_2^{отн}$, $\sum H_3^{отн}$, $\sum H_4^{отн}$ — суммы относительных отметок вершин,

общих для двух, трех и четырех квадратов соответственно; n — число квадратов на кальке.

Проектная отметка горизонтальной площадки участка на рис. 11

$$H_0 = 103,24 + ((0,0 + 0,56 + 0,87 + 1,25 + 1,02 + 0,3 + 2 \cdot (0,24 + 1,08 + 0,69 + 0,32 + 0,24 + 0,17) + 3 \cdot (0,67 + 0,86) + 4(0,51 + 0,54 + 0,74 + 0,57)) / 4 \cdot 10) = 103,24 + 0,59 \approx 103,83$$

На листе чертежной бумаги составляют в масштабе 1 : 100 картограмму земляных работ (рис. 12). Пользуясь вычисленной проектной отметкой H_0 и значениями отметок H_i вершин квадратов, вычисляют рабочие отметки (высоты насыпей и глубины выемок) $a_i = H_0 - H_i$ и записывают их на картограмме возле соответствующих вершин.

$$x = a_1 d / (a_1 + a_2) \quad y = a_2 d / (a_1 + a_2)$$

где a_1 и a_2 – абсолютные значения рабочих отметок на ближайших вершинах квадрата; d – длина стороны квадрата.

Вычисления контролируются соблюдением равенства $x + y = d$. Например, положение точки нулевых работ на стороне ... определено из вычислений:

$$x = 0,56 \cdot 5,0 / (0,56 + 0,67) = 2,28 \text{ м. } y = 0,67 \cdot 5,0 / (0,56 + 0,67) = 2,72 \text{ м.}$$

$$\text{контроль: } 2,28 + 2,72 = 5,0$$

Вычисленные расстояния x и y надписывают и откладывают в масштабе на картограмме, находя точки нулевых работ. Соседние точки нулевых работ соединяют утолщенной линией – линией нулевых работ.

Объем земляных работ подсчитывают для насыпи и выемки отдельно в ведомости вычислений объемов земляных работ (табл. 7). В целом квадрате, не пересекаемом линией нулевых работ, объем вычисляемых земляных работ вычисляется по формуле:

$$u = d^2 \cdot \sum(a/4)$$

где d – длина стороны квадрата; $\sum a$ – сумма рабочих отметок его вершин.

Квадраты пересекаемые линией нулевых работ, расчленяют на элементарные фигуры (обычно треугольники). Объем земляной призмы, основанием которой является треугольник, вычисляется по формуле:

$$u = S \cdot \sum(a/3)$$

где S – площадь треугольника; $\sum a$ – сумма рабочих отметок его вершин. Например, для фигуры 1:

$$u_1 = 5,0 \cdot 5,0 \cdot \frac{(+0,59 + 0,35 + 0,08 + 0,42)}{4} = +9 \text{ м}^3 (\text{насыпь});$$

Для фигуры 2:

$$u_2 = \frac{2,16 \cdot 5,0}{2} \cdot \frac{(+0,08 + 0,35 + 0,0)}{3} = +0,76 \text{ м}^3 (\text{насыпь})$$

Картограмма земляных работ

3	10,0	+0,12	1,00	17	7,2	-0,08	0,58
4	5,7	+0,12	0,68	18	25,0	-0,25	6,25
5	25,0	+0,22	5,50	19	7,2	-0,05	0,36
6	5,4	+0,02	0,11	20	7,5	-0,14	1,05
7	5,3	+0,04	0,21	21	25,0	-0,39	9,75
8	25,0	+0,17	4,25	22	4,8	-0,34	1,63
9	5,3	+0,01	0,05	23	6,9	-0,18	1,24
10	5,0	+0,02	0,10	24	8,4	-0,14	0,67
11	3,8	+0,18	0,68	25	7,5	-0,24	1,80
12	10,8	+0,09	0,97				
13	5,6	+0,09	0,50				
14	2,2	+0,01	0,02				
$\sum S_H$	139,5	$\sum u_H$	23,83	$\sum S_B$	110,5	$\sum u_B$	23,66

$$S_{\text{общ}} = \sum S_H + \sum S_B = 139,5 + 110,5 = 250,0 \text{ м}^2$$

$$\Delta u = |\sum u_H| - |\sum u_B| = 23,83 - 23,66 = 0,17 \text{ м}^2$$

$$\frac{\Delta v}{\sum V_H + \sum V_B} = \frac{0,17}{47,49} = 0,004 \approx 0,4\%$$

Контролем правильности вычислений служит равенство суммы площадей всех фигур общей площади планируемого участка $S_{\text{общ}} = n \cdot d^2 = 10 \cdot 5,0^2 = 250,0 \text{ м}^2$, а также равенство (баланс) объемов насыпи $\sum u_H$, и выемки $\sum u_B$. Погрешность $\Delta u = |\sum u_H| - |\sum u_B|$ не должна превышать 2% общего объема $|\sum u_H| + |\sum u_B|$ земляных работ.]

На картограмме под номером каждой фигуры указывается объем земляных работ в ней с округлением до целых куб. м.

ПЗ 7. Обработка полевого материала геометрического нивелирования трассы.

Цель работы: усвоить методику обработки данных нивелирования трассы и составления продольного профиля линейного объекта.

1 Общие сведения

Метод геометрического нивелирования основан на использовании горизонтального луча визирования и служит для создания высотной опорной сети, получения профилей местности при изыскании и строительстве различных инженерных сооружений, наблюдений за осадками объектов.

При нивелировании трассы линейных сооружений (каналов, дорог и т.п.) обычно применяется способ нивелирования из середины. При этом нивелир устанавливается посередине между двумя пикетными точками. Превышение определяется как разность отчетов по задней и передней рейке. В отличие от способа нивелирования вперед способ нивелирования из середины позволяет уменьшить погрешность при измерении превышений.

2 Исходные данные

Исходными данными для расчетно-графической работы являются:

- журнал нивелирования трассы сооружения,

- отметки реперов,
- пикетажная книжка.

Эти данные приведены в приложении таблицы А и В.

3 Методические указания по обработке результатов нивелирования

Обработка журнала нивелирования ведется в табличной форме (таблица 1).

3.1 Определение превышения и постраничный контроль

Превышение (графы 6 и 7) между связующими точками на станциях (пикеты, реперы, исовые точки) определяются по данным нивелирования из середины:

$$h = З - П,$$

где З и П – отчеты по рейкам на заднюю и переднюю точку соответственно.

Если расхождение в превышениях, определенных по черным и красным отчетам не превышает 5 мм, вычисляют среднее превышение (графы 8 и 9).

Для каждой странице журнала определяют $\Sigma З$ и $\Sigma П$ – сумма отчетов по задней и передней рейкам, Σh – сумму вычисленных превышений и Σh_{cp} – сумму средних превышений. При отсутствии ошибок в вычислениях выполняется равенство:

$$\frac{\Sigma З - \Sigma П}{2} = \frac{\Sigma h}{2} = \Sigma h_{cp}.$$

3.2 Вычисление невязки и ее распределение

Алгебраическая сумма всех средних превышений теоретически должна быть равна разности отметок конечного и начального реперов. Практически же, в следствии погрешностей в измерениях, получается невязка, которую можно подсчитать по формуле:

$$f_h = \sum h_{\text{ср}} - (H_{\text{кон.}} - H_{\text{нач.}})$$

Допустимая невязка для инженерно-технического нивелирования:

$$f_{h \text{ доп.}} = 40 \text{ мм} \times \sqrt{L},$$

где L – длина хода в километрах.

Если полученная невязка меньше допустимой, она распределяется на средние превышения с обратным знаком.

Таблица 1 Журнал инженерно-технического нивелирования

№ станции	№ РР, ПК, пр. точек	Отчеты по рейкам			Превышения (мм)		Средние превышения		Горизонт нивелира (м)	Отметки Точек (м)
		задние	передние	промежуток	+	—	+	—		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Rp1	0966						+2		86,053
		5649				0696		0695		
	ПК0		1662			0694		0693		85,360
			6343							
2	ПК0	2612					+2			85,360
		7296			1724		1726			
	X		0888		1728		1728			87,088
			5566							
3	X	2721					+2			87,088
		7401			1731		1731			
	ПК1		0990		1730		1733			88,821
			5671							
4	ПК1	0712						+3	89,533	88,821
		5395				1244		1243		
	+68			1518		1241		1240	89,535	88,017
	ПК2		1956						89,537	87,581
			6636							
5	ПК2	0474						+3	88,055	87,581
		5156						2383		
	Пр 6,8			1216		2382		2380		86,841
	Пр 20			2496		2384				85,560
	Лв 12,6			0786					88,056	87,271
	Лв 20			0447						87,609
	ПК3		2856						88,057	85,201

			7540							
6	ПК3	0593						+3		85,201
		5277				1253		1253		
	Рр2		1846			1253		1250		83,951
			6530							

44252 48486 6913 11147 3457 5574

$$\sum h_{\text{ср. выч.}} = \frac{44252 - 48486}{2} = \frac{6913 - 11147}{2} = 3457 - 5574 = -2117(\text{мм})$$

$$f_h = -2117 - (83951 - 86053) = -15(\text{мм})$$

$$f_{h, \text{дон}} = \pm 40 \times \sqrt{0,5} = \pm 28(\text{мм})$$

$f_h < f_{h, \text{дон}}$

3.3 Вычисления отметок

Отметки связующих точек вычисляют последовательно от известной отметки начального репера по формуле:

$$H_n = H_{n-1} + h_{\text{ср. испр.}};$$

где H_n и H_{n-1} – отметки связующих точек;

$h_{\text{ср. испр.}}$ – исправленное превышение между этими точками.

Контролем является получение заданной отметки конечного репера. Для определения отметок промежуточных точек (плюсовых и поперечных) предварительно определяется горизонт инструмента

ПЗ 8. Изучение агрегатов, применяемых для сооружения линейной части магистрального газонефтепровода.

Технико-экономическое обоснование строительства газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Разработка проекта. Выбор оптимальной трассы трубопровода, оптимальное профилирование. Выбор подрядной организации, обязанности заказчика и подрядчика. Технологии, применяемые при сооружении газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Линейность строительства. Поточная технология. Совмещенный и раздельный, трассовый и базовый способы производства работ.

Машины и оборудование, применяемые при строительстве.

Современные магистральные трубопроводы – крупные строительные объ-

екты, характеризующиеся большими диаметрами (до 1420 мм), высоким рабочим давлением (до 7,5 МПа) и значительной протяжённостью (более 3 тыс. км). Трассы трубопроводов проходят в самых разнообразных природно-климатических условиях. Существующая практика выбора трасс магистральных трубопроводов показывает, что трасса, проложенная по прямой от начальной до конечной точки трубопровода, отнюдь не является самой «дешёвой». Стоимость сооружения не-большого по протяжённости, но сложного с точки зрения проведения строитель-но-монтажных и специальных работ зачастую оказывается выше стоимости сооружения многокилометрового обхода на участке с нормальными условиями прокладки трубопровода. Принятие тех или иных условий прокладки трубопровода определяет выбор конструктивных решений трубопровода на конкретных участках, что, в свою очередь, существенно сказывается на стоимости строительства и эксплуатации трубопровода в целом. Поэтому при выборе трассы магистрального трубопровода должны учитываться все факторы, которые влияют на стоимость единицы длины трубопровода: природные и экономико-географические (региональные) условия, конструктивные схемы прокладки, расположение площадок КС (или ПС), места нахождения отводов. Часть факторов (диаметр и рабочее давление трубопровода) учитывают на стадии технологического проектирования. С увеличением диаметра возрастает отношение стоимости труб к стоимости строительно-монтажных работ. Стоимость единицы длины трубопровода в этом случае растёт за счёт роста стоимости труб. Поэтому при выборе трасс магистральных трубопроводов большого диаметра (1220-1420 мм) необходимо минимизировать протяжённость трубопровода. При выборе оптимальной трассы трубопровода, прежде всего, необходимо учитывать природные и региональные условия. В основе этого учёта лежит классификация участков местности и классификация категорий местности, которые от-

ражают не только природно-климатические условия, но и число крупных, средних и малых рек и ручьев, оврагов, автомобильных и железных дорог, густоту населенных пунктов, наличие транспортной сети вблизи полосы строительства трубопровода и инженерных сооружений (линий кабельной связи, действующих магистральных трубопроводов и т. п.), расположение и характеристики сельскохозяйственных угодий, залесенность территории и т. п.

10

Магистральные трубопроводы, имея большую протяжённость при узком и подвижном фронте работ, характеризуются линейностью строительства в отличие от строительства площадочных сооружений. Линейность строительства позволяет выполнять все работы по не изменяющейся технологической схеме на участках с одинаковым типом местности. Ввиду большой протяжённости трасса трубопровода проходит, по территориям, имеющим различные геологические и климатические условия (пустыни, горы, леса, болота, вечная мерзлота и др.). Кроме того, строительство может осуществляться не только в летнее, но и в зимнее время года при различных метеорологических условиях. Все эти особенности вносят некоторые изменения в типовую организацию и технологию сооружения линейной части трубопроводов. Основные технологические операции выполняются механизированными способами последовательно, с одинаковой линейной скоростью по трассе. С ростом механизации, увеличением мощности, специализацией машин и усовершенствованием отдельных технологических операций совмещённый метод приобретает все большее значение для строительства трубопроводов. Совмещённый метод заключается в том, что все основные технологические операции (сварка труб на трассе, рытье траншей, изоляция, укладка трубопровода, засыпка и др.) совмещены в единый комплексный процесс и одновременно выполняются на относительно небольшом (150-200 м) участке трубопровода. При совмещённом методе строительство ведется по поточной технологии при непрерывном движении комплексной механизированной колонны по трассе трубопровода. Поточная технология строительства позволяет применять автоматические и телемеханические системы управления работой мех. колонн.

Лишь некоторые из технологических операций (подготовка полосы строительства, осушка болот, заготовка монтажных элементов) выполняются с опережением графика производства основных СМР и выпадают из общего потока. В отдельных случаях (при пересечении водных преград, автомобильных и железных дорог, ущелий) исключается возможность применения совмещённой технологии. В этих случаях необходимо применять отдельные способы производства строительного-монтажных работ. Сооружение участков трубопроводов в сложных условиях (на переходах) выделяют из строительства линейной части и производят заблаговременно. Магистральные трубопроводы сооружаются из отдельных стальных труб длиной 6-12 м, соединяемых между собой сваркой. Способ сварки стыков, принятый для данного трубопровода или его участка, во многом определяет схему организации сборочно-монтажных работ. Можно отметить следующие принципиально различные способы производства работ: трассовый, базовый и сварочно-базовый. Трассовый способ заключается в последовательном наращивании трубопровода из отдельных труб. По этому способу трубопровод собирается и сваривается вдоль оси траншеи, чаще всего уже разработанной. Очередная труба укладывается на лежки и после центровки её с концом сваренного трубопровода соединяется с ним в неповоротном положении электроконтактной или ручной дуговой сваркой. В то время, пока сваривается этот собранный стык, к привариваемой трубе сборщики прицентровывают следующую трубу. Такой способ не получил широкого распространения из-за применения ручной сварки, хотя в настоящее время им пользуются при сооружении трубопроводов в особо сложных условиях и малой протяженности. В зарубежной практике трассовый способ с применением поточно-расчлененного метода сварки являлся основным. Способ последовательного наращивания не позволяет применять высокопроизводительную автоматическую сварку под слоем флюса. Имеющиеся сварочные автоматы для неповоротной сварки в среде защитных газов (аргона, углекислого газа) обладают недостаточно высокой производительностью. Трас-

совый способ сварочно-монтажных работ является наиболее целесообразным и экономически выгодным в случае применения прессовых методов сварки (электродной, газопрессовой и др.)

Трассовый способ особенно удобен при наличии длинномерных труб. Базовый способ дает возможность осуществлять сварку стыков между трубами поворотным способом с применением высокопроизводительных методов автоматической сварки под слоем флюса, а также с применением автоматов, выполняющих сварку в среде защитных газов. Этим достигается хорошее качество сварных соединений при высокой производительности. Очистка и изоляция производятся на стационарных базовых установках, что дает возможность вести изоляционные работы в любое время года и в любую погоду, а также позволяет устранить сезонность работ по сооружению линейной части трубопроводов. Кроме того, на базе можно организовать контроль качества изоляционного покрытия.

Строительно-монтажные работы по базовому способу проводятся по следующей схеме. Трубы завозят на специально подготовленную и оборудованную площадку – базу, где их собирают и сваривают в укрупненные монтажные элементы (звенья, секции), которые затем на той же базе очищают и изолируют.

После этого на трассу вывозят уже не отдельные трубы, а изолированные звенья (2-3 трубы) или секции (4-10 труб). У заранее разработанной траншеи производят только сварку и последующую изоляцию стыков монтажных элементов (секций), а затем укладывают в траншею готовый трубопровод.

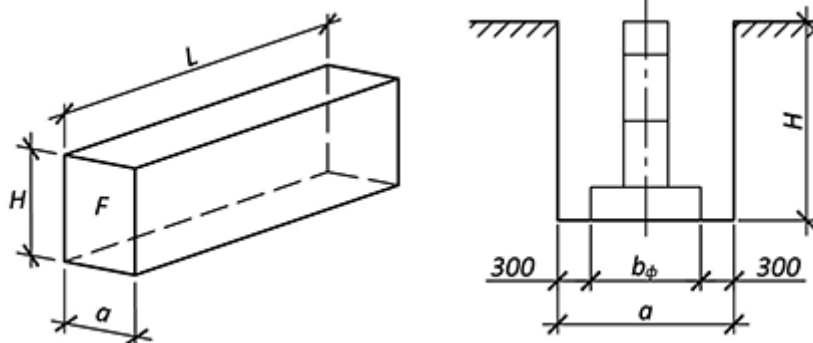
Сварочно-базовым способом считается такой, при котором на базе производится только сварка отдельных труб в звенья или секции, последние затем перевозятся на трассу. На ТБ очистка и изоляция не проводятся. Эти операции выполняются на трассе, после того как секции будут сварены неповоротной сваркой в единую нитку. Для очистки и изоляции применяются те же подвижные машины, что и при трассовом способе. При сварочно-базовом способе производства работ сезонность строительства не устраняется. Эффективность применения данного способа создается тем, что на сварочной базе могут быть

использованы высокопроизводительные методы автоматической сварки, и лишь небольшая часть сварочных работ остается для ручной сварки, производимой па трассе при соединении секций (звеньев) в непрерывную нитку. Одна ТБ обслуживает участок трассы такой протяжённости, которая экономически целесообразна по затратам на транспортные операции. Обычно она составляет около 25-30 км. Сварочно-базовый способ наиболее широко распространен в нашей стране; им пользуются при сооружении трубопроводов всех диаметров, до 1020 мм включительно. Заказчиком строительства магистрального трубопровода является организация, получившая право его сооружения на участке (полосе строительства трубопровода и площадках КС, ГРС, ПС) в соответствии с договором или актом землепользования. Строительство магистральных трубопроводов заказчик осуществляет подрядным способом, при котором все строительные, монтажные и специальные работы по договору с заказчиком выполняет подрядная строительная или монтажная организация, располагающая материально-технической базой и квалификационными кадрами, с оплатой выполненных работ в соответствии со сметной документацией и утвержденным проектом.

ПЗ 9. Расчет объема земляных работ.

1. Траншея с вертикальными стенками на спланированной местности
2. Траншея с вертикальными стенками, с перепадом высот
3. Траншея с откосами на спланированной местности
4. Траншея с откосами, с перепадом высот
5. Котлован с вертикальными стенками на спланированной местности
6. Котлован с вертикальными стенками, с разными отметками вершин
7. Котлован с откосами на спланированной местности
8. Круглый колодец с откосами
9. Описание

#1. Траншея с вертикальными стенками на спланированной местности



Ширина траншеи (а), м.

1

Высота траншеи (Н), м.

2

Длина траншеи (L), м.

6

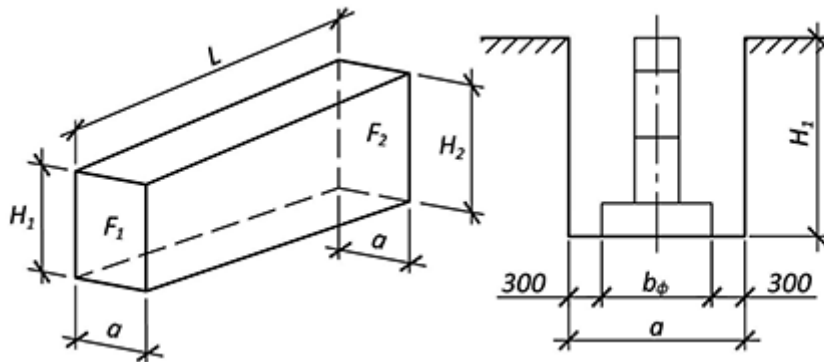
Объем траншеи (V) = 12 м³

Площадь поперечного сечения (F) = 2 м²

$$V = a * H * L = 1 * 2 * 6 = 12 \text{ м}^3$$

$$F = a * H = 1 * 2 = 2 \text{ м}^2$$

#2. Траншея с вертикальными стенками, с перепадом высот



Ширина траншеи (а), м.

1

Высота траншеи в начале (Н1), м.

2

Высота траншеи в начале (Н2), м.

3

Длина траншеи (L), м.

6

Объем траншеи (V) = 15 м³

Площадь поперечного сечения (F₁) = 2 м²

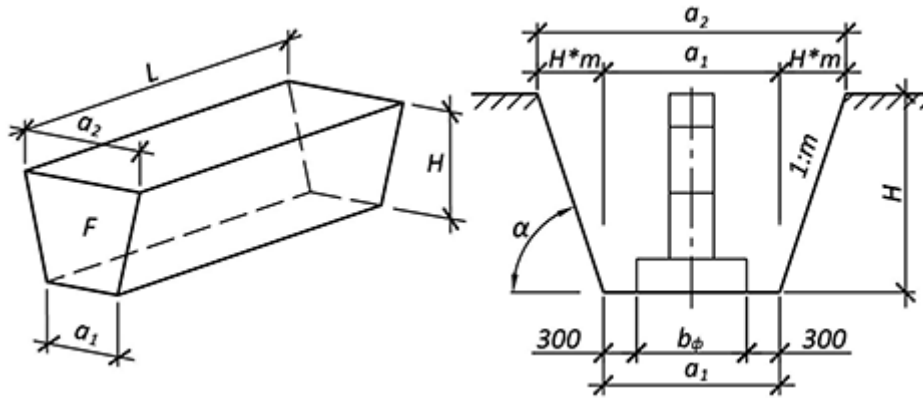
Площадь поперечного сечения (F₂) = 3 м²

$$V = a * (H_1 + H_2) / 2 * L = 1 * (2 + 3) / 2 * 6 = 15 \text{ м}^3$$

$$F_1 = a * H_1 = 1 * 2 = 2 \text{ м}^2$$

$$F_2 = a * H_2 = 1 * 3 = 3 \text{ м}^2$$

#3. Траншея с откосами на спланированной местности



Укажите вид грунта

Суглинок

Ширина основания траншеи (a1), м.

1

Ширина верха траншеи (a2), м.

Высота траншеи (H), м.

2

Длина траншеи (L), м.

6

Выбран грунт: суглинок >>> коэф. m = 0.5

Объем траншеи (V) = 24 м3

Площадь поперечного сечения (F) = 4 м2

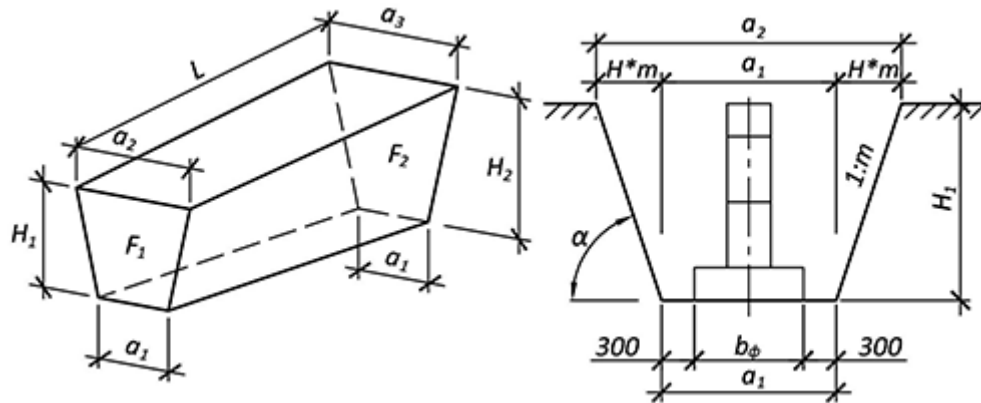
$$a_2 = H * m + a_1 + H * m = 2 * 0.5 + 1 + 2 * 0.5 = 3 \text{ м}$$

$$V = (a_1 + a_2) / 2 * H * L = (1 + 3) / 2 * 2 * 6 = 24 \text{ м3}$$

$$F = (a_1 + a_2) / 2 * H = (1 + 3) / 2 * 2 = 4 \text{ м2}$$

Внимание: если вы задаете вид грунта, то программа сама высчитывает размер a_2 (по коэф. m из таблицы в конце страницы). Если же вам надо вписать свое значение размера a_2 , то выберите вид грунта "расчет по размеру a_2 ".

#4. Траншея с откосами, с перепадом высот



Укажите вид грунта

Суглинок ▼

Ширина основания траншеи (a1), м.

1

Ширина верха траншеи (a2), м.

Высота траншеи (H1), м.

2

Высота траншеи (H2), м.

3

Длина траншеи (L), м.

6

Выбран грунт: суглинок >>> коэф. m = 0.5

Объем траншеи (V) = 34 м3

Площадь поперечного сечения (F1) = 4 м2

Площадь поперечного сечения (F2) = 7.5 м2

$$a_2 = H_1 * m + a_1 + H_1 * m = 2 * 0.5 + 1 + 2 * 0.5 = 3 \text{ м}$$

$$a_3 = H_2 * m + a_1 + H_2 * m = 3 * 0.5 + 1 + 3 * 0.5 = 4 \text{ м}$$

$$F_1 = (a_1 + a_2) / 2 * H_1 = (1 + 3) / 2 * 2 = 4 \text{ м2}$$

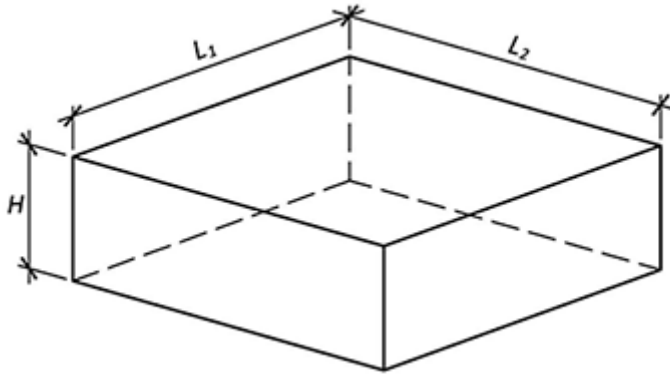
$$F_2 = (a_1 + a_3) / 2 * H_2 = (1 + 4) / 2 * 3 = 7.5 \text{ м2}$$

$$V = (F_1 / 2 + F_2 / 2 - m * (H_1 - H_2)^2 / 6) * L = (4 / 2 + 7.5 / 2 - 0.5 * (2 - 3)^2 / 6) * 6 = 34 \text{ м3}$$

Внимание: если вы задаете вид грунта, то программа сама высчитывает размер a_2 (по коэф. m из таблицы в конце страницы). Если же вам надо вписать свое значение размера a_2 , то выберите вид грунта "расчет по размеру a_2 ".

Уклон откосов в данном расчете принят одинаков по всей длине траншеи.

#5. Котлован с вертикальными стенками на спланированной местности



Ширина котлована (L1), м.

Длина котлована (L2), м.

Высота котлована (H), м.

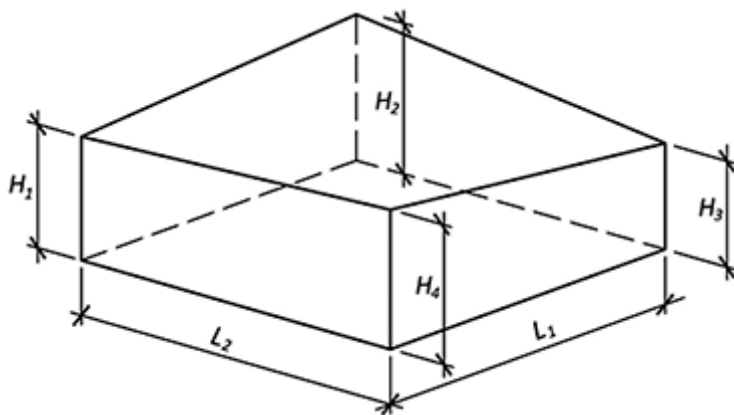
Объем котлована (V) = 48 м3

Площадь в плане (F) = 24 м2

$$V = L_1 * L_2 * H = 4 * 6 * 2 = 48 \text{ м}^3$$

$$F = L_1 * L_2 = 4 * 6 = 24 \text{ м}^2$$

#6. Котлован с вертикальными стенками, с разными отметками вершин



Ширина котлована (L1), м.

Длина котлована (L2), м.

Высота котлована (H1), м.

Высота котлована (H2), м.

Высота котлована (H3), м.

Высота котлована (H4), м.

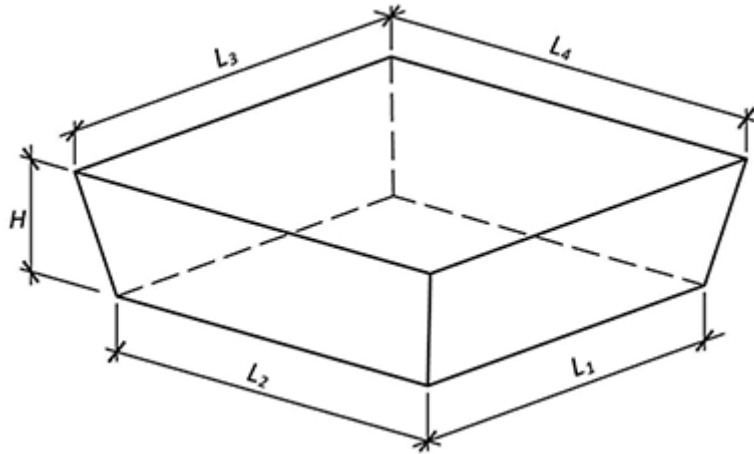
Объем котлована (V) = 48 м3

Площадь в плане (F) = 24 м2

$$V = L_1 * L_2 * (H_1 + H_2 + H_3 + H_4) / 4 = 4 * 6 * (2 + 2 + 2 + 2) / 4 = 48 \text{ м3}$$

$$F = L_1 * L_2 = 4 * 6 = 24 \text{ м2}$$

#7. Котлован с откосами на спланированной местности



Укажите вид грунта

Ширина основания котлована (L1), м.

Длина основания котлована (L2), м.

Высота котлована (H), м.

Выбран грунт: суглинок >>> коэф. m = 0.5

Объем котлована (V) = 70.667 м3

Ширина верха котлована (L3) = 6 м2

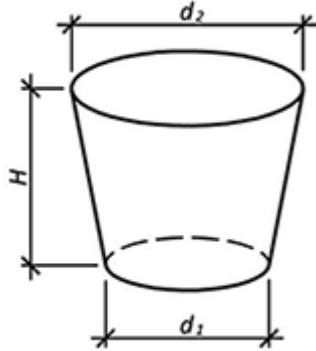
Длина верха котлована (L4) = 8 м2

$$V = (H / 6 * ((2 * L_1 + L_3) * L_2 + (2 * L_3 + L_1) * L_4)) = (2 / 6 * ((2 * 4 + 6) * 6 + (2 * 6 + 4) * 8)) = 70.667 \text{ м3}$$

$$L_3 = H * m + L_1 + H * m = 2 * 0.5 + 4 + 2 * 0.5 = 6 \text{ м}$$

$$L_4 = H * m + L_2 + H * m = 2 * 0.5 + 6 + 2 * 0.5 = 8 \text{ м}$$

#8. Круглый колодец с откосами



Ширина основания (d1), м.

Ширина по верху (d2), м.

Высота котлована (H), м.

Объем котлована (V) = 9.817 м3

$$V = 3.14 * ((D_1 + D_2) / 2)^2 / 4 * H = 3.14 * ((2 + 3) / 2)^2 / 4 * 2 = 9.817 \text{ м3}$$

Описание

Траншея - это открытая выемка в земле, предназначенная для устройства ленточного фундамента, прокладки коммуникаций (водопровод, канализация, силовые кабели, сети связи).

При устройстве ленточного фундамента ширину траншеи рекомендуется принимать на 600 мм больше ширины основания фундамента bф (для возможности выполнения монтажных работ, проход людей).

Траншея с вертикальными стенками на спланированной местности - самая простая форма выемки. В основном применяется при низкой высоте траншеи и при производстве работ в зимних условиях, когда откосы траншеи заморожены, и нет опасности обвала грунта, так же применяется при устройстве механических креплений стен выемки (распорных; консольных; консольно-распорных).

Крутизна откосов в зависимости от вида грунта и глубины выемки

Наименование грунтов	Крутизна откосов (отношение его высоты к заложению - 1:m)	
	1.5	3

Насыпной неуплотненный	1:0,67	1:1
Песчаный и гравийный	1:0,5	1:1
Супесь	1:0,25	1:0,67
Суглинок	1:0	1:0,5
Глина	1:0	1:0,25
Лессы и лессовидные	1:0	1:0,5

Объем выемки траншеи можно определить как произведение площади поперечного сечения на длину.

Объем обратной засыпки определяется как разность между объемом выемки и монтируемых конструкций (фундаментных блоков, труб).

Котлован — выемка в грунте, предназначенная для устройства оснований и фундаментов зданий и других инженерных сооружений.

ПЗ 10. Расчет числа изоляционно-укладочных колонн.

При поточном методе строительства линейной части трубопровода темп потока определяет производительность изоляционно-укладочной колонны. Поэтому успешное выполнение плана зависит от правильной организации и технологии изоляционно-укладочных работ. Существует несколько организационно-технологических способов ведения этих работ.

При раздельном способе производства работ трубопровод последовательными участками приподнимают над землей группой трубоукладчиков (3.. 5 машин) для прохождения по нему трубоочистной и трубоизоляционной машин и затем возвращают его в исходное положение. Затем на троллейных тележках, снабженных колесами для качения под трубой (по ее нижней образующей поверхности), опускают трубопровод в траншею при повторном прохождении трубоукладчиков.

Если опускаемый трубопровод поддерживают мягкими полотенцами, это предопределяет иную специфику ведения укладочных работ. В этом случае трубоукладчики работают методом переезда, при котором последний по ходу трубоукладчик (рис. 119), опустив трубопровод в траншею и отцепившись от него, переходит (показано стрелками) в положение IV впереди трубоукладчика с сохранением одинакового для всех машин шага.

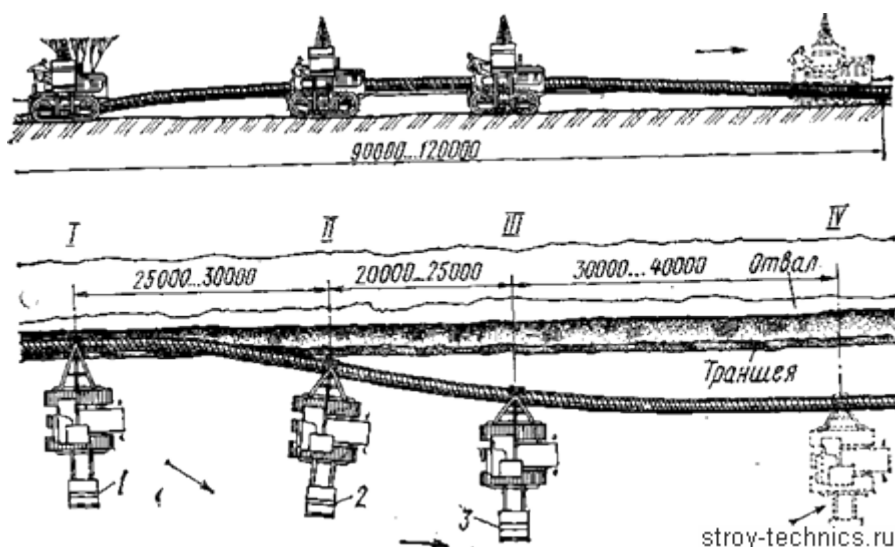


Рис. 119. Схема производства укладочных работ раздельным способом:

1—IV — положения трубоукладчиков относительно трубопровода; 1—3 — трубоукладчики

Затем ту же операцию повторяет трубоукладчик и т. д.

В случае ограниченной ширины полосы отвода допускается укладка трубопровода методом перехвата, когда трубоукладчик, опустив трубопровод, но не отцепившись от него, со свободным провисшим полотенцем перемещается к трубоукладчику, а тот затем — к трубоукладчику и т. п.

Совмещенный способ производства изоляционно-укладочных работ требует согласованности взаимодействий не только трубоукладчиков, но также трубоочистной и трубоизоляционной машин.

Типовая организация работы изоляционно-укладочной механизированной колонны в этом случае следующая (рис. 120). Трубоукладчики с помощью троллейных тележек поднимают трубопровод с бермы траншеи для прохождения трубоочистной машины, находящейся между ними. При этом троллейные тележки не препятствуют движению трубоукладчиков вдоль траншеи.

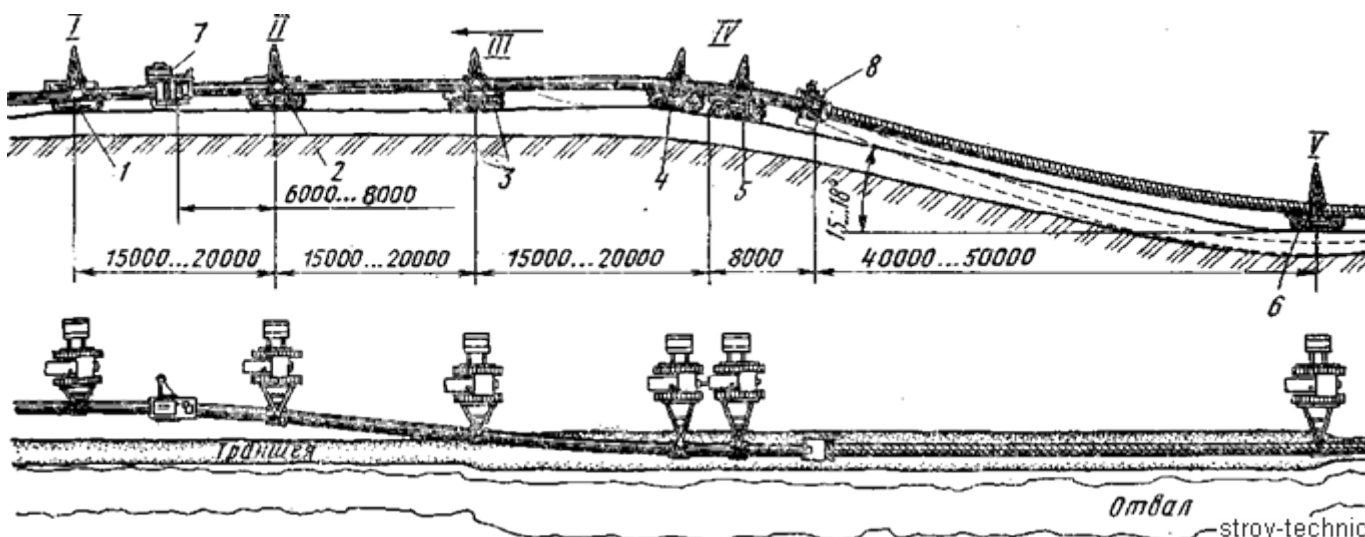


Рис. 120. Схема производства изоляционно-укладочных работ совмещенным способом на продольном уклоне:

1—5 — трубоукладчики колонны, 6 — дополнительный трубоукладчик, 7 — очистная машина, 8 — изоляционная машина; 1— V — положения трубоукладчиков относительно трубопровода

Таким образом, при непрерывном перемещении этих механизмов постепенно поднимается трубопровод с бермы траншеи. По мере движения трубоукладчики, имея различные вылеты стрелы, смещают трубопровод с бермы к оси траншеи.

Трубоукладчики поддерживают трубопровод для работы изоляционной машины, находящейся в конце колонны за последней точкой подвеса трубопровода. Эти трубоукладчики смещают опускающийся вниз участок трубопровода (показан пунктиром) вместе с изоляционной машиной на ось траншеи. Трубоукладчики 3 и 4 занимают наиболее ответственное положение в колонне.

Совмещенный способ производства изоляционно-укладочных работ наиболее прогрессивен, так как все три операции (очистка, изоляция и укладка) выполняются одновременно за один проход трубоукладчиков. Но ввиду того, что за последним трубоукладчиком при этом способе работ в воздух поднят концевой пролет трубопровода большой длины (укладка производится не на берму траншеи, а на ее дно), нагрузка на трубоукладчики 3 и 4 превышает нагрузку на них при раздельном способе работ на 20...25%. Поэтому раздельный способ применяют при работе в сложных рельефных и стесненных городских условиях, а также при укладке трубопровода, сваренного из изолированных труб.

Главная особенность работы трубоукладчиков в изоляционно-укладочной колонне заключается в необходимости непрерывного группового удержания приподнятого участка трубопровода как при перемещении вдоль трассы, так и при многочисленных технологических остановках в пределах рабочей смены. При этом нагрузка трубоукладчика носит переменный характер, поскольку зависит от многих причин, в том числе от рельефа местности, опытности машиниста и др.

В промежутках между сменами и в нерабочие дни трубоукладчик также нагружен: удерживает трубопровод в приподнятом положении, причем в этом случае нагрузка его практически не изменяется.

Ответственность процесса изоляционно-укладочных работ заключается в том, что при подъеме трубопровода с бермы траншеи для прохождения по нему трубоочистной и трубоизоляционной машин и укладке его на дно траншеи в стенках трубопровода и сварных швах возникают большие напряжения. Эти напряжения могут возрасти до критических и вызвать перелом трубопровода.

Поэтому машинисты в процессе изоляционно-укладочных работ должны внимательно следить за плавностью кривой изгиба трубопровода, расположением последних по ходу машин относительно оси траншеи (вылет не должен превышать 3,5 м), расположением трубоочистной и трубоизоляционной машин относительно кромки и стенки траншеи, но прежде всего от машинистов требуется исключительная согласованность действий. При отсутствии согласованности возможна потеря трубоукладчиками устойчивости (отрыв катков от гусеницы со стороны контргруза) из-за нарушения относительной равномерности распределения общей нагрузки.

Относительная равномерность распределения общей нагрузки зависит от тщательного соблюдения технологических условий, основным из которых является четкое выдерживание рекомендуемых интервалов между машинами в колонне. Эти интервалы определяются расчетным путем для трубопровода каждого диаметра. Они должны быть достаточны для того, чтобы исключить возможность излома трубопровода из-за резкого перераспределения нагрузки между трубоукладчиками (в результате наезда одного из них на неровности местности), но не настолько велики, чтобы держать на весу излишнюю длину, т. е. излишнюю массу трубопровода.

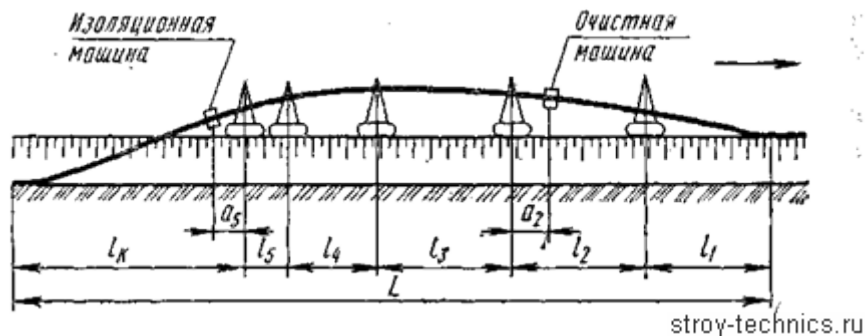


Рис. 121. Схема расстановки трубоукладчиков и других машин в изоляционно-укладочной колонне

При определении оптимальных интервалов между трубоукладчиками помимо прочности трубопровода и относительной равномерности распределения общей нагрузки между трубоукладчиками учитывают все прочие условия, обеспечивающие возможность качественного выполнения изоляционных и очистных работ. В число этих условий входят необходимость подъема трубопровода на требуемую технологическую высоту в зоне прохождения изоляционной и очистной машин, быстрота затвердевания покрытия, если изоляцией является битум, или быстрота схватывания клея, если изоляцией является пленочный материал.

Необходимые интервалы между трубоукладчиками в зависимости от диаметра сооружаемого трубопровода при совмещенном способе производства изоляционно-укладочных работ, а также удаления а трубоочистной и трубоизоляционной машин от трубоукладчиков приведены в табл. 7, составленной применительно к общей схеме (рис. 121) расстановки машин на трубопроводе.

Приведенные в табл. 7 расстояния между механизмами справедливы для прямолинейных участков трубопровода, укладываемого в сухих грунтах на малопересеченном (равнинном) рельефе местности. При более сложных условиях эти расстояния должны быть уменьшены.

Таблица 7.

Необходимые интервалы, м, между трубоукладчиками и трубоочистной и трубоизоляционной машинами в зависимости от диаметра трубопровода

Условное обозначение интервалов (см. рис. 121)	Диаметр трубопровода, мм					
	529	720	820	1020	1220	1420
Рабочих:						
l_2	25	30	30	35	35	35
l_3	30	20	20	30	30	30
l_4	—	25	25	30	30	30
$l_5(+l_3)$	—	—	—	—	10	10+10
a_2	10	10	10	10	10	10
a_3	5	5	5	5	5	5
Контрольных:						
l_1	30	40	45	50	55	65
l_x	45	65	80	95	100	100
L	130	175	185	225	255	265

stroy-technics.ru

Примечание. Контрольные интервалы получают экспериментально.

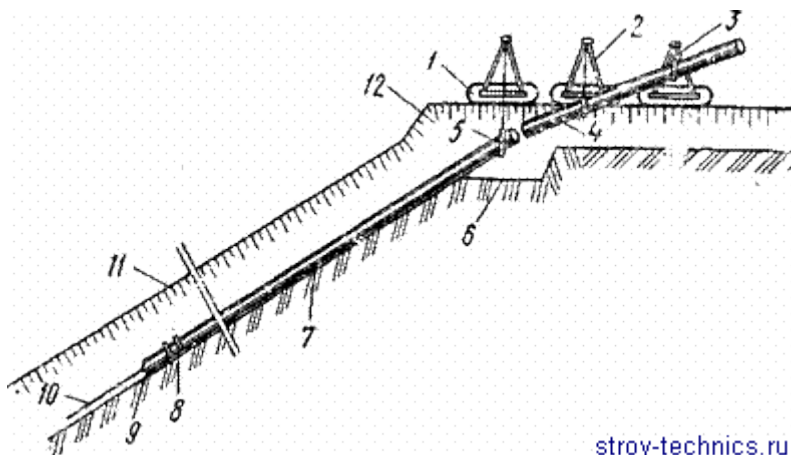
На продольных спусках крутизной более 5% или подъемах крутизной более 3% изоляционно-укладочные работы выполняет колонна, укомплектованная одним дополнительным трубоукладчиком (см. рис. 120). Этот трубоукладчик, снабженный полотенцем, принимает на себя часть нагрузки от веса крайнего пролета, чрезмерно возросшего на уклоне.

При работе в горных условиях трубоукладчика соединяют между собой канатом, конец которого крепят к бульдозеру. При спуске бульдозер замыкает колонну и служит подвижным якорем. Во избежание сползания по трубопроводу трубоочистную и трубоизоляционную машины на подъеме закоривают на сопровождающих их трубоукладчиках. На спуске к этим машинам крепят грузила, которые волоком перемещают по дну траншеи.

При работе на косогорах с поперечным уклоном уменьшается устойчивость трубоукладчиков против опрокидывания, а на влажных или мокрых грунтах повышается опасность бокового соскальзывания трубоукладчиков. Во избежание опрокидывания или соскальзывания трубоукладчиков применяют подвижные якоря — тракторы, которые канатами связывают с рядом идущими трубоукладчиками. Если для каждого трубоукладчика тракторов не хватает, якорят только последние по ходу трубоукладчики.

На крутых склонах (более 18°), а также на склонах, где возможно оползание почвы, трубопровод укладывают способом протаскивания. Для этого на гребне склона насыпают устойчивый грунтовый валик (рис. 122), а заранее отрытую траншею в зоне валика расширяют для образования монтажной площадки. На валике закоривают трубоукладчик, который удерживает наращиваемую плетть за конец зажимным захватом. Плетть сваривают на монтажной площадке из заранее изолированных труб, причем здесь же на площадке изолируют зону сварного стыка.

По окончании сварки очередного стыка плетъ на разъемных санках протягивают по дну траншеи к подошве склона с помощью расположенных там лебедки или тракторов. Тяговый канат закрепляют на передней заглушке плети. По окончании очередного цикла протяжки трубоукладчики подают с валика в зону монтажной площадки очередную трубу. При работах на болотах трудности вызваны недостаточной несущей способностью грунта. Основные из них — снижение проходимости трубоукладчика, особенно при выполнении поворотов, и необходимость работы с увеличенным вылетом стрелы.



stroy-technics.ru

Рис. 122. Укладка трубопровода на крутых склонах:

1—3 — трубоукладчики, 4 — изолированная труба, 5 — зажимный захват, 6 — монтажная площадка, 7 — наращиваемая плетъ трубопровода, 8 — санки, 9 — заглушка, 10 — тяговый канат, 11 — траншея, 12 — грунтовый валик

Для преодоления заболоченных участков на пути колонны трубоукладчиков строят лежневую дорогу. В ряде случаев наиболее нагруженным последним по ходу трубоукладчикам придают в качестве тягачей тракторы.

На болотах, не проходимых для трубоукладчиков, применяют методы протаскивания или сплава трубопровода. В обоих случаях плетъ сваривают и изолируют заранее на сухом месте. В первом случае плетъ, как правило, с помощью санок протаскивают через заболоченный участок волоком. Во втором случае плетъ протаскивают на плаву, для чего траншею заводняют, а плетъ герметизируют.

Работа трубоукладчика в обоих случаях в основном сводится к выполнению подъемных операций при сварочно-монтажных работах и при опускании сваренной плети в траншею. Длинную плетъ (до 500 м) опускают в обводненную траншею движущейся колонной, которая состоит из трех трубоукладчиков, имеющих различный увеличивающийся от первого к третьему по ходу вылет стрелы.

В зимнее время при низких температурах снижаются упруго-пластические свойства материала трубопровода. Поэтому особенно тщательно надо выдерживать оптимальные интервалы между трубоукладчиками. Качество нанесения изоляции, ее прилипаемость зависят в значительной степени от температуры подогрева трубопровода.

Водные рубежи с применением изоляционно-укладочной колонны преодолевают в редких случаях, когда возможна переправа трубоукладчиков через водную преграду вброд. При этом часть трубоукладчиков заранее по очереди преодолевает водный рубеж без нагрузки на крюке и, переправившись, приподнимает трубопровод. Работающие трубоочистную и трубоизоляционную машины протягивают по трубопроводу над зеркалом воды на канате, причем опорой колеса очи тной машины является специально натянутый между берегами вспомогательный канат. Последний по ходу трубоукладчик колонны после достижения изоляционной машиной противоположного берега опускает трубопровод с помощью полотенца.

Для того чтобы сохранять постоянную температуру в зоне изоляции, необходимо соблюдать непрерывный режим подогрева и избегать простоев колонны.

Трубоукладчики широко применяют в качестве крана для работы с одиночными грузами: при разгрузке труб с железнодорожных платформ и погрузке их на трубовозы; при разгрузке пакета труб с трубовоза; при погрузке на плетевозы укрупненных секций на сварочной базе и

разгрузке их на трассе; при монтаже трубопроводной арматуры; при сварке катушек и захлестов; при поддержке кожуха во время бурения скважин под дорогами; при протаскивании дюкерных плетей на сооружении крупных водных переходов (рис. 123); при подъеме плетей на сооружении воздушных переходов. В последнем случае трубоукладчик оборудуют удлиненной стрелой (рис. 124). Трубоукладчики с такими стрелами серийно не выпускают, поэтому монтажные организации изготавливают стрелы собственными силами по заранее заказанным чертежам.

При погрузке и разгрузке труб и секций или каких-либо грузов, центровке секции к трубопроводу, поддержке труб для их сварки, поддержке кожуха во время работы установки горизонтального бурения, установке утяжелителей трубопровода трубоукладчик работает как обычный стреловой кран. На таких работах масса поднимаемого груза не должна превышать грузоподъемность трубоукладчика при соответствующих вылетах стрелы.

Сложнее обеспечивать безопасность трубоукладчиков при протяжке дюкерных плетей, сооружении воздушных переходов и монтаже захлестов и сварном соединении смежных концов двух трубопроводов. Безопасность будет обеспечена, если правильно подобраны в проекте производства работ соотношение между массой дюкерной плети и суммарной грузоподъемностью всех трубоукладчиков, а также расстояния между трубоукладчиками и вылетами их стрел.

Правильным является такое соотношение между массой дюкерной плети и суммарной грузоподъемностью, при котором суммарный момент устойчивости всех машин на 40% превышает максимально возможный грузовой момент (произведение силы тяжести дюкерной плети на необходимый вылет стрелы при ее опускании).

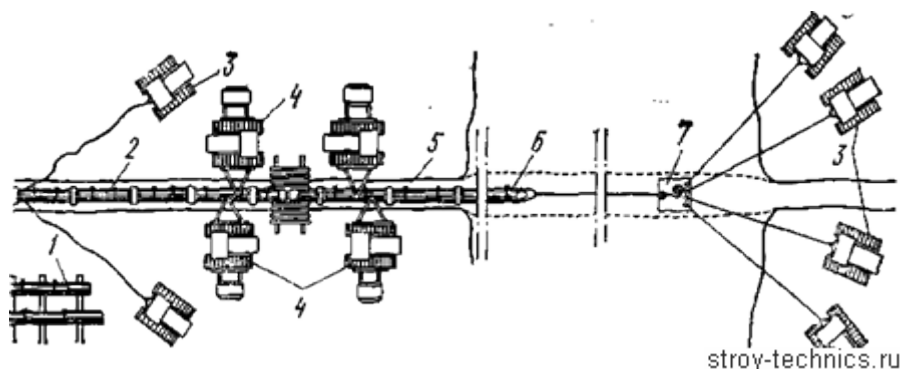


Рис. 123. План-схема организации работ при протаскивании дюкерных плетей: 1, 2, 6 — плети, 3 — тракторы-тягачи, 4 — трубоукладчики, 5 — береговой канал, 7 — тягач-понтон

Расстояния между трубоукладчиками подобраны правильно, если надежное и равномерное загрузке каждого из них обеспечивается за счет упругости дюкера.

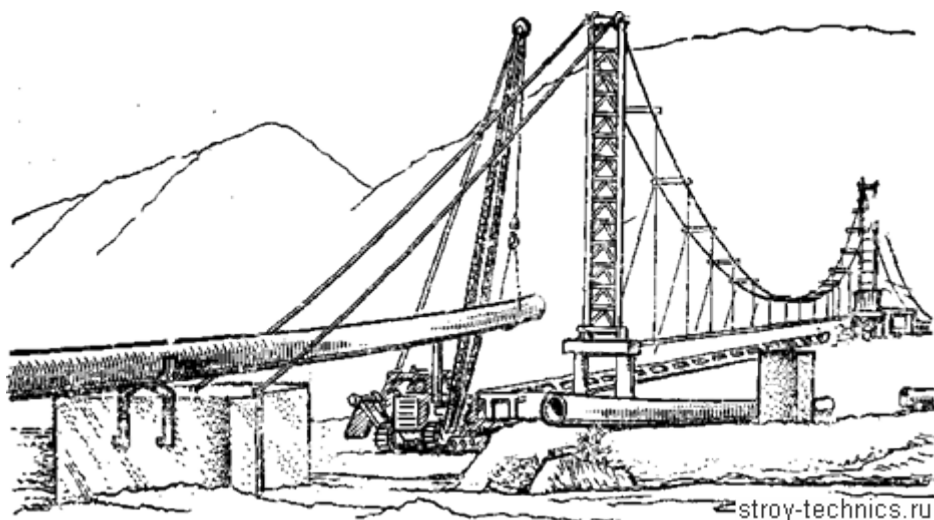


Рис. 124. Подъем плети трубоукладчиком при сооружении воздушного перехода

Во всех сложных случаях работа трубоукладчика должна выполняться под наблюдением инженерно-технических работников. При работе со штучными грузами (трубы, секции, кожух, дюкер и др.) в случае отрыва катков с контргрузовой стороны от гусеницы нагрузка на крюке трубоукладчика не уменьшается (как при работе с упругим трубопроводом в изоляционно-укладочной колонне) и трубоукладчик неминуемо опрокинется.

При работе изоляционно-укладочной колонны наиболее опытный машинист-бригадир должен находиться на последнем трубоукладчике колонны, чтобы следить за равномерностью нагрузки всех трубоукладчиков колонны.

На любых работах машинист трубоукладчика обязан выполнять все операции по подъему, перевозке и опусканию грузов в строгом соответствии с инструкциями по технике безопасности независимо от того, где он работает: в колонне, на монтажных или погрузочно-разгрузочных работах.

ПЗ 11. Расчет расхода полимерных лент.

НОРМЫ РАСХОДА ИЗОЛЯЦИОННЫХ ЛЕНТ И ОБЕРТОК НА 1 КМ ТРУБОПРОВОДА, ТН

Расход материала для изоляции трубопровода на основе мастики "ТРАНСКОР-ГАЗ" на 1 км трубопровода

Наименование материала	Диаметр трубы, мм				
	720	820	1020	1220	1420
Грунтовка "ТРАНСКОР-ГАЗ", т	0,70	0,84	0,98	1,19	1,40
Мастика "ТРАНСКОР-ГАЗ", т	10,00	12,00	14,00	17,00	20,00
Стеклосетка "ССТ-Б" 3,4х3,4-115(45), мп	6220	7080	8800	10550	12300
Термоусаживающая лента "ПОЛИТЕРМ", "ДРЛ-Л", т	1,87	2,13	2,65	3,17	3,69

Нормы расхода мастичных лент на 1 км трубопровода, т

Диаметр трубопровода, мм	ЛИТКОР-НК-ГАЗ	ПОЛИКОР	РАМ	
	1 слой	1 слой	1 слой	2 слоя
520	3,72	3,49	3,15	6,98
529	3,78	3,55	3,22	7,10
720	5,15	4,83	4,36	9,66
820	5,86	5,50	4,97	11,00
1020	7,29	6,84	6,18	13,69

1220	8,72	8,18	7,39	16,37
1420	10,15	9,52	8,60	19,05

НОРМЫ РАСХОДА ИЗОЛЯЦИОННЫХ ЛЕНТ И ОБЕРТОК НА 1 КМ ТРУБОПРОВОДА, ТН

Нанесение рулонных материалов выполняется вручную или механизированным способом с постоянным натяжением. Количество слоёв ленты и обёртки зависит от требований, предъявляемых к изоляции трубопровода

Диаметр трубопровода	Полилен40- ЛИ-63		ПолиленОБ 40-ОБ-63		Полилен40- ЛИ-45		ПолиленМВ	
	1 слой	2 слоя	1 слой	2 слоя	1 слой	2 слоя	1 слой	2 слоя
150	0,357	0,791	0,35	0,776	0,256	0,567	0,346	0,767
219	0,521	1,154	0,511	1,133	0,373	0,827	0,505	1,12
325	0,773	1,713	0,758	1,681	0,554	1,228	0,75	1,662
426	1,013	2,245	0,994	2,203	0,726	1,609	0,983	2,179
529	1,258	2,788	1,235	2,736	0,902	1,999	1,221	2,706
720	1,712	3,795	1,68	3,724	1,227	2,72	1,662	3,682
820	1,95	4,322	1,914	4,241	1,398	3,098	1,892	4,194
1020	2,426	5,376	2,38	5,276	1,739	3,854	2,354	5,217
1220	2,602	6,431	2,847	6,31	2,08	4,609	2,815	6,239
1420	3,377	7,485	3,314	7,344	2,421	5,365	3,277	7,262

Диаметр трубопровода	Полилен40- ЛИ-50		ПолиленОБ 40-ОБ-50 белая		Политерм		ПЭКОМ	
	1 слой	2 слоя	1 слой	2 слоя	1 слой	2 слоя	1 слой	2 слоя
150	0,29	0,643	0,275	0,609	0,414	0,917	0,33	0,7313
219	0,424	0,939	0,401	0,889	0,604	1,339	0,482	1,068
325	0,629	1,394	0,595	1,319	0,896	1,987	0,715	1,584

426	0,825	1,827	0,78	1,729	1,175	2,604	0,937	2,077
529	1,024	2,269	0,969	2,147	1,459	3,234	1,164	2,579
720	1,394	3,088	1,319	2,922	1,986	4,401	1,584	3,51
820	1,587	3,517	1,502	3,328	2,262	5,012	1,804	3,998
1020	1,974	4,375	1,868	4,14	2,813	6,235	2,244	4,973
1220	2,361	5,233	2,234	4,058	3,365	7,457	2,684	5,948
1420	2,748	6,091	2,6	5,763	3,916	8,68	3,124	6,923

ПЗ 12. Изучение способов сварки.

Сварка предоставляет возможность получать неразъемные соединения отдельных элементов конструкций при помощи формирования межатомных связей в процессе их пластичной, местной деформации. Данная процедура позволяет выполнять надежные соединения разных металлов и их сплавов, стекло, керамику, прочие неметаллические материалы. При этом используются разные методы для выполнения сварки, имеющие свои особенности, преимущества и недостатки.

Классификация сварочных технологий

Все разновидности сварочных работ, зависимо от типа энергии, используемой для формирования межатомных соединений, делятся на три категории:

- **Механическая:** холодная, ультразвуковая, взрывом, трением, прочие. Применяется давление, механическая энергия.
- **Термическая:** лазерная, дуговая, плазменная, электрошлаковая, газовая, электронно-лучевая, прочие. Применяется тепловая энергия.
- **Термомеханическая:** контактная, диффузионная, прочие. Применяется давление, тепловая энергия.

Наиболее востребованные способы сваривания

Ручная дуговая

Сварочные работы выполняются с применением сварочной дуги, которая создается за счет электрического разряда газов, паров металла в ионизированной среде.

Данный тип сварки используется в ограниченных условиях: на безопасном расстоянии от промышленных помещений, на небольшой площади.

Электродуговая

Аналогично способам ручной дуговой сварки в процессе работ задействуется электрическая дуга, лишь отличается своими габаритами.

Контактная

Данный метод сварки выполняется с нагреванием соединяемых кромок изделий. Достаточно разогретые образцы проседают с оплавлением, без оплавления. В процессе пластического деформирования получается сварное соединение – характерное отличие данной методики.

Электрошлаковая

Осуществляется благодаря тепловому выделению в период прохождения электротока через шлаковую ванну.

Данным методом сваривания пользуются в машиностроительной индустрии, к примеру, при производстве лито-сварных, ковано-сварных конструкций:

- коленчатые валы дизелей морских судов;

- отдельные элементы мощнейших прессов;
- валы гидротурбин;
- прочие изделия.

Стыковая

Это подвид контактной техники сваривания. В процессе сварочных работ изделия подвергаются обработке по всей площади соприкосновения. Если в период стыковой сварки осуществляется разогрев стыка до пластичного состояния с последующей осадкой, то данная технология называется стыковой сваркой оплавлением.

Преимущества и недостатки разных методов сварки

Сварка ММА

ММА – это дуговая ручная сварка с использованием штучной электродной проволоки со специальным покрытием. Используется для соединения образцов из нержавеющей стали, углеродистой стали.

Сваривание деталей из нержавеющей стали осуществляется исключительно при использовании постоянного тока, а изделий, выполненных из углеродистых сталей, и с использованием постоянного, и переменного тока.

Преимущества сварки ММА

- Достаточно экономичная технология
- Сварочные работы можно производить в разных плоскостях
- Не используются баллоны с газом

Недостатки ММА

- Слабая производительность
- Приходится удалять с изделий шлаковые образования

Сварка TIG

TIG – это ручная сварка в аргоновой среде с применением вольфрамовой неплавящейся электродной проволоки. Технология TIG с использованием постоянного тока предназначена для соединения стальных образцов, технология TIG с использованием переменного тока предназначена для сваривания изделий из алюминиевых сплавов.

Преимущества TIG

- Сварочный шов получается достаточно аккуратным
- В процессе работы нет брызг раскаленного металла
- Возможность соединения изделий малой толщины
- Параметрами сварочной дуги легко управлять

Недостатки TIG

- Малая производительность
- Повышенные требования к работе оператора
- Обязательное использование баллона с газом

Сварка MIG/MAG

МИГ/МАГ – это сварка полуавтоматическая в защитном газе (углекислый, аргон) с использованием электродов. Технология предназначена для сваривания стальных, алюминиевых изделий, а также образцов из нержавеющей стали.

Преимущества MIG/MAG с газом

- Повышенная производительность
- Практически отсутствует дым
- Отсутствуют шлакообразования

Недостатки MIG/MAG с газом

- Работы ограничиваются на открытом воздухе
- Необходимость использования баллона с газом

Преимущества МИГ/МАГ с порошковой проволокой

- Готовность к эксплуатации в любой момент
- Баллоны с газом не используются
- Идеально подходит для проведения работ на открытом воздухе

Недостатки МИГ/МАГ с порошковой проволокой

- Шлакообразования
- Порошковая проволока дорогостоящий материал

ПЗ 13. Расчет оптимального режима сварки.

Основные параметры механизированной электродуговой сварки под флюсом

Устанавливаем требуемую глубину провара при сварке с одной стороны

$$H = d/2 + k, (14)$$

где k - величина перекрытия слоев, принимается равной 2-3 мм.

$$H = 12,3/2 + 2 = 8,15 \text{ мм.}$$

Выбираем силу сварочного тока, обеспечивающую заданную глубину проплавления:

$$I_{св} = 100H/kh, (15)$$

где H - необходимая глубина провара при сварке, мм;

kh - коэффициент пропорциональности, величина которого зависит от условий проведения сварки.

$$I_{св} = 100 \cdot 8,15 / 1,05 = 776,2 \text{ А.}$$

Выбираем диаметр электродной проволоки

$$\sqrt{I_{св}/j}$$

$$d_э = 1,13, (16)$$

где j - допустимая плотность тока, при автоматической сварке стыковых швов без скоса кромок зависит от диаметра электрода.

$$\sqrt{776,2/60}$$

$$d_э = 1,13 = 4,06 \text{ мм.}$$

Выбор скорости сварки:

$$V_{св} = A / I_{св} , (17)$$

$$V_{св} = 16 \cdot 10^3 / 776,2 = 20,06 \text{ м/ч.}$$

Оптимальное напряжение дуги:

$$U_q = 20 + 50 \cdot 10^{-3} I_{св} / d_{э}^{0,5 \pm 1} , (18)$$

$$U_q = 20 + 50 \cdot 10^{-3} 776,2 / 40,5^{\pm 1} = 40,41 \text{ В.}$$

Параметры ручной электродуговой сварки

Корневой слой сваривается ручной электродуговой сваркой, т.к. толщина стенки трубы $d_{ст} = 12,3 \text{ мм}$, поэтому примем диаметр электрода (с целлюлозным типом покрытия) $d_э = 4 \text{ мм}$.

Площадь поперечного сечения первого слоя:

$$F_1 = (6..8) \cdot d_э , (19)$$

$$F_1 = 7 \cdot 4 = 28 \text{ мм}^2$$

$$F_1? 30..35 \text{ мм}^2 - \text{верно.}$$

Принимаем электрод Э-50 с целлюлозным покрытием, марка ВСЦ-4А, $d_э = 4 \text{ мм}$.

Определим число слоёв при сварке.

$$n = (F_n - F_1) / F_{n+1} , (20)$$

где F_1 - площадь поперечного сечения первого слоя;

F_n - площадь сечения последующих слоев.

$$n = ((118,62 - 28) / 118,62) \cdot 3 + 1 = 3,23 - \text{примем } 4 \text{ слоя.}$$

Общая площадь поперечного сечения наплавленного металла:

$$F_n = h^2 \cdot \text{tg} \beta + b \cdot S + 2/3 \cdot h y_I (2 \text{htg} \beta + b + c) + 2/3 h y_{II} (b + C_1) , (21)$$

где β - угол разделки кромок, град;

b - зазор между кромками труб, мм

S - толщина стенки трубы, мм;

h_{уI} - высота усиления шва, мм;

h_{уII} - высота усиления подварочного шва;

C₁ - высота шва;

c - притупление кромок, мм.

$$F_n = 10,32 \cdot \text{tg}30^\circ + 1,5 \cdot 12 + 2/3 \cdot 2(2 \cdot 10,3 \cdot \text{tg}30^\circ + 1,5 + 2) + 2/3 \cdot 2(1,5 + 12,3) = 118,62 \text{ мм}^2.$$

Нормирование основного времени сварки на трубосварочных базах

Основное время T_о определяется по формуле:

$$T_o = F \cdot L \cdot c \cdot 60 / (b_n \cdot I_{св}), \quad (22)$$

где F - площадь поперечного сечения шва, см²;

L - длина шва, см;

c - плотность наплавленного металла, г/см³;

b_н - коэффициент наплавки, г/(А·ч);

I_{св} - сварочный ток, А;

60 - коэффициент для перевода часов в минуты.

Время сварки корневого слоя:

$$T_{o1} = 0,016 \cdot 320,28 \cdot 7,8 \cdot 60 / (9 \cdot 163,28) = 1,63 \text{ мин.}$$

Время сварки «горячего» прохода:

$$T_{o2} = 0,012 \cdot 320,28 \cdot 7,8 \cdot 60 / (9 \cdot 163,28) = 1,22 \text{ мин.}$$

Время сварки заполняющего слоя:

$$T_{o3} = 0,1189 \cdot 320,28 \cdot 7,8 \cdot 60 / (9 \cdot 776,2) = 2,55 \text{ мин.}$$

Время сварки облицовочного слоя:

$$T_{o4} = 0,346 \cdot 320,28 \cdot 7,8 \cdot 60 / (9 \cdot 776,2) = 7,42 \text{ мин.}$$

Общее время сварки:

$$T_{\text{общ}} = T_{o1} + T_{o2} + T_{o3} + T_{o4} = 1,63 + 1,22 + 2,55 + 7,42 = 12,82 \text{ мин.}$$

ПЗ 14. Изучение схем защиты от коррозии.

Все способы, продляющие срок службы трубопровода, можно условно разделить на четыре группы.

- **Пассивная защита.** Заключается в нанесении на поверхность трубы защитного изоляционного покрытия на основе битума, полимерных лент или напыленного полимера. Изоляционные покрытия должны обладать сплошностью, высокой диэлектрической способностью, адгезией, механической прочностью, водонепроницаемостью, эластичностью, биостойкостью, термостойкостью, долговечностью и недифицитностью.
- **Введение в металл компонентов, повышающих коррозионную стойкость.** Метод применяется на стадии изготовления металла. Одновременно из металла удаляются примеси, понижающие коррозионную устойчивость.
- **Воздействие на окружающую среду.** Метод основан на введение ингибиторов коррозии для дезактивации агрессивной среды.
- **Активная защита.** К этому методу относятся катодная, протекторная и дренажная защита.

48. Катодная защита

При катодной защите трубопровода положительный полюс источника постоянного тока (анод) подключается к специальному анодному заземлителю, а отрицательный (катод) – к защищаемому сооружению (рис. 2.24).

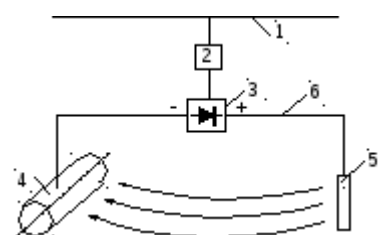


Рис. 2.24. Схема катодной защиты трубопровода

1- линия электропередачи;

2 - трансформаторный пункт;

3 - станция катодной защиты;

4 - трубопровод;

5 - анодное заземление;

6 - кабель

Принцип действия катодной защиты аналогичен электролизу. Под воздействием электрического поля начинается движение электронов от анодного заземлителя к защищаемому сооружению. Теряя электроны, атомы металла анодного заземлителя переходят в виде ионов в раствор почвенного электролита, то есть анодный заземлитель разрушается. На катоде (трубопроводе) наблюдается избыток свободных электронов (восстановление металла защищаемого сооружения).

49. Протекторная защита

При прокладке трубопроводов в труднодоступных районах, удаленных от источников электроэнергии, применяется протекторная защита (рис. 2.25).

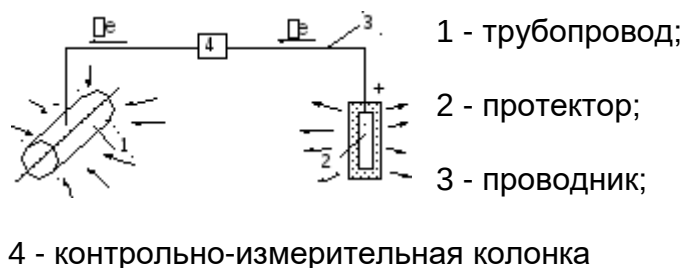


Рис. 2.25. Схема протекторной защиты

Принцип действия протекторной защиты аналогичен гальванической паре. Два электрода – трубопровод и протектор (изготовленный из более электроотрицательного металла, чем сталь) соединяются проводником. При этом возникает разность потенциалов, под действием которой происходит направленное движение электронов от протектора-анода к трубопроводу-катоде. Таким образом, разрушается протектор, а не трубопровод.

Материал протектора должен отвечать следующим требованиям:

- Обеспечивать наибольшую разность потенциалов металла протектора и стали;
- Ток при растворении единицы массы протектора должен быть максимальным;
- Отношение массы протектора, израсходованной на создание защитного потенциала, к общей массе протектора должно быть наибольшим.

Предъявляемым требованиям в наибольшей степени отвечают *магний, цинк и алюминий*. Эти металлы обеспечивают практически равную эффективность защиты. Поэтому на практике применяют их сплавы с применением улучшающих добавок (*марганца*, повышающего токоотдачу и *индия* – увеличивающего активность протектора).

ПЗ 15. Определение основных параметров при гидроиспытании трубопроводов.

Гидравлические испытания проводятся в соответствии со СНиП. После их окончания составляется акт, указывающий на работоспособность системы.



Ручной опрессовщик для испытания трубопроводов

Они выполняются на разных этапах эксплуатации коммуникаций. Параметры проверки вычисляются для каждой системы отдельно, в зависимости от ее типа.

- 1 Зачем и когда проводить гидравлические испытания?
 - 1.1 Особенности гидравлических испытаний
- 2 Параметры гидравлических испытаний
 - 2.1 Испытания пожарных гидрантов и магистралей водоснабжения
 - 2.2 Испытания систем отопления
 - 2.3 Гидравлическое испытание системы отопления и водоснабжения (видео)
 - 2.4 Гидравлические испытания тепловых сетей и систем подачи воды

Зачем и когда проводить гидравлические испытания?

Гидравлические испытания – это вид неразрушающего контроля, который осуществляется для проверки прочности и плотности трубопроводных систем. Им подвергается все работающее оборудование на разных этапах эксплуатации.

В целом, можно выделить три случая, в которых **испытания должны проводиться в обязательном порядке**, в независимости от назначения трубопровода:

- после завершения производственного процесса по выпуску оборудования или деталей трубопроводной системы;
- после завершения установочных работ трубопровода;
- во время эксплуатации оборудования.

Испытания гидравлическим способом – это важная процедура, которая подтверждает или опровергает надёжность эксплуатируемой системы, работающей под давлением. Это необходимо для предотвращения аварии на магистральных и сохранения здоровья граждан.

Осуществляется проведение процедуры на гидравлическое испытание трубопроводов в экстремальных условиях. Давление, под которым оно проходит, называют проверочным. Оно превышает обычное, рабочее давление в 1,25-1,5 раза.

Особенности гидравлических испытаний

В систему трубопровода пробное давление подается плавно и медленно, чтобы не спровоцировать гидроударов и образования аварийных происшествий. Величину давления определяют не на глаз, а по специальной формуле, но на практике, как правило, оно на 25% больше рабочего давления.



Гидравлические испытания выявляют ненадежные соединения. Силу подачи воды контролируют на манометрах и каналах измерения. Согласно СНиП, допускаются скачки показателей, так как возможно быстрое измерение температуры жидкости в трубопроводном сосуде. При его наполнении нужно обязательно следить за скоплением газа на разных участках системы.

Такую возможность следует исключить еще на начальном этапе.

После заполнения трубопровода наступает, так называемое, время выдержки – период, во время которого испытываемое оборудование находится под повышенным давлением. Важно следить, чтобы оно находилось на одном уровне во время выдержки. После его окончания давление минимизируют до рабочего состояния.

Пока проходит испытание, возле трубопровода не должно находиться никого. Обслуживающий его персонал должен ждать в безопасном месте, так как проверка работоспособности системы может быть взрывоопасна. После окончания процесса наступает оценка полученных результатов согласно СНиП. Трубопровод осматривается на наличие течей, взрывов металла, деформаций.

Параметры гидравлических испытаний

При проведении проверки качества трубопровода необходимо определить показатели следующих параметров работ:

1. Давления.
2. Температуры.
3. Времени выдержки.

Нижняя граница проверочного давления вычисляется по следующей формуле: **$P_h = K h P$** . Верхняя граница не должна превышать сумму общих мембранных и

изгибных напряжений, которая достигнет $1,7 [\delta]Th$. Формула расшифровывается так:

- P – расчетное давление, параметры которого предоставлены изготовителем, или рабочее давление, если испытания осуществляются после монтажа;
- $[\delta]Th$ – номинальное напряжение, которое допускается при температуре испытаний Th ;
- $[\delta]T$ – допускаемое напряжение при расчетной температуре T ;
- Kh – условный коэффициент, принимающий разное значение для разных объектов. При проверке трубопроводов он равен 1,25.

Температура воды не должна опускаться ниже $5^{\circ}C$ и не подыматься выше $40^{\circ}C$. Исключением являются лишь те случаи, когда температура гидро компонента указана в технических условиях исследуемого объекта. Как бы там ни было, температура воздуха при проведении проверки не должна опускаться ниже тех же $5^{\circ}C$.



Воздушный компрессор для опрессовки систем водоснабжения или отопления

Время выдержки должно быть указано в проектной документации на объект. Оно не должно быть меньше 5 мин. Если точные параметры не предусмотрены, то время выдержки рассчитывается, исходя из толщины стенок трубопровода. Например, при толщине до 50 мм, проверка под давлением длиться не менее 10 мин, при толщине свыше 100 мм – не менее 30 мин.

Испытания пожарных гидрантов и магистралей водоснабжения

Гидрант – оборудование, отвечающее за быстроту устранения пожарных возпламенений, поэтому оно должно всегда находиться в рабочем состоянии. Главная задача пожарных гидрантов – обеспечить оптимальное количество воды для борьбы с пожаром на его начальном этапе.

Гидравлические испытания пожарного оборудования осуществляются на этапе его монтажа, а также два раза в год на протяжении всего срока эксплуатации, преимущественно весной и осенью.

Испытания пожарных гидрантов **должны выявить уровень водоотдачи**, которую может обеспечить сеть. При этом во внимание берётся расход жидкости, сила напора и рабочий радиус действия. Также они направлены на выявление целостности рукавов тушения.

Что касается проведения проверки магистралей водоснабжения, то их стоит проверять сразу после монтажа, перед засыпкой траншеи и еще раз после засыпки, но до установки арматуры. Вместо нее можно использовать временные заглушки.

Проверка напорных трубопроводов происходит в соответствии со СНиП В III-3-81.

Трубы, изготовленные из чугуна и асбеста, испытываются при длине трубопровода не более 1 км за один прием. Полиэтиленовые магистрали водопровода проверяются участками по 0.5 км. Все остальные системы водоснабжения проверяются отрезками не более 1 км. Время выдержки для труб водоснабжения из металла и асбеста должно составлять не менее 10 м, для полиэтиленовые – не меньше 30 м.

Испытания систем отопления

Проверка тепловых сетей производится сразу после окончания их монтажа. Заполнение водой систем отопления происходит через обратный трубопровод, то есть снизу вверх.



Гидравлические испытания трубопроводов магистралей центрального отопления. При таком способе жидкость и воздух идут в одном направлении, что, согласно законам физики, **способствует отводу воздушных масс** из системы. Отвод происходит одним из способов: через выпускные устройства, бак или вантузы систем отопления.

Если наполнение тепловых сетей происходит слишком быстро, возможно возникновение воздушных мешков из-за заполнения стояков водой быстрее, чем нагревательных приборов систем отопления. Гидравлические испытания тепловых сетей проходят под нижним значением рабочего давления в 100 кило Паскаль и проверочного – 300 кило Паскаль.

Проверка тепловых сетей происходит только при отсоединённом котле и расширительном баке.

Контроль систем отопления не проводится в зимнее время. Если они проработали без поломок до около трех месяцев, то принятие тепловых сетей в эксплуатацию может проводиться без гидравлических испытаний. При проверке закрытых систем

отопления, работы по контролю нужно проводить до закрытия борозд. Если планируется изоляция тепловых сетей, то — перед ее установкой.

Согласно СНиП после окончания испытаний систем отопления, их промывают, а в их нижней точке монтируется муфта с сечением от 60 до 80 мм². Через нее происходит спуск воды. Промывание тепловых сетей **осуществляется холодной водой** несколько раз, до приобретения ею прозрачности. Одобрение систем отопления наступает в случае, если на протяжении 5 мин проверочное давление в трубопроводе не изменится больше, чем на 20 кило Паскаль.

Гидравлическое испытание системы отопления и водоснабжения (видео)

Гидравлические испытания тепловых сетей и систем подачи воды

После завершения гидравлических испытаний систем отопления по СНиП, составляется акт гидравлических испытаний тепловых сетей и систем подачи воды, указывающий на соответствие параметров трубопровода.

Согласно СНиП его бланк содержит такую информацию:

- название должности руководителя предприятия, оказывающего обслуживание тепловых сетей;
- его подпись и инициалы, а также дату проверки;
- данные о председателе комиссии, а также ее членах;
- информацию о параметрах тепловых сетей: протяжности, наименования и т.д.;
- выводы о проведении контроля, заключение комиссии.

Регулировка характеристик магистралей отопления осуществляется СНиП 3.05.03-85. Согласно указанному СНиП его **правила действуют в отношении всех магистралей**, которые транспортируют воду температурой до 220°С и пара — до 440°С.



Испытания трубопроводов на герметичность в тепловом пункте

Для документального завершения гидравлических испытаний водопровода составляется акт для наружного водопровода в соответствии со СНиП 3.05.01-85. Согласно СНиП акт содержит следующую информацию:

- наименование системы;
- название организации технического надзора;
- данные о величине проверочного давления и времени испытания;
- данные о падении давления;
- наличии или отсутствии признаков повреждения трубопровода;
- дату проверки;
- вывод комиссии.

Акт заверяется представителем организации надзора.

ПЗ16.Определение основных параметров при пневмоиспытании трубопроводов.

Пневмоиспытаниями проверяют на герметичность аппаратуру и соединения, работающие с активными газами (кислородом и др.). Ввиду того, что при пневмоиспытании объекты испытаний наполняются сжатым газом, давление которого может быть весьма значительным, процесс пневмоиспытания опасен и требует особой внимательности и мер предосторожности. Для безопасности оператора испытываемый объект помещают внутри кабины, имеющей стенки из листовой стали толщиной 20- 30 мм, прочно заделанные в пол. На случай прорыва газа из испытываемого объекта или поврежденной магистрали высокого давления потолка у кабины не делают. Все краны и редукторы, а также другие приборы размещают внутри кабины.

Наблюдение за процессом испытания ведется вне кабины через бронестекло. Вход в кабину допускается только после снижения давления до безопасной величины.

Для лучшей проверки герметичности испытываемый объект погружают в воду и о герметичности соединений судят после пятиминутной выдержки по наличию или отсутствию пузырьков воздуха.

Управление кранами и редукторами дистанционное. Чтобы настройка системы и ее работа были видны в любое время, на пульте помещается электрифицированная световая схема установки,

синхронизированная с управлением установки. Таким образом, при закрытии или открытии крана или редуктора на схеме загораются соответствующие электрические лампочки.

На рис. 248 показана схема универсальной установки для пневмоиспытаний. Сжатый воздух, заполняющий систему, поступает от специального компрессора и должен быть чистым и сухим. Чистота воздуха, т. е. отсутствие в нем пыли и масла, предохраняют систему и объект испытания от засорений. Влажный воздух недопустим, так как может быть причиной коррозии как элементов установки, так и испытываемого объекта

Рис. 248. *Схема универсальной установки для пневмоиспытаний:*

1 - перепускной клапан, 2 - первичный фильтр, 3- аварийный кран, 4 - манометр, 5 - масловодоотделитель, 6 - осушитель, 7 - фильтр, 8 - редуктор, 9, 10 - воздушные фильтры, 11 - перепускной кран, 12 - испытываемый объект

На вводе воздуха в установку установлены маслово-доотделитель 5, воздухоосушитель 6 и воздушный фильтр 7. Кроме того, на входе сжатого воздуха в испытываемый объект встроен замшевый воздушный фильтр 10. Нужно для испытания пробное давление устанавливается при помощи редуктора 8. После окончания испытания давление в системе снижается до атмосферного при помощи перепускного крана 11. Быстродействующий аварийный кран 3, поставленный в начале системы, служит для быстрого отключения системы от компрессора в случае аварии.

Перед началом работы установки воздушную магистраль продувают при помощи перепускного клапана 1 для удаления возможного конденсата.

Установки для пневмоиспытания обслуживаются только специальным персоналом, прошедшим соответствующее обучение и аттестованным инспекцией Котлонадзора.

ПЗ 17. Расчет баллаستировки и закрепления трубопровода в болотистой местности.

При строительстве трубопроводов на болотах применяют все существующие в настоящее время конструктивные схемы укладки трубопроводов.

Подземная схема. Трубопровод укладывают в грунт на глубину, превышающую диаметр труб.

Полуподземная и наземная схемы. Трубопровод укладывают в грунт на глубину менее диаметра, а выступающую часть труб засыпают грунтом.

При наземной – трубопровод укладывают на поверхности спланированного грунта.

Наземная схема. Трубопровод укладывают выше поверхности грунта на опорах. На переходах трубопроводов через болота обычно укладывают одну нитку трубопровода. Однако на болотах II и III типов при ширине болота более 500 м допускается прокладка резервной нитки.

Возможность применения той или иной схемы в конкретных условиях определяется типом болота, его естественным состоянием, а также изменением физико-механических свойств грунта под воздействием трубопровода. Необходимо иметь в виду, что и технология строительства может оказать существенное положительное или отрицательное влияние на взаимодействие труб от окружающего их грунта.

В отличие от трубопроводов, уложенных в плотных грунтах, трубопроводы, уложенные на болотах по подземной или наземной схемам, с течением времени изменяют своё первоначальное положение. Это объясняется чрезвычайно сильной сжимаемостью болотистых (торфяных) грунтов под воздействием даже незначительных уплотняющих нагрузок. Поскольку в период эксплуатации в трубопроводе возникают продольные усилия, то они обуславливают более значительные поперечные перемещения труб.

По строению и условиям образования болота классифицируют следующим образом:

верховые болота. Находятся в зонах избыточного увлажнения, имеют выпуклую форму поверхности. Болота обычно имеют незначительный лесной покров;

низинные болота. Их характерные признаки: вогнутая поверхность; богатое грунтовое водно-минеральное питание; растительный осоковый или осоково-гипсовый микроландшафт;

переходные болота, не имеющие четко выраженного рельефа поверхности.

Болота нужно классифицировать также с точки зрения сложности; производства строительных работ при сооружении трубопроводов, а не только по проходимости по ним строительных машин.

I тип: 1) болота, целиком заполненные торфом устойчивой консистенции, и участки болотистых грунтов, допускающие работу и неоднократный проход строительных машин с удельным давлением на грунт $p = 0,25 \text{ кгс/см}^2$;

2) болота, заполненные торфом неустойчивой консистенции при глубине торфа до 0,7 м. подстилаемые плотным минеральным грунтом, допускающим работу обычных строительных машин и механизмов. Ширина болота по створу перехода до 500 м. Несущая способность поверхности болота $0,05 < p < 0,25 \text{ кгс/см}^2$;

3) болота глубиной до 1,5 м на минеральном основании, целиком заполненные торфом, допускающие работу и проезд машин с удельным давлением на грунт $p \geq 0,1 \text{ кгс/см}^2$. Ширина болота в створе перехода до 250 м.

II тип: 1) болота, заполненные торфом неустойчивой консистенции, при глубине торфа до 0,7 м, подстилаемые минеральным грунтом. Ширина болота более 500 м. Несущая способность болота $0,05 < p < 0,25 \text{ кгс/см}^2$;

2) болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и проезд машин с удельным давлением до $0,1 \text{ кгс/см}^2$. Ширина болота до 1 км.

III тип: 1) болота, допускающие работу только специальных плавучих машин и механизмов или обычных машин на понтонах;

2) болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и проезд машин с удельным давлением до 0,1 кгс/см² при ширине болота более 1 км.

При прокладке магистральных трубопроводов через болота в ряде случаев необходимо их осушать. От степени осушения торфяной залежи болота зависит величина осадки и несущая способность торфа, что особенно важно при укладке трубопровода на торфяное основание, а также при выполнении строительно-монтажных работ на болоте. Осушение торфяной залежи может производиться на полосе отвода трубопровода или на всём болоте и должно осуществляться предварительно за 6-12 месяцев. Осушение может быть полное и частичное. При полном осушении на полосе строительства торфяная залежь осушается по всей глубине залегания торфа, при частичном осушении – на глубине, меньшей, чем мощность торфяного покрова.

Частичное или полное осушение зависит от технической возможности и экономической целесообразности производства осушительных работ. В ряде случаев достаточно частичного водоотвода, особенно, когда период выполнения осушительных работ не совпадает с периодом сооружения трубопровода.

Перед осушением проводится обследование болота, в результате которого представляются данные о расположении трассы трубопровода относительно болота, о площади болота и о возможности водоотвода.

Работы по осушению болот начинаются с разбивки на местности нагорных и осушительных канав и расчистки трассы от деревьев, кустарника и другой растительности. Сначала роют нагорные канавы, а затем осушительные. Нагорные канавы отрывают по границам осушаемой площади с уклоном от трубопровода.

Канавы роются механизмами и машинами, которые в дальнейшем используются для рытья траншей.

Трубопровод, прокладываемый в болотистом и обводненном грунте, должен быть закреплен не только против погружения, но и против всплытия, если он имеет положительную плавучесть. Трубопровод закрепляют утяжеляющими грузами (чугунными или железобетонными), сплошным бетонированием или винтовыми анкерными устройствами. Опыт строительства трубопроводов в условиях Крайнего Севера, Западной Сибири и других районов показывает, что при небольшой длине переходов через болота, а также при изредка встречающихся вдоль трассы болотах целесообразно закреплять трубы отдельными чугунными или железобетонными грузами. При большом числе болотистых участков значительно выгоднее применять анкерные устройства, особенно в условиях Крайнего Севера, куда доставка балласта оказывается весьма дорогостоящей, а сама навеска грузов достаточно сложной.

Применяют два основных способа укладки трубопроводов в траншею: отдельный и совмещённый. При отдельном способе предварительно готовят траншею, а затем укладывают в неё трубопровод; при совмещённом способе одновременно с разработкой траншеи осуществляют изоляцию трубопровода и его укладку в траншею. Этот способ в основном содержит все элементы технологии строительства трубопроводов в нормальных условиях.

Применение совмещённого способа обуславливается возможностью продвижения по поверхности болота вдоль траншеи изоляционно-укладочной колонны.

При отдельном способе трубопровод нужно укладывать в отрытую траншею как можно скорее после её устройства во избежание оползания откосов и «заплывания» траншеи.

Наиболее распространены три технологические схемы отдельного способа: 1) протаскивание балластированного трубопровода с берега по дну траншеи; 2) сплав трубопровода по поверхности воды в траншею с последующим опусканием его на дно и 3) протаскивание трубопровода по поверхности воды (при наличии ее в траншее) с применением разгружающих понтонов.

Суть совмещённого способа заключается в одновременном выполнении работ по устройству траншеи, изоляции и опусканию трубопровода. При этом необходима возможность прохода экскаватора и изоляционно-укладочной колонны по поверхности болота. В условиях болот, находящихся в районах с длительной зимой, можно вести работы совмещённым способом после промерзания болота на глубину 40-50 см. Для увеличения толщины промерзшего слоя снег по трассе в полосе шириной 7-8 м периодически убирают. На непромерзающих болотах обязательно нужна лежневая дорога.

Прокладка трубопроводов в насыпях (дамбах) возможна на болотах второго и третьего типов. Этот способ мало используется из-за большой трудоёмкости работ.

В зависимости от несущей способности и обводненности торфяной залежи на болотах можно применять различные способы сооружения насыпи: 1) без выторфовывания с отсыпкой насыпи на торфяной залежи и 2) с выторфовыванием, т. е. с предварительным частичным или полным удалением торфа перед отсыпкой насыпи.

Грунт для отсыпки насыпей на болотах должен быть дренирующий крупноскелетный – щебенистый, галечный, гравелистый или крупнопесчаный. В крайнем случае, допускается супесь или водонепроницаемая плотная глина. Суглинки, а также иловатые глины для отсыпки болотных насыпей применять нельзя, так как они обладают высокой водопоглощаемостью.

Насыпи на болотах возводятся постепенным наращиванием слоев. Первый слой отсыпается с торца насыпи отдельными участками.

После отсыпки первой (первого слоя) и второй (второго слоя) части насыпи трубоукладчиками укладываются секции труб. Когда секции будут сварены, очищены и заизолированы, производится отсыпка третьей части насыпи (второго слоя) так, чтобы толщина слоя над трубой была не менее 30 см. Затем отсыпается четвертая часть (третий слой) насыпи полностью.

Прокладка трубопроводов в траншее с частичным или полным выторфовыванием применяется на болотах всех типов.

При частичном выторфовывании трубопровод располагают на торфяном основании.

При прокладке в траншее с полным выторфовыванием трубопровод укладывают на минеральное основание.

Укладку трубопровода в траншею осуществляют различными способами в зависимости от типа болота и обводнённости траншеи: 1) с бровки траншеи при использовании лежневой дороги; 2) сплавным методом с предварительной (до сплава) или последующей (после сплава) балластировкой грузами; 3) методом протаскивания забалластированной плети трубопровода.

При сплавном методе на одном из берегов перехода производятся все сварочно-монтажные работы на стационарной монтажной площадке. После очистки и наложения изоляции и футеровки секция сплавляется по обводненной траншее. По мере сплава секции трубопровода в траншею периодически наращиваются последующие секции в плеть.

Сплавной метод позволяет осуществлять укладку трубопровода на труднопроходимых болотах в летнее время при минимальном количестве машин и механизмов, работающих в стационарных условиях на монтажной площадке.

Сплавной метод применяется на переходах, имеющих значительную длину и глубину залегания торфяного слоя, и высокий уровень стояния грунтовых вод. В таких болотах по мере продвижения экскаватора и выемки грунта траншея сразу заполняется водой. Утяжеляющие грузы можно навешивать до или после сплава.

На непроходимых болотах, а также при отсутствии соответствующих механизмов для доставки грузов и их укладки на трубопровод применяется метод протаскивания забалластированного трубопровода по дну вырытой траншеи. По оси траншеи прокладывают трос, один конец которого прикреплён к переднему заглушенному концу плети, а другой – к трактору (или лебёдке), расположенному на противоположном конце

болота. Методом протаскивания трубопроводы можно уложить на минеральное дно болота глубиной не менее 3 м или в траншею на торфяное основание с мощностью залежи свыше 3 м, т. е. метод протаскивания позволяет вести укладку трубопровода на глубоких болотах без применения специальных машин, а основные работы выполнять на монтажной площадке, что повышает их качество.

Для утяжеления протаскиваемой плети трубопровода, кроме балластных грузов, можно использовать также сплошное бетонирование.

При небольшой длине перехода протаскивается вся плеть сразу, а при длинных переходах плеть протаскивается по мере наращивания секций.

При спуске трубопровода на дно траншеи для уменьшения тяговых усилий при протаскивании, особенно в начале движения, используют роликовые опоры, применяемые при центровке и сварке секций.

Надземная прокладка на свайных и отдельно стоящих опорах применяется на болотах третьего тина со значительной глубиной (от 3 до 10 м) и слабым торфяным покровом и заполнением. Прокладку трубопровода рекомендуется выполнять в зимнее время.

ПЗ 18. Расчет параметров буровзрывных работ при разработке траншеи в скальных грунтах.

1. Выбор типа бурового станка

Тип бурового станка выбирают исходя из технологических свойств вскрышных пород и обеспечения их рациональной степени взрывного дробления. Такую степень взрывного дробления в зависимости от вместимости ковша экскаватора и категории пород по блочности обеспечивают применением следующих диаметров скважин (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Рациональные значения диаметров скважин

Вместимость ковша экскаватора, м³	Диаметр скважины, м				
	категория пород по блочности				
	I	II	III	IV	V
Транспортная технология					
4 - 5	0,216 - 0,269		0,160 - 0,244		
8 - 10	0,244 - 0,269		0,216 - 0,269		
12 - 16	0,269 - 0,320		0,244 - 0,320		
18 - 23	0,320 - 0,380		0,269 - 0,320		
Бестранспортная технология					
4 - 6	0,190 - 0,216		0,150 - 0,160		
8 - 10	0,244 - 0,269		0,190 - 0,216		

15 - 20	0,269 - 0,320	0,244 - 0,269
25 - 30	0,269 - 0,320	0,244 - 0,269
40 - 50	0,320 - 0,380	0,269 - 0,320
80 - 100	0,320 - 0,380	0,320 - 0,380

Скважины с указанными в табл. 2.1 диаметрами могут быть пробурены следующими типами буровых станков (табл. 2.2).

2. Выбор взрывчатых материалов

К взрывчатым материалам (ВМ) относят бризантные промышленные взрывчатые вещества (ВВ) и средства их инициирования (СИ).

Тип ВВ выбирают исходя из технологических свойств взрывааемых пород, их обводненности, опыта применения в аналогичных условиях, возможности механизированного или ручного заряжания и стоимости ВВ.

Таблица 2.2

Технологическая характеристика буровых станков

Тип бурового станка	Предел прочности буримых пород на сжатие, МПа	Диаметр скважины, м	Глубина бурения, м	Угол наклона скважины к горизонту, град
Ш а р о ш е ч н ы е				
СБШ-160-32	60 - 180	146; 160	до 32	60; 75; 90
2СБШ-200-32		190; 216; 245	до 32	
СБШ-250-55		245; 270	до 55	
СБШ-320-36		320	до 36	
РД-10		250; 270	до 60	
СБШ-400-55		400	до 55	90
Р е ж у щ и е				
2СБР-160-24	10 - 60	160	до 24	60; 75; 90
СБР-200-32		160; 200	до 32	
У д а р н ы е				
СБУ-100Г-35	100 - 200	105; 125	до 35	60; 75; 90
СБУ-125-52		125; 160	до 52	55 – 90

Выбранное ВВ должно быть разрешено к применению на открытых горных работах «Перечнем взрывчатых материалов ...» [1] (табл. 2.3).

Таблица 3

Типы ВВ, рекомендуемых для применения

на открытых горных работах

Условия размещения ВВ	Предел прочности пород на сжатие, МПа	Способ приготовления ВВ	
		заводского изготовления	изготовленные на при- карьерных пунктах и передвижных установках
Сухие скважины	до 120	Гранулиты марок М; Д-5; АС-Д; АС-4; А-6; АС-6М; С-6М; АС8. Граммониты 79/21; 82/18.	Игданит. Сибириты 1000; 1200. Порэммиты 1ИМК; 1ИМ-Н; 1МТ-К; 1МТ-Н; 1А; 4А; 8А. УП-1; УП-2
	более 120	Аммонит 6ЖВ. Граммониты 50/50; 30/70. Гранулотол. Алюмотол	Карботолы 10В; 15Т. Ифзаниты Т-20; Т-60; Т-80. Акватол Т-20Г

Продолжение табл. 3

Условия размещения ВВ	Предел прочности пород на сжатие, МПа	Способ приготовления ВВ	
		заводского изготовления	изготовленные на при- карьерных пунктах и передвижных установках
Обводненные скважины	до 120	Гранулиты АСД-М; АС-4В; АС-8В. Гранулотол	Порэммиты 1ИМК; 1ИМ-Н; 1МТ-К; 1МТ-Н; 1А; 4А; 8А. УП-1; УП-2
	более 120	Гранулотол. Аммонит скальный № 3. Алюмотол	Карботолы А; АТ-10; ФТ-10; ТМ. Ифзаниты Т-20; Т-60; Т-80. Акватолы Т-20Г; Т-20ГК; Т-20М.

Сравнение действия ВВ производят по переводному коэффициенту ВВ ($K_{вв}$):

$$K_{вв} = A_{вв.э} / A_{вв} , (2.1)$$

где $A_{вв.э}$, $A_{вв}$ - идеальная работа взрыва соответственно эталонного (аммонит № 6 ЖВ, граммонит 79/21) и сравниваемого ВВ, кДж/кг.

Характеристика типов ВВ приведена в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Переводные коэффициенты $K_{вв}$ и плотность ρ ВВ

Тип ВВ	$K_{вв}$	ρ , кг/м ³	Тип ВВ	$K_{вв}$	ρ , кг/м ³
Акватол Т-20Г	1,2	1350	Граммонит 30/70	1,13	950
Алюмотол	0,83	1000	Гранулотол	1,2	1000
Аммонит 6ЖВ	1,0	1100	Игданит	1,13	900
Аммонит скальный №3	0,8	1050	Ифзанит Т-20	1,2	1360

Гранулит М	1,12	950	Ифзанит Т-60	1,1	1500
Гранулит АС-4	0,98	850	Ифзанит Т-80	1,08	1550
Гранулит С-6М	1,11	950	Карботол 10-В	1,39	1580
Гранулит АС-8; АС-8В	0,89	950	Карботол 15Т	1,42	1550
Порэмнты 4А; 8А	1,28	1300	Сибирит 1000	1,29	1250
Граммонит 79/21	1,0	900	Порэмит 1МК	1,25	1250
Граммонит 50/50	1,01	950			

К СИ, которые применяют на открытых горных работах, относят огнепроводный шнур (ОШ), средства его зажигания, капсули-детонаторы (КД), детонирующий шнур (ДШ), неэлектрическую систему инициирования типа «Нонель», пиротехнические реле-замедлители (РП) и промежуточные детонаторы (ПД). Характеристика СИ, допущенных к применению «Перечнем взрывчатых материалов...» [1], приведена в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Средства инициирования зарядов ВВ

Наименование изделия	Номер, дата разрешения	Группа совместимости	Условия применения, назначение
О г н е п р о в о д н ы е ш н у р ы			
ОША	302/84, 12.01.84	D	в сухих и обводненных условиях для инициирования КД
ОШП	88/71, 26.04.71		
ОШЭ-12	276/82, 07.09.82		
Средства огневого и электрического зажигания ОШ			
Зажигательный патрон ЗП-В	298/83, 29.12.83	G	для поджигания пучков ОШ
Электрозажигатель ОШ ЭЗ-ОШ (ЭЗ-ОШ-К)	299/83, 29.12.83		для поджигания ОШ
К а п с ю л и – д е т о н а т о р ы			
8УТС и 8УТБ в металлической и бумажной оболочках	307/84, 30.03.84	B	для инициирования боевиков (ПД)
Д е т о н и р у ю щ и е ш н у р ы			
ДША	88/71, 28.04.71	D	в сухих и обводненных условиях для инициирования боевиков (ПД)
ДШВ			
ДШЭ-12	128/74, 22.02.74		
Неэлектрическая система инициирования			
«Нонель»	08-10/88, 15.02.96	B	для инициирования боевиков (ПД)
Пиротехнические реле-замедлители			
РП-8	376/87, 23.09.87	B	Для миллисекундного

РП-Н	21-55, 27.10.94		замедления при использовании ДШ

Продолжение табл. 2.5

Наименование изделия	Номер, дата разрешения	Группа совместимости	Условия применения, назначение
Промежуточные детонаторы (шашки)			
ТП-200 и ТП-400	188/76, 28.12.76	D	сухие и обводненные скважины, для инициирования ВВ
ТГ-500	13/66, 31.12.66		
Т-400Г	262/80, 22.12.90		
ТГП-500	11-22/106, 06.04.92		
Т-900Г	08/36, 24.01.96		

2.3. Обоснование проектной величины удельного расхода ВВ

Рациональную степень взрывного дробления определяют из выражений:

- при транспортной технологии

$$Z_p = 1 + d_e^2 (E^{0,25} + \Pi_{\text{вв}})^{-1}; \quad (2.2)$$

- при бестранспортной технологии

$$Z_p = 1 + (d_e^{2,1} + 0,3)(E^{0,25} + \Pi_{\text{вв}})^{-1}, \quad (2.3)$$

где Z_p - рациональная степень дробления пород, равная отношению среднего диаметра естественной отдельности в массиве (d_e , м) к среднему диаметру куска взорванной горной массы (d_{cp} , м); E - вместимость ковша экскаватора, м³; $\Pi_{\text{вв}}$ - показатель относительной эффективности ВВ, численно равный

$$\Pi_{\text{вв}} = K_{\text{вв}} C_{\text{вв}} / C_{\text{эт}}, \quad (2.4)$$

где $K_{\text{вв}}$ - переводной коэффициент ВВ эквивалентных зарядов; $C_{\text{эт}}$, $C_{\text{вв}}$ - стоимость соответственно эталонного и рассматриваемого ВВ, р.

Удельный расход ВВ, обеспечивающий Z_p :

$$q = 5d(Z_p - 1) / d_e, \quad (2.5)$$

где q - удельный расход ВВ, кг/м³; d - диаметр скважины, м.

Величину проектного удельного расхода ВВ определяют с учетом обводненности пород:

$$q_{np} = q[1 + 0,15(d_e - 1)h_s / H], \quad (2.6)$$

где Q_{np} - проектный удельный расход ВВ, кг/м³; h_e - высота столба воды в скважине, м; H - высота уступа, м.

2.4. Расчет параметров расположения скважинных зарядов ВВ

К основным параметрам расположения скважинных зарядов относят длину скважин, величину перебура (недобура), размеры и конструкцию заряда, длину забойки, массу заряда ВВ в скважине, расстояния между скважинами и рядами скважин, линию сопротивления по подошве и число рядов.

Длина скважины:

$$l_{скв} = H / \sin \beta + l_n; \quad l_{скв} = H / \sin \beta - l_n, \quad (2.7)$$

где $l_{скв}$ – длина скважины, м; β - угол наклона скважины к горизонту, град; l_n , l_n - длина соответственно перебура и недобура, м.

$$l_n = 3d \, d_e; \quad l_n = 5d^{0,75} d_e^{-0,5}. \quad (2.8)$$

Минимальную длину забойки ($l_{заб}$, м) устанавливают из условия полного охвата взрываеваемого массива дробящим действием заряда сплошной конструкции:

- при ведении взрывных работ с перебуром

$$l_{заб} = l_n + 11,3d^{0,75} d_e^{-0,5} \rho_{вв}^{0,5}; \quad (2.9)$$

- при ведении взрывных работ без перебура и недобура

$$l_{заб} = 11,3d^{0,75} d_e^{-0,5} \rho_{вв}^{0,5}; \quad (2.10)$$

- при ведении взрывных работ с недобуром

$$l_{заб} = (20 - 25)d, \quad (2.11)$$

где $\rho_{вв}$ - плотность ВВ, кг/м³.

Длина колонки заряда ВВ:

$$l_{вв} = l_{скв} - l_{заб}, \quad \text{м.} \quad (2.12)$$

Для зарядов ВВ, рассредоточенных воздушными промежутками, суммарная длина интервалов рассредоточения составляет

$$\sum l_p = l_{вв} / (2,5d_e + 1), \quad \text{м.} \quad (2.13)$$

Длина отдельного воздушного промежутка:

$$l_{pi} = (13,5 - 2,5d_e)d, \quad \text{м.} \quad (2.14)$$

Количество интервалов рассредоточения определяют как целую часть отношения:

$$n_p = [\sum l_p / l_p] . \quad (2.15)$$

Для рассредоточенных зарядов длины забойки и колонки ВВ составляют

$$l_{заб\ p} = l_{заб} (1 - \sum l_p / l_{скв}) ; \quad (2.16)$$

$$l_{вв\ p} = l_{скв} - l_{заб\ p} - \sum l_p . \quad (2.17)$$

где $l_{заб\ p}$ - длина забойки, м; $l_{вв\ p}$ - длина колонки заряда ВВ, м.

При рассредоточении колонки ВВ на две части длина верхней и нижней частей составляют

$$l_{вв\ pв} = 0,35 l_{вв\ p} ; l_{вв\ pн} = 0,65 l_{вв\ p} , \quad (2.18)$$

где $l_{вв\ pв}$, $l_{вв\ pн}$ - длина соответственно верхней и нижней колонки ВВ, м.

В случае рассредоточения колонки ВВ на три и более частей длину нижней ее части принимают равной:

- при вертикальном расположении скважин

$$l_{вв\ pн} = 0,5 l_{вв\ p} ; \quad (2.19)$$

- при наклонном расположении скважин

$$l_{вв\ pн} = 0,35 l_{вв\ p} , \quad (2.20)$$

а оставшийся заряд делят на части пропорционально числу интервалов рассредоточения.

Масса скважинного заряда:

$$Q_{скв} = P l_{вв} , \quad (2.21)$$

где $Q_{скв}$ – масса скважинного заряда, кг; P - вместимость 1 м скважины, кг.

$$P = 0,25 \pi d^2 \rho_{вв} . \quad (2.22)$$

Линию сопротивления по подошве уступа (ЛСПП):

- при вертикальном расположении скважин определяют из условий безопасного бурения первого ряда скважин и качественной проработки подошвы уступа:

$$W_{\sigma} \leq W \leq W_{\max} ; \quad (2.23)$$

$$W_6 = H \operatorname{ctg} \alpha + C_1; \quad W_{\max} = (50 - 8,5d_e)d; \quad (2.24)$$

$$C_1 = H (\operatorname{ctg} \alpha_y - \operatorname{ctg} \alpha) \geq 3; \quad (2.25)$$

- при наклонном расположении скважин

$$W = b, \quad (2.26)$$

где W_6 - линия сопротивления по подошве уступа по условиям обеспечения безопасности бурения первого ряда скважин, м; $W_{\max}$ - максимально преодолеваемая линия сопротивления по подошве уступа, м; α, α_y - соответственно рабочий и устойчивый углы откоса уступа, град; b - расстояние между рядами скважин, м.

Параметры сетки скважин:

- при вертикальном расположении скважин

$$n = [A_{\text{БВР}} / W]; \quad b = A / n; \quad (2.27)$$

- при наклонном расположении скважин

$$n = [A_{\text{БВР}} / b]; \quad b = a m; \quad (2.28)$$

$$m = 0,85 + 0,3d_e, \quad (2.29)$$

где n - число рядов скважин; m - коэффициент сближения скважин; a - расстояние между скважинами в ряду, м; $A_{\text{БВР}}$ - ширина буровзрывной заходки, м.

$$a = Q_{\text{скв}} n [A_{\text{БВР}} q_{\text{нр}} (H + h_n)]^{-1}; \quad a = Q_{\text{скв}} n [A_{\text{БВР}} q_{\text{нр}} (H - h_n)]^{-1}, \quad (2.30)$$

где $h_n, h_{\text{н}}$ - высота соответственно перебура и недобура, м.

$$h_n = l_n \sin \beta; \quad h_{\text{н}} = l_{\text{н}} \sin \beta. \quad (2.31)$$

Форму сетки скважин устанавливают с учетом угла между направлением максимальной скорости упругой волны в массиве и линией откоса уступа (α_0 , град). Если $30 \leq \alpha_0 \leq 60$, то следует принимать прямоугольную сетку скважин. В остальных случаях принимают шахматную сетку скважин.

2.5. Особенности расчета удельного расхода ВВ и параметров

сетки скважин для уступов сложного строения

Из всех типов неоднородных уступов наибольшее распространение на разрезах Кузбасса получили уступы типа Б, которые в подавляющем большинстве сложены породами двух или трех категорий по блочности. При этом двум смежным слоям пород отвечают смежные категории по блочности.

Если d_{e1}, d_{e2}, d_{e3} - средний диаметр естественной отдельности в слоях пород по направлению от верхней бровки уступа к его подошве, а H_1, H_2, H_3 - соответствующие мощности этих слоев пород (м), то при двух или трехслойном строении уступа возможны следующие варианты чередования слоев:

1. $d_{e1} > d_{e2}$; 2) $d_{e1} < d_{e2}$; 3) $d_{e1} < d_{e2} > d_{e3}$;
- 4) $d_{e1} > d_{e2} < d_{e3}$; 5) $d_{e1} < d_{e2} < d_{e3}$; 6) $d_{e1} > d_{e2} > d_{e3}$. (2.32)

В 3 и 4 вариантах, в силу смежности категорий пород по блочности, по существу имеет место: $d_{e1} \cong d_{e3}$, т.е. тремя категориями пород по блочности уступы сложены лишь в вариантах 5 и 6.

В случае если уступ сложен породами двух смежных категорий по блочности (варианты 1 - 4), то общий удельный расход ВВ определяют как средневзвешенный по слоям:

- варианты 1 и 2

$$q_{cp} = (H_1 q_1 + H_2 q_2) (H_1 + H_2)^{-1}; \quad (2.33)$$

- варианты 3 и 4

$$q_{cp} = [(H_1 + H_3) q_1 + H_2 q_2] (H_1 + H_2 + H_3)^{-1}, \quad (2.34)$$

где q_{cp} - средневзвешенный удельный расход ВВ для взрывающего уступа, кг/м³; q_1, q_2, q_3 - рациональные значения удельного расхода ВВ для соответствующих слоев пород с d_{e1}, d_{e2}, d_{e3} , кг/м³ (табл. 2.6).

Параметры сетки скважин определяют из выражения

$$ab = q_{cp} P. \quad (2.35)$$

Вариант строения уступа 5 является наиболее неблагоприятным с точки зрения использования выбуренного пространства скважины. Его особенность состоит в том, что все скважины бурят на полную глубину, а длина колонки ВВ для одной части скважин составляет $(H_1 + H_2)$, для другой $(H_1 + H_2 + H_3 - l_{заб})$.

Таблица 2.6

Рациональные значения удельного расхода ВВ (кг/м³)

Вместимость ковша экскаватора, м ³	Категория пород по блочности				
	I	II	III	IV	V
Транспортная технология					
4 - 5	0,25-0,35	0,45-0,65	0,6-0,8	0,7-0,95	0,8-1,05

8 - 10	0,25-0,3	0,3-0,45	0,55-0,75	0,7-0,85	0,8-0,9
12 - 16	0,2-0,25	0,3-0,4	0,55-0,6	0,65-0,75	0,75-0,85
18 - 23	0,2-0,25	0,3-0,4	0,5-0,55	0,6-0,7	0,7-0,8
Бестранспортная технология					
4 - 6	0,5-0,7	0,7-0,85	0,85-1,0	1,0-1,15	1,15-1,3
8 - 10	0,45-0,65	0,65-0,8	0,8-0,95	0,95-1,1	1,1-1,25
15 - 20	0,45-0,6	0,6-0,75	0,75-0,9	0,9-1,05	1,05-1,15
25 - 30	0,4-0,5	0,55-0,7	0,7-0,85	0,85-1,0	1,0-1,1
40 - 50	0,4-0,5	0,5-0,65	0,65-0,8	0,8-0,9	0,9-1,0
80 - 100	0,35-0,45	0,45-0,6	0,6-0,7	0,7-0,8	0,8-0,9

Примечание: минимальным значениям удельного расхода ВВ соответствуют минимальные значения диаметра скважин, приведенные в табл. 2.1, а максимальные - максимальным.

Значения удельного расхода ВВ, кг/м³:

- для первого слоя породы

$$q_1 = 0,5q_{23}; \quad (2.36)$$

- для двух нижних слоев пород

$$q_{23} = (H_2 q_2 + H_3 q_3)(H_2 + H_3)^{-1}; \quad (2.37)$$

- для всего взрываеваемого уступа

$$q_{cp} = [1 - 0,5H_1(H_1 + H_2 + H_3)^{-1}]q_{23}. \quad (2.38)$$

Параметры сетки скважин

$$ab = P / q_{23}. \quad (2.39)$$

Если $d_{e1} > d_{e2} > d_{e3}$ (вариант 6), то появляется необходимость применения скважин различной глубины. Часть скважин бурят на полную глубину по сетке, обеспечивающей рациональный удельный расход ВВ для нижнего слоя q_3 . На эту сетку налагают другую сетку скважин, которые бурят на глубину $H_1 + h$, а удельный расход ВВ для этого слоя составляет $2 q_3$.

Значения удельного расхода ВВ, кг/м³:

- для второго слоя пород

$$q_2 = [2hq_3 + (H_2 - h)q_3]H_2^{-1}; \quad (2.40)$$

- для всего взрываеваемого уступа

$$q_{cp} = [1 - 0,5H_1(H_1 + H_2 + H_3)^{-1}]q_3, \quad (2.41)$$

где $h = H_2 (q_2 / q_3 - 1)$, м.

Параметры сетки скважин:

$$a^2 = P / q_3; \quad b = 0,5a, \quad (2.42)$$

т.е. сетка скважин является шахматной с коэффициентом сближения, равным 2.

Расчетные формулы по определению удельного расхода ВВ и параметров сетки скважин для уступов типа Б приведены в табл. 2.7.

В уступах типа В, когда сопротивляемость взрывному разрушению одних слоев пород намного больше других, расчет параметров взрывной подготовки ведут в 3 этапа (рис. 2.1).

Первоначально определяют рациональное значение удельного расхода ВВ (q_T) и параметры сетки скважин ($a_T b_T$) для пород, обладающих наибольшей сопротивляемостью взрывному разрушению:

$$a_T b_T = P q_T^{-1}. \quad (2.43)$$

На втором этапе устанавливают тип строения уступа, сложенного оставшимися породами без наиболее трудновзрываемого слоя, и для него по формулам, приведенным в табл. 2.7, рассчитывают средний удельный расход ВВ (q_H) и параметры сетки скважин ($a_H b_H$).

После чего обе сетки скважин совмещают. При этом за базовую принимают сетку скважин для наиболее трудновзрываемых пород ($a_T b_T$), а сетку скважин ($a_H b_H$) корректируют в сетку скважин ($a_{TH} b_{TH}$) и уточняется удельный расход ВВ (q_{TH}) для всего взрываемого уступа:

$$q_{TH} = P (a_{TH} b_{TH})^{-1}. \quad (2.44)$$

Скважины по сетке ($a_{TH} b_{TH}$) бурят на полную высоту уступа, а по сетке ($a_T b_T$) - до почвы наиболее трудновзрываемого слоя пород.

Таблица 2.7

Расчетные формулы для уступов типа Б

Тип строения уступа	Вариант чередования слоев пород	Удельный расход ВВ,
Б ₁ , Б ₇ , Б ₉ , Б ₂ , Б ₈ , Б ₁₀	$d_{e1} < d_{e2}$ $d_{e1} > d_{e2}$	$q_{cp} = (H_1 q_1 + H_2 q_2) (H_1 +$
Б ₃ , Б ₅ , Б ₄ , Б ₆	$d_{e1} < d_{e2} > d_{e3}$ $d_{e1} > d_{e2} < d_{e3}$	$q_{cp} = [(H_1 + H_2) q_1 + H_2 q_2] (H_1 +$
Б ₁ , Б ₇ , Б ₉	$d_{e1} < d_{e2} < d_{e3}$	$q_1 = 0,5 q_{23};$

		$q_{23} = (H_2 q_2 + H_3 q_3)(H_2 + H_3)$ $q_{cp} = (0,5H_1 + H_2 + H_3)(H_1 + H_2 + H_3)$
Б ₂ , Б ₈ , Б ₁₀	$d_{e1} > d_{e2} > d_{e3}$	$q_1 = 2q_3;$ $q_{cp} = [1 - 0,5H_1(H_1 + H_2 + H_3)](H_1 + H_2 + H_3)$ $h = H_2(q_2 q_3^{-1} - 1)$

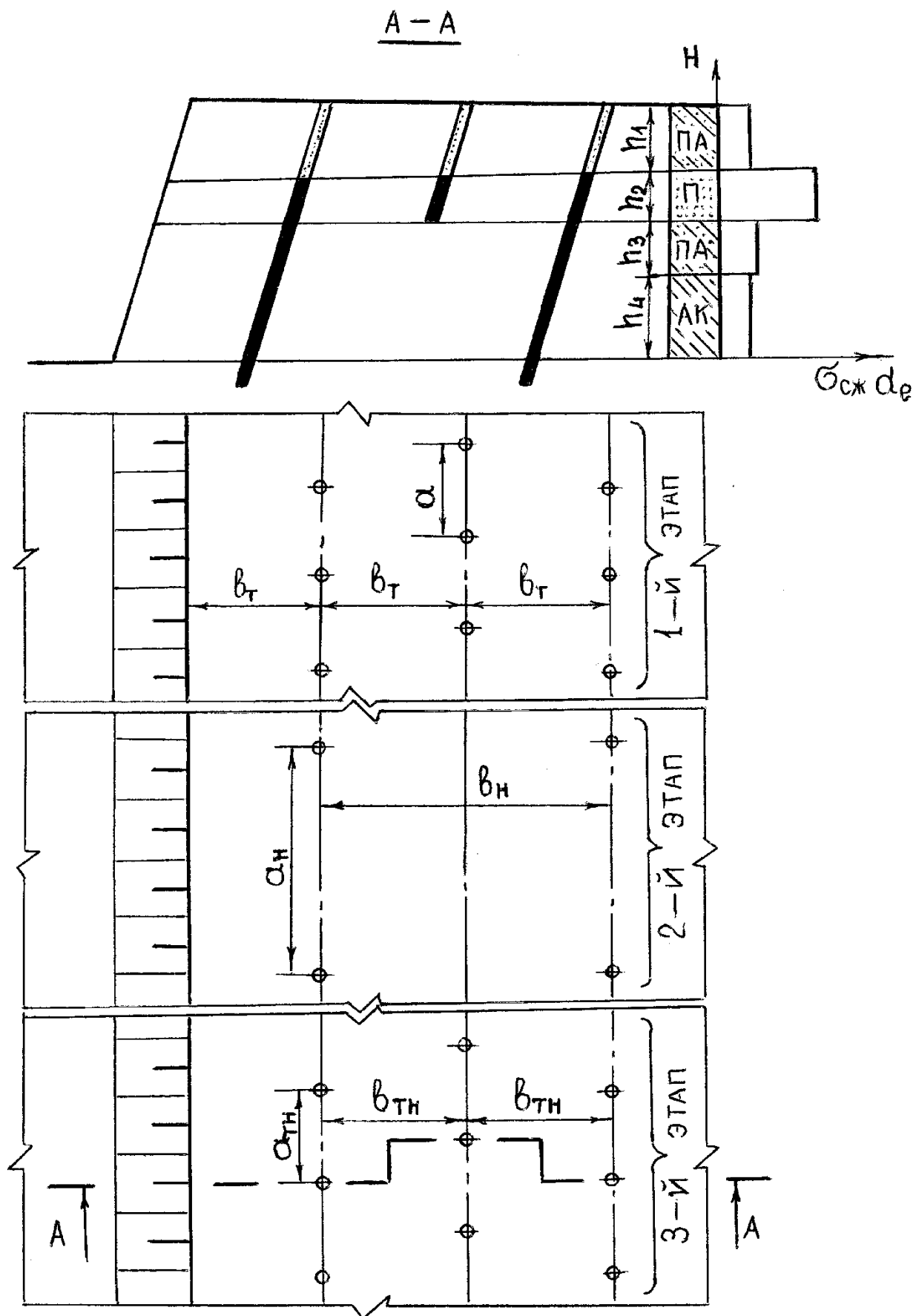


Рис. 2.1. Схема к расчету параметров сетки скважин в уступах типа В

В уступах типа Г схему размещения скважинных зарядов ВВ, удельный расход ВВ и параметры расположения скважинных зарядов ВВ необходимо определять в

каждом конкретном случае отдельно. Причем для этого типа уступа могут быть использованы методы определения параметров взрывной подготовки пород как для уступов типа А, Б и В, так и для их комбинаций.

При взрывании сложноструктурных уступов средний диаметр куска взорванной горной массы определяют как средневзвешенный по отдельным слоям пород уступа:

$$d_{cp.y} = \sum_{i=1}^n d_{cp.i} H_i \left[\sum_{i=1}^n H_i \right]^{-1}, \quad (2.45)$$

где $d_{cp.y}$ – средневзвешенный диаметр куска в развале, м; $d_{cp.i}$ – средний диаметр куска взорванной горной массы в i -м слое породы мощностью H_i , м; n – число слоев пород в уступе.

2.6. Выбор схемы короткозамедленного взрывания и интервалов

замедления

При многорядном (два и более рядов) взрывании скважин на угольных разрезах нашли практическое применение порядная, диагональная, поперечная и врубовые схемы короткозамедленного взрывания (КЗВ) (рис. 2.2), которые принято считать базовыми.

Врубовые схемы КЗВ могут быть с продольным, поперечным, клиновым и торцевым врубом. Их применяют при проходке траншей, для направленного формирования развала при взрывании вскрышных уступов.

Порядная схема КЗВ обеспечивает максимальную ширину развала, поперечная – минимальную, диагональная – промежуточную ее величину.

Для бестранспортной технологии, когда следует максимально использовать эффект взрывного перемещения пород, рекомендуют принимать порядную схему КЗВ.

При транспортной технологии схему КЗВ выбирают таким образом, чтобы расчетная ширина развала не превышала требуемой, обеспечивающей заданное число проходов экскаватора по развалу, и могла быть либо порядной, либо диагональной, либо поперечной. Если достичь этого с помощью указанных схем КЗВ не удается, то необходимо переходить на взрывание с подпорной стенкой.

Время замедления рекомендуют принимать в следующих пределах: при взрывании мелкоблочных пород – 70 - 80 мс; средне- и крупноблочных – 40 - 50 мс; весьма и исключительно крупноблочных – 30 - 35 мс.

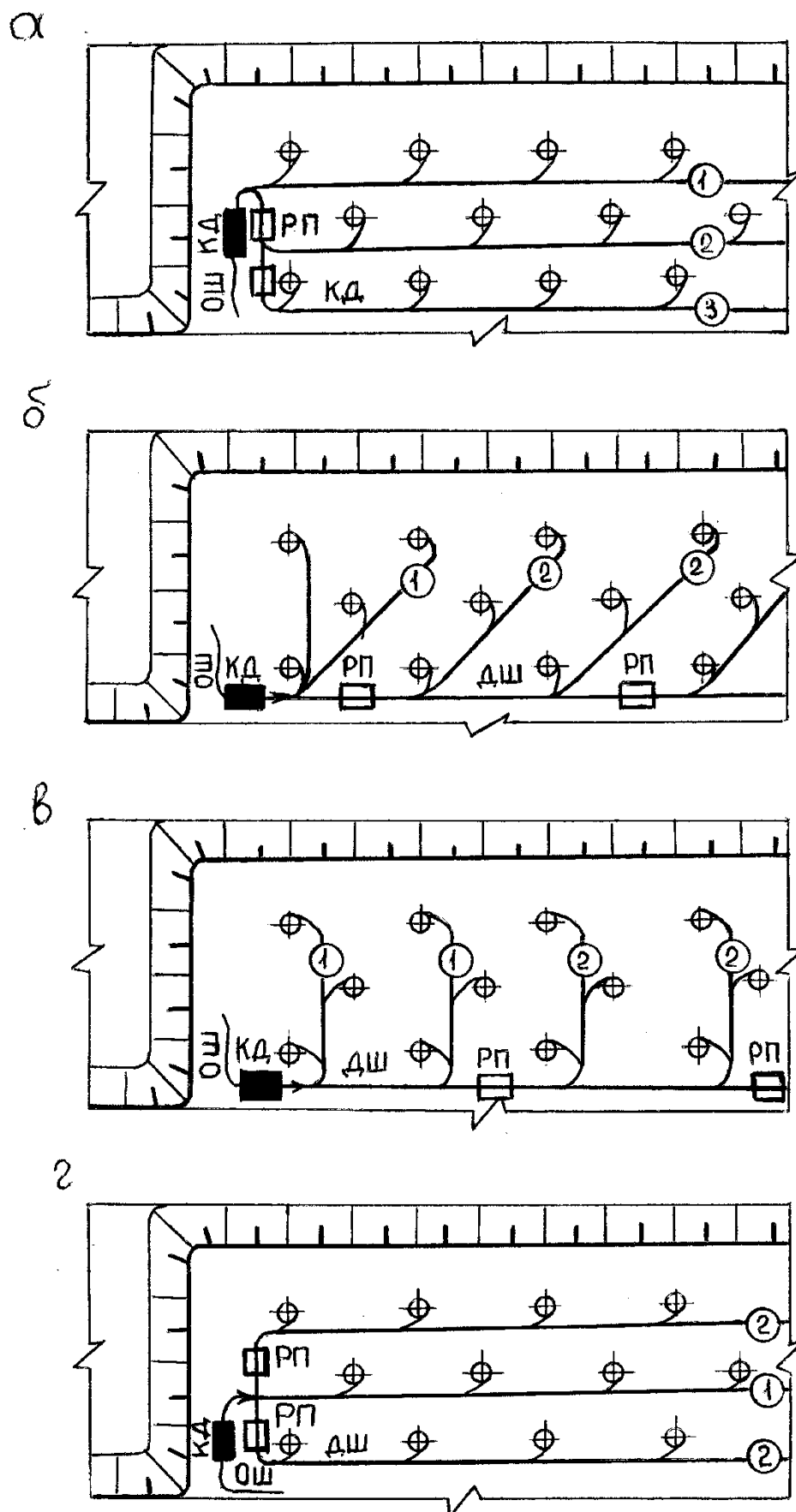


Рис. 2.2. Схемы КЗВ: а – порядная; б – диагональная;

в – поперечная; г – врубовая

2.7. Качество подготовки пород взрывом

Качество взрывной подготовки вскрышных пород оценивают двумя показателями: кусковатостью взорванной горной массы (средним диаметром куска взорванной горной массы или степенью дробления и выходом негабарита) и параметрами развала, включающими его размеры, форму и коэффициент разрыхления породы.

Проектную ширину развала взорванной породы (рис. 2.3) определяют как

$$B_p = A_{БВР} + \Delta B - h_0 \operatorname{ctg} \alpha, \quad (2.46)$$

где B_p – ширина развала взорванной породы, м; $A_{БВР}$ – ширина буровзрывной заходки по целику, м; ΔB – дальность взрывного перемещения породы, м; h_0 – высота откольной зоны над подошвой уступа, м.

Дальность взрывного перемещения породы зависит от схемы КЗВ, при порядной схеме КЗВ её определяют по формуле

$$\Delta B_0 = \cos \phi^{-1} \left[P_1^2 + \frac{2h_0 V_0^2 \sin^2 \beta}{g \cos \phi} \right]^{0,5} - h_0 \operatorname{tg} \phi; \quad (2.47)$$

$$P_1 = V_0^2 (\operatorname{ctg} \beta - \operatorname{tg} \phi) \sin^2 \beta g^{-1},$$

где ΔB_0 – дальность взрывного перемещения породы при порядной схеме КЗВ, м; ϕ – угол наклона плоскости, на которой формируется развал, град; g – ускорение свободного падения, м/с²; V_0 – начальная скорость полета кусков при массовом перемещении породы, м/с; h_0 – высота откольной зоны, м.

$$h_0 = 0,5(h_3 - h_n) + M; \quad h_0 = 0,5(h_3 + h_n) + M, \quad (2.48)$$

где h_3, h_n, h_n – высота соответственно колонки ВВ, перебура и недобура, м; M – мощность нижележащей толщи, м (см. рис. 2.3).

$$h_3 = l_{\text{вв}} \sin \beta; \quad (2.49)$$

$$V_0 = 2V_c [q_1 (\pi \rho_{\text{вв}})^{-1}]^{0,5n_1}, \quad (2.50)$$

где V_c – скорость смещения частиц на стенке зарядной полости, м/с; q_1 – удельный расход ВВ для скважин первого ряда, кг/м³; n_1 – показатель степени.

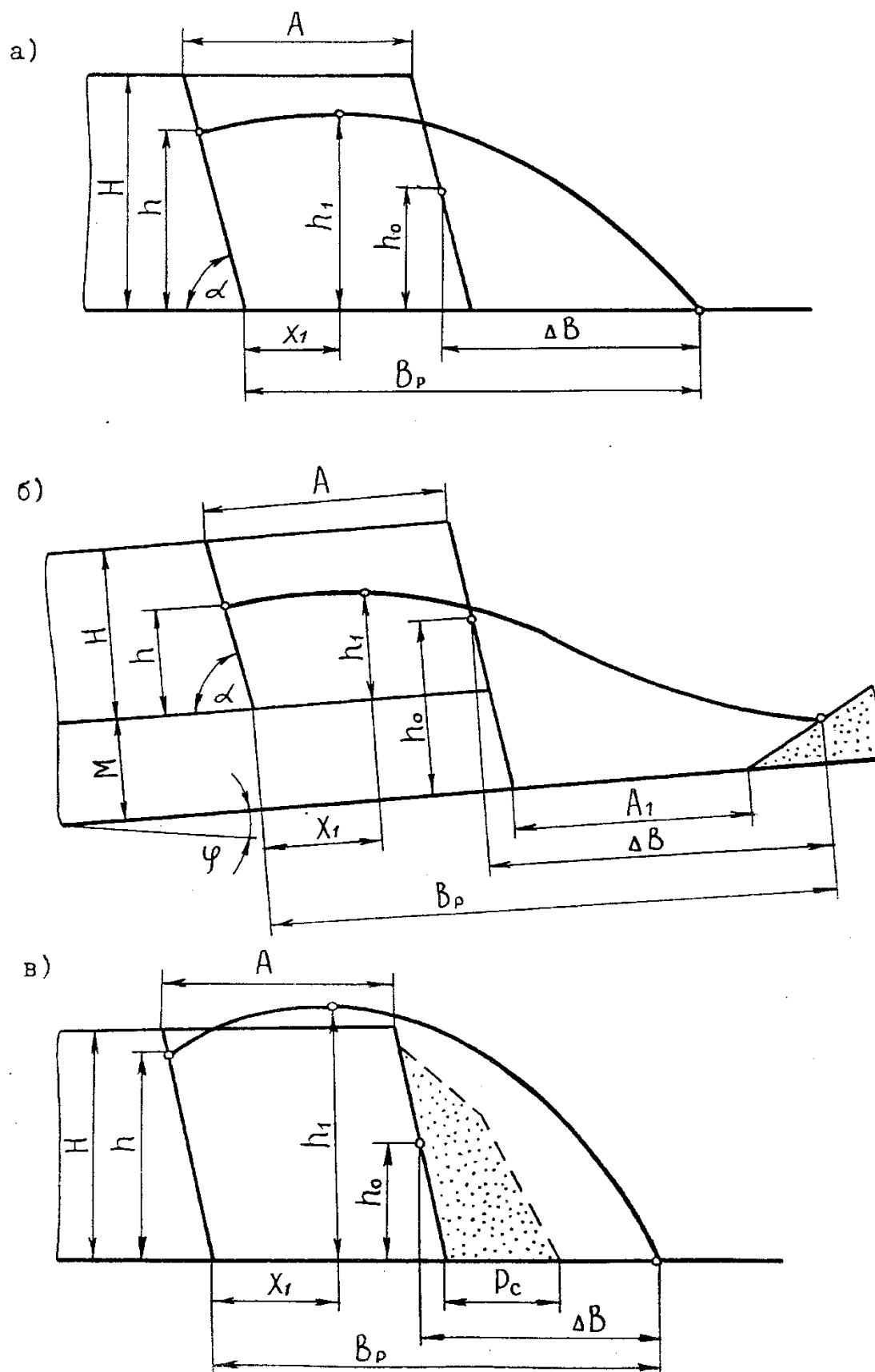


Рис. 2.3. Схемы к построению профиля развала: а, б– соответственно при транспортной и бестранспортной системах разработки; в–при взрывании на подпорную стенку

$$V_c = 4370 - 1050d_e; \quad n_1 = 1,35 - 0,06d_e; \quad q_1 = \eta q_{np}, \quad (2.51)$$

где η - коэффициент, учитывающий фактическое состояние откоса уступа ($\eta = 0,75$ при $H < 15$; $\eta = 0,8$ при $15 \leq H \leq 20$; $\eta = 0,85$ при $H > 20$).

При бестранспортной системе разработки (см. рис. 2.3, б) значения ΔB_0 , определяемые по выражению (2.47), соответствуют условиям, когда развал взорванной горной массы не достигает откоса внутреннего отвала, т.е. $\Delta B_0 \leq A_1$. Если $\Delta B_0 > A_1$, то фактическое значение дальности взрывного перемещения породы устанавливают как

$$\Delta B_\phi = 0,5(\Delta B_0 + A_1), \quad (2.52)$$

где A_1 - ширина выработанного пространства, м.

Дальность взрывного перемещения породы при других схемах КЗВ определяют как

$$\Delta B_\psi = \Delta B_0(0,73 + 0,27 \cos \psi), \quad (2.53)$$

где ψ - угол между линией верхней бровки уступа и линией расположения одновременно взрываваемых скважин, град.

Дальность взрывного перемещения породы, м:

- при диагональной схеме КЗВ и $\psi = 45^\circ$

$$\Delta B_\Delta = 0,73\Delta B_0; \quad (2.54)$$

- при поперечной схеме КЗВ и $\psi = 90^\circ$

$$\Delta B_\Pi = 0,46\Delta B_0. \quad (2.55)$$

При взрывании с подпорной стенкой (см. рис. 2.3, в) и поперечных схемах КЗВ дальность взрывного перемещения породы определяется из выражения

$$\Delta B_{\Pi C} = \begin{cases} 0,46\Delta B_0 - 1,6P_c; & P_c \leq 0,29\Delta B_0; \\ 0; & P_c > 0,29\Delta B_0; \end{cases} \quad (2.56)$$

где $\Delta B_{\Pi C}$ - дальность взрывного перемещения породы с подпорной стенкой, м; P_c - ширина подпорной стенки понижу, м.

$$P_c = 0,38(A_{\text{БВР}} + 0,46\Delta B_0 - N_3 A_3), \quad (2.57)$$

где A_3 - ширина экскаваторной заходки, м; N_3 - число проходов экскаватора по развалу.

Форму развала при $M=0$, $W \leq W_{\max}$ и $P_c=0$ адекватно описывают следующими точками:

- высота развала по линии последнего ряда скважин

$$h = 0,5m_1 H (3 - m_1^2) [(1 - m_1)^2 + 1]; \quad (2.58)$$

- высота развала в произвольной точке x по ширине развала

$$h(x) = h(1 - x)^{(1 - m_1)^2}; \quad 0 < x < B_p;$$

$$m_1 = A_{БВР} / B_p. \quad (2.59)$$

При $M=0$ и взрывании с завышенной линией сопротивления по подошве уступа ($W > W_{\max}$) или при взрывании с подпорной стенкой ($P_c > 0$):

$$h = 0,5m_1 H (3 - m_1^2); \quad (2.60)$$

$$h(x) = h(1 + 2x - 3x^2)^{1 - m_1}, \quad (2.61)$$

а максимум высоты развала определяют точкой $x_1 = 1/3B_p$ (см. рис. 2.3).

Среднее значение коэффициента разрыхления K_p :

- в профиле развала

$$K_p = 0,5(3 - m_1^2); \quad (2.62)$$

- во внутренней и внешней заходках соответственно

$$K_{p1} = K_p - 0,5m_1(1 - m_1) \left[1 - t^{\frac{m_1}{1 - m_1}} \right]; \quad (2.63)$$

$$K_{p2} = K_p + (K_p - K_{p1})t(1 - t)^{-1}; \quad (2.64)$$

- при взрывании в полном зажиме

$$K_{p3} = 1 + 0,5q(d_e + q)^{-1}, \quad (2.65)$$

где t - граничные значения аргумента.

При отработке развала:

- за один проход экскаватора ($N_3=1$) $t=1$;
- за два прохода ($N_3=2$) $t=2$. (2.66)

Качество дробления:

- средний диаметр d_{cp} куска взорванной горной массы

$$d_{cp} = 5dd_e (5d + qd_e)^{-1}; \quad (2.67)$$

- выход негабаритной массы по ковшу экскаватора (в долях единицы)

$$\phi(x_n) = (x_n d_{cp}^{-1})^4 - 0,53(x_n d_{cp}^{-1})^5, \quad (2.68)$$

где x_n - линейный размер негабаритного куска, м.

$$x_n = 0,75E^{0,33}. \quad (2.69)$$

2.8. Взрывное дробление негабаритных кусков породы

Интервал изменения среднего негабаритного куска взорванной горной массы колеблется в пределах $x_n - d_e$. Доля негабаритных кусков в объеме взрываеваемого блока составляет $\phi(x_n)$. При этом средневзвешенный объем негабаритного куска составляет, м³:

$$V_{cp.n} = 0,8d_{cp.n}^3; \quad (2.70)$$

а максимальный

$$V_{n.max} = 0,8d_e^3. \quad (2.71)$$

Дробление негабаритных кусков породы можно осуществлять с помощью шпуровых и наружных (накладных и кумулятивных) зарядов. Производится это, как правило, во время массового взрыва.

Дробление негабарита методом шпуровых зарядов осуществляют как с помощью обычных рассыпных или патронированных ВВ и забойки шпуров буровым шламом, так и микровзрывами. Сущность технологии дробления негабарита с помощью микровзрывов заключается в размещении ВВ массой 20 – 50 г в водоустойчивой оболочке в шпуре, который после заряжания ВВ заполняется водой. Данный способ дробления негабарита по сравнению с обычным уменьшает удельный расход ВВ в 5 - 15 раз.

При дроблении негабаритных кусков породы методом шпуровых зарядов расход бурения и ВВ принимают по объему куска (табл. 2.8).

Таблица 2.8

Расход бурения шпуров и ВВ

Параметры	Объем негабаритного куска, м ³								
	1	2	4	6	8	10	15	20	25
Длина шпура, м	0,5	0,6	0,8	1,0	1,0	1,1	1,2	1,2	1,3
Количество шпуров, шт	1	1	1	1	2	2	2	3	3
Масса заряда ВВ в шпуре при использовании рассыпных или патронированных ВВ, кг	0,1	0,2	0,4	0,6	0,4	0,5	0,75	0,65	0,8
Масса заряда ВВ в шпуре при взрывании	0,02	0,025	0,03	0,035	0,03	0,035	0,04	0,04	0,045

микрозарядами, кг									

В случае дробления негабаритных кусков накладными рассыпными или патронированными ВВ удельный расход ВВ составляет 0,8 - 2,5 кг/м³. Причем с увеличением объема негабаритного куска он уменьшается.

Применение кумулятивных зарядов позволяет уменьшить удельный расход ВВ по сравнению с накладными рассыпными или патронированными в 5 - 8 раз, а их тип и количество принимают по данным табл. 2.9.

Таблица 2.9

Рекомендуемые типы кумулятивных зарядов

Тип заряда	Масса заряда, кг	Предельный объем негабаритного куска, м ³	Тип заряда	Масса заряда, кг	Предельный объем негабаритного куска, м ³
ЗКН - 180	0,26	0,9	ЗКП - 200	0,245	0,8
ЗКН - 500	0,5	1,0	ЗКП - 400	0,475	1,6
ЗКН - 1000	1,0	2,0	ЗКП - 1000	1,229	2,5
ЗКН - 2000	2,0	3,1	ЗКП - 2000	2,179	4,4
ЗКН - 4000	4,0	5,0	ЗКП - 4000	4,0	6,9

ПЗ 18. Изучение схем прокладки трубопроводов в сложных условиях.

Основной составляющей магистрального трубопровода является линейная часть — непрерывная нить, сваренная из отдельных труб или секций и уложенная вдоль трассы тем или иным способом.

В настоящее время существуют следующие принципиально различные конструктивные схемы прокладки магистральных трубопроводов: подземная (рис. 5.1, а-д), полуподземная (рис. 5.1, е), наземная и надземная. Выбор той или иной схемы прокладки определяется условиями строительства и окончательно принимается на основании технико-экономического сравнения различных вариантов.

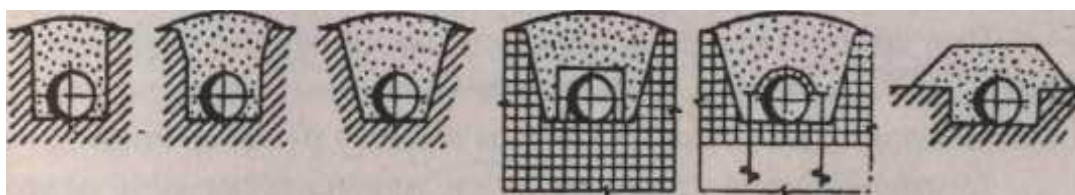


Рис. 5.1. Подземная и полуподземная схемы укладки:

а — с вертикальными боковыми откосами; б — комбинированная траншея; в — с наклонными боковыми откосами; г — пригрузка одиночными грузами; д — пригрузка металлическими винтовыми анкерными устройствами; е — полуподземная схема укладки

Подземная схема укладки является наиболее распространенной (98 % от общей протяженности) и предусматривает укладку трубопровода в грунт на глубину, превышающую диаметр трубы. При подземной укладке достигается максимальная

механизация работ всех видов, не загромождается территория, и после окончания строительства используются пахотные земли, отсутствует воздействие солнечной радиации и атмосферных осадков, трубопровод находится в стабильных атмосферных условиях. Однако на участках с вечномерзлыми, скальными и болотистыми Тентами данная схема укладки является неэкономичной из-за высокой стоимости земляных работ. Кроме того, необходимость специальной балластировки (особенно газопроводов) на участках с высоким стоянием грунтовых вод и надежного антикоррозионного покрытия от почвенной коррозии значительно повышает стоимость строительства.

Кроме укладки непосредственно в грунт существуют канальная и туннельная схемы укладки. Они применяются преимущественно для паропроводов и продуктопроводов, транспортирующих вязкие, требующие высокого подогрева, нефтепродукты. Каналы устраиваются непроходные, а туннели проходные. Проходным считается туннель, имеющий высоту не менее 1,6 м. Ширина каналов и туннелей определяется количеством труб. Каналы и туннели сооружаются только из негорючих материалов: из железобетона, бетона, кирпича и бутового камня. Дно каналов делается с уклоном (0,003-0,005 — для светлых нефтепродуктов) для отвода воды, проникшей в них, к сборным колодцам: (0,005-0,010 — для масел и темных нефтепродуктов). Туннели оборудуются вентиляционными шахтами на расстоянии 25 м одна от другой, входы в туннель с негорючими лестницами устраиваются через каждые 50 м. Прокладка трубопроводов в туннелях дороже других видов прокладки, но она обеспечивает большие эксплуатационные преимущества.

Все трубопроводы в целях их опорожнения или для стока образующегося в них конденсата (при транспортировке газов) должны прокладываться с уклоном к месту откачки жидкостей.

Полуподземная схема укладки применяется при пересечении трубопроводом заболоченных и солончаковых участков, при наличии подстилающих скальных пород. Трубопровод укладывается в грунт на глубину менее диаметра с последующим обвалованием выступающей части (см. рис. 5.1, е).

Наземная схема укладки в насыпи преимущественно используется в сильно обводненных и заболоченных районах. Из всех ее преимуществ недостатком является слабая устойчивость грунта насыпи и устройство большого числа водопропускных сооружений (рис. 5.2).

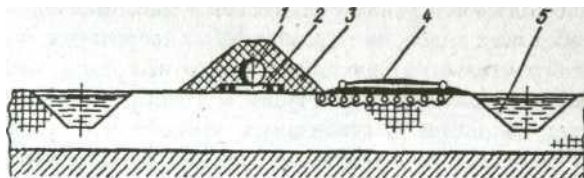


Рис. 5.2. Наземная схема укладки:

1 — трубопровод; 2 — торфяная или хворостяная подготовка; 3 — обвалование или насыпь из песчаного грунта; 4 — лежневая дорога; 5 — противопожарная канава

Наземная прокладка как линейной части магистральных трубопроводов (рис. 5.3), так и отдельных его участков (рис. 5.4) рекомендуется в пустынных районах, районах горных выработок и оползней, на участках вечномерзлых грунтов и болот, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия.

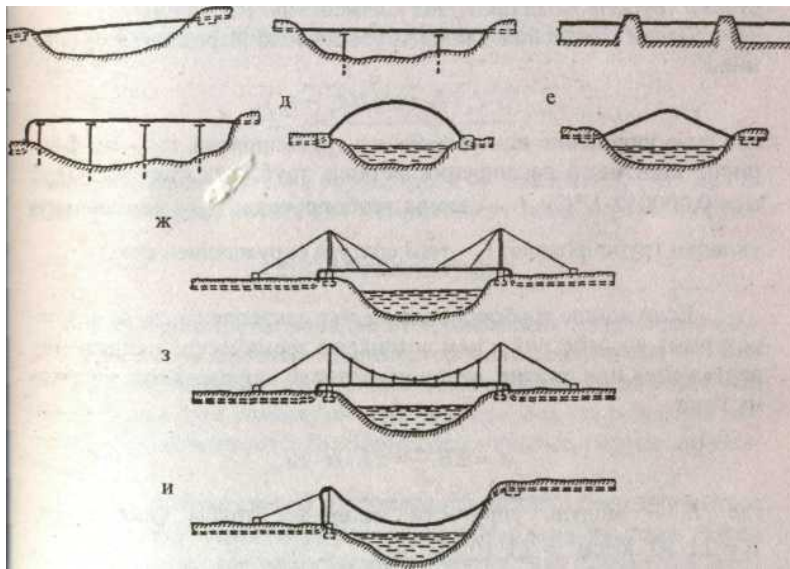


Рис. 5.4. Надземная прокладка отдельных участков магистральных трубопроводов:

Балочные системы:

а — однопролетный трубопровод;

б - многопролетный;

в - многопролетный на земляных призмах; г - трубопровод с Г-образным компенсатором; *арочные системы:* д — однотрубный переход по круговой форме очертания оси;

е — по треугольной форме очертания оси; *висячие системы:*

ж — вантовый переход; з — гибкий переход; и - самонесущий переход.

При надземной прокладке сводится к минимуму объем земляных работ, отпадает необходимость в дорогостоящей при. грузке и в устройстве защиты от почвенной коррозии и блуждающих токов.

Однако надземная укладка имеет недостатки: загроможденность территории, устройство опор, специальных проездов для техники и значительная подверженность трубопровода суточному и сезонному колебаниям температуры, что требует принятия специальных мер.

ПЗ 19. Расчет подводного перехода.

Устойчивость трубопровода зависит от внешних воздействий на него окружающей среды. При отсутствии течения воды в траншее на трубопровод, заполненный транспортируемым продуктом, будет действовать выталкивающая сила воды, равная весу воды, вытесненной трубопроводом. Вес вытесненной воды зависит от ее плотности, с увеличением которой выталкивающая сила возрастает и уменьшается устойчивость трубопровода на дне обводненной траншеи.

Для обеспечения устойчивого положения трубопровода в обводненной траншее необходимо, чтобы его вес под водой превышал выталкивающую силу (отрицательную плавучесть).

$$q_в = \frac{\pi D_{н.н}^2}{4} \cdot \gamma_в \cdot g$$

Устойчивость положения (против всплытия) подводного трубопровода следует проверять из условия:

$$Q_{акт} \leq (1/k_{н.в.}) \cdot Q_{пас}$$

В частном случае при укладке трубопровода свободным изгибом при равномерной балластировке по длине величина нормативной интенсивности балластировки - вес на воздухе $q_{бал}'' [H/м]$, определяется из условия:

$$q_{бал}'' = 1/n_б (k_{н.в.} \cdot q_в + q_{изг} - q_{тр} - q_{доп}) \cdot \gamma_б / (\gamma_б - \gamma_в \cdot k_{н.в.})$$

Расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопроводов, $q_{изг} [H/м]$, определится по формулам:

- для выпуклых кривых

$$q_{изг} = \frac{8E_0 I}{9\beta^2 \rho^3} 10^4$$

- для вогнутых кривых

$$q_{изг} = \frac{32E_0 I}{9\beta^2 \rho^3} 10^4$$

Если результаты расчета подтверждают возможность всплытия трубопровода, то предусматриваются:

- на русловом участке перехода - железобетонные кольцевые грузы из обычного или тяжелого бетона, шлаколитные кольцевые грузы, чугунные грузы или железобетонные покрытия труб, наносимые в заводских и полевых условиях;
- на пойменных участках - одиночные грузы или закрепление трубопроводов анкерными устройствами; тип и конструкция железобетонного покрытия труб или отдельных грузов, монтируемых на трубопроводе, устанавливаются в проекте перехода и согласовываются со строительной организацией.

Выбор способа балластировки

Отдельные балластные грузы и покрытия должны проектироваться с учетом прочного их закрепления на трубопроводе при его укладке способом протаскивания и на весь период эксплуатации перехода.

При выборе способа балластировки трубопровода следует учитывать:

- затраты на его балластировку;
- трудоемкость работ по балластировке трубопроводов;

- затраты труда на изоляцию и футеровку при строительстве перехода;
- плотность и массу отдельных балластных грузов и утяжеляющих покрытий;
- возможность и условия поставки товарного бетона;
- возможность изменения веса трубопровода с балластом на отдельных участках перехода;
- условия транспортировки грузов или обетонированных труб на строительную площадку;
- влияние балласта на изгибную жесткость трубопровода;
- условия выполнения работ по балластировке трубопровода (время года, местонахождение строящегося перехода и др.).

Преимуществами сплошных бетонных покрытий по сравнению с балластировкой отдельными грузами являются: отсутствие необходимости в защите антикоррозионной изоляции деревянной футеровкой; сокращение трудозатрат на изоляцию труб и монтаж грузов непосредственно на строительстве. Кроме того, балластное покрытие является защитой изоляции от возможного ее повреждения при укладке и эксплуатации подводного трубопровода.

Недостатками сплошных бетонных покрытий являются: увеличение изгибной жесткости и необходимость транспортировки на переход обетонированных труб, имеющих большую массу, в особенности труб большого диаметра (1220 мм). Эти недостатки устраняются путем устройства прорезей в покрытиях значительной толщины и уменьшения массы обетонированной трубы за счет использования тяжелых бетонов.

Изменение пригруза трубопровода на отдельных участках перехода возможно путем изменения расстояния между грузами или за счет применения грузов двух различных типоразмеров. Изменение пригруза трубопровода, имеющего сплошное покрытие, может быть обеспечено за счет изменения толщины бетонного покрытия или его плотности.

Основным преимуществом балластировки трубопровода кольцевыми грузами является раздельная транспортировка на переход грузов и труб с использованием обычных транспортных средств, поскольку масса отдельных кольцевых грузов не превышает массы трубы без груза.

Изучение различных способов балластировки подводных трубопроводов позволяет дать следующие рекомендации:

- основными направлениями дальнейшего технического прогресса в этой области являются обетонирование труб в заводских условиях и использование тяжелых бетонов для изготовления кольцевых железобетонных грузов и покрытий для балластировки труб диаметром более 720 мм;
- обетонирование трубы может широко применяться при строительстве подводных трубопроводов в различных условиях;
- обетонирование трубопроводов на месте строительства переходов целесообразно в теплое время года при условии доставки

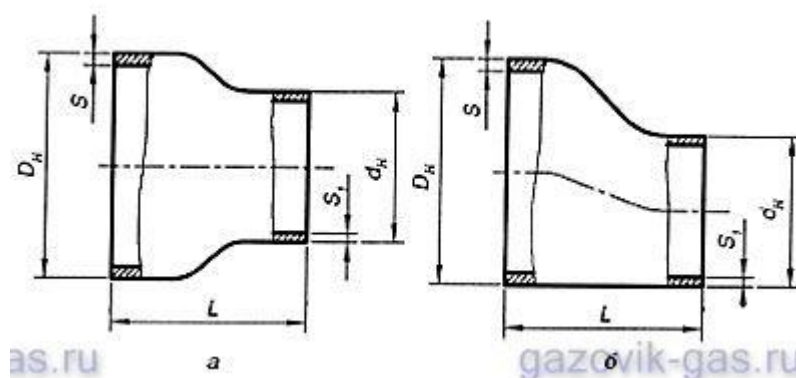
спецтранспортом товарного бетона с заводов, расположенных на расстоянии до 50 км от места строительства;

- железобетонные кольцевые грузы наиболее рационально применять при строительстве подводных трубопроводов диаметром 1020-1220 мм;
- чугунные грузы следует применять только в исключительных случаях в труднодоступных районах, куда доставка железобетонных грузов или обетонированных труб невозможна автотранспортом, или их применение исключается по другим причинам, обоснованным технико-экономическими расчетами.

ПЗ 20. Расчет перехода.



Для соединения двух трубопроводов различных диаметров применяются концентрические и эксцентрические переходы бесшовные приварные по ГОСТ 17378-2001*. Основные параметры переходов по ГОСТ 17380-2001. Конструкция и размеры приведены на рисунке и в таблице. Возможно также применение переходов, изготовленных по ОСТ 36-44-81, ОСТ 36-22-77, ОСТ 34-10-753-97, ОСТ 34-10-754-97.



Переходы:

а — концентрические; б — эксцентрические.

Таблица 2.8

Размеры переходов стальных бесшовных приварных, мм							R_y , МПа (кгс/см ²), не более (неагрессивные транспортируемые вещества)
D_y	d_y	D_H	d_H	L	S	S_1	
40	25	45	32	30	2,5	2,0	10,0(100)
	20		25		2,5	1,6	10,0(100)
50	40	57	45	60	4,0	2,5	10,0(100)
	32		38		4,0	2,0	10,0(100)
	25		32	45	4,0	2,0	10,0(100)
	20		25		4,0	1,6	10,0(100)
65	50	76	57	70	3,5	3,0	10,0(100)
	40		45		3,5	2,5	10,0(100)
	32		38	55	3,5	2,5	10,0(100)
80	65	89	76	75	3,5	3,5	10,0(100)
	50		57		3,5	3,0	10,0(100)
	40		45		3,5	2,5	10,0(100)
100	80	108	89	80	4,0	3,5	10,0(100)
	65		76		4,0	3,5	10,0(100)
	50		57		4,0	3,5	10,0(100)
125	100	133	108	100	5,0	4,0	10,0(100)
	80		89		4,0	3,5	6,3(63)
	65		76		5,0	3,5	10,0(100)
	50		57		4,0	3,0	6,3(63)
150	125	159	133	130	4,5	4,0	6,3(63)
	100		108		4,5	4,0	6,3 (63)
	80		89		4,5	3,5	6,3(63)

	65		76	75	4,5	3,5	6,3(63)
	50		57		4,5	3,0	6,3 (63)
200	150	219	159	140	6,0	4,5	6,3(63)
	125		133		6,0	4,0	6,3(63)
	100		108	95	6,0	4,0	6,3(63)
	80		89		6,0	3,5	6,3(63)
	65		76		6,0	3,5	6,3(63)
	50		57		6,0	3,0	6,3(63)
250	200	273	219	180	7,0	6,0	6,3(63)
	150		159		7,0	4,5	6,3(63)
	125		133	140	8,0	4,0	6,3(63)
	100		108		8,0	4,0	6,3(63)

ПЗ 21. Изучение схем перехода через естественные и искусственные препятствия.

Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия

6.1. К естественным и искусственным препятствиям относятся: реки, водохранилища, каналы, озера, пруды, ручьи, протоки и болота, овраги, балки, железные и автомобильные дороги.

Подводные переходы трубопроводов через водные преграды

6.2. Подводные переходы трубопроводов через водные преграды следует проектировать на основании данных гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий с учетом условий эксплуатации в районе строительства ранее построенных подводных переходов, существующих и проектируемых гидротехнических сооружений, влияющих на режим водной преграды в месте перехода, перспективных дноуглубительных и выправительных работ в заданном районе пересечения трубопроводом водной преграды и требований по охране рыбных ресурсов.

Примечание: 1. Проектирование переходов по материалам изысканий, срок давности которых превышает 2 года, без производства дополнительных изысканий не допускается.

2. Место перехода следует согласовывать с соответствующими бассейновыми управлениями речного флота, органами по регулированию использования и охране вод, охраны рыбных запасов и заинтересованными организациями.

6.3. Границами подводного перехода трубопровода, определяющими длину перехода, являются:

для многониточных переходов — участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах;

для однониточных переходов — участок, ограниченный горизонтом высоких вод (ГВВ) не ниже отметок 10 %-ной обеспеченности.

6.4. Створы переходов через реки надлежит выбирать на прямолинейных устойчивых плессовых участках с пологими неразмываемыми берегами русла при минимальной ширине заливаемой поймы. Створ подводного перехода следует, как правило, предусматривать перпендикулярным динамической оси потока, избегая участков, сложенных скальными грунтами. Устройство переходов на перекатах, как правило, не допускается.

6.5. При выборе створа перехода трубопровода следует руководствоваться методом оптимального проектирования с учетом гидролого-морфологических характеристик каждого водоема и его изменений в течение срока эксплуатации подводного перехода.

При определении оптимального положения створа и профиля перехода расчет следует производить по критерию приведенных затрат с учетом требований, предъявляемых к прочности и устойчивости трубопровода и охране природы.

6.6. Прокладка подводных переходов должна предусматриваться с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Величина заглубления устанавливается с учетом возможных деформаций русла и перспективных дноуглубительных работ.

Проектная отметка верха забалластированного трубопровода при проектировании подводных переходов должна назначаться на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки, определяемого на основании инженерных изысканий, с учетом возможных деформаций русла в течение 25 лет после окончания строительства перехода, но не менее 1 м от естественных отметок дна водоема.

При пересечении водных преград, дно которых сложено скальными породами, заглубление трубопровода принимается не менее 0,5 м, считая от верха забалластированного трубопровода до дна водоема.

При глубине подводных переходов, для которой отсутствуют освоённые технические средства разработки траншей, и невозможности переноса створа перехода, что должно быть обосновано проектом, допускается, по согласованию с соответствующими бассейновыми управлениями, уменьшать глубину заложения трубопроводов и укладывать их непосредственно по дну. При этом должны

предусматриваться дополнительные мероприятия, обеспечивающие их надежность при эксплуатации.

6.7. Переходы нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через реки и каналы следует предусматривать, как правило, ниже по течению от мостов, промышленных предприятий, пристаней, речных вокзалов, гидротехнических сооружений, водозаборов и других аналогичных объектов, а также нерестилищ и мест массового обитания рыб.

При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается располагать переходы нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через реки и каналы выше по течению от указанных объектов на расстояниях, приведенных в табл. 4, при этом должны разрабатываться дополнительные мероприятия, обеспечивающие надежность работы подводных переходов.

6.8. Минимальные расстояния от оси подводных переходов нефтепроводов и нефтепродуктопроводов при прокладке их ниже по течению от мостов, пристаней и других аналогичных объектов и от оси подводных переходов газопроводов до указанных объектов должны приниматься по табл. 4 как для подземной прокладки.

6.9. При пересечении водных преград расстояние между параллельными подводными трубопроводами следует назначать исходя из инженерно-геологических и гидрологических условий, а также из условий производства работ по устройству подводных траншей, возможности укладки в них трубопроводов и сохранности трубопровода при аварии на параллельно проложенном. Минимальные расстояния между осями газопроводов, заглубляемых в дно водоема с зеркалом воды в межень шириной свыше 25 м, должны быть не менее 30 м для газопроводов диаметром до 1000 мм включ. и 50 м для газопроводов диаметром свыше 1000 мм.

На многониточном переходе нефтепровода и нефтепродуктопровода, на котором предусмотрена одновременная прокладка нескольких основных трубопроводов (основных ниток) и одного резервного (резервной нитки), допускается прокладка основных ниток трубопроводов в одной траншее. Расстояние между параллельными нитками, прокладываемыми в одной общей траншее, и ширина траншеи назначаются в проекте исходя из условий производства работ по устройству подводной траншей и возможности укладки в нее трубопровода.

6.10. Минимальные расстояния между параллельными трубопроводами, прокладываемыми на пойменных участках подводного перехода, следует принимать такими же, как для линейной части магистрального трубопровода.

6.11. Подводные трубопроводы на переходах в границах ГВВ не ниже 1 % обеспеченности должны рассчитываться против всплытия в соответствии с указаниями, изложенными в разд. 8.

Если результаты расчета подтверждают возможность всплытия трубопровода, то следует предусматривать:

на русловом участке перехода — сплошные (бетонные) покрытия или специальные грузы, конструкция которых должна обеспечить надежное их крепление к трубопроводу для укладки трубопровода способом протаскивания по дну;

на пойменных участках — одиночные грузы или закрепление трубопроводов анкерными устройствами.

6.12. Ширину подводных траншей по дну следует назначать с учетом режима водной преграды, методов ее разработки, необходимости водолазного обследования и водолазных работ рядом с уложенным трубопроводом, способа укладки и условиями прокладки кабеля данного трубопровода.

Крутизну откосов подводных траншей следует назначать в соответствии с требованиями СНиП ²²²-42-80.

6.13. Профиль трассы трубопровода следует принимать с учетом допустимого радиуса изгиба трубопровода, рельефа русла реки и расчетной деформации (предельного профиля размыва), геологического строения дна и берегов, необходимой пригрузки и способа укладки подводного трубопровода.

6.14. Кривые искусственного гнутья в русловой части подводных переходов допускается предусматривать в особо сложных топографических и геологических условиях. Применение сварных отводов в русловой части не рекомендуется.

Примечание. Кривые искусственного гнутья на переходах должны располагаться за пределами прогнозируемого размыва этих участков или находиться под защитой специального крепления берегов.

6.15. Запорную арматуру, устанавливаемую на подводных переходах трубопроводов, согласно П.4.12 следует размещать на обоих берегах на отметках не ниже отметок ГВВ 10%-ной обеспеченности и выше отметок ледохода.

На берегах горных рек отключающую арматуру следует размещать на отметках не ниже отметок ГВВ 2 %-ной обеспеченности.

6.16. Проектом должны предусматриваться решения по укреплению берегов в местах прокладки подводного перехода и по предотвращению стока воды вдоль трубопровода (устройство нагорных канав, глиняных перемычек, струенаправляющих дамб и т.д.).

6.17. При ширине водных преград при меженном горизонте 75 м и более в местах пересечения водных преград трубопроводом следует предусматривать прокладку резервной нитки. Для многониточных систем необходимость строительства дополнительной резервной нитки независимо от ширины водной преграды устанавливается проектом.

Примечания: 1. При ширине заливаемой поймы свыше 500 м по уровню горизонта высоких вод при 10%-ной обеспеченности и продолжительности подтопления паводковыми водами свыше 20 дней, а также при пересечении горных рек и соответствующем обосновании в проекте (например, труднодоступность для проведения ремонта) резервную нитку допускается предусматривать при пересечении водных преград шириной до 75 м горных рек.

2. Диаметр резервной нитки определяется проектом.

3. Допускается предусматривать прокладку перехода через водную преграду шириной свыше 75 м в одну нитку при условии тщательного обоснования такого решения в проекте.

4. При необходимости транспортирования по трубопроводу вязких нефти и нефтепродуктов, временное прекращение подачи которых не допускается, следует предусматривать прокладку нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды шириной менее 75 м в две нитки.

6.18. При проектировании подводных переходов, прокладываемых на глубине свыше 20 м из труб диаметром 1000 мм и более, следует производить проверку устойчивости поперечного сечения трубы на воздействие гидростатического давления воды с учетом изгиба трубопровода.

6.19. Подводные переходы через реки и каналы шириной 50 м и менее допускается проектировать с учетом продольной жесткости труб, обеспечивая закрепление перехода против всплытия на береговых неразмываемых участках установкой грузов или анкерных устройств.

6.20. На обоих берегах судоходных и лесосплавных рек и каналов при пересечении их трубопроводами должны предусматриваться сигнальные знаки согласно „Правилам плавания по внутренним судоходным путям“, утвержденным Минречфлотом РСФСР, и „Правилам охраны магистральных трубопроводов“, утвержденным Советом Министров СССР.

6.21. На болотах и заболоченных участках должна предусматриваться подземная прокладка трубопроводов.

Как исключение, при соответствующем обосновании допускается укладка трубопроводов по поверхности болота в теле насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка). При этом должна быть обеспечена прочность трубопровода, общая устойчивость его в продольном направлении и против всплытия, а также защита от теплового воздействия в случае разрыва одной из ниток.

6.22. При соответствующем обосновании при подземной прокладке трубопроводов через болота II и III типов длиной свыше 500 м допускается предусматривать прокладку резервной нитки.

6.23. Прокладку трубопроводов на болотах следует предусматривать, как правило, прямолинейно с минимальным числом поворотов.

В местах поворота следует применять упругий изгиб трубопроводов. Надземную прокладку на болотах следует предусматривать в соответствии с требованиями, изложенными в разд. 7.

6.24. Укладку трубопроводов при переходе через болота в зависимости от мощности торфяного слоя и водного режима следует предусматривать непосредственно в торфяном слое или на минеральном основании.

Допускается прокладка трубопроводов в насыпях с равномерной передачей нагрузки на поверхность торфа путем устройства выстилки из мелколесья. Выстилка должна покрываться слоем местного или привозного грунта толщиной не менее 25 см, по которому укладывается трубопровод.

6.25. Размеры насыпи при укладке в ней трубопровода диаметром свыше 700 мм с расчетным перепадом положительных температур на данном участке следует определять расчетом, учитывающим воздействие внутреннего давления и

продольных сжимающих усилий, вызванных изменением температуры металла труб в процессе эксплуатации.

6.26. Наименьшие размеры насыпи должны приниматься:

толщина слоя грунта над трубопроводом не менее 0,8 м с учетом уплотнения грунта в результате осадки;

ширина насыпи поверху равной 1,5 диаметра трубопровода, но не менее 1,5 м;

откосы насыпи в зависимости от свойств грунта, но не менее 1:1,25.

6.27. В случае использования для устройства насыпи торфа со степенью разложения органического вещества менее 30 % необходимо предусматривать защитную минеральную обсыпку поверх торфа толщиной 20 см.

Насыпь из торфа и минерального грунта для защиты от размыва и выветривания должна быть укреплена. Материалы и способы укрепления насыпи устанавливаются проектом.

6.28. При проектировании насыпи должно быть предусмотрено устройство водопропускных сооружений: лотков, открытых канав или труб. Дно водопропускных сооружений и прилегающие откосы должны быть укреплены.

Количество и размеры водопропускных сооружений определяются расчетом с учетом рельефа местности, площади водосбора и интенсивности стока поверхностных вод.

6.29. Участки трубопроводов, прокладываемые в подводной траншее через болота или заливаемые поймы, а также в обводненных районах, должны быть рассчитаны против всплытия (на устойчивость положения). Для обеспечения устойчивости положения следует предусматривать специальные конструкции и устройства для балластировки (утяжеляющие покрытия, балластирующие устройства с использованием грунта, анкера и др.) .

6.30. При закреплении трубопровода анкерными устройствами лопасть анкера не должна находиться в слое торфа, заторфованного грунта или лёсса, пылеватого песка или других подобных грунтов, не обеспечивающих надежное закрепление анкера, а также в слое грунта, структура которого может быть подвержена разрушению или нарушению связности в результате оттаивания, размывов, выветривания, подработки или других причин.

Практическое занятие № 4. Изучение схем хранилищ нефти и газа.

С проблемой транспорта нефти и газа связана и проблема их хранения. До сих пор основным видом хранилищ нефти и нефтепродуктов являются искусственные резервуары, находящиеся непосредственно на земле или даже опущенные ниже ее уровня. Емкость их бывает различной: от десятков тонн до десятков тысяч тонн. Обычно недалеко от крупных нефтепромыслов и в крупных морских портах сооружаются резервуарные парки. Резервуарные парки различаются по своей емкости -- в одном парке таких хранилищ может быть 10--15, в другом несколько десятков. Основной недостаток наземных хранилищ -- это большая испаряемость (потери), а также опасность пожара, поэтому, как правило, их строят на значительном удалении от прочих объектов.

Что касается хранения газа, то здесь, пожалуй, возможностей несколько больше. Газ хранится как в наземных резервуарах.

В последние годы делались попытки закачивать нефть и жидкие нефтепродукты в естественные природные пустоты, иными словами создавать искусственные нефтяные залежи, однако, как показывает практика, этот способ очень дорог и не всегда приносит желаемые результаты вследствие непредвиденных больших потерь нефти при извлечении из такого хранилища.

Подъезжая к крупным городам -- Москве, Киеву можно видеть огромные площади, занятые батареями серебристых баллонов, расположенных штабелями. Это и есть газосборные и распределительные парки. Дело в том, что в городах потребность в газе сезонная, она резко увеличивается осенью и зимой (отопительный сезон) и уменьшается летом. Все эти парки и служат своего рода распределительным механизмом, регулирующим подачу топлива потребителю.

Газовое хранилище

Природный или искусственный резервуар для хранения газа. Различают Г. х. наземные (см. Газгольдер) и подземные. Основное промышленное значение имеют подземные Г. х., способные вмещать сотни млн. м³ (иногда млрд. м³) газа. Они менее опасны и во много раз экономически эффективнее, чем наземные. Удельный расход металла на их сооружение в 20--25 раз меньше. В отличие от газгольдеров, предназначенных для сглаживания суточной неравномерности потребления газа, подземные Г. х. обеспечивают сглаживание сезонной неравномерности. В зиму 1968--69 из подземных Г. х. в Москву в сутки подавалось до 20 млн. м³ природного газа, а из газгольдеров -- только 1 млн. м³. Летом, когда резко уменьшается расход газа, особенно за счёт отопления, его накапливают в Г. х., а зимой, когда потребность в газе резко возрастает, газ из хранилищ отбирают (рис.). Кроме

того, подземные Г., х. служат аварийным резервом топлива и химического сырья.

Газотранспортная система, рассчитанная на максимальную потребность в газе, на протяжении года будет не загружена, если же исходить из минимальной подачи, то город в отдельные месяцы не будет полностью обеспечен газом. Поэтому газотранспортную систему сооружают исходя из средней её производительности, а вблизи крупных потребителей газа создают Г. х. Сезонную неравномерность потребления газа частично выравнивают с помощью т. н. буферных потребителей, которые летом переводятся на газ, а зимой используют др. вид топлива (обычно мазут или уголь).

Подземные Г. х. сооружаются двух типов: в пористых породах и в полостях горных пород. К первому типу относятся хранилища в истощённых нефтяных и газовых месторождениях, а также в водоносных пластах. В них природный газ обычно хранится в газообразном состоянии. Ко второму типу относятся хранилища, созданные в заброшенных шахтах, старых туннелях, в пещерах, а также в специальных горных выработках, которые сооружаются в плотных горных породах (известняках, гранитах, глинах, каменной соли и др.). В полостях горных пород газы хранятся преимущественно в сжиженном состоянии при температуре окружающей среды и при давлении порядка 0,8--1,0 Мн/м² (8--10 кгс/см²) и более. Обычно это пропан, бутан и их смеси. С начала 60-х гг. применяется в промышленных масштабах подземное и наземное хранение природного газа в жидком состоянии при атмосферном давлении и низкой температуре (т. н. изотермические хранилища).

Наиболее дешёвы и удобны Г. х., созданные в истощённых нефтяных и газовых залежах. Приспособление этих ёмкостей под хранилища сводится к установке дополнительного оборудования, ремонту скважин, прокладке необходимых коммуникаций. В тех районах, где нужны резервы газа, а истощённые нефтяные и газовые залежи отсутствуют, Г. х. устраивают в водоносных пластах. Г. х. в водоносном пласте представляет собой искусственно созданную газовую залежь, которая эксплуатируется циклически. Для устройства такой залежи необходимо, чтобы водоносный пласт был достаточно порист, проницаем, имел бы ловушку для газа и допускал оттеснение воды из ловушки на периферию пласта. Обычно ловушка -- это куполовидное поднятие пласта, перекрытое непроницаемыми породами, чаще всего глинами. Газ, закачанный в ловушку, оттесняет из неё воду и размещается над водой. Плотные отложения, образуя кровлю над пластом-коллектором, не позволяют газу просочиться вверх. Пластовая вода удерживает газ от ухода его в стороны и вниз. При создании Г. х. в водоносном пласте основная трудность состоит в том, чтобы выяснить, действительно ли разведываемая часть пласта представляет собой ловушку для газа. Кроме того, необходимо в условиях обычно значит. неоднородности пласта наиболее полно вытеснить из него воду, не допуская при этом ухода газа за пределы ловушки. Создание Г. х. в водоносном пласте продолжается в

среднем 3-- 8 лет и обходится в несколько млн. руб. Срок окупаемости капитальных затрат составляет 2--3 года. Г. х. в водоносных пластах устраивают обычно на глубине от 200-- 300 до 1000--1200 м.

В СССР на основе теоретических работ И. А. Чарного разработано и впервые в мире осуществлено в промышленных масштабах вблизи Ленинграда (Гатчинское подземное Г. х.) хранение газа в горизонтальных и пологопадающих водоносных пластах (1963). Этот метод основан на том, что газовый объём, находящийся в водонасыщенной пористой среде (при достаточно больших его размерах), расплывается в горизонтальном пласте очень медленно и утечки не имеют существенного значения. Хранение газа без ловушек представляет большой практический интерес, поскольку во многих газопотребляющих районах отсутствуют благоприятные условия для создания водоносных газохранилищ обычного типа.

Из Г. х. в полостях горных пород наибольшее значение имеют хранилища, сооруженные в отложениях каменной соли. Создание такой ёмкости в 10--20 раз дешевле, чем в др. горных породах. Ёмкость в каменной соли создаётся обычно путём выщелачивания её водой через скважины, которые используются затем при эксплуатации хранилища. Объём одной каверны достигает 100--150 тыс. м³. Размыв такой каверны продолжается 3--4 года. Хранилище в соли сооружают на глубине от 80--100 до 1000 м и более. Для хранения природного газа целесообразны глубокие хранилища, т. к. в них можно поддерживать более высокие давления и, следовательно, содержать в заданном объёме больше газа.

Особое место занимают изотермические подземные Г. х. (например, для сжиженного метана), которые представляют собой котлован с замороженными стенками. Верхняя часть резервуара укреплена бетонным кольцом, на которое опирается стальная крыша с теплоизоляционным материалом. Для сооружения изотермического хранилища по его периметру бурится кольцевая батарея скважин, с помощью которых грунт вокруг будущего хранилища на период строительства замораживается. После сооружения ёмкости и заполнения её сжиженным метаном надобность в морозильных скважинах отпадает. Сжиженный метан хранится при атмосферном давлении и температуре -- 161, -- 162 °С. Толщина замороженных грунтовых стенок резервуара медленно растёт и достигает 10--15 м. Потери тепла со временем уменьшаются. Низкая температура в хранилище поддерживается за счёт испарения части метана (2--4% в месяц). Пары собираются, сжижаются и возвращаются в хранилище. Отбор метана производится погружными центробежными насосами и последующей регазификацией жидкости на специальных установках. Изотермические Г. х. создают в различных условиях, в том числе и в слабоустойчивых грунтах. Геометрическая ёмкость их достигает 80 тыс. м³. Изотермическое хранение метана обычно значительно дороже, чем хранение его в газообразном состоянии в водоносных пластах. Для хранения углеводородов в жидком состоянии применяются и наземные ёмкости -- стальные резервуары с

двойными стенками, между которыми помещен теплоизоляционный материал. Наземные изотермические Г. х. относительно дороги и металлоёмки, поэтому они распространены мало.

Историческая справка. Первое подземное Г. х. сооружено в Канаде (1915) в истощённой залежи. Наибольшее развитие подземное хранение газа получило в США, где в 1968 насчитывалось 330 Г. х., общая ёмкость которых составляла 124 млрд. м³. Подземные Г. х. имеются также в ГДР, Польше, Чехословакии, ФРГ, Франции и др. странах. В СССР первым было сооружено Башкатовское Г. х. в Куйбышевской обл. (1958) на базе истощённой газовой залежи. В 1959 началось заполнение газом Калужского водоносного газохранилища, и с 1963 оно эксплуатируется. Его объём -- 400 млн. м³. Позднее в водоносном пласте было создано одно из крупнейших в мире -- Щёлковское Г. х.; в нём хранится около 3,0 млрд. м³ газа, максимальное давление -- 11 Мн/м² (110 кгс/см²). Рабочий расход газа по этому хранилищу достигает 15 млн. м³ в сутки.

В СССР газ в промышленных масштабах отбирается из 5 Г. х., созданных в истощённых залежах, и из 7 -- в водоносных пластах; два Г. х. сооружены в отложениях каменной соли (1969). Два крупных подземных Г. х. созданы в истощённых газовых месторождениях Саратовской обл. В них производится закачка газа из мощной системы газопроводов Средняя Азия -- Центр. Начаты работы по сооружению крупнейших Г. х. на базе истощённых месторождений Зап. Украины, Башкирии и Азербайджана. Значительно расширяются Калужское,

Щёлковское (РСФСР) и Олишевское (УССР) хранилища; заполняются газом Краснопартизанское (УССР), Инчукалнское (Латвийская ССР) и др. хранилища. К 1975 общую ёмкость отечественных подземных Г. х. намечено довести до 51 млрд. м³. июня.

Хранилища

Вот уже несколько лет значительная часть газа, около четверти всего потребляемого количества, приходит в столицу из огромных подземных хранилищ, расположенных в районе Калуги и подмосковного города Щелково. Эти хранилища появились еще задолго до возникновения проблемы «сезонной неравномерности» -- они были созданы самой природой многие миллионы лет тому назад. Для хранения газа используются глубинные пористые слои песчаника. Снизу они изолированы водоносными слоями, сверху -- плотным глиняным «куполом» толщиной 15--30 м. Примерно такую же толщину имеют и сами пористые слои. Эти слои находятся на глубине 750--950 м, поэтому Закачки и отбор газа осуществляются компрессорными установками через многочисленные скважины.

Естественно, что закачивают газ в хранилища в летние месяцы, причем только одно Щелковское хранилище на освоенной площади (около 18 км²) вмещает 1,5-- 1,8 млрд. м³ газа. Этого количества могло бы хватить для

такого города, как Москва, на один самый холодный месяц. Щелковское и Калужское хранилища газа успешно эксплуатируются несколько лет.

Геологи ведут поиски структурных водоносных ловушек, аналогичных тем, к которым приурочены залежи углеводородов, и вблизи других промышленных центров. Некоторые крупные хранилища уже исследованы и сейчас проходят эксплуатационные испытания, например, Гатчинское хранилище газа вблизи Ленинграда и Олишевское вблизи Киева.

В отличие от нефти закачка газа в природные пласты или в истощенные нефтяные залежи дала весьма положительные результаты и за последние годы нашла широкое применение не только в России, но и за рубежом, В США, например, существует более 200 подземных хранилищ с общими запасами газа около 160 млрд. м³. Почти все эти хранилища устроены в ранее выработанных газовых залежах, остальные -- в нефтегазоносных и водоносных пластах.

Попутный газ

И еще одно интересное техническое новшество в этом вопросе. Известно, что в последние годы разведчики недр шагнули далеко в море. Раньше попутный газ на морских месторождениях просто сжигали, а природный газ сжижали и транспортировали на берег танкерами. Но все это возможно опять-таки при известных условиях -- если небольшая глубина моря, недалеко берег и т. п. А что делать, если газовое месторождение расположено, скажем, на глубине 30 м и более и в нескольких десятках километров от берега? Не строить же эстакаду под газохранилище, это дорого и не всегда возможно из-за больших глубин моря и различных погодных условий.

Тогда инженеры предложили весьма простой и оригинальный способ. Заключается он в следующем. На глубине 10--12 м под поверхностью моря (там, где штормовые волны теряют свою силу) закрепляется огромный металлический колпак в виде крышки, которая крепится к морскому дну при помощи свай (вроде навеса) или при помощи канатов и якорей. Газ, поступающий из морской скважины по трубопроводу, загоняется под колпак и находится там до тех пор, пока погода не позволит подойти танкеру к этому месту и забрать его (предварительно переводя в жидкое состояние) в свои трюмы-танки. С поверхностью моря это хранилище соединена гибким шлангом, который поддерживается огромным бумом. На первый взгляд это выглядит довольно просто, однако от проекта до массового внедрения нужно преодолеть много технических трудностей. Тем не менее сегодня подобные хранилища уже создаются и испытываются (правда, они пока очень невелики).

Транспорт и хранение нефти и газа

Сбор и хранение нефти и газа на промыслах -- автотранспорт--железнодорожный транспорт -- морской транспорт -- трубопроводный транспорт -- хранение нефти и газа на земле, под землей, под водой

В предыдущих главах вкратце был рассмотрен весь процесс от поисков и разведки до разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа. На нефтяных и газовых промыслах существует система, если можно так сказать, «первичного» сбора, обработки, транспорта и хранения нефти и газа. Эта система заключается в следующем: нефтегазовая смесь из скважины поступает по трубопроводу в специальную емкость -- трап, где в результате изменения скорости движения происходит разделение жидкой и газообразной фаз. Из трапа нефть и газ отводятся по разным трубопроводам в специальные промысловые емкости.

Следует отметить, что на всех современных крупных промыслах нефть и газ, прежде чем поступить в стационарную емкость, проходят целую стадию предварительной обработки, включающую стабилизацию давления, обезвоживание, обессоливание, отделение серы и пр. Эта обработка значительно снижает корродирующее действие продуктов на емкости и трубопроводы.

Когда нефть или природный газ уже подняты на поверхность земли, возможны два варианта их дальнейшего пути: или непосредственно с промысла они транспортируются на нефтехимическое предприятие или же поступают в специальные хранилища, а уж затем транспортируются.

Транспортировка нефти и газа с промысла может быть различной в зависимости от технической оснащенности промысла, места расположения его и т. п. Скажем, промыслы, расположенные на берегу моря или реки, имеют наземные хранилища, соединенные трубопроводами с нефтеналивными причалами; если промысел расположен в отдаленном континентальном районе, то он может быть связан с потребителем (нефтехимическим предприятием) либо трубопроводом, либо железной дорогой, либо шоссе.

С древних времен и до наших дней виды транспорта нефти и газа претерпели значительные качественные и количественные изменения -- от бочек и бамбуковых труб до танкеров и трубопроводов протяженностью в несколько тысяч километров.

Подземное хранение газа

В связи с большими масштабами расхода газа на отопление в США весьма остро стоит проблема покрытия сезонных пиков потребления газа. Они покрываются как за счет прекращения подачи газа буферным потребителям в холодные дни, так и за счет отбора газа из подземных хранилищ, причем отключение буферных потребителей играет меньшую роль в покрытии максимального суточного пика, чем отбор из хранилищ.

Развитию подземного хранения газа в США благоприятствует наличие истощенных газовых месторождений вблизи многих крупных центров потребления газа. Большое значение имеет также заинтересованность

американских газовых компаний в увеличении масштабов газового отопления, что связано с высокой прибыльностью продажи газа для отопления, и относительная дешевизна энергетического угля в большинстве районов дальнего газоснабжения, ограничивающая возможности поставок газа буферным потребителям. Первые подземные хранилища появились в США во время первой мировой войны, однако наиболее быстрый рост подземного хранения относится к периоду после второй мировой войны. В США в последние годы на создание подземных хранилищ расходуется 50--60 млн. долл. в год. С 1950 по 2005 г. число подземных хранилищ в США увеличилось со 125 до 258 (в том числе в водоносных пластах 12), их общая предельная емкость выросла за этот период более чем в два раза, ежегодный отбор газа из хранилищ -- в 6,4 раза. Максимальная суточная производительность повысилась до 353 млн. м³ в 2005 г. Суммарные капиталовложения в подземное хранение на начало 2005 г. достигали примерно 1 млрд. долл. Удельные капиталовложения на объем активного газа равны в среднем 26 долл. на 1000 м³, а на максимальную суточную производительность -- немногим более 2 тыс. долл. в расчете на 1000 м³/сутки.

Применение продуктов из газа

Термические процессы, применяемые при глубокой переработке нефти и в нефтехимии, требуют очень точной регулировки, которая может быть эффективно осуществлена лишь при использовании газообразного топлива. Следует отметить, что достижения в области нефтеперерабатывающей промышленности и нефтехимии США в значительной мере связаны с использованием газа в качестве технологического топлива. В трубопрокатном производстве в прошлом при калибровке труб в зависимости от характера необходимой выправки приходилось непрерывно менять установку валков калибровочного стана. В настоящее время выправка трубы достигается с помощью регулирования температуры ее отдельных участков. Регулирование осуществляется газовой печью непрерывного действия, которая расположена перед калибровочным станом. Температура отдельных участков трубы определяет степень деформации металла. Применение природного газа способствовало техническому прогрессу и в легкой промышленности. На многих хлебопекарных предприятиях США производство автоматизировано с помощью современных газовых печей. В текстильной промышленности применение газовых сушилок позволило повысить производительность установок и улучшить качество продукции. Прогресс в полиграфической промышленности США также связан с использованием природного газа. Изобретение специальной типографской краски в сочетании с внедрением автоматизированной газовой нагревательной аппаратуры позволило резко сократить время, необходимое для сушки, и таким образом увеличить скорость печатания в 4 раза.

Практическое занятие № 5. Расчет фундамента под резервуар.

Фундаменты под резервуары

Проектирование оснований и фундаментов стальных вертикальных резервуаров выполняется в соответствии с действующими ТНПА и настоящим техническим кодексом.

Проектирование основания и фундаментов под резервуар должно выполняться специализированной проектной организацией с учетом положений действующих ТНПА и дополнительных требований настоящего подраздела. С целью определения исходных данных для проектирования основания и фундаментов в чертежах марки КМ следует разрабатывать задание для проектирования основания и фундаментов, включающее расчетные реактивные усилия (нагрузки), передаваемые от корпуса резервуара на его фундамент.

Проект основания и фундаментов должен быть выполнен с учетом обеспечения следующих условий:

— максимальная абсолютная осадка основания не должна превышать 200 мм;

— относительная осадка основания под днищем, равная отношению разности осадок двух смежных точек к расстоянию между ними, не должна превышать 0,005;

— разность осадок под центральной частью днища и под стенкой не должна превышать $0,003r$ (где r — радиус резервуара) и должна быть не более 100 мм;

— крен резервуаров с понтоном или с плавающей крышей не должен превышать 0,002, а резервуаров без понтона или плавающей крыши — 0,004.

При проектировании оснований и фундаментов необходимо учитывать наличие в регионе строительства применяемых для этого природных материалов.

Исходными данными для проектирования основания резервуара должны быть результаты инженерно-геологических изысканий, выполненных в соответствии с требованиями СНБ 1.02.01 и не позднее, чем за 1,5 года до начала проектирования.

По совокупности свойств инженерно-геологические условия площадки для строительства резервуаров подразделяются на благоприятные, неблагоприятные и весьма неблагоприятные.

Неблагоприятными для устройства оснований и фундаментов резервуаров являются:

- грунты с модулем деформации $E < 10$ МПа;
- просадочные и набухающие грунты;
- грунты с отклонением слоев от горизонтали более 7° .

Весьма неблагоприятными для устройства оснований и фундаментов резервуаров являются:

- грунты плавунного типа;
- подрабатываемые территории;
- просадочные грунты мощностью более 25 м;
- зоны тектонических разломов;
- участки распространения оползневых, карстовых, мерзлотных и других опасных геологических процессов.

На основании полных инженерно-гидрогеологических изысканий принимаются варианты решений по водопонижению грунтовых вод с устройством различных типов дренажей.

Следует использовать вертикальный дренаж, компактный и маневренный.

На застроенных территориях, сложенных глинистыми грунтами, для снижения уровня подземных вод следует применять дренажные завесы, которые выполняются в виде ряда пересекающихся вертикальных скважин, заполненных хорошо фильтрующим материалом.

Применение водопонижения, особенно в глинистых и пылеватых песчаных грунтах, влечет за собой уплотнение и осадку осушаемой толщи грунтов. Это явление следует учитывать при проектировании дренажа.

Основным критерием выбора типа основания и фундаментов под резервуар является их деформативность. Расчет основания по деформациям предусматривает определение расчетных значений величин, характеризующих абсолютные и относительные перемещения фундаментных конструкций и элементов стальной оболочки резервуара, с целью их ограничения, обеспечивающего нормальную эксплуатацию резервуара и его долговечность. Расчет осадок основания резервуара следует выполнять, как правило, с использованием расчетной схемы основания в виде линейно-деформируемой среды: полупространства с условным ограничением глубины сжимаемой толщи или слоя конечной толщины. В случае, если расчетные значения деформаций основания превышают предельные значения, следует выполнить расчет осадок с учетом совместной работы оболочки резервуара и основания, рассматривая расчетную схему основания, характеризующую

коэффициентами жесткости, в качестве которых принимаются отношения давления на основание к его расчетным осадкам в различных точках поверхности согласно рекомендациям СНиП 2.01.09.

При неблагоприятных грунтовых условиях применяются следующие мероприятия по защите основания и фундаментов от недопустимых осадок:

- замена слоя слабого, просадочного, набухающего грунта менее сжимаемым грунтом;
- устройство свайных фундаментов-стоек (в том числе грунтовых) с ростверком (железобетонным, щебеночным и т. д.), причем опирание свай-стоек допускается согласно 8.4 СНиП 2.02.03;
- искусственное закрепление грунтов.

Если площадка строительства сложена толщей слабых водонасыщенных грунтов мощностью до 10 м и не имеет прослойки торфа, наиболее экономично применение свайного фундамента с промежуточной подушкой. Поверх оголовков устраивается щебеночная подушка высотой не менее расстояния между сваями.

Когда площадка строительства резервуара сложена значительной толщей слабых грунтов и применение свайного фундамента является неэкономичным, следует выполнять уплотнение грунтов временной нагрузкой с устройством вертикальных дренажей для уменьшения продолжительности консолидации грунтов.

Строительство резервуаров при весьма неблагоприятных грунтовых условиях не рекомендуется.

Практическое занятие № 6. Изучение схем сооружения насосных и перекачивающих станций.

- **Компенсаторы**
- **Резервуарное оборудование**
- **Резервуары**
- **Теплообменники, подогреватели**
- **Газовое оборудование**
- **Стальные трубы**
- **Детали трубопровода**
- **Трубопроводная арматура**
- **Гидрогеологическое оборудование**
- **Циклоны пылеуловители**
- **Строительные материалы**

Технологические схемы НПС

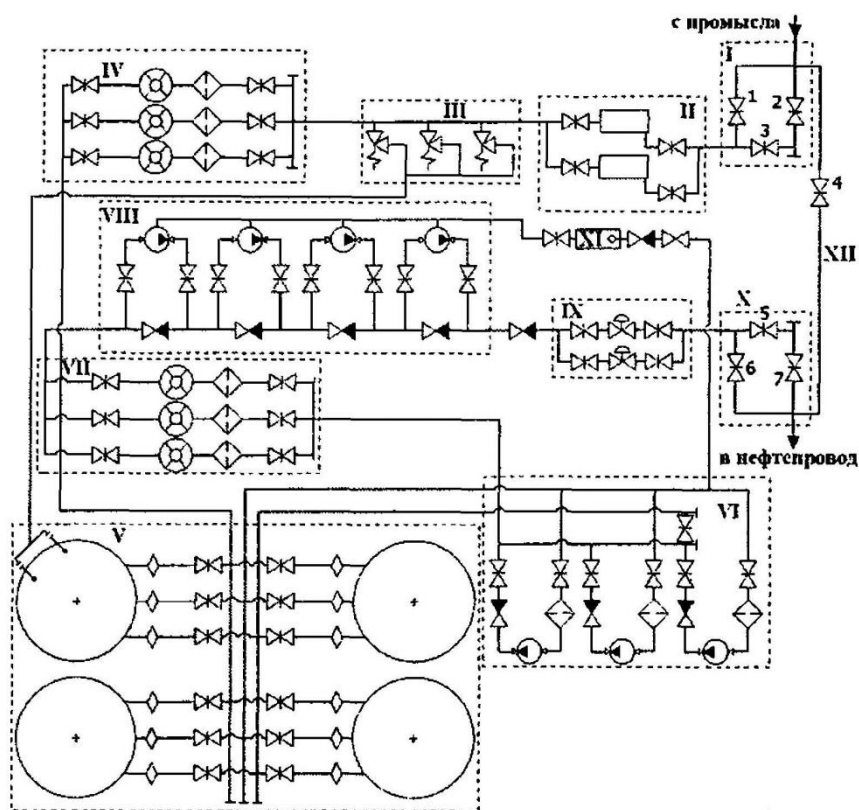
Технологической схемой НПС называют безмасштабный рисунок, на котором представлена схема размещения ее объектов, а также внутривысостанных коммуникаций (технологических трубопроводов) с указанием диаметров и направлений потоков.

Сооружения НПС могут быть разделены на две группы: производственного и вспомогательного назначения. К объектам первой группы относятся: подпорная насосная, магистральная насосная, резервуарный парк, площадка фильтров-грязеуловителей, технологические трубопроводы, узлы учета, узел регуляторов давления, камеры приема и пуска средств очистки и диагностики, совмещенные с узлом подключения к магистральному трубопроводу, узел предохранительных устройств, емкость сбора утечек с погруженным насосом.

Объектами второй группы являются: системы энерго-, водо- и теплоснабжения, водоотведения, автоматики, телемеханики, узел связи, лаборатория, мех мастерские, пожарное депо, гараж, административное здание и т.д.

Принципиальная технологическая схема головной НПС магистрального нефтепровода приведена на рисунке ниже. Нефть с промысла поступает на станцию через фильтры-грязеуловители, узел предохранительных устройств, узел учета и направляется в резервуарный парк. Здесь осуществляется ее отстаивание от воды и мехпри- месей, а также замер количества. Для откачки нефти из резервуаров используется подпорная насосная. Из нее через узел учета нефть направляется в магистральную насосную, а затем через узел регуляторов давления и камеру пуска средств очистки и диагностики - в магистральный нефтепровод.

Принципиальная технологическая схема головной нефтеперекачивающей станции



I - камера приема средств очистки и диагностики; II - площадка фильтров-грязеуловителей; III - узел предохранительных устройств; IV, VII - узел учета; V - резервуарный парк; VI - подпорная насосная; VIII - магистральная насосная; IX - узел регуляторов давления; X - камера пуска средств очистки и диагностики; XI - емкость сбора утечек с погружным насосом; XII - байпасная (обводная) линия

Для очистки полости трубопровода от парафина, смол, мехпримесей, воды из камеры X периодически производится запуск очистных устройств (скребков). Из нее же в трубопровод вводятся средства диагностики состояния его стенки.

Периодически возникает необходимость во внутри- станционных перекачках: при зачистке резервуаров, при их освобождении перед диагностикой и ремонтом, при компаундировании (приготовление нефтяных смесей с требуемыми свойствами) и т.д.

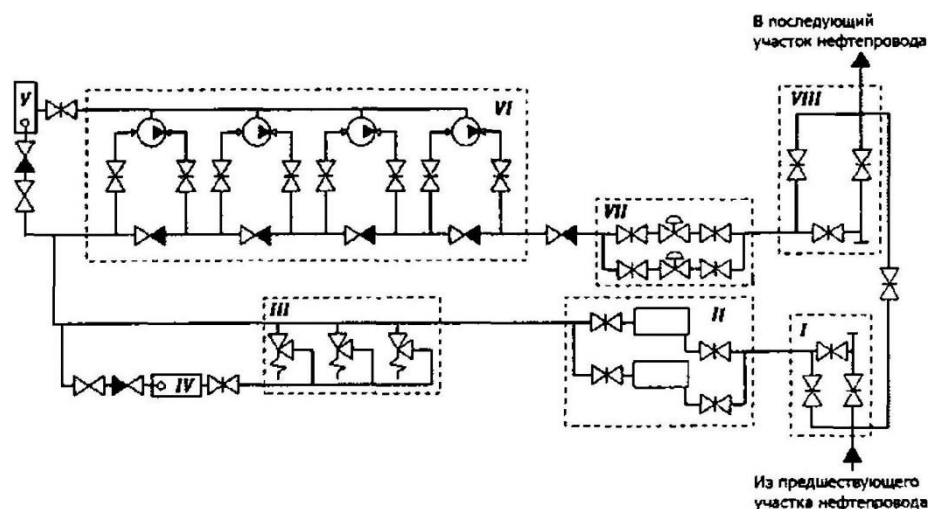
Таким образом, технологическая схема головной НПС позволяет выполнять следующие основные операции:

- прием нефти с промыслов;
- ее оперативный и коммерческий учет;
- хранение нефти;
- запуск очистных и диагностических устройств;
- внутристанционные перекачки.

Принципиальная технологическая схема промежуточной НПС магистрального нефтепровода приведена на рисунке ниже. Она отличается от изображенной на рисунке выше тем, что не содержит узлов

учета, резервуарного парка и подпорной насосной. Соответственно, на таких НПС не выполняются операции учета и хранения нефти.

Принципиальная технологическая схема промежуточной нефтеперекачивающей станции



I - камера приема средств очистки и диагностики; II - площадка фильтров-грязеуловителей; III - узел предохранительных устройств; IV - емкость для сброса ударной волны; V - емкость сбора утечек с погружным насосом; VI - магистральная насосная; VII - узел регуляторов давления; VIII - камера пуска средств очистки и диагностики

Необходимо подчеркнуть, что такой состав сооружений промежуточных НПС имеет место только при системе перекачки «из насоса в насос», если: а) они не расположены на границе эксплуатационных участков (и поэтому не являются для них головными); б) на них не производятся операции приема нефти с близлежащих месторождений.

Рассмотрим элементы технологической схемы. Узел подключения НПС к магистральному трубопроводу (первый рисунок) состоит из камер приема и пуска очистных и диагностических устройств, а также байпасной (обводной) линии. В период между очистками задвижки I, II, IV, VI, VII закрыты, а задвижки III, V открыты. Поток нефти из предшествующего участка трубопровода через задвижку V поступает во всасывающую линию НПС, а из нагнетательной линии — через задвижку III в следующий участок трубопровода. При проведении очистки предшествующего участка трубопровода, после того как скребок пройдет линейный сигнализатор, открываются задвижки VI, VII и закрывается задвижка V. После того как скребок окажется в приемной камере, задвижка V открывается, а задвижки VI, VII закрываются. Далее нефть из приемной камеры самотеком сливается в подземную дренажную емкость ЕП, концевой затвор приемной камеры открывается, и скребок извлекается из нее, а концевой затвор закрывается.

При необходимости очистки последующего участка трубопровода сначала при закрытых задвижках I, II открывается концевой затвор камеры, и в нее запасовывается скребок. Далее после закрытия концевого затвора открываются задвижки I, II, закрывается задвижка III, и скребок входит в очищаемый участок трубопровода.

При неработающей НПС открыты только задвижки III, IV, V, и поток нефти из предшествующего участка направляется в последующий, минуя станцию.

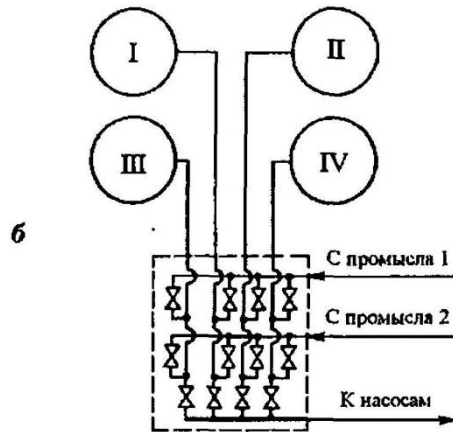
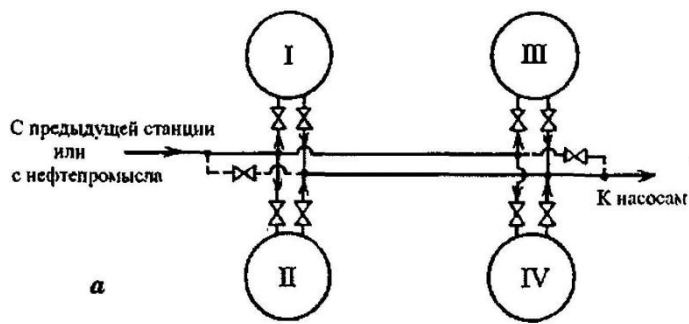
Площадка фильтров-грязеуловителей располагается на входе в НПС. Фильтры-грязеуловители предназначены для улавливания крупных механических частиц, поступающих из магистрального (или подводящего) трубопровода. Количество параллельно включенных фильтров выбирается таким образом, чтобы по мере засорения одних можно было включить в работу другие. О работоспособности фильтров судят по разнице давлений на входе и выходе из них. При увеличении перепада давлений до величины более 0,05 МПа (что свидетельствует об их загрязнении) или уменьшении до величины менее 0,03 МПа (свидетельствует о повреждении фильтрующего элемента) производится переключение на резервный фильтр.

Узел предохранительных устройств служит для предохранения приемного коллектора технологических трубопроводов НПС от чрезмерных давлений на приеме станции, возникающих при ее внезапных отключениях. В качестве предохранительных устройств используются либо система сглаживания волн давления, либо предохранительные сбросные клапаны. Сброс избыточного давления производится в безнапорные технологические емкости. Принцип работы предохранительных устройств будет рассмотрен ниже.

Узел учета нефти состоит из нескольких параллельных линий, каждая из которых включает следующие элементы: отсекающие задвижки, манометры, фильтры, струевыпрямитель, счетчик, термометр, отводы к контрольному счетчику или пружину, контрольный кран. Повышение точности замера расхода достигается дополнительной очисткой нефти в фильтре, уменьшением турбулентности потока в струевыпрямителе (представляющем собой пучок параллельных трубок малого диаметра, помещенных в основную трубу), а также внесением температурной поправки на основе показаний термометра.

В зависимости от количества трубопроводов, подключенных к резервуарам, различают однопроводную и двухпроводную (рисунок ниже) технологические схемы. В первом случае для приема и отпуска нефти используется один и тот же Трубопровод, во втором — разные. Для снижения скорости закачки нефти резервуары могут иметь несколько приемо-сдаточных патрубков.

Возможные схемы обвязки резервуаров

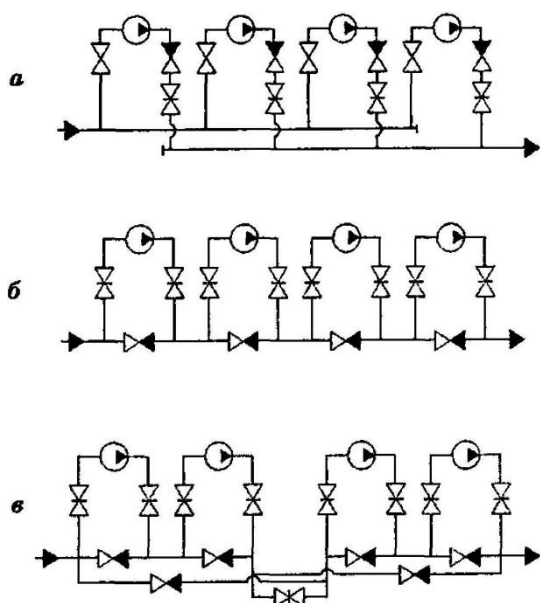


а - для головных и промежуточных станций; б - для головных станций; I-IV - номера резервуаров

Соединение насосов на НПС может быть параллельным, последовательным или комбинированным. При параллельном включении (рисунок ниже) насосы имеют общие всасывающий и нагнетательный коллекторы. Поэтому напор группы насосов равен напору одного из них, а подача увеличивается в число раз, равное количеству работающих насосов. При последовательном включении (рисунок ниже) нефть проходит один насос за другим, получая в каждом из них приращение напора. Для предотвращения работы насосов самих на себя их всасывающая и нагнетательная линии разделены обратным клапаном, который пропускает поток,двигающийся слева направо, но закрывается для потока,двигающегося в обратную сторону.

На современных нефте- и нефтепродуктопроводах параллельное включение чаще применяется для подпорных насосов, а последовательное - для магистральных. Нередко встречается комбинированное (последовательно-параллельное) соединение насосов (рисунок ниже).

Возможные схемы соединения насосов на НПС



а - параллельное; б - последовательное; в - комбинированное (параллельно-последовательное)

Обвязка насосов должна обеспечивать работу НПС при выводе в резерв любого из насосных агрегатов станции.

Обратный клапан устанавливается также после последнего по ходу магистрального насоса. Делается это для защиты магистральной насосной от гидравлических ударов в последующем участке трубопровода.

Узел регуляторов давления служит для установления требуемого начального давления в обслуживаемом участке трубопровода.

Все перечисленные объекты соединяются технологическими трубопроводами. На НПС они служат для выполнения всех технологических операций с поступающей, хранящейся и откачиваемой нефтью. Границы технологических трубопроводов определяются входными и выходными задвижками НПС.

На технологических схемах указывают диаметры трубопровода и направление движения нефти.

МДК 02.02. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ.

Раздел 1. Эксплуатация и ремонт магистральных газонефтепроводов и газонефтехранилищ.

ПЗ 1. Расчет количества конденсата, уловленного в магистральном газопроводе.

если пары смеси газов (а также смеси с воздухом) при определенном давлении охлаждаются, часть из них выпадает в конденсат. Вам нужно определить точку росы для вашей смеси газов. В интернете есть большое количество номограмм для определения точки росы многокомпонентных смесей газов (газовоздушные смеси тоже необходимо рассматривать) при различных давлениях. Бороться с конденсатом можете играя параметрами давление-температура, если же конечно есть такая возможность, если нет, то можно установить в пониженных участках конденсатосборники.

Точка росы – это температура, при которой водяные пары из воздуха начинают конденсироваться на поверхностях. Случается так, что в отопительный сезон мы можем наблюдать конденсирование влаги на окнах и иногда стенах. В последнем случае конденсат может привести даже к образованию плесени.

В этой статье мы попробуем разобрать такое понятие как «точка росы» и научимся определять температуру выпадения конденсата на поверхностях.

От чего зависит точка росы?

Принято считать, что для определения точки росы нужно знать две переменные:

- Влажности воздуха в помещении
- Температуры воздуха

Рассмотрим простой пример для понимания: воздух внутри помещения имеет температуру $+20^{\circ}\text{C}$ и при влажности воздуха 60% на поверхности с температурой ниже $+12^{\circ}\text{C}$ будет образовываться конденсат.

Благодаря номограмме ниже температуру точки росы можно будет определить более точно.

Номограмма определения точки росы

Чтобы рассчитать температуру точки росы достаточно иметь дома точный спиртовой градусник и гигрометр. Последний бывает двух типов:

- Гигрометр обычный — показывает относительную влажность воздуха в процентах. Достаточно просто снять его показания.

- Гигрометр психометрический — имеет два спиртовых термометра с ценой деления 0,1-0,5°C. Один термометр сухой, второй имеет устройство увлажнения. Для удобства определения относительной влажности воздуха в помещении используют психометрическую таблицу.

Измерив эти значения, далее на номограмме с помощью линейки прокладываем луч от шкалы температуры в помещении к известной влажности воздуха, в том месте, где луч пересечет шкалу «Температура точки росы» и будет нужным значением температуры поверхности для вашего случая.

Кликните по номограмме определения точки росы, чтобы увеличить ее до полного размера

Для определения уровня влажности в помещении полезно будет купить гигрометр.

ПЗ 2.Изучение оборудования установок катодной защиты.

Защита трубопроводов от коррозии может выполняться посредством множества технологий, наиболее эффективным из которых является электрохимический метод, к которому и относится катодная защита. Зачастую антикоррозийная катодная защита применяется комплексно, вместе с обработкой стальной конструкции изолирующими составами.



Магистральный наземный газопровод

В данной статье рассмотрена электрохимическая защита трубопроводов и особенно детально изучен ее катодный подвид. Вы узнаете, в чем заключается суть данного метода, когда его можно использовать и какое оборудование применяется для катодной защиты металлов.

Катодная защита стальных конструкций от коррозии была изобретена в 1820-х годах. Впервые метод был применен в кораблестроении — защитными анодными протекторами был обшит медный корпус судна, что значительно уменьшило скорость корродирования меди. Методика была взята на вооружение и начала активно развиваться, что сделало ее одним из наиболее эффективных методов противокоррозионной защиты на сегодняшний день.

Катодная защита металлов, согласно технологии выполнения, классифицируется на две разновидности:

- метод №1 — к защищаемой конструкции подсоединяется внешний источник тока, при наличии которого само металлическое изделие выполняет роль катода, тогда как в качестве анодов выступают сторонние инертные электроды.
 - метод №2 — «**гальваническая технология**»: защищаемая конструкция контактирует с протекторной пластиной изготовленной из металла, имеющего больший электроотрицательный потенциал (к таким металлам относятся цинк, алюминий, магний и их сплавы). Функцию анода в данном методе выполняют оба металла, тогда как электрохимическое растворение металла протекторной пластины обеспечивает протекание через защищаемую конструкцию необходимого минимума катодного тока. По истечению времени протекторная пластина полностью разрушается.
- Метод №1 — наиболее распространенный. Это простая в реализации противокоррозионная технология, которая эффективно справляется с многими разновидностями коррозии металлов:
- межкристалльная коррозия нержавеющей стали;
 - питтинговая коррозия;
 - растрескивание латуни из повышенного напряжения;
 - коррозия под воздействием блуждающих токов.



Подключение электродов катодной защиты к трубопроводу

В отличие от первого метода, пригодного для защиты больших по размеру конструкций (применяется для подземных и наземных трубопроводов), гальваническая электрохимзащита предназначена для применения с изделиями малых размеров.

Гальванический метод широко распространен в США, в России он практически не используется, поскольку технология возведения трубопроводов в нашей стране не предусматривает обработку магистралей специальным изоляционным покрытием, которое является обязательным условием для гальванической электрохимзащиты.

Отметим, что без изоляционного покрытия значительно увеличивается коррозия стали под воздействием грунтовых вод, что особенно характерно для весеннего периода и осени. Зимой, после замерзания воды, коррозия от влаги существенно замедляется.

Суть технологии

Катодная противокоррозионная защита осуществляется посредством применения постоянного тока, который подается на защищаемую конструкцию от внешнего источника (чаще всего используются выпрямители, преобразующие переменный ток в постоянный) и делает ее потенциал отрицательным.

Сам объект, подключенный к постоянному току, является «минусом» — катодом, тогда как подведенное к нему анодное заземление, является «плюсом». Ключевым условием эффективности катодной защиты является наличие хорошо проводимой электролитической среды, в качестве которого при защите подземных трубопроводов выступает грунт, тогда как электронный контакт достигается за счет использования металлических материалов с высокой проводимостью.

В процессе реализации технологии между электролитической средой (грунтом) и объектом постоянно поддерживается требуемая разница потенциала тока, величина которой определяется с помощью высокоомного вольтметра.

Особенности катодной защиты трубопроводов

Коррозия — основная причина разгерметизации всех типов трубопроводов. Из-за повреждения металла ржавчиной на нем образуются разрывы, каверны и трещины, приводящие к разрушению стальной конструкции. Данная проблема особенно критична для подземных трубопроводов, которые постоянно пребывают в постоянном контакте с грунтовыми водами.

Катодная защита газопроводов от коррозии выполняется одним из вышеуказанных способов (посредством внешнего выпрямителя либо гальваническим методом). Технология в, данном случае, позволяет уменьшить скорость окисления и растворения металла, из которого изготовлен трубопровод, что достигается за счет смещения его естественного коррозионного потенциала в отрицательную сторону.

Посредством практических испытаний было выяснено, что потенциал катодной поляризации металлов, при котором замедляются все коррозионные процессы, равен **-0.85 В**, тогда как у подземных трубопроводов в естественном режиме он составляет -0.55 В.

Чтобы противокоррозионная защита было эффективной, необходимо посредством постоянного тока снизить катодный потенциал металла, из которого изготовлен трубопровод, на -0.3 В. В таком случае скорость корродирования стали не превышает 10 микрон в течение года.

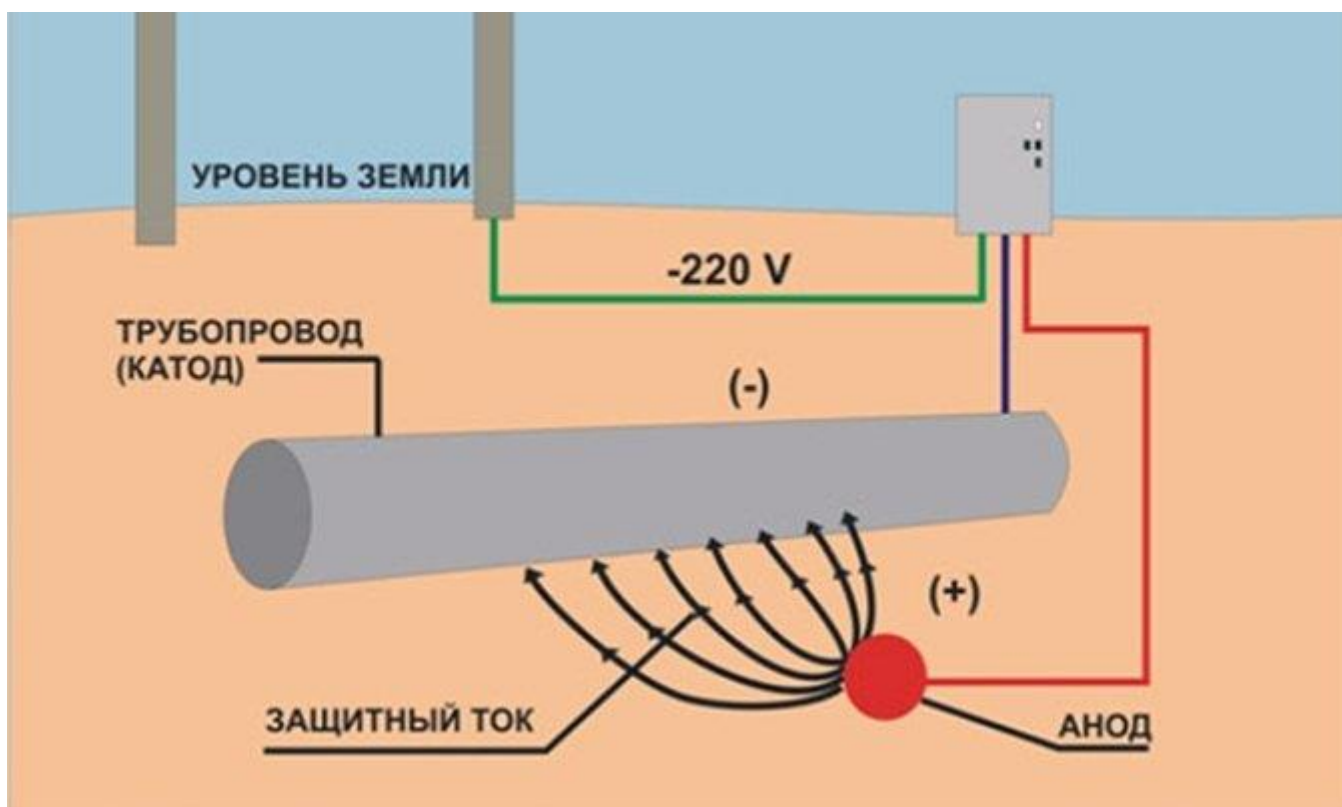


Схема катодной защиты трубопровода

Катодная защита — наиболее эффективный метод защиты подземных трубопроводов от блуждающих токов. Под понятием блуждающих токов подразумевается электрический заряд, который попадает в землю в результате работы точек заземления ЛЭП, громоотводов либо движения поездов по железнодорожным магистралям. Точное время и место появления блуждающих токов выяснить невозможно.

Коррозийное воздействие блуждающих токов на металл происходит в случае, если металлическая конструкция имеет позитивный потенциал относительно электролита (для подземных трубопроводов электролитом выступает грунт). Катодная защита же делает потенциал металла подземных трубопроводов отрицательным, что устраняет риск их окисления под воздействием блуждающих токов.

Технология применения внешнего источника тока для катодной защиты подземных трубопроводов предпочтительна. Ее преимущества — неограниченный энергоресурс, способный преодолевать удельное сопротивление грунта.

В качестве источника тока противокоррозионная защита используется воздушные линии электропередач мощностью 6 и 10 кВт, если же на

- функция восстановления после перегрузок (обновление происходит за 15 секунд);
- наличие систем цифрового регулирования для контроля за рабочими режимами;
- полная герметичность ответственных узлов;
- возможность подключения оборудования для удаленного контроля.

Также широко востребованными в отечественном строительстве являются установки АСКГ-ТМ, в сравнении с Минервой-3000 они имеют уменьшенную мощность (1-5 кВт), однако в стоковой комплектации система оборудована телеметрическим комплексом, который в автоматическом режиме контролирует работу СКЗ и имеет возможность дистанционного управления.

Станции катодной защиты **Минерва-3000** и **АСКГ-ТМ** требуют питания от электросети мощностью 220 В. Удаленное управление оборудованием выполняется посредством встроенных GPRS модулей. СКЗ имеют достаточно больше габариты — 50*40*90 см. и вес — 50 кг. Минимальный срок службы устройств составляет 20 лет.

ПЗ 3. Расчет катодной защиты трубопровода.

1.2. Проектирование электрохимической защиты вновь прокладываемых трубопроводов

Проектирование электрохимической защиты вновь прокладываемых подземных трубопроводов осуществляется одновременно с проектированием трубопроводов.

Защита стальных подземных газопроводов от почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами, может быть осуществлена путем изоляции трубопровода от контакта с окружающим грунтом (рациональный выбор трасс прокладки трубопровода, применение различных типов изоляционных покрытий) и путем катодной поляризации металла трубопровода. Катодную поляризацию стальных подземных трубопроводов проводят так, чтобы исключить вредное влияние ее на соседние металлические сооружения. В случае, когда при осуществлении катодной поляризации нельзя избежать вредного влияния на соседние металлические сооружения, необходимо выполнять совместную защиту этих сооружений.

Контрольно-измерительные пункты устанавливаются на участках газопровода, где ожидаются минимально и максимально допустимые значения поляризационных защитных потенциалов:

- на участках газопроводов ограничивающих заданную зону защиты;
- в пунктах подключения дренажного кабеля газопроводов и на участках максимального сближения трубопроводов с анодными заземлителями;

- в пунктах установки электроперемычек со смежными подземными коммуникациями.

Определение параметров электрохимической защиты подземных трубопроводов производится расчетным путем. Методика расчета позволяет определить параметры катодных станций, необходимых для обеспечения защитных потенциалов на всех сооружениях, которые расположены в зоне действия установок ЭХЗ и имеют контролируемые и неконтролируемые металлические соединения, обеспечивающие электрическую проводимость.

1.3. Методика расчета катодной защиты подземных стальных газопроводов

За основу расчетных параметров принята средняя плотность защитного тока, представляющая собой отношение тока катодных станций к суммарной поверхности трубопроводов, защищаемых данной установкой.

Площадь поверхности каждого из трубопроводов, которые имеют между собой технологические соединения, обеспечивающие электрический контакт, либо соединяемые специальными перемычками, определяются по формуле:

$S = \pi \sum d_i l_i \cdot 10^{-3}$	(1.1)

Где:

d_i - диаметр сооружения, мм.

l_i – длина участка сооружения, имеющего диаметр, м.

Таким образом по формуле 1.1 определяют площади поверхности газопровода S_g и теплопроводов $S_{men.}$, м².

$\Sigma S = S_g + S_{\theta} + S_{men.}$	(1.2)

Определяем удельный вес поверхности каждого из трубопроводов в общей массе сооружений, %:

$\theta = \frac{S_g}{\Sigma S} \cdot 100$	(1.3)
Теплопровод:	
$\theta = \frac{S_{men}}{\Sigma S} \cdot 100$	(1.4)

Газопровод:	
S_z $\partial = \frac{S_z}{\Sigma S} - 100$	(1.5)

Определяется плотность поверхности каждого из трубопроводов приходящаяся на единицу поверхности территории, м²/га. S_{тео}= площадь квартала +25% на будущие застройки, отсюда:

$d = S_z / S_{мер}$	(1.6)
водопровод:	
$e = S_v / S_{мер}$	(1.7)
теплопровод:	
$f = S_{мен} / S_{мер}$	(1.8)

Средняя плотность тока необходимого для защиты трубопроводов, мА/м² определяется по формуле:

$j = 30 - (100v + 128c + 34d + 3e + 0,6f + 5p)$	(1.9)

где p – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом/м

Удельное электрическое сопротивление грунта принимается:

- а) для грунтов низкой коррозионной активности: $p > 20$ Ом/м
- б) для грунтов средней коррозионной активности: p от 20 до 50 Ом/м
- в) для грунтов высокой коррозионной активности: $p < 20$ Ом/м

В случае, когда в защищаемом районе нет теплопроводов, значение коэффициентов c и f в формуле 1.9 принимается равным нулю. Аналогично при отсутствии водопроводов v и e равны нулю.

В случае, когда защищается только газопровод, а водопровод и теплопровод отсутствуют, средняя плотность защитного тока определяется так, мА/м²:

$j = 20 + (100q - 34d - 5p)$	(1.10)

Если значения средней плотности защитного тока, полученное по формуле 1.9 и 1.10, менее 6 мА/м², то в дальнейших расчетах следует принимать j , равное 6 мА/м².

Значение суммарного защитного тока, который необходим для обеспечения катодной поляризации подземных сооружений расположенных в данном районе равно, А

$q=1,3 \cdot j \cdot \Sigma S$	(1.11)

где j — А/м²

Число катодных станций определяют их условий оптимального размещения анодных заземлителей (наличие площадок для размещения анодов), наличие источников питания.

При этом значение тока катодной станции рекомендуется ориентировочно принять 25А.

Поэтому число катодных установок может быть определено приближенно:

$n = g/20$	(1.12)

После размещения катодных установок на совмещенном плане необходимо рассчитать зону действия каждой из них. Для этой цели определяют радиусы действия катодных установок, м:

$R=60 \sqrt{(J_{к.с}/i \cdot k)}$	(1.13)

где $J_{к.с}$ – ток катодной станции, для которой определяется радиус действия, А, принимается по техническим характеристикам, катодной станции;

k – удельная плотность сооружений, определяется по формуле:

$k = \Sigma S / S_{тер}$	(1.14)

ΣS - суммарная поверхность защищаемых трубопроводов, м² по формуле 1.12.

$S_{тер}$ - площадь территории, занимаемой защищаемыми сооружениями, га.

Выходное напряжение катодной станции определяется по формуле:

$V_{вых} = J_{к.с.} (R_{а.з.} + R_{каб})$	(1.15)

где:

$R_{а.з.}$ – сопротивление растеканию анодных заземлителей, Ом, определяется в зависимости от вида анодных заземлителей по техническим характеристикам.

$R_{кааб}$ – сопротивление дренажного кабеля, Ом, определяется по характеристикам кабеля.

Тип преобразователей для катодной установки выбирается с таким расчетом, чтобы допустимое значение напряжения было на 30% выше расчетного с учетом перспективного развития сети трубопроводов, старения защитных покрытий и анодных заземлений.

ПЗ 4. Изучение устройства дренажной защиты.

Электрический дренаж - это наиболее простой вид активной антикоррозионной защиты, не требующий источника тока. При использовании устройств дренажной защиты трубопровод электрически присоединяется к тяговым рельсам источника блуждающих токов. При этом, источником защитного тока является разность потенциалов «трубопровод-рельс», которая возникает в результате работы электрифицированного железнодорожного транспорта и наличия поля блуждающих токов. Протекание полученного дренажного тока создает требуемое смещение потенциала на защищаемой металлической конструкции или сооружении, расположенном ниже уровня грунта (Рис.1).

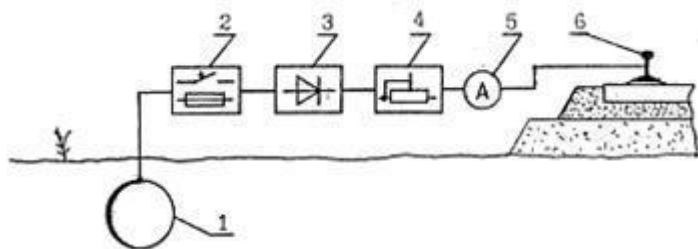


Рис.1. Конструктивное исполнение схемы дренажной защиты.

- 1 - трубопровод,
- 2 - устройство защиты от максимальных токов,
- 3 - поляризованный элемент,
- 4 - устройство для регулирования тока,
- 5 - амперметр с шунтом,
- 6 - рельсовая сеть электрифицированной железной дороги

В большинстве случаев, в качестве защитного устройства используются плавкие предохранители, однако встречаются также и автоматические выключатели максимальной нагрузки с возвратом, которые восстанавливают цепь дренажа после прекращения тока, опасного для элементов установки.

В качестве поляризованного элемента могут использоваться вентильные блоки, которые собираются из нескольких лавинных кремниевых диодов, соединенных параллельно. Выбор класса диодов (по обратному напряжению) происходит с оглядкой на величину импульса обратного напряжения на железных дорогах, который может достигать 1000 В.

Путем переключения активных резисторов в цепи дренажа и изменением сопротивления в этой цепи, происходит регулирование тока.

Дренажи могут выпускаться в исполнении от десятков до нескольких сотен ампер

В случаях, когда применение поляризованных устройств дренажной защиты является неэффективным, имеет смысл применение усиленных или форсированных электродренажей, которые представляют собой установку катодной защиты, где в качестве анодного заземлителя используются рельсы электрифицированной железной дороги (Рис.2).

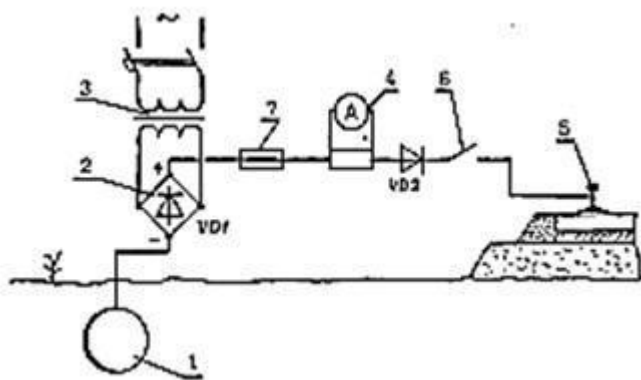


Рис.2. Конструктивное исполнение схемы усиленного дренажа.

- 1 - трубопровод,
- 2 - выпрямитель,
- 3 - трансформатор,
- 4 - амперметр с шунтом,
- 5 - рельсовая сеть электрифицированной железной дороги,
- 6 - рубильник,
- 7 - предохранитель.

В качестве источника постоянного тока могут использоваться серийно выпускаемые преобразователи или специальные установки.

Однако, необходимо учитывать то условие, что цепь постоянного тока преобразователя обтекается, помимо выпрямленного тока, еще и блуждающими токами, т.е. дренажной составляющей тока защиты, поэтому элементы этой цепи должны быть рассчитаны на больший ток, чем ток выпрямителя. Поскольку диоды выпрямителя, которые одновременно выполняют функцию поляризованного-элемента схемы дренажа, не всегда соответствуют таким требованиям по обратному напряжению, в схему установки включены дополнительные вентили (VD2 на Рис. 2), которые предупреждают повреждение схемы преобразователя напряжением «рельс-труба».

В режиме катодной защиты ток работающего форсированного дренажа, не должен превышать 100А, и его применение не должно приводить к появлению положительных потенциалов рельсов относительно земли. Эти

условия должны соблюдаться для того, чтобы исключить коррозию рельсов и рельсовых креплений, а также присоединенных к ним конструкций.

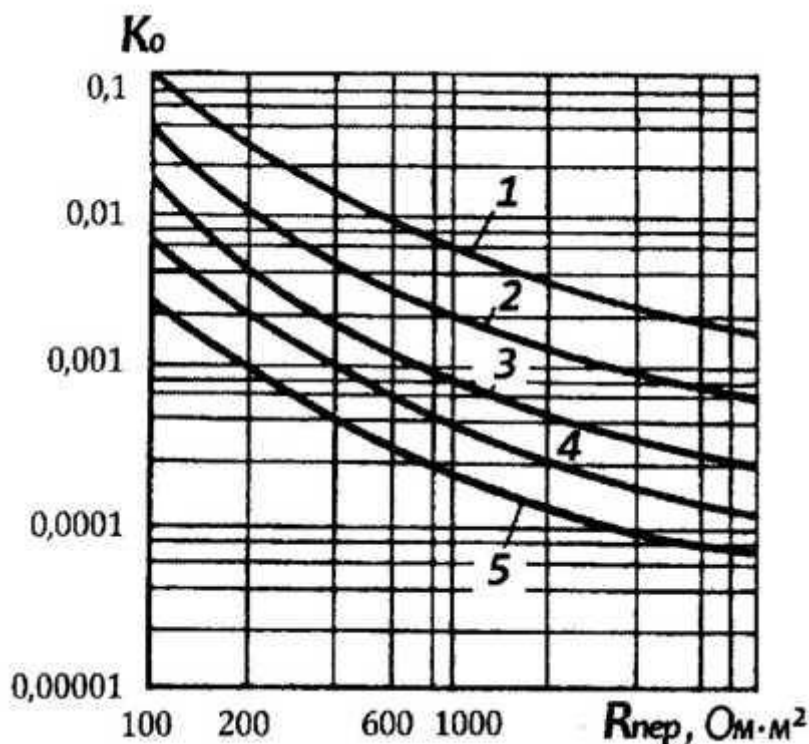
Допускается подключать электродренажную защиту к рельсовой сети непосредственно лишь к средним точкам путевых дроссель-трансформаторов через два на третий дроссельный пункт. Более частое подключение допускается только, если в цепь дренажа включается специальное защитное устройство. В качестве такого устройства может быть использован дроссель, у которого полное входное сопротивление сигнальному току системы СЦБ магистральных железных дорог частотой 50 Гц составляет не менее 5 Ом.

ПЗ 5. Изучение устройства протекторной защиты.

Принцип действия протекторной защиты аналогичен работе гальванического элемента.

Два электрода: трубопровод 1 и протектор 2, изготовленный из более электроотрицательного металла, чем сталь, опущены в почвенный электролит и соединены проводом 3. Так как материал протектора является более электроотрицательным, то под действием разности потенциалов происходит направленное движение электронов от протектора к трубопроводу по проводнику 3. Одновременно ион-атомы материала протектора переходят в раствор, что приводит к его разрушению. Сила тока при этом контролируется с помощью контрольно-измерительной колонки 4.

Зависимость коэффициентов оголенности подземных трубопроводов от переходного сопротивления изоляционного покрытия для грунтов удельным сопротивлением, Ом·м

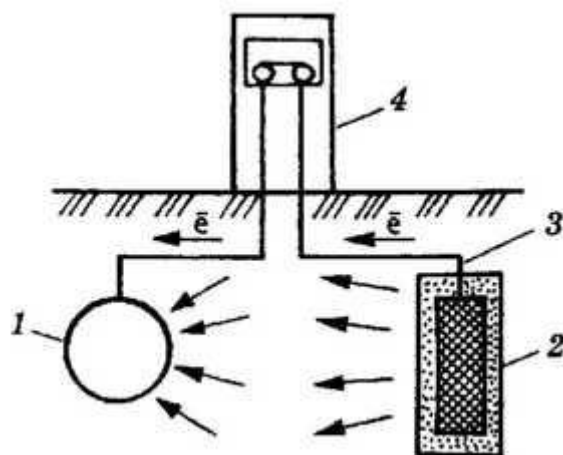


1 — 100; 2 — 50; 3 — 30; 4 — 10; 5 — 5

Зависимость защитной плотности тока от характеристики грунтов

Тип грунта	$\rho_{\text{п}}$ Ом·м	A , А/м ²
Влажный глинистый грунт:		
— $\rho_{\text{Н}} > 8$	15	0,033
$\rho_{\text{Н}} = 6-8$	15	0,160
— с примесью песка	15	0,187
Влажный торф ($\rho_{\text{Н}} < 8$)	15	0,160
Увлажненный песок	50	0,170
Сухой глинистый грунт	100	0,008

Принципиальная схема протекторной защиты



1 — трубопровод; 2 — протектор; 3 — соединительный провод; 4 — контрольно-измерительная колонка

Таким образом, разрушение металла все равно имеет место. Но не трубопровода, а протектора.

Теоретически для защиты стальных сооружений от коррозии могут быть использованы все металлы, расположенные в электрохимическом ряду напряжений левее железа, так как они более электроотрицательны. Практически же протекторы изготавливаются только из материалов, удовлетворяющих следующим требованиям:

- разность потенциалов материала протектора и железа (стали) должна быть как можно больше;
- ток, получаемый при электрохимическом растворении единицы массы протектора (токоотдача), должен быть максимальным;
- отношение массы протектора, израсходованной на создание защитного тока, к общей потере массы протектора (коэффициент использования) должно быть наибольшим.

Данным требованиям в наибольшей степени удовлетворяют сплавы на основе магния, цинка и алюминия.

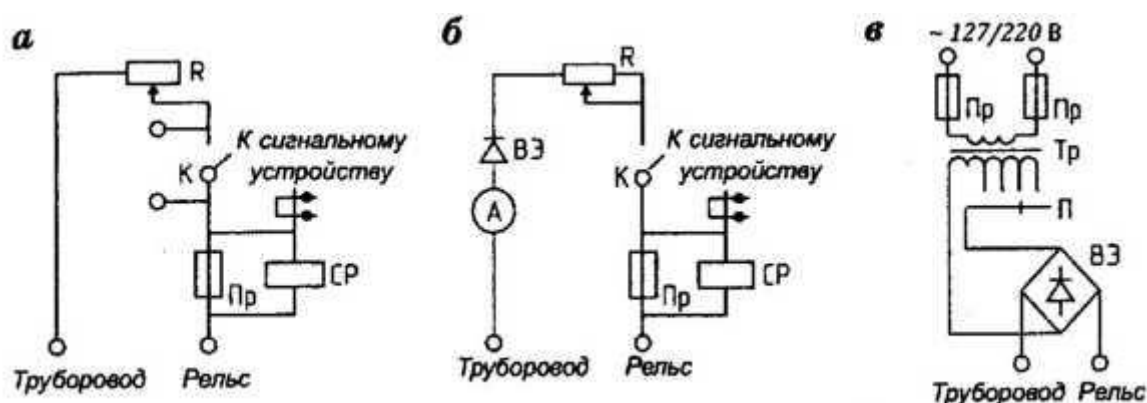
Протекторную защиту осуществляют сосредоточенными и протяженными протекторами. В первом случае удельное электросопротивление грунта должно быть не более 50 Ом·м, во втором — не более 500 Ом·м.

Электродренажная защита трубопроводов

Метод защиты трубопроводов от разрушения блуждающими токами, предусматривающий их отвод (дренаж) с защищаемого сооружения на сооружение — источник блуждающих токов либо специальное заземление, называется электродренажной защитой.

Применяют прямой, поляризованный и усиленный дренажи.

Принципиальные схемы электродренажной защиты



а — прямой дренаж; б — поляризованный дренаж; в — усиленный дренаж

Прямой электрический дренаж — это дренажное устройство двусторонней проводимости. Схема прямого электрического дренажа включает: реостат К, рубильник К, плавкий предохранитель Пр и сигнальное реле С. Сила тока в цепи «трубопровод — рельс*» регулируется реостатом. Если величина тока превысит допустимую величину, то плавкий предохранитель сгорит, ток потечет по обмотке реле, при включении которого включается звуковой или световой сигнал.

Прямой электрический дренаж применяется в тех случаях, когда потенциал трубопровода постоянно выше потенциала рельсовой сети, куда отводятся

блуждающие токи. В противном случае дренаж превратится в канал для натекания блуждающих токов на трубопровод.

Поляризованный электрический дренаж — это дренажное устройство, обладающее односторонней проводимостью. От прямого дренажа поляризованный отличается наличием элемента односторонней проводимости (вентильный элемент) ВЭ. При поляризованном дренаже ток протекает только от трубопровода к рельсу, что исключает натекание блуждающих токов на трубопровод по дренажному проводу.

Усиленный дренаж применяется в тех случаях, когда нужно не только отводить блуждающие токи с трубопровода, но и обеспечить на нем необходимую величину защитного потенциала. Усиленный дренаж представляет собой обычную катодную станцию, подключенную отрицательным полюсом к защищаемому сооружению, а положительным — не к анодному заземлению, а к рельсам электрифицированного транспорта.

За счет такой схемы подключения обеспечивается: во-первых, поляризованный дренаж (за счет работы вентильных элементов в схеме СКЗ), а во-вторых, катодная станция удерживает необходимый защитный потенциал трубопровода.

После ввода трубопровода в эксплуатацию производится регулировка параметров работы системы их защиты от коррозии. При необходимости с учетом фактического положения дел могут вводиться в эксплуатацию дополнительные станции катодной и дренажной защиты, а также протекторные установки.

ПЗ 6. Расчет дыхательной и предохранительной арматуры.

Дыхательная арматура

Дыхательная арматура резервуаров включает дыхательные и предохранительные клапаны. Назначение дыхательной арматуры состоит в следующем. При заполнении резервуаров или повышении температуры в газовом пространстве давление в них возрастает. Так как резервуары рассчитаны на давление, близкое к атмосферному, их может просто разорвать. Чтобы этого не происходило на резервуарах установлены дыхательные и предохранительные клапаны. Первые открываются, как только избыточное давление в газовом пространстве достигнет определенной величины, как правило, 2000 Па, предел срабатывания вторых — на 5...10% выше, они страхуют дыхательные клапаны.

Дыхательная арматура защищает резервуары и от смятия при снижении давления в них при опорожнении либо при уменьшении температуры в газовом пространстве. Как только вакуум достигает допустимой величины, открываются дыхательные клапаны, в газовое пространство резервуаров

поступает атмосферный воздух. Если их пропускная способность недостаточна и вакуум продолжает увеличиваться, то открываются предохранительные клапаны.

Дыхательная арматура не только предотвращает разрушение резервуаров вследствие чрезмерно больших давления или вакуума, но и является первичным средством сокращения потерь нефтепродуктов от испарения. Во-первых, эта арматура находится в нормально закрытом состоянии, чем предотвращается вентиляция газового пространства резервуаров. Во-вторых, выпуск свежей порции воздуха в резервуар (для насыщения которой должно испариться некоторое количество углеводородной жидкости), как и выпуск паровоздушной смеси из него, происходит не в момент изменения давления в газовом пространстве, а с запаздыванием, определяемым пределами срабатывания дыхательной арматуры. Тем самым объем «дыханий», а значит, и потери нефтепродуктов уменьшаются.

Тип и количество дыхательных клапанов выбираются в соответствии с их техническими характеристиками и минимально необходимой суммарной пропускной способностью дыхательной арматуры, определяемой по формулам (м³/ч):

- клапаны давления:

$$Q_{ПВС} = 2,71 \cdot Q_z + 0,026 \cdot V_p$$

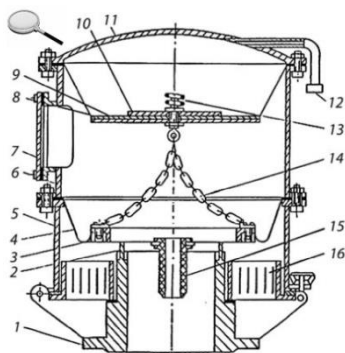
- клапаны вакуума:

$$Q_v = Q_{от} + 0,22 \cdot V_p$$

Величины $Q_{ПВС}$ и Q_v через все дыхательные клапаны, установленные на резервуаре, не должны превышать 85% от их суммарной проектной пропускной способности.

Дыхательные клапаны

Тип НДКМ



Клапаны непрмерзающие дыхательные мембранные НДКМ - предназначены для установки на резервуарах с нефтью и

нефтепродуктами с допустимым избыточным давлением не более 0,07 МПа в качестве дыхательного оборудования, сообщающего газовое пространство резервуара с атмосферой. Также непримерзающий дыхательный мембранный клапан НДКМ используется для регулирования давления в этом пространстве в заданных пределах с целью сокращения потерь от испарения нефтепродуктов и уменьшения загрязнения окружающей среды. Непримерзаемость клапана обеспечивается за счет пленочного покрытия из фторпласта, наносимого на рабочие поверхности тарельчатого затвора и седла.

Клапаны НДКМ предохраняют резервуары от деформации и разрушения во время операций слива-налива (большие дыхания), а также сокращают потери хранимого продукта от испарений (малые дыхания), уменьшая тем самым негативное воздействие объектов ТЭК на окружающую среду.

В клапан НДКМ встроен огневой предохранитель, обеспечивающий защиту от проникновения пламени в резервуар. На случай возникновения аварийной ситуации либо выхода из строя клапана дыхательного, совместно с НДКМ на резервуарах должны быть установлены предохранительные гидравлические клапаны КПП.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапан соответствует исполнению У категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

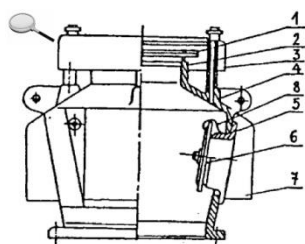
Непримерзающий мембранный дыхательный клапан типа НДКМ содержит соединительный патрубок 1 с седлом 2, тарелку 3 с нижней мембраной 4, зажатой между фланцами нижней 5 и верхней 6 частей корпуса, верхнюю мембрану 8 с дисками 9 и регулировочными грузами 10. Мембрана 8 закреплена в крышке 11, в которой имеются отверстия для сообщения камер под крышкой с атмосферой при помощи трубки 12. Диски 9 и тарелки 3 соединены цепочками 14. Межмембранная камера через импульсную трубку 15 сообщается с газовым пространством резервуара. В нижней части корпуса размещен кольцевой огневой предохранитель 16. Для удобства обслуживания клапан имеет боковой люк 7. Амортизирующая пружина 13 предназначена для устранения колебаний затвора. Мембрану изготавливают из бензостойкой прорезиненной ткани. Непримерзаемость тарелки к седлу обеспечивается покрытием соприкасающихся поверхностей фторопластовой пленкой.

Клапан работает следующим образом. При создании в резервуаре (а соответственно и в межмембранной камере) разряжения, соответствующего пределу срабатывания клапана, тарелка 3 поднимается, и в газовое пространство поступает атмосферный воздух. При повышении давления в резервуаре сила давления на верхнюю мембрану благодаря большей ее площади выше, чем на нижнюю. Если разность сил превышает вес тарелки 3 и диска 9 с

грузом 10, то верхняя мембрана, прогибаясь вверх, увлекает за собой тарелку 3, открывая путь паровоздушной смеси в атмосферу.

Технические

характеристики.



Тип КДС

Клапан дыхательный северного исполнения типа КДС состоит из корпуса 4, на боковых поверхностях которого расположены четыре окна с фланцами. На фланцы окон прикреплены четыре вакуумных затвора, предназначенных для поступления воздуха в резервуар. Затвор состоит из седла 5, тарелки 6 и гибкой фторопластовой пластины 8, ограничивающей ее перемещение. Горловина клапана заканчивается седлом 2, на которое садится тарелка давления, предназначенная для выпуска паровоздушной смеси из резервуара. Контактующие поверхности всех тарелок и седел покрыты фторопластовой пленкой.

Для защиты от прямого воздействия атмосферных осадков и ветра клапан имеет крышку 3 и четыре кожуха 7 для вакуумных затворов.

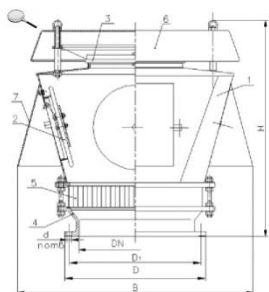
Клапан дыхательный КДС-1500 (3000) предназначен для:

- герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами, и регулирования давления в этом пространстве в заданных пределах;
- регулирования давления паров нефтепродуктов в вертикальном резервуаре в процессе закачки или выкачки нефтепродуктов, а также при колебании температуры.

В состав клапанов входит кассета огневого предохранителя. Клапаны работают как в режиме дыхательных, так и предохранительных клапанов.

Для уменьшения потерь от испарения продукта под клапаном КДС рекомендуется устанавливать диск-отражатель, входящий в комплект клапана. Не допускается изменение производительности приемораздаточных операций после того, как вертикальный резервуар будет введен в эксплуатацию, без пересчета пропускной способности клапана КДС, а также увеличение производительности слива продукта в аварийных условиях.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапан КДС изготавливается по исполнению У (умеренный климат) и УХЛ (холодный климат с нижним пределом температуры эксплуатации до -60°C), категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69. Установленный срок службы клапана дыхательного КДС - 15 лет. По его истечении клапан КДС должен быть заменен на новый или проведены его испытания в объеме периодических по методике предприятия-изготовителя.



Штампованной корпус 1 дыхательного клапана выполнен в виде четырехугольного бункера, на боковых поверхностях которого выкатаны седла для вакуумных затворов. Затвор вакуума состоит из тарелки вакуума 2, прикрывающей седло вакуума в корпусе дыхательного клапана, и кронштейна с фторопластовым хлястиком, которые крепятся к корпусу и ограничивают смещение тарелки относительно седла. Герметичное соединение «затвор-седло» предотвращает поступление воздуха в резервуар. Горловина клапана КДС-1500 заканчивается седлом, на котором устанавливается тарелка давления 3, а на верхней части корпуса (только у КДС-3000) раскатаны два седла давления 3, предназначенные для выхода паровоздушной смеси из резервуара. Контактные поверхности тарелок и седел покрыты фторопластовой пленкой, препятствующей примерзанию сопрягающихся поверхностей.

Дыхательный клапан КДС устанавливается на резервуар крепежным фланцем 4 или переходником. На крепежный фланец (переходник) устанавливается кассета огневого предохранителя 5. Для защиты от прямого воздействия атмосферных осадков и ветра клапан имеет крышку 6 и четыре воздуховода 7 для вакуумных затворов.

При «вдохе» резервуара в полости создается вакуум, равный вакууму в газовом пространстве резервуара. При достижении расчетного значения вакуума (вакуума срабатывания) в полости клапана тарелки вакуумных затворов открываются, сообщая газовое пространство резервуара с атмосферой, обеспечивая пропуск воздуха в резервуар. При снижении вакуума ниже расчетного значения затвор закрывается и резервуар герметизируется.

Для надежной работы дыхательного клапана КДС при отрицательных температурах направляющий стержень снабжают фторопластовой оболочкой квадратного сечения, а уплотнительную

поверхность тарелок дыхательного клапана КДС обтягивают фторопластовой пленкой, которая может деформироваться, предотвращая образование льда. Дыхательный клапан КДС устанавливается на крыше резервуара.

Технические характеристики КДС-1500.

Технические характеристики КДС-3000.

При установке на резервуаре дыхательных клапанов типа КДС в качестве предохранительных применяются также клапаны типа КДС, настроенные на рабочие параметры, которые имеют запас в 10% по сравнению с дыхательными.

Tun КДМ

Клапаны дыхательные механические КДМ-200, совмещают в себе функции клапанов давления и клапанов вакуума, и предназначены для герметизации газового пространства в резервуарах со светлыми нефтепродуктами, а также для поддержания проектных величин внутреннего давления и вакуума.

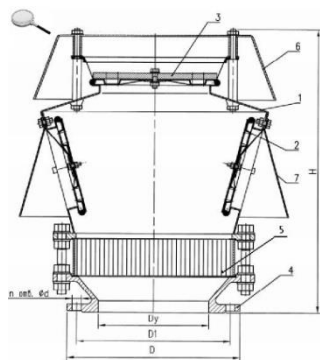
Клапаны КДМ-200 предохраняют резервуары от деформации и разрушения во время операций слива-налива (большие дыхания), а также минимизируют потери хранимого продукта от испарений (малые дыхания), уменьшая тем самым негативное воздействие объектов ТЭК на окружающую среду. В клапаны КДМ-200 встроены огневые предохранители, обеспечивающие защиту от проникновения пламени в резервуар.

Кассеты огневых предохранителей являются быстросъемными - это позволяет затрачивать минимальное время на выполнение штатных операций по их монтажу и демонтажу. Все наружные и внутренние поверхности клапана КДМ-200 покрыты специальным полимерным составом, гарантировано обеспечивающим искробезопасность изделия.

Клапаны КДМ-200 имеют небольшую, по сравнению с клапанами КДС-1500 и КДС-3000, пропускную способность - до 250 м³/ч. В связи с этим их целесообразно устанавливать на резервуары объемом не более 300 м³. По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапаны КДМ-200 изготавливаются в исполнении У и УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Во время слива продукта из резервуара или при понижении температуры газовой смеси внутри герметично закрытого резервуара создается вакуум. Вакуум, равный вакууму в газовом пространстве резервуара создается в это время и в полости клапана КДМ-200. При достижении расчетного значения вакуума (вакуума срабатывания) в полости клапана тарелки вакуумных затворов открываются, сообщая газовое пространство резервуара с

атмосферой, обеспечивая пропуск воздуха в резервуар – происходит так называемый «вдох». При снижении вакуума ниже расчетного значения, затвор закрывается и резервуар снова герметизируется.

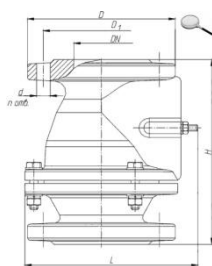


Во время налива продукта в резервуар или при повышении температуры газовой смеси внутри герметично закрытого резервуара создается избыточное давление. Естественно, что и в полости корпуса клапана КДМ-200 создается избыточное давление, равное давлению в газовом пространстве резервуара. Это давление прижимает тарелки вакуумных затворов к седлам и действует на тарелку давления, стремясь поднять ее. В момент, когда избыточное давление внутри корпуса клапана превысит заданную величину срабатывания (давление срабатывания), тарелка давления открывается и происходит выпуск газа из резервуара в атмосферу – «выдох». После снижения давления ниже расчетного значения тарелка возвращается в исходное положение (затвор закрывается) — резервуар снова герметично закрыт.

Клапан КДМ-200 состоит из корпуса 1, на боковых поверхностях которого находятся седла для вакуумных затворов. Затвор вакуума состоит из тарелки вакуума 2, прикрывающей седло вакуума в корпусе, и фторопластового хлястика, который крепится к корпусу и ограничивает смещение тарелки относительно седла. Герметичное соединение «затвор-седло» предотвращает поступление воздуха в резервуар. На верхней части корпуса находится седло давления, на которое устанавливается тарелка давления 3) предназначенная для выхода газо-воздушной смеси из резервуара. Для защиты от прямого воздействия атмосферных осадков и ветра, клапан КДМ-200 имеет крышу 6 и два козырька 7 для вакуумных затворов. Нижняя часть клапана образована переходником 4, присоединительный фланец которого крепится к монтажному патрубку резервуара. Между корпусом 1 и переходником 4 находится встроенный огнепреградитель 5, предотвращающий проникновение искр или пламени внутрь резервуара при пожаре.

Технические характеристики.

Tun КДЗТ



Клапан дыхательный закрытого типа КДЗТ - предназначен для регулирования давления паров нефтепродуктов в вертикальном резервуаре в процессе закачки или выкачки нефтепродуктов, а также при колебании температуры. Устанавливают дыхательный клапан закрытого типа КДЗТ на крыше вертикального резервуара, для герметизации газового пространства резервуаров при хранении светлых нефтепродуктов и регулирования давления и вакуума в этом пространстве в заданных пределах. Выход воздуха из клапана и вход воздуха при обратном движении производится через один выходной патрубок, соединенный с системой, исключающей выход паров продукта в атмосферу.

Минимальная пропускная способность дыхательных клапанов КДЗТ определяется в зависимости от максимальной производительности приемораздаточных операций (включая аварийные условия) по установленным формулам. При повышенной пропускной способности применяют клапан дыхательный КДС. Не допускается изменение производительности приемораздаточных операций после введения вертикального резервуара в эксплуатацию без пересчета пропускной способности дыхательного клапана КДЗТ, а также увеличение производительности слива продукта в аварийных условиях.

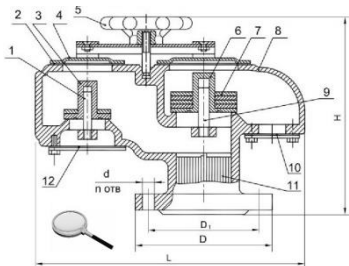
Технические характеристики.

Tun СМДК

Клапан механический дыхательный СМДК - предназначен для регулирования давления в газовом пространстве резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов и защиты от попадания пламени и искр внутрь резервуара. Совмещенный механический дыхательный клапан применяется в резервуарах для регулирования давления при закачивании или выкачивании нефтепродуктов, а также при колебании температуры. При повышении давления в резервуаре (во время закачки нефтепродукта) клапан выпускает паровоздушную смесь, приподнимая тарелку давления, а при разрежении (в процессе откачки нефтепродукта) впускается в резервуар атмосферный воздух через тарелку вакуума.

Для надежной работы клапана при отрицательных температурах направляющий стержень снабжают фторопластовой оболочкой квадратного сечения, а уплотнительную поверхность тарелок клапана обтягивают фторопластовой пленкой, которая может деформироваться, предотвращая образование льда. Клапаны устанавливают на крыше резервуара. При повышенной пропускной способности применяют непримерзающие мембранные дыхательные клапаны, рассчитанные на работу при вакууме в резервуаре до 1000 Па. Непримерзаемость клапана обеспечивается за счет пленочного покрытия из фторопласта, наносимого на рабочие поверхности тарельчатого затвора и седла. Клапан СМДК устанавливается на монтажный патрубок резервуара при помощи присоединительного фланца.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды совмещенный механический дыхательный клапан СМДК изготавливается в исполнениях У (умеренный климат) и УХЛ (холодный климат с нижним пределом температуры эксплуатации до -60°C), категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69.



Совмещенный механический дыхательный клапан СМДК состоит из корпуса 8, в котором заключены тарелки давления 6 с грузами 7, тарелки вакуума 3. В корпус СМДК устанавливается кассета 11, которая предназначена для временного предотвращения проникновения пламени внутрь резервуара с нефтью и нефтепродуктами при воспламенении выходящих из него взрывоопасных смесей газов и паров с воздухом. С помощью тарелок 6 и 3 в корпусе совмещенного механического дыхательного клапана СМДК образуются камеры давления и вакуума. Камеры через отверстия, закрытые сетками 10 и 12, соединены с атмосферой. Сетки предохраняют камеры давления и вакуума от попадания пыли. Тарелки давления вакуума герметично притёрты к седлам и сидят на направляющих стержнях 1, 9, обеспечивающих свободное перемещение тарелок. По достижении давления и вакуума сверх допустимого, одна из тарелок открывается и сообщает газовое пространство резервуара с атмосферой. Над каждой тарелкой имеется отверстие, герметично закрытое крышкой 4, через которую производится осмотр, постановка и выемка грузов. Крышки через прокладки 2 прижаты к отверстиям с помощью специального устройства 5. Совмещенный механический дыхательный клапан крепится на крышке резервуара с нефтепродуктами посредством

фланца через прокладку к ответному фланцу резервуара. Рабочее положение - присоединительным фланцем вниз.

Технические характеристики.

Tun КДМ-50

Клапан дыхательный КДМ-50, КДМ-50М - предназначен для герметизации газового пространства резервуаров со светлыми нефтепродуктами и регулирования давления в этом пространстве в заданных пределах с целью сокращения потерь от испарения нефтепродуктов и уменьшения загрязнения окружающей среды, совмещает в себе функции клапана давления и клапана вакуума.

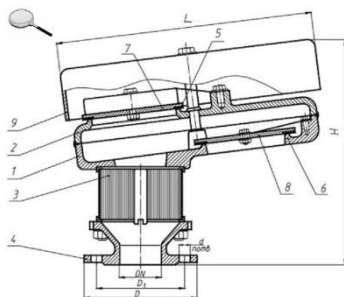
Клапаны КДМ-50 предохраняют резервуары от деформации и разрушения во время операций слива-налива (большие дыхания), а также минимизируют потери хранимого продукта от испарений (малые дыхания), уменьшая тем самым негативное воздействие объектов ТЭК на окружающую среду. В клапаны КДМ-50 встроены огневые предохранители, обеспечивающие защиту от проникновения пламени в резервуар.

Клапан КДМ-50 имеет наименьшую в линейке дыхательных клапанов пропускную способность – всего 22 м³/ч. В связи с этим его целесообразно устанавливать на резервуары объемом менее 100 м³.

На работоспособность и надежность клапана КДМ-50 температура окружающей среды не влияет, так как являются непримерзаемыми в силу того, что на контактные поверхности тарелок вакуума и давления нанесено специальное фторполимерное покрытие, предотвращающее примерзание тарелки к седлу.

В настоящее время разработан и серийно производится клапан дыхательный механический КДМ-50М, который является полным аналогом клапана КДМ-50, но более компактен и имеет значительно меньшую массу.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапаны КДМ-50 изготавливаются в исполнении У и УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.



Во время слива продукта из резервуара или при понижении температуры газо-воздушной смеси внутри герметично закрытого резервуара создается вакуум. Вакуум, равный вакууму в газовом

пространстве резервуара создается в это время и в полости клапана КДМ-50. При достижении расчетного значения вакуума (вакуума срабатывания) в полости клапана тарелка вакуума 8 поднимается, сообщая газовое пространство резервуара с атмосферой, обеспечивая пропуск воздуха в резервуар - происходит так называемый «вдох». При снижении вакуума ниже расчетного значения, тарелка вакуума опускается на седло и резервуар снова герметизируется.

Во время налива продукта в резервуар или при повышении температуры газо-воздушной смеси внутри герметично закрытого резервуара создается избыточное давление. Естественно, что и в полости корпуса клапана КДМ-50 создается избыточное давление, равное давлению в газовом пространстве резервуара. Это давление прижимает тарелку вакуума 8 к седлу и действует на тарелку давления, стремясь поднять ее над седлом. В момент, когда избыточное давление внутри корпуса клапана превысит заданную величину срабатывания (давление срабатывания), тарелка давления поднимается и происходит выпуск газа из резервуара в атмосферу – «выдох». После снижения давления ниже расчетного значения тарелка возвращается в исходное положение (опускается на седло) - резервуар снова герметично закрыт.

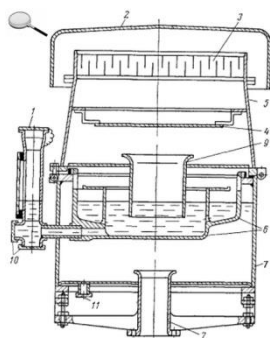
Клапан КДМ-50 состоит из верхнего 2 и нижнего 1 корпуса, переходника с фланцем 4, в котором установлена кассета огнепреградителя 3, на седлах давления 5 и вакуума 6, размещены тарелки давления 7 с грузом и тарелки вакуума 8, прикрепленные к корпусу гибкой связью. Клапаны КДМ-50 устанавливаются на монтажный патрубок резервуара посредством присоединительного фланца 4. Для защиты от прямого воздействия атмосферных осадков и ветра, клапан имеет крышку 9.

Технические характеристики.

Клапаны предохранительные

Tun КПП

Клапаны предохранительные гидравлические КПП - предназначены для защиты вертикальных резервуаров с нефтью и нефтепродуктами от деформации или разрушения при повышении величин внутреннего давления и вакуума сверх допустимых значений, сообщая газо-воздушное пространство резервуара с атмосферой в аварийных ситуациях (например, при выходе из строя дыхательного клапана). В клапаны КПП встроены огневые предохранители, защищающие проникновение огня в резервуар.



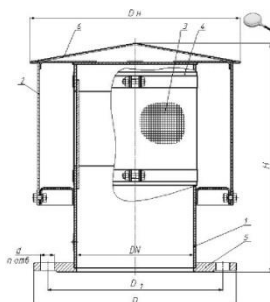
Для работы в комплекте с непримерзающими дыхательными клапанами типа НДКМ предназначены предохранительные гидравлические клапаны типа КПГ. Клапан состоит из корпуса 7 с присоединительным фланцем, чашки 6, предназначенной для размещения жидкости гидрозатвора, верхней части корпуса 5 с патрубком, погружаемым в жидкость, экрана 4, предотвращающего выброс жидкости при срабатывании клапана, кассеты огневого предохранителя 3, крышки 2 для защиты от атмосферных осадков и трубки 1 для слива и налива жидкости.

Клапан работает следующим образом. При повышении давления в резервуаре и полости А жидкость из чашки 6 выбрасывается через патрубок и, отражаясь от экрана 4, собирается в кольцевой полости Б между верхней частью корпуса 5 и патрубком 9. При вакууме в резервуаре жидкость вытесняется из патрубка 9 в чашку 6 и при срабатывании клапана выбрасывается на стенку верхней части корпуса 5, по которой стекает в кольцевую полость В.

После срабатывания клапана газовое пространство резервуара сообщается с атмосферой, и клапан работает, как «сухой», обеспечивая высокую пропускную способность. Выброшенная жидкость сливается через сливные штуцеры 10 или 11 и используется при повторной заливке.

Технические характеристики.

Вентиляционные патрубки



При хранении высоковязких нефтепродуктов, отличающихся очень низкой испаряемостью, вместо дыхательных и предохранительных клапанов резервуары оснащают вентиляционными патрубками. Они представляют собой короткую

металлическую трубу, оснащенную коническим козырьком, предотвращающим попадание внутрь резервуара дождевой воды и снега.

Вентиляционный патрубок предназначен для вентиляции вертикальных цилиндрических резервуаров и исключения попадания посторонних предметов внутрь резервуаров. Вентиляционный патрубок различных конструкций устанавливается на резервуарах с малоиспаряющимися нефтепродуктами для постоянного сообщения газового пространства резервуаров с атмосферой. На резервуарах, в которых хранятся нефтепродукты с температурой вспышки паров менее 120°C, вентиляционный патрубок устанавливается с огневым предохранителем. Вентиляционные патрубки устанавливают также на крыше резервуаров с понтонами (чтобы обеспечить выдувание паров нефтепродукта из надпонтонного пространства и концентрацию углеводородов в нем меньшую, чем нижний предел интервала взрываемости). Кроме того, вентиляционный патрубок размещается над трубчатыми направляющими резервуаров с плавающей крышей.

Патрубок вентиляционный состоит из корпуса 1, кожуха 2. В верхней части корпуса расположены окна, закрытые сеткой 3. Сетка закреплена на корпусе с помощью двух хомутов 4. Для защиты от прямого воздействия атмосферных осадков и механических повреждений сетки патрубок имеет крышку 6. Патрубок устанавливается на монтажный патрубок на крыше резервуара через присоединительный фланец 5 корпуса.

ПЗ 7. Расчет потерь от испарений из резервуаров.

Расчет потерь нефти от испарения из резервуара РВС-5000 от “малых дыханий”

$$\rho_{\kappa} = 876 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Исходные данные: плотность нефти , вязкость , давление насыщенных паров $P_u=57,75$ кПа, площадь зеркала нефти $F_n=408\text{м}^2$, температура начала кипения нефти $T_{нк}=343\text{К}$, диаметр резервуара $D=22,8\text{м}$, высота стенки резервуара $H=11,9\text{м}$, кровля коническая[6], расчетный число - 9 июля, местонахождение резервуара широта , республика Башкортостан.

1) Принимаем, что средняя температура воздуха равна среднесуточной температуре нефти: $T_{\text{ср}}=293,2$ [1]

2) Находим удельную теплоемкость:

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} \cdot (762 + 3,39 \cdot T_{н.ср}) \quad C_p = \frac{31,56}{\sqrt{876}} \cdot (762 + 3,39 \cdot 292,2) = 1868,8 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

3) Определяем теплопроводность нефти:

$$\lambda_H = \frac{156,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047 \cdot T_{ср}) \quad \lambda_H = \frac{156,6}{876} (1 - 0,00047 \cdot 292,2) = 0,154 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$$

4) Рассчитываем коэффициент температуропроводности:

$$\alpha = \frac{\lambda_H}{C_p \cdot \rho}$$

,

где плотность нефтепродукта при средней температуре нефтепродукта $T_{п.ср.}$;

- удельная теплоемкость;

теплопроводность

5) Пересчитываем плотность на среднюю температуру

$$\rho = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta_p (T - 293)} = \frac{876}{1 + 0,000769(292,2 - 293)} = 876,5 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

,

где - коэффициент объемного расширения = 0,000769 ([1], табл.1.1)

$$\alpha = \frac{0,154}{1868,8 \cdot 876,5} \cdot 3600 = 0,000338 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

6) Расчетное отклонение Солнца 9 июля

[1]

7) Продолжительность дня

8) Находим коэффициент m :

$$m = \sqrt{\frac{\pi}{2 \cdot \alpha \cdot \tau_{\text{дн}}}}$$

,

где продолжительность дня.

$$m = \sqrt{\frac{\pi}{2 \cdot 0,000338 \cdot 16,6}} = 16,7 \frac{1}{\text{м}}$$

9) Определяем интенсивность солнечной радиации на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень, по формуле Кастрова-Савинова:

$$i_o = \frac{1354}{1 + \frac{1 - \gamma}{\gamma \cdot \cos(\psi - \varphi)}}$$

,

где коэффициент прозрачности атмосферы, защитой от ее влажности облачности, запыленности; при безоблачном небе;

географическая широта места установки резервуара

$$i_o = \frac{1354}{1 + \frac{1 - 0,75}{0,75 \cdot \cos(54,5 - 22)}} = 970,4 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

10) Определяем расчетную высоту газового пространства резервуара:

$$H_{\Gamma} = H - H_{\text{взл}} + \frac{H_K}{3}$$

,

где H - высота боковых стенок вертикальной части резервуара;

H_{взл} - высота разлива нефти в резервуаре;

H_К - высота конуса крыши.

$$H_{\Gamma} = 11,9 - 2,65 + \frac{1,9}{3} = 9,88 \text{ м}$$

где F_H - площадь зеркала нефтепродукта в резервуаре;

H_G - средняя высота газового пространства.

11) Находим площадь проекции поверхности стенок, ограничивающих газовое пространство резервуара на вертикальную плоскость

,

где D - диаметр резервуара;

H_G - высота газового пространства.

12) Определяем площадь проекции стенок газового пространства резервуара на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень:

,

13) Определяем площадь поверхности стенок, ограничивающих газовое пространство:

.

14) Количество тепла, получаемое 1 м² стенки, ограничивающей газовое пространство резервуара, за счет солнечной радиации:

$$q = \varepsilon \cdot \frac{F_o}{F} \cdot i_o$$

,

где степень черноты внешней поверхности резервуара (0,27...0,67)

для алюминиевой краски;

i_o - интенсивность солнечной радиации;

$$q = 0,5 \cdot \frac{465,1}{1115,31} \cdot 970,4 = 202 \frac{Вт}{м^2}$$

15) Определяем величины коэффициентов теплоотдачи бг, бв.л, бр, бв.к, определим по графикам ([1], стр. 148):

$$\alpha_p = 4,496 \frac{Вт}{м^2 К} \quad \alpha'_p = 4,286 \frac{Вт}{м^2 К} \quad \alpha_{\text{в.л}} = 4,146 \frac{Вт}{м^2 К} \quad \alpha'_{\text{в.л}} = 3,796 \frac{Вт}{м^2 К} \quad \alpha_{\text{в.к}} = 4,652 \frac{Вт}{м^2 К}$$

$$\alpha_z = 2,396 \frac{Вт}{м^2 К}$$

где - коэффициенты теплоотдачи конвекцией

- коэффициенты теплоотдачи излучением

- коэффициенты теплоотдачи радиацией соответственно в ночное и дневное время

16) Приведенные коэффициенты теплоотдачи от стенки к нефтепродукту вычисляют по формуле:

$$\alpha'_{ст.н.} = \frac{\alpha'_n \cdot \frac{F_H}{F}}{1 + \frac{F_H}{F} \cdot \frac{\alpha'_П}{\alpha'_Г}}$$

;

$$\alpha_{ст.н.} = \frac{\alpha_n}{\frac{\alpha_n}{\alpha_Г} + \frac{\alpha_n + m \cdot \lambda}{m \cdot \lambda \cdot \frac{F_H}{F}}}$$

,

где и -соответственно коэффициенты теплоотдачи от паровоздушной смеси, находящейся в газовом пространстве резервуара, к поверхности жидкости для дневного и ночного времени;

F_H - площадь зеркала нефтепродукта в резервуаре;

F - площадь поверхности стенок, ограничивающих ГПР;

- теплопроводность нефти.

$$\alpha'_n = \alpha_n = 5,3 \frac{Вт}{м^2 К}$$

,

$$\alpha'_\varepsilon = \alpha_\varepsilon = 2,33 \frac{Bm}{m^2 K}$$

$$\alpha'_{cm.n.} = \frac{5,3 \cdot \frac{408}{1115,31}}{1 + \frac{408}{1115,31} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = 1,06 \frac{Bm}{m^2 K}$$

$$\alpha_{cm.n.} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{2,33} + \frac{5,3 + 16,7 \cdot 0,154}{16,7 \cdot 0,154 \cdot \frac{408}{1115,31}}} = 0,5 \frac{Bm}{m^2 K}$$

17) Определяем избыточные максимальную и минимальную температуры стенки резервуара, отсчитываемые от средней температуры нефти

$$\theta_{cm.min} = \frac{\alpha'_B \cdot \theta_{B.min}}{\alpha'_B + \alpha'_{cm.n.} + \alpha'_P \cdot \frac{F_H}{F}}$$

,

$$\theta_{B.min} = T_B^{min} - T_{n.c.p.}$$

;

где

-минимальная температура воздуха;

- средняя температура нефтепродукта.

$$\theta_{cm.max} = \frac{q + \alpha_B \cdot \theta_{B.max}}{\alpha_B + \alpha_{cm.n.} + \alpha_P \cdot \frac{F_H}{F}}$$

,

где

$$\theta_{B.max} = T_B^{max} - T_{n.c.p.} \quad T_B^{max}$$

- максимальная температура воздуха.

- коэффициенты теплоотдачи от стенки емкости в атмосферу соответственно в ночное и дневное время

;

$$\alpha'_\varepsilon = 4,652 + 3,796 = 8,448 \frac{Bm}{M^2 K}$$

;

;

$$\alpha_\varepsilon = 4,652 + 4,146 = 8,798 \frac{Bm}{M^2 K} \quad \theta_{cm.min} = \frac{(4,652 + 3,796) \cdot (280 - 293,2)}{8,448 + 4,286 + 1,06 + 4,286 \cdot \frac{408}{1115,31}} = -7,3 K$$

$$\theta_{cm.max} = \frac{202 + (4,652 + 4,146) \cdot (306,4 - 293,2)}{4,652 + 4,146 + 0,5 + 4,496 \cdot \frac{408}{1115,31}} = 29 K$$

18) Избыточные температуры газового пространства, отсчитываемые от средней температуры нефти

$$\theta_{T.min} = \frac{\theta_{cm.min}}{1 + \frac{F_H}{F} \cdot \frac{\alpha_n}{\alpha_T}}$$

;

.

$$\theta_{T.max} = \frac{\theta_{cm.max}}{1 + \frac{F_H}{F} \cdot \frac{\alpha_n}{\alpha_T} \cdot \frac{m \cdot \lambda}{\alpha_n + m \cdot \lambda}} \quad \theta_{T.min} = \frac{-7,3}{1 + \frac{408}{1115,31} \cdot \frac{5,3}{2,33}} = -3,98 K$$

$$\theta_{T.max} = \frac{29}{1 + \frac{408}{1115,31} \cdot \frac{5,3}{2,33} \cdot \frac{16,7 \cdot 0,154}{5,3 + 16,7 \cdot 0,154}} = 22,8 K$$

19) Находим минимальную и максимальную температуры газового пространства резервуара:

,

.

20) Определяем газовую постоянную паров нефтепродукта:

$$R_{II} = \frac{\bar{R}}{M}$$

,

где $\bar{R} = 8314,3$ Дж/(моль К);

M - молярная масса паров нефтепродукта;

,

где ,

- температура начала кипения нефтепродукта

$$M = 52,629 - 0,246 \cdot 313 + 0,001 \cdot 313^2 = 73,6 \frac{\text{кг}}{\text{моль}}$$

;

$$R_{\pi} = \frac{\bar{R}}{M} = \frac{8314,3}{73,6} = 112,97 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

.

21) Находим объемы жидкой и паровой фаз в резервуаре

22) Средняя относительная концентрация в газовом пространстве резервуара в рассматриваемый момент времени:

$$\frac{\Delta C}{C_s} = \frac{H_{1Г}}{H_{2Г}} + \frac{\Delta C_1}{C_s} + \frac{\Delta C_2}{C_s}$$

,

где $H_{1Г}$, $H_{2Г}$ - высоты газового пространства в резервуаре соответственно до и после выкачки;

$$H_{1Г} = 11,9 - 11,43 + \frac{1,9}{3} = 1,1 \text{ м}$$

;

;

- прирост средней относительной концентрации в газовом пространстве резервуара за время выкачки нефтепродукта фв;

$$H_{2r} = 11,9 - 2,65 + \frac{1,9}{3} = 9,88 \text{ м} \quad \frac{\Delta C_1}{C_s} \quad \frac{\Delta C_2}{C_s}$$

- то же самое за время простоя.

$$\frac{\Delta C_1}{C_s} \quad \frac{\Delta C_2}{C_s}$$

и определяем из графиков ([1], стр. 150) с учетом времени выкачки фв и времени простоя ф.

По товарному листу определяем, что выкачка нефти из резервуара производилась с 1000 7 июля до 000 9 июля, после этого уровень налива держался на отметке 2,65м с 000 9 июля до 1200 12 июля:

$$\text{фв}=34 \text{ ч};$$

$$\text{ф}=84 \text{ ч.}$$

Средняя производительность выкачки:

$$Q_v = \frac{(H_{взл1} - H_{взл2}) \cdot F_H}{\tau_v} = \frac{(11,43 - 2,65) \cdot 408}{34} = 105,36 \text{ м}^3/\text{ч}$$

где Нвзл1 и Нвзл2 - уровни взлива нефти соответственно до и после выкачки.

Скорость входящего воздуха:

$$Q_v = \frac{4 \cdot Q_v}{3600 \cdot k \cdot d_{\Pi}^2} = \frac{4 \cdot 105,36}{3600 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 0,5^2} = 0,075 \text{ м}^3/\text{с}$$

где k - число действующих дыхательных клапанов (для РВС5000 k=2),

dП - диаметр (условный проход) монтажного патрубка дыхательного клапана.

$$\frac{\Delta C_1}{C_s}$$

Выкачка нефти производилась с относительно небольшой производительностью, соответственно скорость входящего воздуха также мала и величиной в данном случае можно пренебречь:

$$\frac{\Delta C_1}{C_s} \approx 0 \quad \frac{\Delta C_2}{C_s} = 1$$

Т.к. время простоя резервуара равно 84 ч при солнечной погода, то принимаем .

Получаем:

$$\frac{\Delta C}{C_s} = \frac{H_{1r}}{H_{2r}} + \frac{\Delta C_1}{C_s} + \frac{\Delta C_2}{C_s} = \frac{1,1}{9,88} + 0 + 1 = 1,11 \frac{\Delta C}{C_s}$$

Учитывая, что не может быть больше 1, принимаем

$$\frac{\Delta C}{C_s} = 1$$

23) Минимальное парциальное давление в газовом пространстве резервуара с учетом степени заполнения резервуара:

$$\frac{V_{ж}}{V_p} = \frac{1081,2}{4865} = 0,22 < 0,6$$

, значит расчет производим по формуле:

$$p_{\min}^* = p_{\min} \frac{\Delta C}{C_s}$$

,

где - средняя относительная концентрация в газовом пространстве резервуара в рассматриваемый момент времени,

$$p_{\min} = \frac{1 - 0,055 \sqrt{\frac{V_r}{V_{ж}}}}{0,89} p_s$$

,

где p_s - давление насыщенных паров нефтепродуктов при $T = T_r \min$ ([1], стр. 149);

$p_s = 9$ кПа.

$$p_{\min} = \frac{1 - 0,055 \sqrt{\frac{3774,8}{1081,2}}}{0,89} = 9,07 \text{ кПа}$$

;

$$p_{\min}^* = p_{\min} \frac{\Delta C}{C_s} = 9,07 \cdot 1 = 9,07 \text{ кПа}$$

24) Температурный напор определяем по графику ([1], стр. 150):

25) Почасовой рост концентраций в газовом пространстве:

$$C_{\tau} = 0,01725 + \frac{R_{II} \cdot \Theta^{1,25}}{T_{II,sp}^{0,25} \cdot p_{II} \cdot D \cdot H_{II}^{0,25}}$$

,

где p_{II} - давление в газовом пространстве резервуара

$$C_{\tau} = 0,01725 \frac{R_{II} \cdot \Theta^{1,25}}{T_{II,sp}^{0,25} \cdot p_{II} \cdot D \cdot H_{II}^{0,25}} = 0,01725 \frac{112,97 \cdot 7,8^{1,25}}{293,2^{0,25} \cdot 1,03325 \cdot 22,8 \cdot 9,88^{0,25}} = 0,147\% / \text{ч}$$

26) Продолжительность выдоха:

27) Максимальная концентрация:

где

$$C_{\min} = \frac{p_{\min}}{p_a - p_{к.с}} \cdot 100 = \frac{9,07 \cdot 10^3}{101325 - 250} 100 = 8,97\%$$

28) Максимальное парциальное давление в газовом пространстве резервуара:

$$p_{\max} = \frac{(p_a + p_{к.с}) \cdot C_{\max}}{100} = \frac{(101325 + 250) \cdot 10,63}{100} = 10797,42 \text{ кПа}$$

29) Объём газового пространства резервуара:

30) Вытесняемый объём паровоздушной смеси:

$$\begin{aligned} \Delta V &= V_r \cdot \ln \left(\frac{p_a - p_{к.с} - p_{\min}}{p_a + p_{к.с} - p_{\max}} \cdot \frac{T_{r \max}}{T_{r \min}} \right) = \\ &= 4031,04 \cdot \ln \left(\frac{101325 - 250 - 9070}{101325 + 2000 - 10797,42} \cdot \frac{316}{289,22} \right) = 247,93 \text{ м}^3 \end{aligned}$$

31) Среднее массовое содержание паров нефти в паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара:

$$\sigma = \frac{p_{\max} + p_{\min}}{R_{\Pi}(T_{\Gamma\max} + T_{\Gamma\min})} = \frac{10797,42 + 9070}{112,97(289,22 + 316)} = 0,291 \text{ кг/м}^3$$

32) Потери нефти при «малом дыхании» резервуара с установленными дыхательными клапанами:

33) Годовые потери от «малых дыханий» равны сумме потерь от всех «малых дыханий» в течение года. По определению, «малое дыхание» резервуара наблюдается только при остановке операций с нефтью в данном резервуаре. Указанный РВС 5000 используется для аварийного сброса двух нефтей. Поэтому закачка и выкачка нефти останавливается только на время проведения врезок, ремонтных, предупредительных или других видов работ с резервуаром. По товарному листу, плану-графику планово-предупредительного ремонта определяем, что за год происходит 10 остановок. Средняя продолжительность остановки составляет 48 часов, т.е. 2 суток. Таким образом на РВС 5000 №4 происходит 20 «малых дыханий» в год.

где $N_{м.д}$ - количество «малых дыханий» за год.

ПЗ 8. Расчет протекторной защиты днища резервуара.

При противокоррозионной защите днищ РВС протекторными установками, заглубленными в грунт, основной задачей является определение числа протекторов и срока их службы. сопротивления изоляции днища и удельного электрического сопротивления грунтов.

Алгоритм расчета протекторной защиты днища стальных резервуаров от грунтовой коррозии выглядит следующим образом:

1. оценивается переходное сопротивление изоляции днища резервуара исходя из переходного сопротивления системы резервуар-грунт, определяемого по показаниям прибора и площади днища резервуара;
2. защитная плотность тока принимается в зависимости от удельного электрического сопротивления грунта и находится сила тока, необходимая для защиты днища резервуара от коррозии;
3. проверяется возможность полной защиты резервуара от коррозии с помощью протекторов;
4. определяется ориентировочное число протекторов исходя из сопротивления растеканию тока с протектора, сопротивления соединительного провода, силы тока и абсолютных значений потенциалов резервуара и протектора до подключения;
5. после корректировки числа протекторов с помощью коэффициента экранирования, принимается их окончательное количество;
6. на заключительном этапе оценивается срок службы протектора с учетом его КПД, массы, силы тока, коэффициента использования и теоретического эквивалента материала протектора.

Расчет протекторной защиты внутренней поверхности днища и первого пояса стальных резервуаров

Как и в предыдущем случае, основной задачей расчета является определение количества протекторов, располагаемых на днище резервуара, и срок их службы.

Число протекторов можно определить исходя из радиуса резервуара, зоны действия одного протектора и уровня подтоварной воды в резервуаре.

Срок службы оценивается с учетом технологического коэффициента, характеризующего условия работы резервуара, массы протектора и силы его тока, которая, в свою очередь, зависит от диаметров протектора и электролита (резервуара), поляризационного сопротивления протектора, разности потенциалов протектор-днище при разомкнутой цепи и поправочного коэффициента, зависящего от уровня подтоварной воды.

ПЗ 9. Расчет средств пожаротушения резервуаров.

Расчет количества средств пожаротушения резервуара.

В резервуарных парках СНН, как правило, следует предусматривать пожаротушение воздушно-механической пеной средней кратности. Могут предусматриваться порошковые составы, вода аэрозольного распыла и др. средства и методы тушения, обоснованные результатами научно-исследовательских работ и согласованные в установленном порядке.

Тушение пожара на СНН может осуществляться установками:

стационарными автоматического пожаротушения, стационарными неавтоматического пожаротушения и передвижными. Выбор установок пожаротушения следует предусматривать в зависимости от вместимости СНН, объемов устанавливаемых единичных резервуаров, расположения СНН, организации пожарной охраны на СНН или возможности сосредоточения необходимого количества пожарной техники из близ-расположенных в радиусе 3 км пожарных частей.

Стационарная установка автоматического пенного пожаротушения состоит:

- из насосной станции;
- пунктов для приготовления раствора пенообразователя;
- резервуаров для воды и пенообразователя;
- генераторов пены, установленных на резервуарах в верхней части;
- дозирующей аппаратуры;
- трубопроводов для подачи раствора пенообразователя к генераторам пены;
- средств автоматизации.

Стационарная установка неавтоматического пенного пожаротушения на наземных резервуарах состоит из тех же элементов, что и стационарная автоматическая, за исключением средств автоматизации.

Передвижная установка – пожарные автомобили и мотопомпа, а также средства для подачи пены. Подача воды предусматривается из сети наружного водопровода, противопожарных емкостей или естественных водоисточников.

Выбор установки пенного пожаротушения определяется на основании технико-экономических расчетов.

Расчет средств пожаротушения производится по интенсивности подачи химической пены, исходя из времени тушения пожара. Интенсивность подачи средств пожаротушения – это их количество в единицу площади ($\text{л/с} \cdot \text{м}^2$).

Продолжительность подачи, т.е. расчетное время тушения пожара – это время подачи средств пожаротушения до полной его ликвидации при заданной интенсивности подачи.

Для определения потребности воды на образование химической пены используется коэффициент кратности, показывающий отношения объема пены к объему воды, ушедшей на ее образование (кратность для химической пены равна: $k = 5$).

Водопроводные и пенопроводные линии системы пожаротушения рассчитываются по расходу воды, скорость движения которой не должна превышать $v = 1,5$ м/с.

Длина пенопроводов должна быть в пределах $l = 40 - 80$ м.

Количество воды, находящейся в запасе, принимается не менее 5-ти кратного расхода воды на тушение пожара и охлаждения резервуаров.

Определение площади зеркала нефтепродукта в РВС – 10000 м^3

$$\pi \cdot D^2$$

$$Fr = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \text{ м}^2$$

4

где D – диаметр резервуара, м

Подставляя значение, получим

$$3,14 \cdot 28,5^2$$

$$Fr = \frac{3,14 \cdot 28,5^2}{4} = 6,38 \text{ м}^2$$

4

Определение количества подаваемой хим.пены для тушения пожара в резервуаре по формуле:

$$Q_n = q_{уд}^n \cdot Fr \cdot \tau \cdot K_{з.в.}$$

Где Q_n – общее количество пены на тушение пожара, м^3 ;

$q_{уд}^n$ – интенсивность подачи пены, $\text{л/с} \cdot \text{м}^2$ (для дизтоплива

принимается $q_{уд}^n = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$)

Fr - площадь зеркала нефтепродукта в резервуаре, м^2 , 60 –

перевод мин. в сек.; 0,001 – перевод объема из л в м³;

$K_{з.в.}$ – коэффициент запаса пенообразующих веществ

(принимаем = 1,25)

τ - время тушения, час. (принимаем = 25)

подставляя значения, получим:

$$Q_n = 60/1000 \cdot 0,2 \cdot 638(F_p) \cdot 25 \cdot 1,25 = 241 \text{ м}^3$$

Определение количества воды для образования пены:

$$Q_v = Q_n / K$$

Где K – коэффициент кратности для химической пены

(принимаем = 5)

$$Q_v = 241/5 = 48 \text{ м}^3$$

Определение расхода воды на охлаждение горящего и соседних резервуаров (воду необходимо расходовать на охлаждение стенок горящего резервуара и соседних находящихся от горящего на расстоянии менее 2 диаметров резервуара; охлаждение производится водяными струями из пожарных рукавов).

Определение расхода воды на охлаждение горящего резервуара:

$$Q_{в.г.р.} = 3600/1000 \cdot L_p \cdot q_{уд.в.г.} \cdot \tau_{ох.г.}$$

Где 3600 – перевод часов в сек., 1000 – перевод л. в м³

L_p - длина окружности резервуаров, м

$$(L = \pi \cdot D = 3,14 \cdot 28,5 = 89,5 \text{ м})$$

$q_{уд.в.г.}$ – удельный расход воды на охлаждение стенок

горящего резервуара, л/м · с (принимаем = 0,5)

$\tau_{ох.г.}$ - время охлаждения горящего резервуара, час.

(принимаем = 10 часов)

подставляя значения, получим:

$$Q_{в.г.р.} = 3600/1000 \cdot L_p \cdot N_p \cdot q_{уд.в.с.} \cdot \tau_{ох.с.}$$

Где N_p – количество соседних резервуаров на расстоянии менее

2-х диаметров (в каждом случае принимается $N = 3$)

τ - время охлаждения соседнего резервуара, час.

(принимаем = 10 часов)

$q_{уд.в.с.}$ - удельный расход воды на охлаждение соседнего

резервуара, л/м · с (принимаем = 0,1 л/м · с)

подставляя значения, получим:

$$Q_{в.с.р.} = 3600/1000 \cdot 89,5 \cdot 3 \cdot 0,1 \cdot 10 = 967 \text{ м}^3.$$

Определение общего расхода воды на тушение в резервуаре РВС-10000 м³:

$$Q = Q_{в.} + Q_{в.г.р} + Q_{в.с.р} = 48 + 1611 + 967 = 2626 \text{ м}^3.$$

ПЗ 12. Изучение устройства дефектоскопов.

Дефектоскоп — устройство для обнаружения дефектов в изделиях из различных металлических и неметаллических материалов методами неразрушающего контроля. К дефектам относятся нарушения сплошности или однородности структуры, зоны коррозионного поражения, отклонения химического состава и размеров и др. Область техники и технологии, занимающаяся разработкой и использованием дефектоскопов называется дефектоскопия. К дефектоскопам относят также течеискатели (водородные течеискатели и гелиевые течеискатели), толщиномеры, твердомеры, структуроскоп, интроскопы, стилоскопы и др.

■ Область применения

Дефектоскопы используются почти во всех областях промышленности. Некоторые дефектоскопы позволяют проверять изделия, движущиеся со значительной скоростью (например, трубы в процессе прокатки), или сами могут передвигаться с большой скоростью относительно изделия (например, рельсовые дефектоскопы, тележки и вагоны). Существуют дефектоскопы для контроля изделий, нагретых до высокой температуры.

- Акустические (ультразвуковые) дефектоскопы

В импульсных дефектоскопах используются эхо-метод, теневой и зеркально-теневой методы контроля. Эхо-метод основан на посылке дефектоскопом в изделие коротких импульсов ультразвуковых колебаний и регистрации интенсивности и времени прихода эхосигналов, отражённых от дефектов. Для контроля изделия датчик эхо-дефектоскопа сканирует его поверхность. Метод позволяет обнаруживать поверхностные и глубинные дефекты с различной ориентировкой. При теневом методе ультразвуковые колебания, встретив на своём пути дефект, отражаются обратно в дефектоскоп. О наличии дефекта судят по уменьшению энергии ультразвуковых колебаний или по изменению фазы ультразвуковых колебаний, огибающих дефект. Метод широко применяют для контроля сварных швов, рельсов и др. Зеркально-теневой метод используют вместо или в дополнение к эхо-методу для выявления дефектов, дающих слабое отражение ультразвуковых волн в направлении раздельно-совмещенного преобразователя. Дефекты (например, вертикальные трещины), ориентированные перпендикулярно поверхности, по которой перемещают преобразователь (поверхности ввода), дают очень слабый рассеянный сигнал и донный сигнал.

■ Импедансные дефектоскопы

Принцип работы импедансных дефектоскопов основан на различии полного механического сопротивления (импеданса) дефектного участка по сравнению с доброкачественным и заключается в измерении импеданса изделия прибором, сканирующим поверхность и возбуждающим в изделии упругие колебания звуковой частоты. Этим методом можно выявлять дефекты в клеевых, паяных и др. соединениях, между тонкой обшивкой и элементами жёсткости или заполнителями в многослойных конструкциях.

■ Резонансные дефектоскопы

Основаны на определении собственных резонансных частот упругих колебаний (частотой 1—10 МГц) при возбуждении их в изделии. Этим методом измеряют толщину стенок металлических и некоторых неметаллических изделий. При возможности измерения с одной стороны точность измерения около 1%. Кроме того, этим методом можно выявлять зоны коррозионного поражения.

■ Другие методы акустической дефектоскопии:

- Акустико-эмиссионный дефектоскоп основан на приеме и анализе волн акустической эмиссии, возникающих в изделии при развитии трещин в процессе его нагружения.

- Велосиметрический дефектоскоп основан на измерении изменения скорости распространения упругих волн в зоне расположения дефектов в многослойных конструкциях, используется для обнаружения зон нарушения сцепления между слоями металла.

- Акустико-топографический дефектоскоп основан на возбуждении в контролируемом изделии мощных изгибных колебаний заданной (в первом варианте метода) или непрерывно меняющейся (во втором варианте) частоты с одновременной визуализацией картины колебаний поверхности изделия, напр. путём нанесения на эту поверхность тонкодисперсного порошка. При достаточно сильных колебаниях поверхности изделия с заданной частотой частицы порошка из мест, не принадлежащих узлам, постепенно смещаются к узлам колебаний, рисуя картину распределения узловых линий на поверхности. Для бездефектного изотропного материала эта картина получается чёткой и непрерывной. В зоне дефекта картина меняется: узловые линии искажаются в месте наличия включений, а также на участках, характеризующихся анизотропией механич. свойств, или прерываются при наличии расслоения. Если используется второй вариант метода то при наличии расслоения находящийся над ним участок верхнего слоя изделия рассматривается как колеблющаяся, закреплённая по краю диафрагма; в момент резонанса, амплитуда её колебаний резко возрастает, и частицы порошка перемещаются к границам дефектной зоны, оконтуривая её с большой точностью. Работа дефектоскопа ведётся на частотах 30—200 кГц. Чувствительность метода весьма высока: в многослойном изделии с толщиной верхнего листа 0,25 мм обнаруживаются дефекты протяжённостью 1 —1,5 мм. Мёртвая зона отсутствует, сканирование не требуется — излучатель прижимается к поверхности изделия в одной точке.

■ Магнитно-порошковые дефектоскопы

Эти дефектоскопы позволяют контролировать различные по форме детали, сварные швы, внутренние поверхности отверстий, намагничивая отдельные участки или изделия в целом циркулярным или продольным полем, создаваемым с помощью набора намагничивающих устройств, питаемых импульсным или постоянным током, или с помощью постоянных магнитов. Принцип действия магнитно-порошкового дефектоскопа основан на создании поля рассеяния над дефектами с последующим выявлением их магнитной суспензией. Наибольшая плотность магнитных силовых линий поля рассеяния наблюдается непосредственно над дефектом и уменьшается с удалением от нее. Для обнаружения дефекта на поверхность детали наносят магнитный порошок, взвешенный в воздухе (сухим способом) или в жидкости (мокрым способом). В магнитном поле частицы намагничиваются

и соединяются в цепочки. Под действием результирующей силы частицы накапливаются над трещиной, образуя скопление порошка. По этому осаждению – индикаторному рисунку - определяют наличие дефектов.

■ Вихретоковые дефектоскопы

Принцип действия вихретоковых дефектоскопов заключается в возбуждении вихревых токов в локальной зоне контроля и регистрации изменений их электромагнитного поля, обусловленных дефектом и электрофизическими свойствами объекта контроля.

■ Феррозондовые дефектоскопы

Используют метод магнитной дефектоскопии, основанный на том, что при движении феррозонда (чувствительного элемента, реагирующего на изменение магнитного поля) вдоль изделия вырабатываются импульсы тока, форма которых зависит от наличия дефектов в изделии. Высокая чувствительность дефектоскопов -градиентометров позволяет выявлять дефекты с шириной раскрытия в несколько микрометров и глубиной от 0,1 мм. Возможно выявление дефектов дефектоскопом под немагнитным покрытием толщиной до 6 мм. Шероховатость контролируемых поверхностей -- до Rz 320 мкм. Дефектоскопы -градиентометры применяются для контроля литых деталей, проката, сварных соединений.

■ Электроискровые дефектоскопы

Принцип действия дефектоскопов основан на электрическом пробое воздушных промежутков между касающимися поверхности изоляционного покрытия щупом, подключенным к одному полюсу источника высокого напряжения, и диагностируемым объектом, подключенным к другому полюсу источника высокого напряжения непосредственно или через грунт при помощи заземлителя.

■ Термоэлектрические дефектоскопы

Принцип действия дефектоскопов основан на измерении электродвижущей силы, возникающей в замкнутой цепи при нагреве места контакта двух разнородных материалов. Этот метод обычно применяют в тех случаях, когда требуется определить марку материала, из которого состоит полуфабрикат или элемент конструкции (в т.ч. и в готовой конструкции).

■ Радиационные дефектоскопы

В этих дефектоскопах осуществляется облучение объектов рентгеновскими, α -, β - и γ -лучами, а также нейтронами. Радиационное изображение дефекта преобразуют в радиографический снимок (радиография), электрический сигнал (радиометрия) или световое изображение на выходном экране

радиационно-оптического преобразователя или дефектоскопа (радиационная интроскопия, радиоскопия).

■ Инфракрасные дефектоскопы

Инфракрасные дефектоскопы используют инфракрасные (тепловые) лучи для обнаружения непрозрачных для видимого света включений. Так называемое инфракрасное изображение дефекта получают в проходящем, отражённом или собственном излучении исследуемого изделия.

■ Радиоволновые дефектоскопы

Радиоволновые дефектоскопы основаны на проникающих свойствах радиоволн сантиметрового и миллиметрового диапазонов (микрорадиоволн), позволяет обнаруживать дефекты главным образом на поверхности изделий обычно из неметаллических материалов. Радиодефектоскопия металлических изделий из-за малой проникающей способности микрорадиоволн ограничена. Этим методом определяют дефекты в стальных изделиях, а также измеряют их толщину или диаметр, толщину диэлектрических покрытий и т.д. От генератора, работающего в непрерывном или импульсном режиме, микрорадиоволны через рупорные антенны дефектоскопа проникают в изделие и, пройдя усилитель принятых сигналов, регистрируются приёмным устройством.

■ Электронно-оптические дефектоскопы

Электронно-оптические дефектоскопы предназначены для дистанционного контроля высоковольтного энергетического оборудования находящегося под напряжением. В основе метода диагностики лежит определение характеристик коронных (КР) и поверхностно-частичных разрядов (ПЧР), а так же их зависимостей от величины напряжения и степени загрязнения изоляции.

■ Капиллярные дефектоскопы

Капиллярный дефектоскоп представляет собой совокупность приборов капиллярного неразрушающего контроля. Методы капиллярной дефектоскопии позволяют обнаруживать невооружённым глазом тонкие поверхностные трещины и др. несплошности материала, образующиеся при изготовлении и эксплуатации деталей машин. Полости поверхностных трещин заполняют специальными индикаторными веществами (пенетрантами), проникающими в них под действием сил капиллярности. Для так называемого люминесцентного метода пенетранты составляют на основе люминофоров (керосин, нориол и др.).

Первые дефектоскопы, работающие на непрерывном звуке, создали в 1928 г. С. Я. Соколов и в 1931 г. Мюльхойзер. 1937-1938 год - первый в мире дефектоскоп, использующий переменный ток для контроля конструкций железной дороги и колесных пар (компания MAGNAFLUX, США). Эхо-импульсные дефектоскопы (принцип действия и прибор) создали впервые в 1939—1942 г. Файрстон в США, Спрулс в Великобритании и Крузе в Германии. Первые эхо-импульсные дефектоскопы были выпущены в 1943 г. почти одновременно фирмами «Сперри продактс инк.» (Ден-бери, США) и «Кельвин энд Хьюз лтд.» (Лондон) источник: ru.wikipedia.org

ПЗ 11.Порядок расшифровки снимков.

Для проведения исследований применяется рентгеновское или гамма-излучающее оборудование. Основными источниками излучения является специализированное оборудование научно-производственной лаборатории «ПРОконтроль». В его состав входят специализированные переносные или передвижные аппараты рентгеновского излучения и радио-изотопные гаммадефектоскопы. Для изучения внутренних поверхностей трубопроводов применяется внутритрубные устройства. Для печати результатов используется радиографическая техническая пленка типа РТ. Перед началом проведения испытаний должна быть определена чувствительность радиографической пленки. Для этого:

- осматривается эмульсионный слой на отсутствие механических повреждений – переломов или царапин,
- пленка не должна иметь следов электростатических разрядов,
- необходимо подвергнуть исследованию оптическую вуаль на плотность (она не может быть выше 0,30 е.о.п. **Скачать репродукции радиографических снимков**, заказанных исследований можно на сайте лаборатории «ПРОконтроль».

В данной брошюре приведены репродукции радиографических снимков сварных соединений, а также их расшифровка и условная сокращенная запись дефектов по ГОСТ 7512-82 в русском и латинском алфавите.

Расшифровка проводилась только по изображениям на репродукциях радиографических снимков сварных соединений. Схемы поперечных сечений сварных соединений при расшифровке не рассматривались. Классификация дефектов соответствует требованиям ГОСТ 23055-78. При расшифровке за размеры несплошностей приняты размеры их изображений на репродукциях по ГОСТ 23055-78, п.2.

Приведены английские названия изображенных дефектов.

НАИМЕНОВАНИЕ ДЕФЕКТА:

Вогнутость валика сварного шва

ОПИСАНИЕ ДЕФЕКТА:

Вогнутость валика сварного шва обусловленная недостатком электродного металла

ВЫРАЖЕННЫЕ ОСОБЕННОСТИ ИЗОБРАЖЕНИЯ:

В дефектной области плотность почернения выше чем на нормальном шве

РАСШИФРОВКА ИЗОБРАЖЕНИЯ:

Вогнутость валика шва доступная для внешнего осмотра длиной 90мм; четыре поры по 1мм; две поры по 0,6мм; 7 шлаковых включений длиной 2мм и шириной 0,5мм.

Примечание: Вогнутость наружного валика шва доступная для внешнего осмотра оценивается, как правило, при визуально-измерительном контроле по нормам допускаемой глубины углублений между валиками и чешуйчатости их поверхности (ПНАЭ Г-7-010-89 п.11.2). Сокращенная запись для вогнутости валика шва по ГОСТ 7512-82 не стандартизирована. (Сравнить со стр.14).

СОКРАЩЕННАЯ ЗАПИСЬ ПО ГОСТ 7512-82

4П1; 2П0,6; 7Ш2х0,5; Σ19; вогнутость валика шва 90.

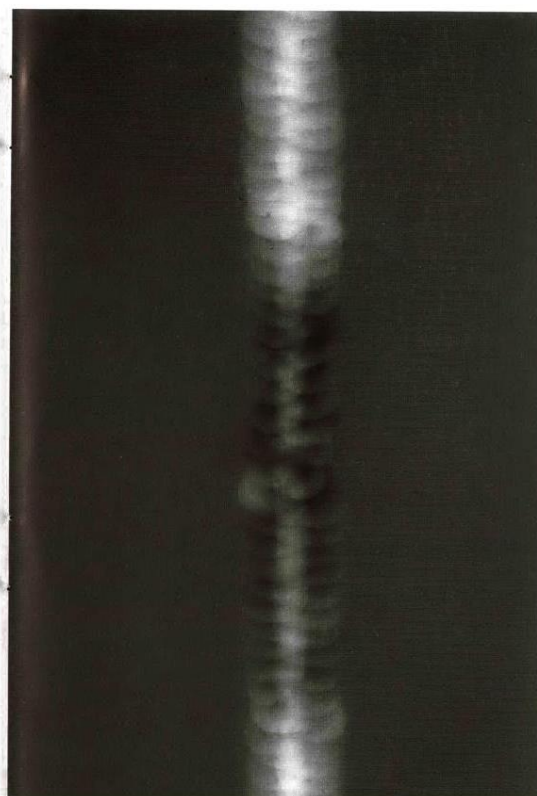
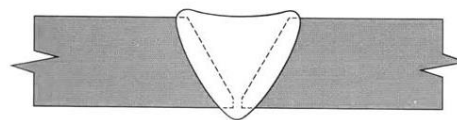
4Аа1; 2Аа0,6; 7Вa2х0,5; Σ19; external concavity of the weld 90.

External Concavity or insufficient Fill:

A depression in the top of the weld, or cover pass, indicating a thinner than normal section thickness

Radiographic Image:

A weld density darker than the density of the pieces being welded and extending across the full width of the weld Image.



НАИМЕНОВАНИЕ ДЕФЕКТА:

Выпуклость корня сварного шва

ОПИСАНИЕ ДЕФЕКТА:

Избыток электродного металла в корне шва

ВЫРАЖЕННЫЕ ОСОБЕННОСТИ ИЗОБРАЖЕНИЯ:

Область с меньшей плотностью почернения вдоль центра сварного шва или отдельные светлые пятна круглой формы.

РАСШИФРОВКА ИЗОБРАЖЕНИЯ:

Выпуклость корня шва длиной 80мм; пора 1мм; два шлаковых включения длиной 3мм и шириной 1мм.

СОКРАЩЕННАЯ ЗАПИСЬ ПО ГОСТ 7512-82

2ШЗх1; П1; Σ 7 ; Впк80.

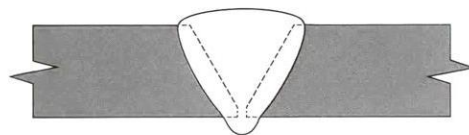
2ВаЗх1; Аа1; Σ 7; Fb80.

Excessive Penetration (Icicles, Drop-thru):

Extra metal at the bottom (root) of the weld

Radiographic Image:

A lighter density in the center of the width of the weld image, either extended along the weld or in isolated circular "drops"



НАИМЕНОВАНИЕ ДЕФЕКТА:

Подрез наружный

ОПИСАНИЕ ДЕФЕКТА:

Верхний подрез на границе между основной и привариваемой частями

Выраженные особенности изображения:

Неравномерная, темная линия вдоль кромки шва. Плотность почернения линии всегда выше, чем плотность почернения сваренных деталей

РАСШИФРОВКА ИЗОБРАЖЕНИЯ:

Подрез наружный длиной 106мм; подрез наружный длиной 4мм.

СОКРАЩЕННАЯ ЗАПИСЬ ПО ГОСТ 7512-82

Пдр 106; Пдр 4.

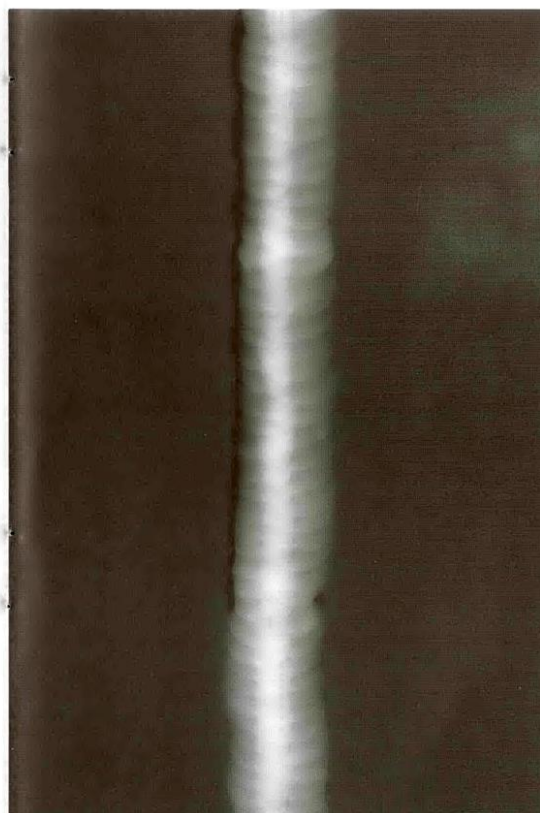
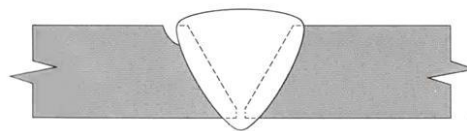
Fc 106; Fc 4.

External Undercut:

A gouging out of the piece to be welded, alongside the edge of the top or "external" surface of the weld

Radiographic Image:

An irregular darker density along the edge of the weld Image. The density will always be darker than the density of the pieces being welded



НАИМЕНОВАНИЕ ДЕФЕКТА:

Подрез в корне сварного шва

ОПИСАНИЕ ДЕФЕКТА:

Подрез на переходе «основной материал/корень»

Выраженные особенности изображения:

Неравномерная темная линия вблизи центра сварного шва вдоль кромки корня

РАСШИФРОВКА ИЗОБРАЖЕНИЯ:

Подрез в корне шва длиной 75мм; подрез в корне шва длиной 9мм; подрез в корне длиной 5мм; шлаковое включение длиной 2мм и шириной 1мм.

СОКРАЩЕННАЯ ЗАПИСЬ ПО ГОСТ 7512-82

Ш2х1; Пдр 75; Пдр 9; Пдр 5.

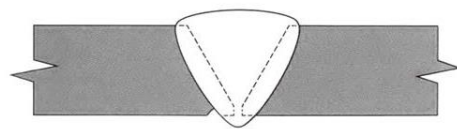
Ва2х1;Fc 75; Fc 9; Fc 5.

Internal (Root) Undercut:

A gouging out of the parent metal, alongside the edge of the bottom or "internal" surface of the weld.

Radiographic Image:

An irregular darker density near the center of the width of the weld Image and along the edge of the root pass Image.



НАИМЕНОВАНИЕ ДЕФЕКТА:

Вогнутость корня шва

ОПИСАНИЕ ДЕФЕКТА:

Ослабление сварного шва со стороны корня из-за недостаточного количества электродного металла

Выраженные особенности изображения:

Удлиненное, неравномерное почернение с неровными краями вдоль середины сварного шва

РАСШИФРОВКА ИЗОБРАЖЕНИЯ:

Вогнутость корня шва длиной 85мм; пора 0,6мм

СОКРАЩЕННАЯ ЗАПИСЬ ПО ГОСТ 7512-82

П0,6; Вкк85.

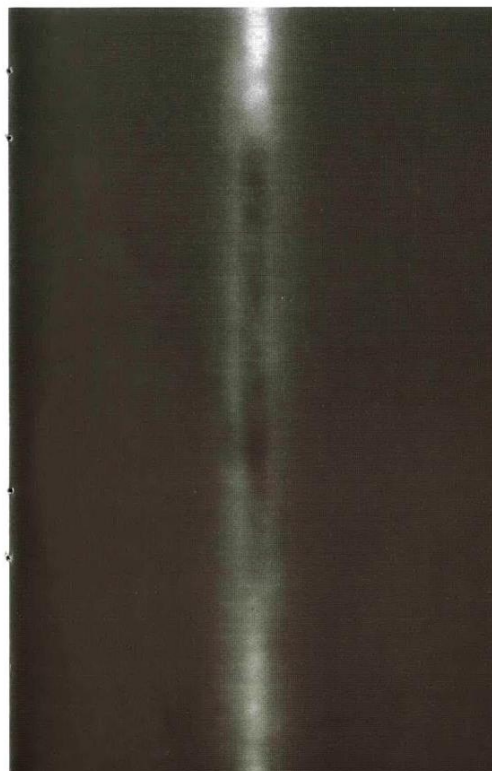
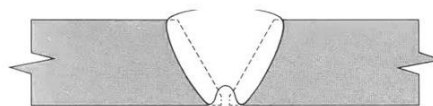
Аа0,6; Fa85.

Internal Concavity (Suck Back):

A depression in the center of the surface of the root pass.

Radiographic Image:

An elongated irregular darker density with fuzzy edges, in the center of the width of the weld Image.



НАИМЕНОВАНИЕ ДЕФЕКТА:

Свищ сварного шва

ОПИСАНИЕ ДЕФЕКТА:

Трубчатое или воронкообразное углубление в шве

(не путать с прожегом - то есть со сквозным отверстием)

Выраженные особенности изображения:

Локализованные темные пятна с неровными краями в центре сварного шва

РАСШИФРОВКА ИЗОБРАЖЕНИЯ:

Два свища по 8 мм; три поры по 0,8 мм.

СОКРАЩЕННАЯ ЗАПИСЬ ПО ГОСТ 7512-82

(не стандартизирована) ЗП0,8; 2Свища 8; Σ 18.

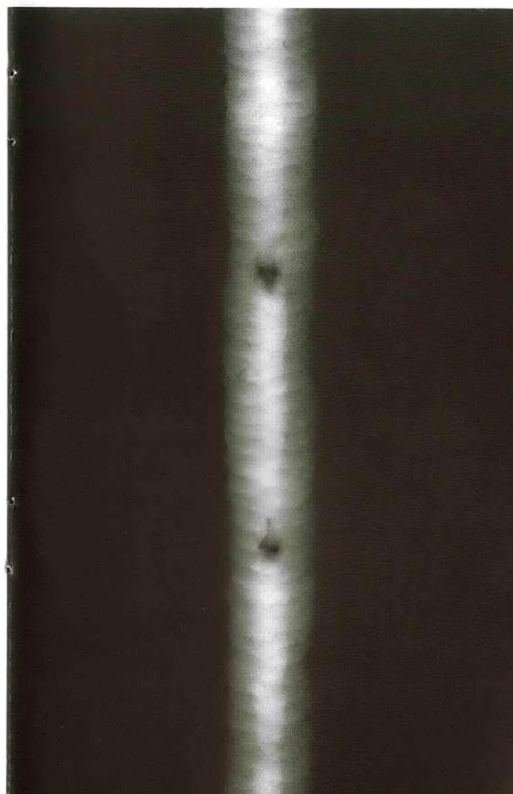
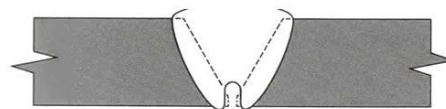
(не стандартизирована) 3Аа0,8; 2Burns 8; Σ 18.

Burn Through:

A severe depression or a crater-type hole at the bottom of the weld but usually not elongated.

Radiographic Image:

A localized darker density with fuzzy edges in the center of the width of the weld image. It may be wider than the width of the root pass image.



НАИМЕНОВАНИЕ ДЕФЕКТА:

Непровар в корне

ОПИСАНИЕ ДЕФЕКТА:

Недостаточно проваренный сварной шов

Выраженные особенности изображения:

Выраженная линия почернения в зоне дефекта:

РАСШИФРОВКА ИЗОБРАЖЕНИЯ:

Непровар в корне длиной 70мм; две поры по 0,8мм

СОКРАЩЕННАЯ ЗАПИСЬ ПО ГОСТ 7512-82

2ГЮ,8; Нк70.

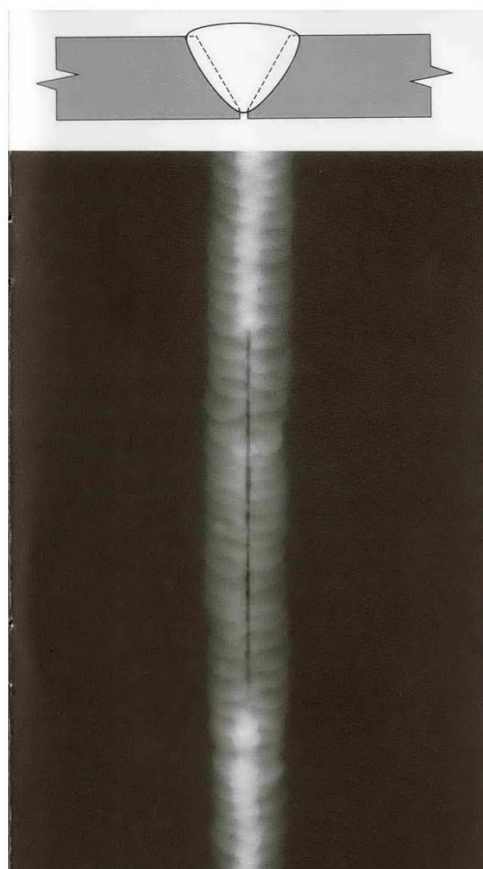
2Аа0,8; Да70.

Incomplete or Lack of Penetration (LOP):

The edges of the pieces have not been welded together, usually at the bottom of single V-groove welds.

Radiographic Image:

A darker density band, with very straight parallel edges, in the center of the width of the weld image.



НАИМЕНОВАНИЕ ДЕФЕКТА:

Шлаковые включения

ОПИСАНИЕ ДЕФЕКТА:

Наличие неметаллических неоднородностей в теле сварного шва

Выраженные особенности изображения:

Темные пятна неопределенной, часто вытянутой, формы

РАСШИФРОВКА ИЗОБРАЖЕНИЯ:

3 шлаковых включения длиной 7 мм и шириной 3 мм;

2 шлаковых включения длиной 3 мм и шириной 1 мм

СОКРАЩЕННАЯ ЗАПИСЬ ПО ГОСТ 7512-82

3Ш7х3; 2Ш3х1; Σ 27.

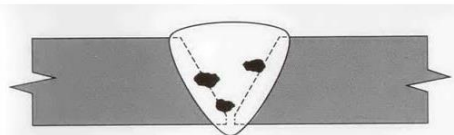
3Ba7х3; 2Ba3х1; Σ 27.

Interpass Slag Inclusions:

Usually non-metallic impurities that solidified on the weld surface and were not removed between weld passes

Radiographic Image:

An irregularly-shaped darker density spot, usually slightly elongated and randomly spaced.



НАИМЕНОВАНИЕ ДЕФЕКТА:

Непровар со шлаковыми включениями вдоль корня

ОПИСАНИЕ ДЕФЕКТА:

Наличие неметаллических неоднородностей вдоль корня сварного шва

Выраженные особенности изображения:

Параллельные или отдельные неровные, темные линии нерегулярной ширины вдоль сварного шва.

РАСШИФРОВКА ИЗОБРАЖЕНИЯ:

2 непровара по разделке длиной 100мм со шлаковыми карманами

СОКРАЩЕННАЯ ЗАПИСЬ ПО ГОСТ 7512-82

2Нк100.

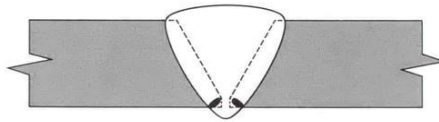
2Да100.

Enlongated Slag Lines (Wagon Traks):

Impurities that solidify on the surface after welding and were not removed between passes

Radiographic Image:

Elongated, parallel or single darker density lines, irregular in width and slightly winding in the lengthwise direction



НАИМЕНОВАНИЕ ДЕФЕКТА:

Непровар с протяженными пустотами вдоль разделки боковых стенок

ОПИСАНИЕ ДЕФЕКТА:

Наличие вытянутых пустот вдоль разделки свариваемых поверхностей

Выраженные особенности изображения:

Вытянутые, параллельные или отдельные темные линии, иногда включающие темные пятна. В отличие от случая шлаковых включений, здесь линии прямые и проходят вне средней части шва

РАСШИФРОВКА ИЗОБРАЖЕНИЯ:

2 непровара по разделке длиной 150мм с отдельными включениями по всей протяженности участка

СОКРАЩЕННАЯ ЗАПИСЬ ПО ГОСТ 7512-82

2Нр100.

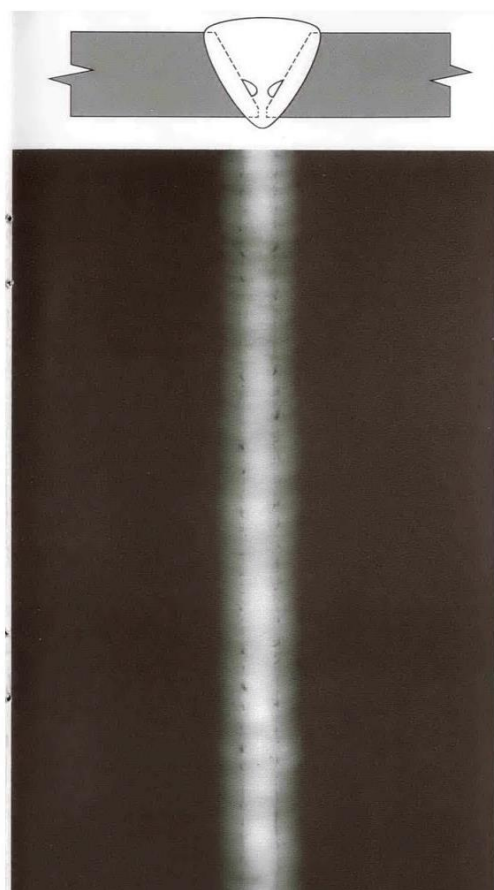
2Dс100.

Lack of Side Wall Fusion (LOF):

Elongated voids between the weld beads and the joint surface

Radiographic Image:

Elongated parallel, or single, darker density lines sometimes with darker density spots dispersed along the LOF lines which are very straight in the lengthwise direction and not winding like elongated slag lines.



НАИМЕНОВАНИЕ ДЕФЕКТА:

Группы (цепочки) пор

ОПИСАНИЕ ДЕФЕКТА:

Наличие пустот вдоль стенок свариваемых поверхностей

Выраженные особенности изображения:

Темные вытянутые пятна вне средней части шва

РАСШИФРОВКА ИЗОБРАЖЕНИЯ:

Две группы (цепочки) пор с расстояниями между ними менее их максимальной ширины или диаметров (в этом случае независимо от их числа и взаимного расположения расшифровывается как один дефект по ГОСТ 23055-78);

6 отдельных пор диаметром 1 мм.

СОКРАЩЕННАЯ ЗАПИСЬ ПО ГОСТ 7512-82

Ц150ПЗ; Ц15П2; 6П1; Σ150.

Ab150A3; Ab15A3; 6Aa1; Σ150.

Interpass Cold Lap:

Lack of fusion areas along the top surface and edge of lower passes

Radiographic Image:

Small spots of darker densities, some with slightly elongated tails, aligned in the welding direction and not in the center of the width of the weld image.



НАИМЕНОВАНИЕ ДЕФЕКТА:

Скопления пор

ОПИСАНИЕ ДЕФЕКТА:

Нерегулярно разбросанные шарообразные включения газа различного размера

Выраженные особенности изображения:

Темные круглые точки разного размера, подчиняющиеся статистическим распределениям

РАСШИФРОВКА ИЗОБРАЖЕНИЯ:

Два скопления пор (длина каждого скопления 10 мм, максимальный диаметр пор 3 мм); шлаковое включение 1х2 мм; 4 поры по 1 мм; 14 пор по 0,6 мм; 3 поры по 0,4 мм.

СОКРАЩЕННАЯ ЗАПИСЬ ПО ГОСТ 7512-82

2С10ПЗ; Ш2х1; 4П1; 14П0,6; 3П0,4; Σ 36.

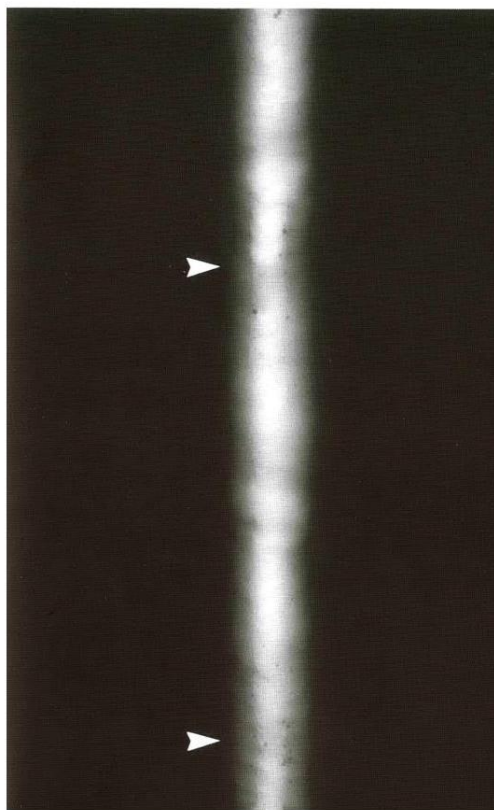
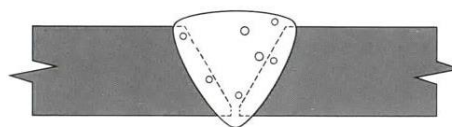
2Ас10АЗ; Ва2х1; 4Аа1; 14Аа0,6; 3Аа0,4; Σ 36

Scattered Porosity:

Rounded voids random in size and location

Radiographic Image:

Rounded spots of darker densities random in size and location.



НАИМЕНОВАНИЕ ДЕФЕКТА:

Группы пор

ОПИСАНИЕ ДЕФЕКТА:

Локальное скопление шарообразных газовых включений

включений

Выраженные особенности изображения:

Скопления круглых или овальных точек, распределенных нерегулярно

РАСШИФРОВКА ИЗОБРАЖЕНИЯ:

Группа (цепочки) пор с расстояниями между ними не более их максимальной ширины или диаметров (независимо от их числа и взаимного расположения расшифровывается как один дефект по ГОСТ 23055-78); 2 отдельные поры диаметром 0,8мм.

СОКРАЩЕННАЯ ЗАПИСЬ ПО ГОСТ 7512-82

П40; 2П0,8; Σ 42.

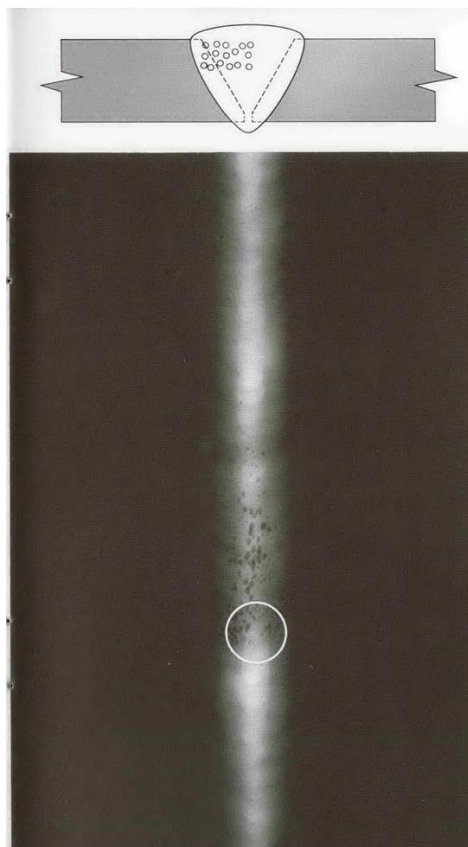
Аа40; 2Аа0,8; Σ 42.

Cluster Porosity:

Rounded or slightly elongated voids grouped together

Radiographic Image:

Rounded or slightly elongated darker density spots in clusters with the clusters randomly spaced.



НАИМЕНОВАНИЕ ДЕФЕКТА:

Прерывистый непровар корня

ОПИСАНИЕ ДЕФЕКТА:

Круглые и овальные включения газа в области корня

Выраженные особенности изображения:

Вытянутые в строчку круглые или овальные потемнения в центре изображения: сварного шва

РАСШИФРОВКА ИЗОБРАЖЕНИЯ:

Непровар корня длиной 150мм; две поры по 1мм.

СОКРАЩЕННАЯ ЗАПИСЬ ПО ГОСТ 7512-82

2П1; Нк150.

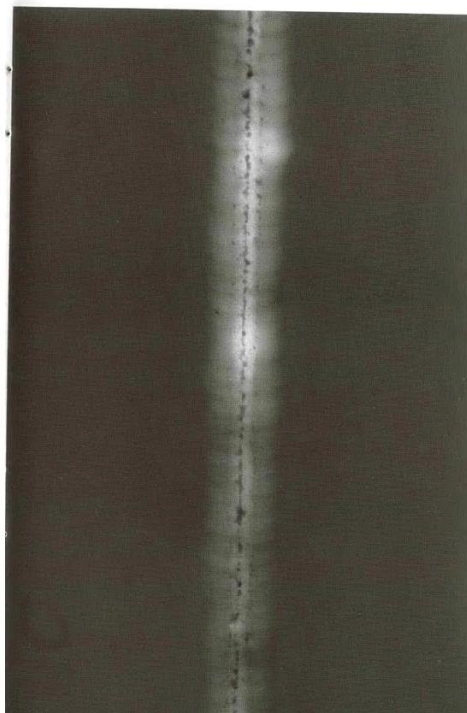
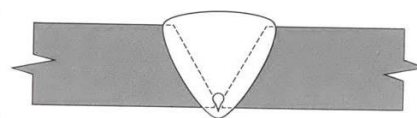
2Аа1; Да150.

Root Pass Aligned Porosity:

Rounded and elongated voids in the bottom of the weld aligned along the weld centerline.

Radiographic Image:

Rounded and elongated darker density spots, that may be connected, in a straight line in the center of the width of the weld image.



НАИМЕНОВАНИЕ ДЕФЕКТА:

Трещина поперек шва

ОПИСАНИЕ ДЕФЕКТА:

Трещина поперек шва

Выраженные особенности изображения:

Искривленные темные линии, неравномерно проходящие перпендикулярно шву

РАСШИФРОВКА ИЗОБРАЖЕНИЯ:

Две трещины поперек шва длиной 14мм; трещина поперек шва длиной 5мм

СОКРАЩЕННАЯ ЗАПИСЬ ПО ГОСТ 7512-82

2Тп14; Тп5.

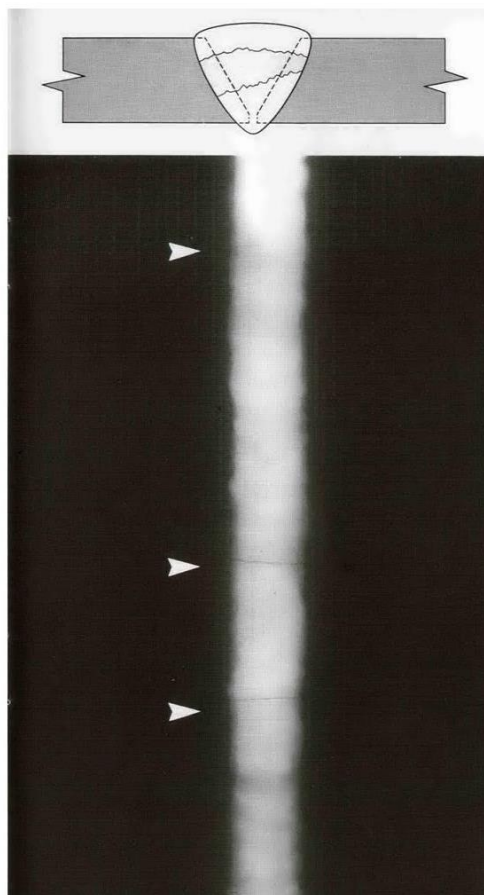
2Eb14; Eb5.

Transverse Crack:

A fracture in the weld metal running across the weld

Radiographic Image:

Feathery, twisting line of darker density running across the width of the weld Image.



НАИМЕНОВАНИЕ ДЕФЕКТА:

Трещина вдоль шва

ОПИСАНИЕ ДЕФЕКТА:

Продольная трещина сварного шва

Выраженные особенности изображения:

Неравномерные, неровные темные линии вдоль сварного шва

РАСШИФРОВКА ИЗОБРАЖЕНИЯ:

Трещина вдоль шва длиной 15 мм

СОКРАЩЕННАЯ ЗАПИСЬ ПО ГОСТ 7512-82

Тв15.

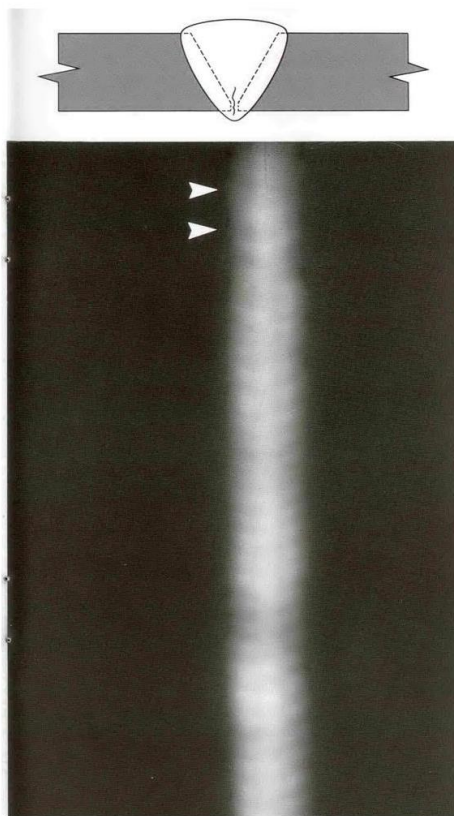
Еа15.

Longitudinal Crack:

A fracture in the weld metal running lengthwise in the welding direction

Radiographic Image:

Feathery, twisting lines of darker density running lengthwise along the weld at any location in the width of the weld Image:



НАИМЕНОВАНИЕ ДЕФЕКТА:

Продольная трещина в области корня

ОПИСАНИЕ ДЕФЕКТА:

Трещина в электродном металле в корня

Выраженные особенности изображения:

Неравномерные, искривленные, темные линии вдоль края корня. Наличие изгиба линий позволяет отличить данный дефект от дефекта: недостаточности заполнения шва

РАСШИФРОВКА ИЗОБРАЖЕНИЯ:

трещина разветвленная длиной 25мм; трещина разветвленная длиной 19мм; трещина разветвленная длиной 14мм; трещина разветвленная длиной 7мм; 10 трещин разветвленных длиной 4мм; трещина вдоль шва длиной 30мм; трещина вдоль шва длиной 4мм; подрез длиной 7мм; 2 шлаковых включения длиной 2мм и шириной 1,2мм; 3 поры диаметром 1мм; две поры диаметром 0,6 и 0,5мм.

СОКРАЩЕННАЯ ЗАПИСЬ ПО ГОСТ 7512-82

2Ш2х1,2; 3П1; П0,6; П0,5; Σ 9; Тр25; Тр19; Тр14; Тр7; 10Тр4; Тв30; Тв4; Пдр7.

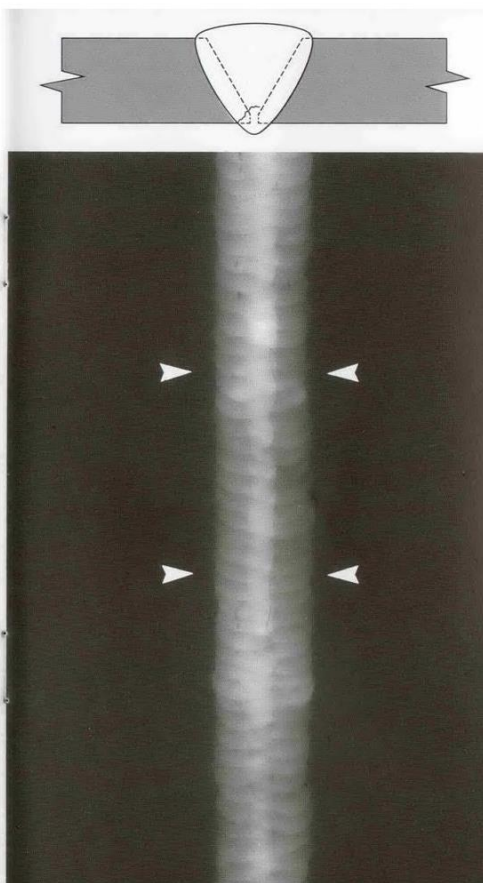
2В2х1,2; 3Аа1; Аа0,6; Аа0,5; Σ 9; Ес25; Ес19; Ес14; Ес7; 10Ес4; Еа30; Еа4; Fc

Longitudinal Root Crack:

A fracture in the weld metal at the edge of the root pass

Radiographic Image:

Feathery, twisting lines of darker density along the edge of the Image of the root pass. The "twisting" feature helps to distinguish the root crack from incomplete root penetration



НАИМЕНОВАНИЕ ДЕФЕКТА:

Вольфрамовые включения

ОПИСАНИЕ ДЕФЕКТА:

Вольфрамовые включения перешедшие в тело шва от электрода

Выраженные особенности изображения:

Светлые пятна произвольной формы, неравномерно распределенные по изображению сварного шва

РАСШИФРОВКА ИЗОБРАЖЕНИЯ:

Вольфрамовое включение длиной 3 мм и шириной 2 мм; два вольфрамовых включения по 2 мм; четыре вольфрамовых включения по 1 мм

СОКРАЩЕННАЯ ЗАПИСЬ ПО ГОСТ 7512-82

B3x2; 2B2; 4B1; $\Sigma 11$.

Ca3x2; 2Ca2; 4Ca1; $\Sigma 11$

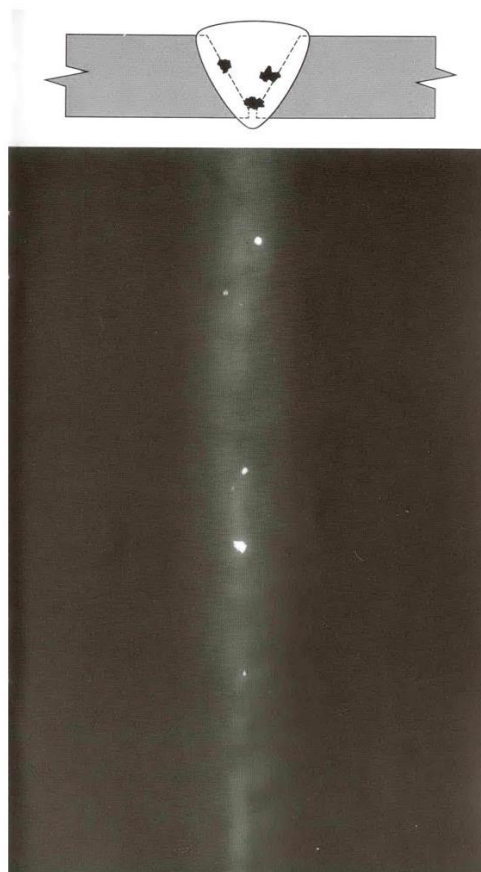
Tungsten Inclusions:

Random bits of tungsten fused into but not melted into the weld metal

Radiographic Image:

Irregularly shaped lower density spots randomly located in the weld Image.

40



ПЗ 12. Изучение устройства и принципа действия искрового дефектоскопа, адгезиметра ,толщиномера.

АРМС-МГ4 Дефектоскоп сварки арматуры



Дефектоскоп АРМС-МГ4 используется для контроля качества сварных стыковых соединений стержней арматуры диаметром от 20 до 80 мм по ГОСТ 23858-79 при монтаже сборных и возведении монолитных железобетонных конструкций теньвым и зеркально-теньвым методом.

УКЛ-32 Механизированная установка ультразвукового контроля листового проката



Прибор УКЛ-32 используется для проведения ультразвукового контроля качества листового проката различных габаритных размеров, толщиной до 400мм. Контроль проводится при одностороннем доступе к изделию.

Ультразвуковой дефектоскоп УД2В-П45 Lite



Новая модель широко распространенного ультразвукового дефектоскопа УД2В-П45 Lite с цветным дисплеем нового поколения, имеющая отличные показатели при работе на ярком солнечном свете и при отрицательных температурах. Сохраняя возможности аналоговой обработки и имея полностью цифровой тракт прибор позволяет выполнять все функции дефектоскопов УД2В-П46 кроме сохранения результатов контроля и связи с ПК.

Константа ВД1 Дефектоскоп вихретоковый



Вихретоковый дефектоскоп Константа ВД 1 используется для обнаружения поверхностных дефектов, таких как трещины, расслоения, коррозионные поражения различных объектов из ферромагнитных и неферромагнитных сталей, цветных металлов и их сплавов. Дефектоскоп измеряет глубину поверхностных трещин в цифровом виде.

ВД-10А Дефектоскоп вихретоковый автогенераторный (базовый комплект)



Дефектоскоп вихретоковый ВД-10А предназначен для оперативного контроля металлических деталей из ферромагнитных и неферромагнитных сплавов (в том числе деталей авиационной техники в условиях её эксплуатации и ремонта) на наличие поверхностных

трещин.



ВД-10А Дефектоскоп вихретоковый автогенераторный (расширенный комплект)

Дефектоскоп вихретоковый ВД-10А предназначен для оперативного контроля металлических деталей из ферромагнитных и неферромагнитных сплавов (в том числе деталей авиационной техники в условиях её эксплуатации и ремонта) на наличие поверхностных трещин.



Корона 2.2 Цифровой Дефектоскоп электроискровой

Дефектоскоп Корона 2.2-Цифровой используется для выявления недопустимых утонений, трещин, пористости и других нарушений сплошности внутренних и внешних защитных покрытий металлических изделий приложением импульсного высоковольтного напряжения и фиксацией электрического пробоя в местах нарушения сплошности.



Elcometer 236 Дефектоскоп электроискровой портативный

Портативный электроискровой дефектоскоп Elcometer 236 использует высоковольтный метод для проверки сплошности покрытий. Дефектоскоп Elcometer 236 выпускается в двух версиях: 0,5–15 кВ и 0,5–30 кВ. Каждый из приборов предоставляет возможность управления величиной напряжения и настройками чувствительности.



ВИД-345 Магнитно-вихретоковый дефектоскоп

Магнитно-вихретоковый дефектоскоп ВИД-345 предназначен для выявления и определения глубины трещин, стресс-коррозионных трещин в металлических ферромагнитных конструкциях, в том числе под слоем коррозии и/или защитного покрытия. Кроме того, дефектоскоп позволяет определять глубину коррозионного повреждения, а так же толщину

защитного покрытия.



KMU 8/42 Магнит крестовой

Крестовой магнит KMU 8/42 предназначен для выявления поверхностных дефектов с помощью магнитного поля



МД-М дефектоскоп магнитнопорошковый модульный (экспертная комплектация)

Портативный дефектоскоп МД-М представляет собой передовое решение для ручного магнитного контроля. Импульсный дефектоскоп обладает регулировкой тока до 5000А, памятью настроек контроля, режимом "ток-пауза", автоматическим размагничиванием, регулируемой длительностью намагничивания и размагничивания и другими функциями.



УК1401М Тестер ультразвуковой

Тестер УК1401М предназначен для измерения времени и скорости распространения продольных ультразвуковых волн в твердых материалах при поверхностном прозвучивании на фиксированной базе с целью определения прочности и целостности материалов и конструкций.



Корона 2.1 Цифровой дефектоскоп электроискровой

Дефектоскоп Корона 2.1-Цифровой используется для выявления недопустимых утонений, трещин, пористости и других нарушений сплошности внутренних и внешних защитных покрытий металлических изделий приложением импульсного высоковольтного напряжения и фиксацией электрического пробоя в местах нарушения сплошности.



УД2В-П45 Дефектоскоп ультразвуковой (базовый комплект)

УД2В-П45 - универсальный ультразвуковой дефектоскоп с возможностями аналогового прибора и преимуществами цифровой обработки сигнала.



УД2В-П46 Дефектоскоп ультразвуковой (TFT, базовый комплект)

УД2В-П46 - новая модель ультразвукового дефектоскопа, сочетающая в себе достоинства дефектоскопа УД2В-П45 с расширенными функциями измерения и протоколирования результатов контроля.



УСД-50 Дефектоскоп ультразвуковой

УСД-50 - это новый универсальный ультразвуковой дефектоскоп с цветным жидкокристаллическим экраном и великолепным быстродействием. Мощный, легкий и портативный, в эргономичном ударопрочном корпусе из ABS пластика, дефектоскоп УСД-50 устанавливает новый стандарт для современных цифровых приборов ручного контроля.



УСД-60 Дефектоскоп ультразвуковой (стандартный комплект)

Новый универсальный ультразвуковой дефектоскоп УСД-60 позволяет воспользоваться всем богатством возможностей современной цифровой техники:

выводить сигнал в виде А,В,С -сканов, подключать датчик пути для построения координатной развертки изделия.



А1220 Монолит Дефектоскоп ультразвуковой

Ультразвуковой низкочастотный дефектоскоп А1220 МОНОЛИТ предназначен для решения задач толщинометрии и дефектоскопии сложных материалов, таких как бетон, горный камень, асфальт.



А1550 IntroVisor Томограф высокочастотный ультразвуковой

А 1550 IntroVisor – многоканальный высокочастотный ультразвуковой томограф для контроля металлов. Томограф А1550 IntroVisor обеспечивает визуализацию внутренней структуры объекта контроля, высокую скорость контроля.



А1040 MIRA ультразвуковой томограф для контроля бетона

А1040 MIRA – это автономный моноблочный ультразвуковой томограф применяемый в целях обнаружения различных пустот, расслоений, неоднородностей в таких материалах как железобетон и камень толщиной до 2,5 метров, путем сухого точечного контакта без использования контактной жидкости и предварительной подготовки поверхности любого типа (гладкая, неровная, шероховатая)



УД2-12 Дефектоскоп ультразвуковой

Дефектоскоп ультразвуковой УД2-12 выявляет дефекты типа нарушения сплошности и однородности в сварных соединениях, материалах, полуфабрикатах и готовых изделиях. Измеряет глубину залегания и координаты дефектов.



УД2-12/1 Дефектоскоп ультразвуковой модернизированный

Дефектоскоп ультразвуковой УД2-12/1 выявляет дефекты типа нарушения сплошности и однородности в сварных соединениях, материалах, полуфабрикатах и готовых изделиях. Измеряет глубину залегания и координаты дефектов, а также отношение амплитуд сигналов от дефектов.



УД2-140 Дефектоскоп ультразвуковой

Дефектоскоп ультразвуковой УД2-140 предназначен для неразрушающего контроля материалов, изделий, сварных соединений на наличие дефектов (обнаружение дефектов) типа нарушения сплошности или однородности, а также определения характеристик дефектов.



УК-14ПМ Прибор ультразвуковой

Бетоноскоп УК-14ПМ может быть использован для обнаружения дефектов типа несплошностей (зон расслоения и нарушения адгезионного сцепления) в изделиях из бетона путем измерения длительности фронта первого вступления принятого сигнала.



УК-10ПМС Прибор ультразвуковой

Прибор ультразвуковой УК-10ПМС предназначен для неразрушающего контроля физико-математических характеристик строительных материалов, горных пород, изделий из пластмасс, строительной керамики, полимерных и композитных материалов.



УД4-94-ОКО-01 Дефектоскоп ультразвуковой

Дефектоскоп УД4-94-ОКО-01 предназначен для ручного и автоматизированного контроля: на наличие дефектов типа нарушения сплошности и однородности материалов.



Hellstein II Дефектоскоп ультразвуковой

Hellstein II предназначен для выявления дефектов типа нарушения однородности в сварных соединениях, материалах, полуфабрикатах и готовых изделиях. Измерение глубины залегания и координаты дефектов.



SiteScan 150S Дефектоскоп ультразвуковой

SiteScan 150S – простой в управлении ультразвуковой дефектоскоп, получивший признание у специалистов во всем мире. Используемый пользовательский интерфейс дефектоскопа, позволяет быстро изучить принципы работы прибора и осуществлять ультразвуковой контроль для широкого диапазона нарушений сплошности.



SiteScan 250S Дефектоскоп ультразвуковой

SiteScan 250S – простой в управлении ультразвуковой дефектоскоп с расширенными функциональными возможностями и частотным диапазоном, получивший признание у специалистов во всем мире.



Masterscan 350 M Дефектоскоп ультразвуковой

Ультразвуковой дефектоскоп Masterscan 350 M используется для контроля тонкостенных материалов, турбинных лопаток, точечной сварки, объектов в энергетике (в том числе с ЭМАП преобразователями),

крупногабаритных поковок и отливок.



Masterscan 380 M Дефектоскоп ультразвуковой

Уникальная технология ActiveEdge™ формирования зондирующего импульса с контролем и переднего и заднего фронта служит для дефектоскопии в подповерхностной зоне без необходимости использования снижающих чувствительность демпфирующих резисторов.



Поиск-10Э Дефектоскоп ультразвуковой

Дефектоскоп ультразвуковой Поиск-10Э предназначен для контроля обеих нитей железнодорожного пути по всей длине и сечению рельсов за исключением перьев подошвы и зон шейки над и под болтовыми отверстиями при сплошном контроле.



Поиск-10ЭМ Дефектоскоп ультразвуковой модернизированный

Дефектоскоп ультразвуковой Поиск-10ЭМ предназначен для контроля обеих нитей железнодорожного пути по всей длине и сечению рельсов за исключением перьев подошвы и зон шейки над и под болтовыми отверстиями при сплошном контроле.



СПЕКТР-П Комплекс для пьезоэлектрических преобразователей

Установка для испытаний и контроля параметров ультразвуковых преобразователей СПЕКТР-П создана на базе дефектоскопа УД2В-П45 и позволяет в течении минуты получить паспорт на УЗ ПЭП, прилагая к этому минимум усилий.



УД2В-П45 Дефектоскоп ультразвуковой (универсальный комплект)

Дефектоскоп УД2В-П45 - универсальный ультразвуковой дефектоскоп с возможностями аналогового прибора и преимуществами цифровой обработки сигнала.



УД2В-П46 Дефектоскоп ультразвуковой (TFT, авиакомплект)

УД2В-П46 - новая модель ультразвукового дефектоскопа, сочетающая в себе достоинства дефектоскопа УД2В-П45 с расширенными функциями измерения и протоколирования результатов контроля.



УД2В-П46 Дефектоскоп ультразвуковой (TFT, универсальный комплект)

УД2В-П46 - новая модель ультразвукового дефектоскопа, сочетающая в себе достоинства дефектоскопа УД2В-П45 с расширенными функциями измерения и протоколирования результатов контроля.



УД2Н-ПМ Дефектоскоп ультразвуковой (ЖК, базовый комплект)

Универсальный низкочастотный (от 20 кГц до 2,5 МГц) ультразвуковой дефектоскоп УД2Н-ПМ, предназначен для обнаружения дефектов (нарушение сплошности и однородности материалов) в полуфабрикатах и готовых изделиях.



УД2Н-ПМ Дефектоскоп ультразвуковой (ЖК, универсальный комплект)

Универсальный низкочастотный (от 20 кГц до 2,5 МГц) ультразвуковой дефектоскоп УД2Н-ПМ, предназначен для обнаружения дефектов (нарушение сплошности и однородности материалов) в полуфабрикатах и готовых изделиях.



УД2Н-ПМ Дефектоскоп ультразвуковой (ЭЛД, универсальный комплект)

Универсальный низкочастотный (от 20 кГц до 2,5 МГц) ультразвуковой дефектоскоп УД2Н-ПМ, предназначен для обнаружения дефектов (нарушение сплошности и однородности материалов) в полуфабрикатах и готовых изделиях.



УД2Н-ПМ Дефектоскоп ультразвуковой (ЭЛД, авиационный комплект)

Универсальный низкочастотный (от 20 кГц до 2,5 МГц) ультразвуковой дефектоскоп УД2Н-ПМ, предназначен для обнаружения дефектов (нарушение сплошности и однородности материалов) в полуфабрикатах и готовых изделиях.



УД3-21 Дефектоскоп ультразвуковой

Дефектоскоп ультразвуковой на базе РС Notebook УД3-21 предназначен для контроля материалов, сварных швов, деталей и узлов оборудования в энергетической, транспортной, нефтехимической и металлургической промышленности.



УД3-71 Дефектоскоп ультразвуковой

Дефектоскоп-толщиномер ультразвуковой УД3-71 общего назначения, предназначен для контроля продукции на наличие дефектов типа нарушения сплошности и однородности материалов, готовых изделий, полуфабрикатов и сварных (паяных) соединений.



УД4-76 Дефектоскоп-томограф ультразвуковой

Дефектоскоп УД4-76 предназначен для ручного и механизированного ультразвукового контроля материалов, заготовок, изделий и оборудования, съема и сохранения томограмм.



УСД-60Н Дефектоскоп ультразвуковой низкочастотный (стандартный комплект)

Дефектоскоп УСД-60Н обладает ярким и хорошо читаемым TFT-экраном с разрешением 640x480 пикселей. В приборе реализована функция В-скана и С-скана, а также измерения спектра сигнала.



УСД-60Н Дефектоскоп ультразвуковой низкочастотный (расширенный комплект)

Дефектоскоп УСД-60Н обладает ярким и хорошо читаемым TFT-экраном с разрешением 640x480 пикселей. В приборе реализована функция В-скана и С-скана, а также измерения спектра сигнала.



УСД-60-8К Дефектоскоп ультразвуковой многоканальный

Ультразвуковой восьмиканальный дефектоскоп УСД-60-8K WeldSpector предназначен для высокопроизводительного ручного контроля сварных соединений.



АП-23ПР Прибор акустический

Прибор акустический АП-23ПР предназначен для контроля предварительных напряжений в канатах, стержневой и проволочной арматуре частотным методом в условиях заводов сборного железобетона. В диапазоне частот 3-200 Гц прибор АП-23ПР может быть использован также для измерения периода свободных колебаний других объектов.



АКР1224 Дефектоскоп ультразвуковой волноводный

Ультразвуковой волноводный низкочастотный дефектоскоп для контроля рельсов АКР1224 предназначен для поиска дефектов в рельсах типов Р75, Р65, Р50 во всех частях их поперечного сечения и

для измерения расстояний до дефектов от места установки поискового устройства дефектоскопа на рельс.



УДС2-6 (РЕЛЬС-6) Дефектоскоп ультразвуковой

Дефектоскоп ультразвуковой УДС2-6 позволяет выявлять внутренние дефекты (трещины, поры, расслоения, непровары, шлаковые включения и т. п.) и определять их координаты в сварных и клепанных соединениях металлоконструкций, в том числе в сварных стыках железнодорожных рельсов.



TUD 310 Дефектоскоп ультразвуковой

Ультразвуковой дефектоскоп TUD 310 оборудован USB-интерфейсом для связи с ПК и подключения принтера. Прибор прост и удобен в управлении благодаря тому, что сохранение документов и оперирование ими построено на основе файловой системы FAT.



РД-12КР Дефектоскоп ультразвуковой

Дефектоскоп ультразвуковой РД-12КР предназначен для одновременного контроля и выявления дефектов в двух нитях рельсов, уложенных в путь, а также для записи принятой информации и дальнейшей передачи ее для анализа и хранения на персональном компьютере.



Ультразвуковой дефектоскоп УД2-70 (в комплекте 2 преобразователя и 2 кабеля)

Ультразвуковой дефектоскоп УД2-70 служит для контроля продукции на наличие дефектов типа нарушения сплошности и однородности материалов, полуфабрикатов, готовых изделий и сварных соединений.



**ВЕКТОР Дефектоскоп универсальный
вихретоковый (базовый комплект)**

Дефектоскоп ВЕКТОР - новый вихретоковый дефектоскоп с богатыми функциональными возможностями для решения всего круга задач контроля ферромагнитных и неферромагнитных материалов методом вихревых токов.



**ВЕКТОР Дефектоскоп универсальный
вихретоковый (расширенный комплект)**

Дефектоскоп ВЕКТОР - новый вихретоковый дефектоскоп с богатыми функциональными возможностями для решения всего круга задач контроля ферромагнитных и неферромагнитных материалов методом вихревых токов.



**МВП-2М Прибор многофункциональный
вихретоковый (измеритель электропроводности,
базовый комплект)**

Прибор МВП-2М предназначен для реализации различных задач контроля материалов вихревыми токами: измерения содержания ферритной фазы в изделиях из сталей аустенитного и перлитного классов, измерения удельной электропроводности материалов, измерения толщины защитных и декоративных покрытий, наносимых на токопроводящий материал, а также для определения размеров дефектов вихретоковым методом.



**МВП-2М Прибор многофункциональный
вихретоковый (универсальный комплект)**

Прибор МВП-2М предназначен для реализации различных задач контроля материалов вихревыми токами: измерения содержания ферритной фазы в изделиях из сталей аустенитного и перлитного классов, измерения удельной электропроводности материалов, измерения толщины защитных и декоративных покрытий, наносимых на токопроводящий материал, а также для определения размеров дефектов вихретоковым методом.



МВП-2М Прибор multifunctional вихретоковый (ферритометр 0-25%, базовый комплект)

Прибор МВП-2М предназначен для реализации различных задач контроля материалов вихревыми токами: измерения содержания ферритной фазы в изделиях из сталей аустенитного и перлитного классов, измерения удельной электропроводности материалов, измерения толщины защитных и декоративных покрытий, наносимых на токопроводящий материал, а также для определения размеров дефектов вихретоковым методом.



ВД-30НК-IVE Дефектоскоп вихретоковый

Дефектоскоп ВД-30НК-IVE выдает световой и звуковой сигнал при обнаружении трещин, глубина которых достигает установленного пользователем порогового значения 0,5 мм при шероховатости контролируемой поверхности Ra 1,25 мкм и 3,0 мм при шероховатости контролируемой поверхности Rz 320 мкм .



ВД-30НК Дефектоскоп вихретоковый

Специализированный вихретоковый дефектоскоп ВД-30НК предназначен для обнаружения поверхностных трещин в деталях из ферромагнитных материалов с грубообработанной плоской и криволинейной поверхностью в лабораторных и цеховых условиях депо, заводов и других предприятий машиностроения.

ВД-87НСТ Дефектоскоп вихретоковый



Дефектоскоп вихретоковый ВД-87НСТ предназначен для обнаружения поверхностных и подповерхностных дефектов в изделиях из ферромагнитных и немагнитных сталей и сплавов.

Дефектоскоп ВД-87НСТ применяется также для сортировки магнитных и немагнитных материалов на соответствие заданной марке.

ВД-132-ОКО-01 Дефектоскоп вихретоковый



Универсальная многоканальная многочастотная система вихретокового контроля ВД-132-ОКО-01 предназначена для высокопроизводительного контроля продукции и оборудования

ВДЛ-5.2 Дефектоскоп вихретоковый



Вихретоковый дефектоскоп ВДЛ-5.2 предназначен для обнаружения и оценки размеров поверхностных несплошностей и трещин в стальных конструкциях и деталях. Дефектоскоп ВДЛ-5.2 применим для углеродистых сталей широкого класса.

Константа ВД1 Дефектоскоп вихретоковый авиационный



Малогабаритный цифровой прибор Константа ВД1 предназначен для обнаружения поверхностных и сквозных трещин, трещин развивающихся со стороны, противоположной стороне контроля и во внутренних

слоях многослойных конструкций в изделиях из ферромагнитных и неферромагнитных металлов и сплавов (в т.ч. под защитными покрытиями).



ВДЛ-5М Дефектоскоп вихретоковый

В процессе контроля выявляются трещины усталостно-коррозионного характера в зоне шириной 25 мм вдоль выходной кромки лопатки со стороны внешней поверхности. Использование вихретокового дефектоскопа ВДЛ-5М для контроля лопаток допускается циркуляром Ц 01 88.



МВП-2М Прибор многофункциональный вихретоковый (экспертный комплект)

Прибор МВП-2М предназначен для реализации различных задач контроля материалов вихревыми токами: измерения содержания ферритной фазы в изделиях из сталей аустенитного и перлитного классов, измерения удельной электропроводности материалов, измерения толщины защитных и декоративных покрытий, наносимых на токопроводящий материал, а также для определения размеров дефектов вихретоковым методом.



ВС-17П Структуроскоп вихретоковый

Структуроскоп вихретоковый ВС-17П предназначен для сортировки деталей по критериям отклонения физико-механических характеристик (твёрдость, предел прочности, степень упрочнения) от номинальных значений, а также для сортировки деталей на соответствие заданной марке.



Вихретоковый дефектоскоп ВД-70

Вихретоковый дефектоскоп ВД-70 используется для изучения продукции из ферромагнитных и немагнитных сплавов и металлов на присутствие внешних дефектов типа трещин, выявления их местоположения и глубины.



Elcometer 266 Дефектоскоп портативный электроискровой

Новый портативный электроискровой дефектоскоп Elcometer 266 компании Elcometer, использующий высоковольтный метод, сочетает в себе последние разработки в области дефектоскопии покрытий, что позволяет выявлять дефекты покрытий еще быстрее, безопаснее и точнее, чем это было возможно раньше.



Elcometer 270 Детектор микроотверстий

Линейка детекторов Elcometer 270 устанавливает новый стандарт для детекторов методом влажной губки. Детектор Elcometer 270 является высококачественным низковольтным детектором с аксессуарами, аналогичными высоковольтному искровому дефектоскопу.



Корона 1 - Цифровой Дефектоскоп электроискровой

Прибор Корона 1 - Цифровой используется для нахождения различных дефектов сплошности внутренних и внешних защитных диэлектрических покрытий на металлических изделиях.



Крона-1PM Дефектоскоп электроискровой

Дефектоскоп электроискровой Крона-1PM предназначен для контроля сплошности полимерных и эпоксидных покрытий магистральных трубопроводов.



Константа ЭД2 Дефектоскоп электролитический

Дефектоскоп электролитический Константа ЭД2 предназначен для контроля пористости и нарушений сплошности диэлектрических покрытий на изделиях из электропроводящих материалов.



Крона-2И Дефектоскоп электроискровой

Дефектоскоп электроискровой КРОНА-2И предназначен для контроля сплошности полимерных, эпоксидных, эмалевых и битумных изоляционных покрытий магистральных трубопроводов в процессе их строительства.



Крона-2ИМ Дефектоскоп электроискровой

Дефектоскоп электроискровой Крона-2ИМ предназначен для контроля сплошности полимерных, эпоксидных, эмалевых, и битумных изоляционных покрытий магистральных трубопроводов в процессе укладки и ремонта.



Корона С Дефектоскоп электроискровой

Дефектоскоп Корона С предназначен для работы в составе автоматизированных систем контроля сплошности защитных покрытий труб в процессе поточного производства.



МД-М дефектоскоп магнитнопорошковый модульный (стандартная комплектация)

Портативный дефектоскоп МД-М представляет собой передовое решение для ручного магнитного контроля. Импульсный дефектоскоп обладает регулировкой тока до 5000А, памятью настроек контроля, режимом "ток-пауза", автоматическим размагничиванием, регулируемой длительностью намагничивания и размагничивания и другими функциями.



МД-М дефектоскоп магнитнопорошковый модульный (экспертная УФ комплектация)

Портативный дефектоскоп МД-М представляет собой передовое решение для ручного магнитного контроля. Импульсный дефектоскоп обладает регулировкой тока до 5000А, памятью настроек контроля, режимом "ток-пауза", автоматическим размагничиванием, регулируемой длительностью намагничивания и размагничивания и другими функциями.



УМ 15 Магнит ручной ярмовой (230 В)

Ручной ярмовой магнит переменного тока УМ 15 (230 В) предназначен для определения дефектов поверхности при помощи магнитного поля



УМ 8 Магнит ручной ярмовой (230 В)

Ручной ярмовой магнит переменного тока УМ 8 (230 В) предназначен для определения дефекта поверхности при помощи магнитного поля



УМ 8/42 Магнит ручной ярмовой (42 В)

Ручной ярмовой магнит переменного тока УМ 8/42 (42В) предназначен для определения поверхностных дефектов с помощью магнитного поля



МД-4К Намагничивающее устройство

Дефектоскоп МД-4П предназначен для выявления поверхностных дефектов типа нарушения сплошности металла магнитопорошковым методом на локальных участках крупногабаритных деталей путем создания приложенного постоянного магнитного поля.



ПМД-70 Дефектоскоп магнитопорошковый

Дефектоскоп магнитопорошковый ПМД-70 предназначен для выявления поверхностных и подповерхностных дефектов в изделиях из ферромагнитных материалов с относительной максимальной магнитной проницаемостью не менее 40 магнитопорошковым или магнитолюминисцентным методом.



СМ-20 импульсное намагничивающее устройство

Импульсный магнитопорошковый дефектоскоп СМ-20 используется для цехового контроля поверхностных и подповерхностных дефектов в крупногабаритных изделиях. Максимальная сила тока составляет 20кА. Прибор позволяет автоматически установить заданный ток, а также сохранить параметры выбранного режима намагничивания в энергонезависимой памяти. Размагничивание детали происходит автоматически.



СМ-30М импульсное намагничивающее устройство

Прибор СМ-30М предназначен для создания в контролируемом изделии постоянного магнитного поля с помощью соленоида, а также размагничивания изделия убывающим магнитным полем меняющейся полярности. Дефектоскоп идеально рассчитан на работу с соленоидом Э600 с внутренним диаметром 600мм и позволяет создать в его центре поле напряженностью 350 А/см.



УНМ-300/2000 Намагничивающее устройство

Дефектоскоп УНМ-300/2000 предназначен для магнитного неразрушающего контроля различных изделий, узлов и деталей машин.



Flaw Finder Магнит постоянный

Постоянный магнит Flaw Finder предназначен для определения дефекта поверхности при помощи магнитного поля



Ультразвуковой контроль прочности материалов ПУЛЬСАР-1.1

Ультразвуковой прибор Пульсар-1.1 осуществляет контроль прочности и однородности бетона, кирпича и других материалов при сквозном и поверхностном прозвучивании в изделиях и конструкциях, на строительных объектах, при технологическом контроле, обследовании зданий, сооружений.



Ультразвуковой прибор (дефектоскоп) ПУЛЬСАР-1.2

Ультразвуковой прибор Пульсар-1.2 осуществляет контроль прочности и однородности бетона, кирпича и других материалов при сквозном и поверхностном прозвучивании в изделиях и конструкциях, на строительных объектах, при технологическом контроле, обследовании зданий, сооружений.



СПЕКТР - 1.0 Прибор диагностики свай

СПЕКТР - 1.0 предназначен для определения длины свай, обнаружения и локализации дефектов, а также для получения сейсмоспектрального профиля. Прибор СПЕКТР - 1.0 может использоваться в качестве одноканальной сейсмостанции.



СПЕКТР - 2.0 Прибор диагностики свай

СПЕКТР - 2.0 предназначен для определения длины свай, обнаружения и локализации дефектов, а также для получения сейсмоспектрального профиля исследуемых объектов. Прибор может использоваться в качестве двухканальной сейсмостанции.



А1040М ПОЛИГОН Томограф ультразвуковой

Ультразвуковой томограф А1040М ПОЛИГОН является многофункциональным устройством, обеспечивающим решение задач неразрушающего контроля бетона с использованием низкочастотного (20 – 100 кГц) ультразвукового диапазона и томографических методов обработки сигналов.



А1220 Анкер дефектоскоп ультразвуковой

Ультразвуковой низкочастотный дефектоскоп А1220 АНКЕР предназначен для диагностики анкерных болтов диаметром 24 — 36 мм фундаментов металлических опор контактной сети. Он может быть использован также для оценки состояния анкерных болтов фундаментов металлических прожекторных мачт.



Ультразвуковой прибор (ультразвуковой тестер) ПУЛЬСАР-1.0

Ультразвуковой прибор ПУЛЬСАР-1.0 предназначен для измерения времени и скорости распространения УЗ колебаний в твердых материалах при сквозном и поверхностном прозвучивании.



ДАМИ-С Дефектоскоп композитных материалов (импедансный контроль)

Дефектоскоп ДАМИ-С используется для обнаружения и построения С-изображений дефектов в композитных материалах и сотовых структурах, а также для выявления коррозии в неферромагнитных сплавах в различных авиационных конструкциях. Прибор применяет импедансные, вихретоковые и ударные методы контроля.



ДАМИ-С Дефектоскоп композитных материалов (импедансный контроль и метод свободных колебаний)

Дефектоскоп ДАМИ-С используется для обнаружения и построения С-изображений дефектов в композитных материалах и сотовых структурах, а также для выявления коррозии в неферромагнитных сплавах в различных авиационных конструкциях.



АД-60К Акустический дефектоскоп (базовый комплект)

Дефектоскоп АД-60К предназначен для акустического контроля изделий из композитных и других материалов с большим затуханием, с помощью импедансного метода и метода свободных колебаний, на предмет определения расслоений, непрочности, внутренних дефектов структуры и пр.



АД-60К Акустический дефектоскоп (универсальный комплект)

Дефектоскоп АД-60К предназначен для акустического контроля изделий из композитных и других материалов с большим затуханием, с помощью импедансного метода и метода свободных колебаний, на предмет определения расслоений, непрочности, внутренних дефектов структуры и прочие.



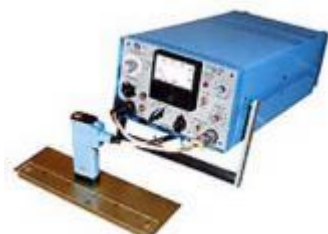
АД-60К Акустический дефектоскоп (экспертный комплект)

Дефектоскоп АД-60К предназначен для акустического контроля изделий из композитных и других материалов с большим затуханием, с помощью импедансного метода и метода свободных колебаний, на предмет определения расслоений, непрочности, внутренних дефектов структуры и прочие.



ИД-91М Дефектоскоп акустический импедансный

Дефектоскоп ИД-91М используется для обнаружения расслоений и непрочных соединений в изделиях из слоистых пластиков и композиционных материалов при производстве и эксплуатации авиакосмической техники. Принцип действия прибора импульсный импедансный.



АД-40И Дефектоскоп импедансный

Дефектоскоп импедансный АД-40И предназначен для неразрушающего контроля клееных и паяных соединений между элементами многослойных конструкций. Позволяет обнаруживать зоны нарушения сплошности соединения между обшивками и внутренними элементами контролируемых конструкций.



Система контроля MoData 2

MoData 2 – это многофункциональная компьютеризованная система контроля катодной защиты и изоляции подземных трубопроводов. Используется для обследования подземных трубопроводов. Катодная защита трубопроводов должна быть под вашим контролем с помощью нашего оборудования.



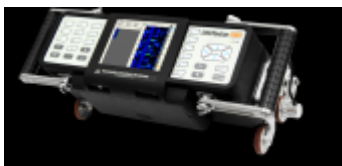
DIO 1000 PA Ультразвуковой дефектоскоп

Ультразвуковой дефектоскоп DIO 1000 PA на фазированных решетках - высокочастотный дефектоскоп премиум класса, сочетающий в себе как традиционный метод выявления дефектов, так и новейшие технологии контроля: поиск дефектов с помощью фазированных решеток, ЭМА (бесконтактный метод) и TOFD, с возможностью подключения соответствующих преобразователей и сканеров.



MiniLog 2 – многомерный измерительный прибор

Minilog 2 – это новый многомерный измерительный прибор для контроля параметров катодной защиты, GPS синхронизированный, работающий в режимах DCVG/CIPS в прочном и водонепроницаемом корпусе.



A1050 PlaneScan Сканер-топограф

A1050 PlaneScan – специализированный ультразвуковой сканер-томограф с катящимся подпружиненным преобразователем сухого контакта для непрерывной дефектоскопии больших поверхностей самолета из углепластика и алюминия. Позволяет обнаруживать коррозию, расслоения, повреждения в обшивке.



A1214 EXPERT

Ультразвуковой дефектоскоп A1214 EXPERT - полностью цифровой, малогабаритный ультразвуковой дефектоскоп общего назначения. Обеспечивает реализацию типовых и специализированных методик ультразвукового контроля, высокую производительность и точность измерений.



A2051 ScaUT Ультразвуковой сканер-дефектоскоп

Ультразвуковой сканер-дефектоскоп «A2051 ScaUT» предназначен для комплексного автоматизированного контроля стыковых сварных соединений металлоконструкций при толщине свариваемых деталей от 4 до 40 мм и радиусе кривизны внешней поверхности от 300 мм.



A2075 SoNet Ультразвуковой бесконтактный сканер-дефектоскоп

A2075 SoNet – это автоматизированная бесконтактная эхо-импульсная сканирующая система для дефектоскопии труб с толщиной стенки больше 6 мм и диаметром в 720 - 1420 мм.



A1214 Expert Клаб-Комплект

A1214 Expert Клаб-Комплект - расширенная комплектация давно зарекомендовавшего себя дефектоскопа A1214 Expert, выгодно отличающаяся наличием фирменных износостойчивых датчиков SENDAST и других полезных комплектующих.



A1211 Mini Клаб-Комплект

A1211 Mini Клаб-Комплект - расширенная комплектация всем известного дефектоскопа A1211 Mini, выгодно отличающаяся наличием фирменных износостойчивых датчиков SENDAST и других полезных комплектующих.



A1211 Mini миниатюрный ультразвуковой дефектоскоп

Цифровой, малогабаритный ультразвуковой дефектоскоп общего назначения. Обеспечивает реализацию типовых и специализированных методик ультразвукового контроля, высокую производительность и точность измерений. Предназначен для контроля сварных швов; поиска мест коррозии, трещин, внутренних расслоений и других дефектов.



Антенная решетка M9170

16 элементная цифрофокусируемая антенная решетка поперечных волн с центральной рабочей частотой 4 МГц и областью сканирования от 35° до 85°.

Применяется для контроля сварных швов.

Акустический модуль M9170



Сменный акустический модуль для антенной решетки поперечных волн M9170 представляет из себя конструктивно объединенный набор пьезоэлементов и соединяется с корпусом решетки посредством разъема.

A1212 MASTER КЛАБ КОМПЛЕКТ ультразвуковой дефектоскоп



Ультразвуковой дефектоскоп A1212 МАСТЕР КЛАБ КОМПЛЕКТ – представляет собой ультразвуковой дефектоскоп A1212 МАСТЕР зарекомендовавшей себя на рынке НК фирмы «Акустические Контрольные Системы» в измененной комплектации с износостойкими преобразователями SENDAST.

A1212 Мастер ультразвуковой дефектоскоп



Ультразвуковой дефектоскоп A1212 МАСТЕР - полностью цифровой, малогабаритный ультразвуковой дефектоскоп общего назначения. Обеспечивает реализацию типовых и специализированных методик ультразвукового контроля, высокую производительность и точность измерений.

Антенная решетка M9060



16 элементная цифрофокусируемая антенная решетка продольных волн с центральной рабочей частотой 4 МГц и областью сканирования от -30° до $+30^{\circ}$. Применяется для контроля основного тела металлических и пластиковых конструкций.

Акустический модуль M9060



Сменный акустический модуль для антенной решетки M9060 представляет из себя конструктивно

объединенный набор пьезоэлементов.



Антенная решетка M9065

16 элементная цифрофокусируемая антенная решетка поперечных волн с центральной рабочей частотой 4 МГц и областью сканирования от 35° до 85°. Применяется для контроля сварных швов (в том числе аустенитных сталей). Особенностью данной антенной решетки является отсутствие большой преломляющей призмы.



Акустический модуль M9065

Сменный акустический модуль для антенной решетки M9065 представляет из себя конструктивно объединенный набор пьезоэлементов.



Ультразвуковые ПЭП

Преобразователи производства ООО "Акустические Контрольные Системы"



Антенная решетка M2502

Матричный, отдельно-совмещенный, низкочастотный, широкополосный преобразователь с сухим точечным типом акустического контакта.



A1550 IntroVisor - ультразвуковой дефектоскоп томограф КЛАБ-КОМПЛЕКТ

A1550 IntroVisor КЛАБ-КОМПЛЕКТ - универсальный портативный ультразвуковой дефектоскоп-томограф с цифровой фокусировкой антенной решетки и томографической обработкой данных для контроля металлов и пластмасс, в измененной комплектации с износостойкими преобразователями SENDAST нашего производства и комплектом вспомогательных

приспособлений для настройки.

ВЕКТОР-СКАН многофункциональный дефектоскоп



ВЕКТОР-СКАН новый многофункциональный дефектоскоп предназначен для контроля электропроводящих изделий на наличие дефектов типа поверхностных и подповерхностных трещин, коррозии, нарушений сплошности и однородности материалов, полуфабрикатов и готовых изделий из ферромагнитных и неферромагнитных сталей, цветных металлов и их сплавов, углепластиков и пр.

ГАЛС ВД-103 вихретоковый дефектоскоп - трещиномер



Дефектоскоп и толщиномер ГАЛС ВД-103 используется для диагностики объектов на наличие коррозии, а также прочих дефектов и трещин в материале из которого изготовлен исследуемый объект. При этом объект исследования должен быть электропроводным и этот параметр должен лежать в диапазоне от 0.5 до 60 МСм/м

МД-Э - управляемый электромагнит



МД-Э универсальный инструмент для ручного магнитопорошкового контроля. Наличие электронного модуля управления позволяет регулировать ток намагничивания, сохранять настройки в памяти прибора, имеет режим "ток-пауза", автоматическое размагничивание, регулируемое длительностью намагничивания и размагничивания и другими функциями.

УСД-46 ультразвуковой дефектоскоп



УСД-46 ультразвуковой дефектоскоп общего назначения, зарекомендовавший себя с лучшей стороны, своей надежностью и безотказностью в работе. Дефектоскоп легок в настройке и работе, обладает всеми функциями необходимыми для контроля сварных соединений.



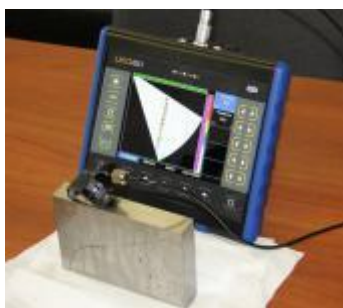
VC-50 внешнее зарядное устройство для аккумуляторов УСД-50/УСД-50IPS

VC-50 - новое зарядное устройство для отдельной зарядки съемного аккумулятора



Сканер-TOFD

Сканер-TOFD механизированное устройство с преобразователями TOFD - в составе с ультразвуковым дефектоскопом УСД-50 реализует метод TOFD, для контроля сварных соединений труб и листового металла.



УСД-60ФР ультразвуковой дефектоскоп на фазированных решетках

УСД-60ФР ультразвуковой дефектоскоп на фазированных решетках



ВЕКТОР-50 универсальный вихретоковый дефектоскоп

Новый универсальный вихретоковый дефектоскоп ВЕКТОР 50 с поддержкой любых вихретоковых преобразователей, а также различных импедансных преобразователей. Дефектоскоп может использоваться для измерения толщины защитных покрытий, глубины поверхностных трещин, электропроводности цветных металлов и содержания ферритной фазы в нержавеющей хромоникелевых сталях аустенитного и перлитного классов.



ЗОНД-ВД96 Вихретоковый дефектоскоп

Переносной вихретоковый прибор для поиска трещин в металле

Акустический дефектоскоп АД-64М



Предназначение дефектоскопа АД64М - обнаружение дефектов в сварных соединениях в сложных конструкциях из разных материалов.

Акустический дефектоскоп АД-42ИП



Акустический дефектоскоп АД-42ИП предназначен для обнаружения дефектов типа пустот, непроклеев, включений и расслоений в композиционных материалах, слоистых пластиках, деревянных конструкциях, в изоляции трубопроводов и т.п. Особенно эффективен для использования в изделиях, выполненных из композиционных материалов (в т.ч. с сотовым наполнителем). Этот легкий прибор позволяет выполнять контроль в труднодоступных местах или в замкнутых пространствах.

ВД-12НФМ дефектоскоп вихретоковый



Вихретоковый дефектоскоп ВД-12НФМ используется для обнаружения поверхностных трещин в деталях из ферромагнитных материалов с грубой плоской и криволинейной поверхностью, преимущественно в изделиях железнодорожного подвижного состава, как например: диски вагонных колес, корпус автосцепки, боковые рамы, надрессорные балки и др. Дефектоскоп может быть использован для контроля изделий из алюминиевых и латунных сплавов. Может применяться в различных отраслях промышленности.

ВД-12НФП дефектоскоп вихретоковый



Дефектоскоп ВД-12НФП предназначен для обнаружения поверхностных трещин в деталях из ферромагнитных и немагнитных сталей и сплавов.



ВД-90НП дефектоскоп вихретоковый в базовой комплектации

Предназначение дефектоскопа вихретокового ВД-90НП обнаруживать поверхностные и подповерхностные трещины в деталях из ферромагнитных и немагнитных материалов и сплавов. Создан для работы в полевых условиях и в зимнее время года на магистральных трубопроводах, в цеховых условиях депо и ремонтных заводов РЖД, судостроительных и судоремонтных верфях, авиационной промышленности и других предприятиях машиностроения.



ВД-92НП дефектоскоп вихретоковый

Предназначение ВД-92НП для неразрушающего контроля труб, прутков, профилей различного сечения, изделий из металлопроката в процессе их производства. ВД-92НП может быть внедрен в любую поточную производственную линию и позволяет осуществлять управление периферийными устройствами. Эксплуатационная гибкость дефектоскопа обусловлена широкой номенклатурой преобразователей: проходных, накладных и секционных.



ВД-41П дефектоскоп вихретоковый

Предназначен ВД-41П для неразрушающего контроля труб, проката, проволоки, изделий из металлопроката в процессе их производства и входном контроле. Применяется для широкой номенклатуры диаметров и марок материалов.



ВЭ-26НП структуроскоп вихретоковый

Структуроскоп предназначен для неразрушающего контроля изделий из немагнитных сплавов на основе алюминия или меди при помощи измерения их удельной электрической проводимости. Сортировка изделий по приращению удельной электрической проводимости и контроль различных механических характеристик электропроводящих неферромагнитных материалов при наличии экспериментально установленных корреляционных связей между

удельной электропроводимостью и этими характеристиками.

Крона-12 Дефектоскоп электроискровой



Электроискровой дефектоскоп КРОНА-12 предназначен для контроля сплошности полимерных, эпоксидных, эмалевых и битумных защитных(изоляционных) покрытий магистральных трубопроводов в процессе их строительства, а также для контроля целостности изоляционного покрытия труб и других изделий в процессе их изготовления и эксплуатации.



ВД-12НФ дефектоскоп вихретоковый

Предназначение ВД12-НФ выявлять поверхностные трещины в деталях из ферромагнитных материалов с грубой плоской и криволинейной (минимальный радиус кривизны 10мм) поверхностью, преимущественно в изделиях железнодорожного подвижного состава, как например: диски вагонных колес, корпус автосцепки, боковые рамы, надрессорные балки и др. Рассчитан на применение в условиях депо и ремонтных заводов. Может применяться в различных отраслях промышленности.



ВИД-345 "СПЕЦИАЛЬНЫЙ" Магнитно-вихретоковый дефектоскоп

Предназначение дефектоскоп ВИД-345 "Специальный" для и определения глубины трещин, коррозионного растрескивания в металлических устройствах, в том числе под слоем коррозии защитного покрытия. Дефектоскоп может измерить глубину коррозионного повреждения, а также толщину защитного покрытия. ВИД-345 "Специальный" использует сочетание магнитного и вихре токового методов для определения недостатков, что позволяет обеспечить контроль изделий с грубой поверхностью и работу через слой изоляционного покрытия переменной толщины без дополнительных перестроек. Сигнализация о нахождении дефекта производится с помощью светового, звукового, или сигнала наушники.



ТЭС-364М дефектоскоп-толщиномер термоэлектрический

Дефектоскоп-толщиномер ТЭС-364М термоэлектрический применяется для неразрушающего контроля структурного состояния поверхностного слоя изделий из электропроводящих ферро магнитных и немагнитных материалов. Минимальный размер контролируемого участка от 0,5 мм. Результаты измерений не зависят от геометрии изделия. Имеется возможность метрологического обеспечения контроля, в отличие от других термоэлектрических приборов.



Дефектоскопа на постоянных магнитах СК-01

Дефектоскоп СК-01 предназначен для намагничивания участков сварных соединений и поверхностей изделий из ферромагнитных материалов приложенным магнитным полем при обнаружении поверхностных и подповерхностных дефектов в процессе проведения неразрушающего контроля магнитопорошковым методом. Дефектоскоп предназначен для продольного намагничивания и контроля по участкам. Дефектоскоп может эксплуатироваться в цеховых, лабораторных, полевых условиях, на высотных объектах и в условиях, где энергоснабжение затруднено или недопустимо по правилам техники безопасности. Дефектоскоп сохраняет работоспособность при температуре окружающего воздуха от минус 30 до плюс 50 С, относительной влажности воздуха до 98% и атмосферном давлении от 84 до 106,7 кПа. Тип дефектоскопа - переносной.

ПЗ 13.Расчет показателей ТОР магистральных газонефтепроводов.

Углеводороды с упругостью насыщенных паров при температуре плюс 200 С свыше 0,2 МПа относятся к нестабильным жидкостям. Снижение давления в трубопроводе ниже упругости насыщенных паров продукта, а также истечение этих жидкостей через неплотности в трубопроводе сопровождаются переходом жидкости в газообразное состояние. Испарение сопровождается снижением температуры. Эти и другие причины определяют необходимость повышенных требований к трубопроводам для транспорта нестабильных углеводородов.

Минимальное давление в любой точке таких трубопроводов должно превышать упругость насыщенных паров при температуре перекачки на 0,5 МПа.

Упругость паров продукта при расчетной температуре принимается, исходя из максимально возможной температуры при эксплуатации.

Рабочее давление при расчете трубопроводов определяется как сумма максимального давления, развиваемого насосами, и упругости насыщенных паров продукта.

Расстояние между запорной линейной арматурой должно быть не более 10 км.

На обоих концах каждого участка трубопровода между запорной арматурой устанавливают специальные ответвления. Диаметры ответвлений определяются из условия опорожнения участка за 1,5-2,0 часа.

Трубопроводы диаметром 150 мм и более оснащаются узлами приема и пуска очистных устройств на расстоянии не более 50 км друг от друга.

В составе НПС для приема продукта при срабатывании предохранительных клапанов, а также для создания на входе насосов противокавитационного напора необходимо предусматривать резервуары общей емкостью, равной 0,03-0,06 суточной производительности МТ. Емкость подпорных резервуаров должна составлять 10% от часовой производительности НПС.

На головной НПС, кроме подпорных резервуаров, предусматриваются резервуары для приема нефтепродуктов при аварийной обстановке на трубопроводе, если у предприятия- поставщика они отсутствуют. Суммарная емкость резервуаров на головной НПС и на предприятии-поставщике должна равняться трехсуточной производительности МТ.

Подпорные резервуары располагаются таким образом, чтобы удовлетворялось условие

$$H > 1,2(h_d + h_{тр}), \quad (1.5)$$

где H - превышение нижней образующей резервуара над осью всасывающего трубопровода насоса;

h_d - допустимый подпор насоса;

$h_{тр}$ - потери напора на трение в трубопроводе от резервуара до насоса.

ПЗ 14. Расчет потребного количества транспортных средств , изоляционного материала , объема земляных работ.

Объемы работ рассчитываются по архитектурно-строительным чертежам с учетом принятых планировочных и конструктивных решений на основе наиболее рациональных методов и технологий организации строительства. Объемы работ следует выражать в единицах измерения, принятых в действующих нормах и расценках на строительно-монтажные работы. Расчет объемов работ является важным этапом проектирования проектов организации строительства и производства работ, так как от точности расчетов зависит продолжительность и стоимость всего строительства.

Комплекс земляных работ по подготовке строительной площадки к строительству любых зданий и сооружений и производству «нулевого цикла» складывается из предварительной планировки грунта, срезки растительного слоя, рытья котлована или траншей, подчистки дна котлована, обратной засыпки. К каждой из этих работ предъявляются определенные требования по технологии выполнения, применению машин и механизмов, расчету объемов работ.

- Предварительная планировка грунта.

Площадь предварительной планировки грунта определяется в соответствии со схемой, представленной на рис.1 – к габаритам здания необходимо добавить по 10 м с каждой стороны.

Объем работ по производству предварительной планировки строительной площадки равен ее площади ($V_1 = S_1$).

Данное условие обуславливается тем, что перед производством любых работ на строительной площадке необходимо выполнить комплекс мероприятий, необходимых для возможности работы машин и механизмов, организации складского хозяйства, установки временных строений. В комплекс этих мероприятий входит очистка территории от мусора, образовавшегося от сноса строений, деревьев: те деревья, которые можно сохранить обносятся специальным ограждением и предупреждающими знаками; деревья, кустарники, пни, подлежащие по проекту к сносу, необходимо удалить со строительной площадки. Необходимо, также, придать площадке строительства относительно ровную поверхность с уклоном, обеспечивающим возможность безопасного перемещения машин и людей.

Таким образом, площадь поверхности грунта под предварительную планировку:

$$V_1 = S_1 = (a+20) \times (b+20) \quad (1)$$

Где: a – ширина здания по внешнему габариту в м;

b – длина здания по внешнему габариту в м.

- Срезка растительного слоя.

Согласно СНиП 3-8-76 плодородный слой почвы глубиной 150 – 200 мм необходимо убрать и уложить в отвал или вывезти со строительной площадки в целях его сохранения и использования в дальнейшем при благоустройстве территории.

Объем работ по срезке растительного слоя:

$$V_{cp} = S_2 \times 0,2 \quad (2)$$

Где: S_2 – площадь территории срезки растительного слоя. $S_2 = S_1$.

Для проведения этих работ используют землеройно-транспортные машины (бульдозер, скрепер, грейдер).

- Разработка котлована экскаватором.

Для строительства фундаментов зданий устраиваются земляные разработки – котлованы и траншеи. Такие земляные сооружения могут быть предназначены для устройства всех видов фундаментов: ленточных, плитных, столбчатых, свайных.

$$A = a + 2mh \quad (3),$$

Где: h – глубина котлована;

m – коэффициент откоса, зависящий от вида грунта (для суглинистых грунтов равен 1);

b' – длина фундамента «понизу»:

$$b' = B' + \delta \quad (4),$$

где: B' – длина фундамента в осях;

δ – расстояние от оси фундамента до его крайней точки.

b – длина котлована «понизу»:

$$b = b' + 1 \quad (5)$$

B – длина котлована «поверху»:

$$B = b + 2mh \quad (6)$$

Объем котлована в m^3 определяется по формуле:

$$V_k = \frac{A+a}{2} \times \frac{B+b}{2} \times h \quad (7)$$

- Разработка грунта вручную – подчистка дна котлована.

В соответствии со СНиП 3-8-76 подчистка вручную составляет 7% от объёма котлована:

$$V_k^{вруч} = 0,07 \times V_k \quad (8)$$

- Уплотнение грунта основания:

$$V_{уп} = S_{котл по низу} \times a \times b \quad (9)$$

- Устройство песчаного основания.

Толщина песчаной подсыпки под фундамент принимается равной 155 мм, а объём:

$$V_{п.п.} = S_{кот по низу} \times 0,155 \quad (10)$$

- Обратная засыпка котлована.

Объём обратной засыпки складывается из засыпки под полы подвала, технического подполья или первого этажа, в зависимости от конструктивных особенностей подземной части здания и засыпки пазух между фундаментом и откосом котлована:

$$V_{об.з} = V_k - V_{ф} - V_{подв}$$

$V_{\text{п.з.}} = V_{\text{об.з.}} / K_p$, где K_p – коэффициент остаточного разрыхления грунта (для суглинка $K_p = 1,05$).

- Количество грунта, которое необходимо вывезти со строительной площадки.

Весь грунт, разрабатываемый экскаватором, в процессе работы делится на две части: часть грунта, необходимого для обратной засыпки, укладывается в отвал на строительной площадке, а оставшаяся часть вывозится автомобилями самосвалами. Объем грунта на вывоз со стройплощадки определяется по формуле.

Выбор способа транспортирования грунта и определения комплекта транспорта определяется технико-экономическими сравнениями. Наибольшее распространение получает достаточно подвижный вид транспорта. В зависимости от объема ковша экскаватора экскавации грунта выбирается грузоподъемность автотранспорта.

Потребное количество автосамосвалов находим исходя из уровня обеспечения бесперебойности:

$$N = T_{\text{ц}} / t_n = (t_n + 2L * 60 / V_{\text{ср}} + t_m + t_p) / t_n, \text{ где}$$

$T_{\text{ц}}$ - продолжительность цикла работы автосамосвала;

t_n - время погрузки;

$V_{\text{ср}}$ - средняя скорость движения;

L - расстояние до отвала;

t_m - время маневрирования при установке транспорта под погрузку;

t_p - продолжительность разгрузки.

Продолжительность погрузки зависит от числа ковшей, рода грунта, среднего угла откоса.

Время погрузки автосамосвала г/п 10т экскаватором обратная лопата вместимостью 1,0 м³

$$N = (5 + 2 * 1 * 60 / 30 + 0,42 + 0,3) / 5 = 1,9$$

Выбор машин и механизмов.

Экскаватор выбираю из экскаваторов с "обратной лопатой".

Для выполнения земляных работ, для нашего варианта наиболее подходит экскаватор с обратной лопатой.

Параметры экскаватора ЕК - 18.

Вес - 18000 кг

Емкость ковша (по SAE) - 1,0 (0,65; 0,77) м³

Длина - 9400 мм

Ширина - 2500 мм

Высота - 3250 мм

Двигатель - Д-245/Perkins 1104С-44ТА

Мощность двигателя - 105/121,3 л.с.

Продолжительность цикла - 18,5 с

Давление в гидросистеме - 28 МПа

Давление в пневмосистеме - 0,6-0,7 МПа

Напряжение в электросети - 12 В

Скорость передвижения - 20 км/час

Выберем рукоять экскаватора 3,4м для большего радиуса копания.

Тогда,

Радиус копания - 10,2 м

Радиус копания на уровне стоянки - 10,0 м

Кинематическая глубина копания - 6,97 м

Высота выгрузки - 6,75 м

Максимальная емкость ковша - 0,65 м³

Также выбираем бульдозер ДЗ - 101А , 118 км/час, трамбовки пневматические, компрессоры с давлением до 686 кПа, вибраторы глубинные.

Подбор автомашин для транспортировки грунта.

При подборе автомашины для транспортировки грунта необходимо помнить несколько правил:

1. Грузоподъемность автомашины должна соответствовать массе грунта в числе ковшей.
2. Объем кузова автомашины должен соответствовать объему грунта в целом числе ковшей.
3. Производительность автомашины должна соответствовать производительности экскаватора.

$$Q = q \cdot K$$

$q = J_0 \cdot V_k$, тогда

$$K = Q / J_0 \cdot V_k$$

Q - грузоподъемность автомашины (20 т)

q - масса грунта в одном ковше (т)

K - целое число ковшей, которыми заполняется кузов автомашины

J_0 - плотность грунта (т/м³)

V_k - объем одного ковша.

$$J_0 = 1,7 \text{ т/м}^3$$

$$V_k = 0,65 \text{ м}^3$$

$$q = 1,7 \cdot 0,65 = 1,1 \text{ т (масса грунта в одном ковше)}$$

$$K = 20 / 1,7 \cdot 0,65 = 18 \text{ ковшей.}$$

Найдем объем кузова машины.

$$V_{ka} = V_k \cdot R \cdot K_p, \text{ где}$$

V_{ka} - объем кузова машины, V_k - объем одного ковша, R - число ковшей, K_p - коэф

$$K_p = 1,24$$

$$V_{ka} = 0,65 \cdot 18 \cdot 1,24 = 14,5 \text{ м}^3$$

Производительность экскаватора.

$$П_{\text{э}} = \frac{60 q K_{\text{н}}}{T_{\text{н}} K_p} K_{\text{в}}$$

q - вместимость ковша, м³, $K_{\text{н}}$ - коэффициент наполнения ковша (для глин 1,18), T_н - время, мин., K_p - коэффициент первоначального разрыхления грунта, $K_{\text{в}}$ - коэффициент смены, мин., $П_{\text{э}} = 90 \text{ м}^3/\text{час}$

$$\text{Время работы экскаватора (Тц)} = 308 / 80 = 3,85 \text{ ч.}$$

Объем транспортируемого грунта равен 256 м³

Количество ковшей равно

$$256 / V_k = 256 / 0,65 = 393 \text{ ковшей}$$

Масса грунта равна

$$393 \cdot q = 393 \cdot 1,1 = 432,3 \text{ т.}$$

Определим производительность автомобиля.

$$N = \frac{T \cdot K_s}{t}$$

, где

T - число минут в смену (231 мин. В соответствии со временем работы экскаватора города до места работы и обратно (0,9), t - продолжительность одного рейса (30 мин.)

$$N = \frac{T \cdot K_s}{t} = \frac{231 \cdot 0,9}{30} = 6,93$$

Значит, принимаем 7 рейсов. Согласно данным расчетом выбираю самый рациональный расстояние 1 км необходимо 2 автомобиля, а именно самосвала Урал 63685 (6*4, грун. самосвал) они сделают 7 рейсов за смену, и тогда весь объем работ по удалению грунта с площади

Определение расходов строительных материалов

Расход строительных материалов

Таблица 2.2.

Наименование используемых материалов	Ед. измерения	Обоснование	Объем работ
Песок	м ³	СНиП	7,48
Фундаментные блоки	Шт/м ³	ГЭСН	198
Раствор	м ³	ГЭСН	311
Битум	т	ГЭСН	2,13

Ведомость основных материалов

Таблица 2.3.

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Кол - во

1.	Песок	м3	7,48
2.	Фундаментные блоки ФБС 2,4*0,6*0,4	Шт/м3	198/1 07
3.	Раствор М50	м3	15,0
4.	Битум разжиженный	т	0,043

Калькуляция затрат труда

Таблица 2.4.

Наименование работ	Ед. изм	Обоснование, ГЭСН	Средний разряд	Объем работ	Норма времени	Труд
Раб.	Ма ш.	Ч-час	Ч-дн	М-час	М-см	ть
Укладка фундаментных блоков	шт.	7-01-001	3,3	165	0,9158	0,353
Устройство армированного пояса	м3	6-01-35	3,4	8	5,1646	0,615
Гидроизоляция стен фундаментов (боковая)	100 м2	8-01-003	3	4	21,2	0,2
Горизонтальная гидроизоляция (оклеечная)	100 м2	8-01-003	3	1	14,3	0,55

После разработки грунта экскаватором производится ручная доработка котлована засыпается щебеночно - песчаной засыпкой и начинается монтаж ленточных фундам

Определение состава звена на выполнение земляных работ

На основании ГЭСН 2001 - 01, принимаю состав звена:

Таблица 2.5.

№ звена	Кол-во звеньев	Кол-во человек	Профессия-разряд рабочего	Смежные профессии-разряд
1	1	1	Машинист бульдозера - 2р.	Машинист грузового автомобиля - 2р.
1	Машинист экскаватора - 3р.	Машинист крана - 5р.	Разработка котлована	
1	Машинист грузового автомобиля - 2р.	Транспортировка грунта за пределы строительной площадки		

ПЗ 15. Изучение машин , механизмов и инструментов, применяемых при капитальном ремонте газонефтепроводов.

Разработку траншей в талых грунтах и грунтах с промерзанием верхнего слоя до 1 м можно также осуществлять комбинированными методами с применением комплексов машин, состоящих из бульдозеров, тракторных разрыхлителей, роторных или одноковшовых экскаваторов. При комбинированном методе траншею разрабатывают бульдозерами на глубину до 1 м, а затем экскаваторами до проектной глубины. В сильно сыпучих барханных песках, когда изоляционно-укладочные колонны могут работать только в самой траншее (ширина которой составляет 6 м и более), разработку таких траншей осуществляют с помощью мощных бульдозеров по продольно-поперечной схеме. В зависимости от размеров траншей, расположения отвала и условий работы рытье траншей осуществляют лобовым или боковым забоями.

Разработку траншей одноковшовыми экскаваторами в обычных условиях выполняют с применением оборудования обратной лопаты. В зимних условиях для разработки траншей в грунтах с промерзанием до 0,3-0,4 м можно использовать эти же экскаваторы. При глубине промерзания более 0,3-0,4 м необходимо предварительно рыхлить верхний мерзлый слой тракторными рыхлителями или взрывным способом. При разработке

траншей в талых, силь-но обводненных, сыпучих и неустойчивых грунтах используют драглайны.

Бурение шпуров осуществляется шнековыми мотобурами, перфоратора-ми и самоходными буровыми машинами БТС-60, БМ-276, БМ-253, БМ-254, УШ-2Т, МБШ-321. При разработке мерзлого грунта механическим способом используют тракторные рыхлители мощностью 184-260 кВт. Для разработки мёрзлых и плотных грунтов применяют комбинированный поточно-механизированный метод, позволяющий наиболее эффективно использовать землеройные машины.

Метод разработки траншей одноковшовыми экскаваторами и бульдозе-рами-рыхлителями рекомендуется применять в любых грунтовых условиях (кроме незамерзающих болот), в которых нельзя использовать роторные траншейные экскаваторы, с целью повышения темпов разработки траншей и произ-водительности труда механизаторов в 1,5-3 раза, а также сокращении технологических перегонов и числа перемычек. Эффективность применения этого способа достигается при разработке прочных, мёрзлых и скальных грун-тов с предварительным рыхлением.

Для разработки траншей под трубопроводы $D_n = 1220-1420$ мм применяют комплекты машин, которые состоят из двух роторных экскаваторов ЭТР-231, ЭТР-253А или ЭТР-254 и бульдозера. Эти комплекты можно применять до осво-ения экскаваторов с изменяемой шириной гусеничного хода, использование ко-торых позволит разрабатывать траншеи комплектами, состоящими из двух-трех роторных экскаваторов без применения бульдозеров. Для эффективной разра-ботки траншей под трубопроводы диаметром до 1220 мм комплекты машин мо-гут состоять из двух экскаваторов типа ЭТР-204 и ЭТР-223 и бульдозера.

Проектный профиль траншеи формируется в процессе прохождения второго экскаватора. Технологическая схема позволяет разрабатывать траншеи глубиной, превышающей максимальную глубину копания роторных экскаваторов.²⁵

Метод разработки траншей комплектом роторных экскаваторов предусмат-ривает непрерывную поточно-механизированную разработку траншей комплекта-ми роторных экскаваторов, каждый из которых разрабатывает определенную часть профиля траншеи. Применение данной технологии позволяет обеспечить заданные темпы разработки траншей; ликвидировать образование технологических перемы-чек между захватками работы роторных экскаваторов и тем самым высвободить одноковшовые экскаваторы для их разработки; устранить сменные переезды ма-шин с одного участка на другой, что имеет место при обычной технологической схеме разработки; снизить непроизводительные затраты труда и расход ресурсов.

В мёрзлых и вечномёрзлых грунтах в зимних условиях траншею с при-менением комплексов роторных экскаваторов разрабатывают по следующим трём схемам: I схема – при плотности мёрзлого грунта до 250-300 ударов по плотное-ру ДОРНИИ применяют последовательный метод с использованием нескольких роторных экскаваторов, т. е. поочередный

проход нескольких экскаваторов (схема последовательной разработки траншеи для трубопровода диаметром 1420 мм роторным экскаватором ЭР-7Е, ЭТР-231 и ЭТР-253 или одного экскаватора на всю глубину копания траншеи ЭТР-253, ЭТР-254); II схема – при плотности грунта до 300-350 ударов по плотномеру ДОРНИИ следует применять комплексный метод (например, роторный универсальный экскаватор ЭТР-231 со сменными роторами для трубопровода диаметром 1420 мм или ЭТР-254-01, а затем ЭТР-254 или ЭТР-307); эта схема состоит из следующих операций: первым экскаватором отрывают пионерную траншею; вторым экскаватором расширяют траншею и углубляют её; третьим экскаватором расширяют траншею до проектного профиля; III схема – при плотности грунта более 300 ударов по плотномеру ДОРНИИ во II схему должны быть дополнительно включены два-три рыхлителя марки ДП-9С, Д-9 или Д-652А для предварительного рыхления мерзлого грунта траншеи. В мёрзлых грунтах любой прочности для всех диаметров трубопроводов траншею разрабатывают также буро-взрывным способом с выемкой разрыхлённого грунта одноковшовыми экскаваторами Э-652, ЭО-4121, ЭО-4123.

Для рыхления грунтов используют шпуровые или скважинные заряды. Бурение шпуров и скважин осуществляют бурильными машинами БМ-276, БМ-253, БМ-254, при малых объёмах – пневматическими перфораторами и мотобурами.

Разработку траншей в мёрзлых грунтах (особенно для трубопроводов малых диаметров) можно осуществлять одноковшовыми экскаваторами с предварительным рыхлением грунта стоечными тракторными рыхлителями.

В зависимости от несущей способности грунта и объёмов траншеи разрабатывают: на болотах I типа в любое время года и II типа в зимних условиях экскаваторами ЭО-4121, ЭО-4123 с обратной лопатой на уширенных гусеницах или на обычных гусеницах с применением перекидных сланей или щитов; на болотах II и III типов (за исключением сплавинных болот) в летних условиях траншеи разрабатывают специальными болотными экскаваторами (Э-652БС, ЭО-4221, МПТ-72 и др.) или обычными экскаваторами, установленными на понтонах.²⁶

Для прокладки магистральных трубопроводов на болотах всех типов методом сплава или протаскивания траншеи разрабатывают взрывным способом.

В зависимости от типа и глубины болота, а также степени залесенности трассы применяют способы удлиненных, сосредоточенных или скважинных зарядов. В зависимости от типа болота, способа прокладки, времени строительства и используемой техники различают следующие основные методы земляных работ: • разработку траншей с предварительным выторфованием; • разработку траншей с применением специальной болотной модификации и плавающей техники, понтонов, щитов, сланей или пеносаней, снижающих давление на поверхность грунта; • разработку траншей с применением энергии взрыва; • разработку траншей в зимнее время.

Схема разработки траншей с предварительным выторфованием применяется на участках с глубиной торфяного слоя до 1 м с устойчивым подстилающим

основанием. Ширина образуемой посредством выторфования выемки должна обеспечивать нормальную работу экскаватора для разработки траншеи в минеральном грунте на полную глубину. Траншея устраивается бульдозером или экскаватором на глубину 0,15-0,2 м ниже проектной отметки с учетом возможного оплывания откосов траншеи. Схему разработки траншей с применением специальной техники, понтонов, щитов или сланей применяют на слабонесущих болотах (II и III типов).

Для разработки траншей глубиной до 2,5 м и шириной по верху 6-8 м эффективно использовать скважинные заряды из водоустойчивых ВВ. Этот метод можно использовать на болотах I и II типов, в том числе покрытых лесной растительностью. Скважины (вертикальные или наклонные) располагают вдоль оси траншеи на расчетном расстоянии друг от друга в один или два ряда в зависимости от проектной ширины дна траншеи.

Диаметр скважин принимают 150-200 мм.

Наклонные скважины под углом 45-60° к горизонту применяют при необходимости направленного выброса грунта на одну из сторон траншеи.

Для прокладки трубопроводов в горных условиях траншеи в скальных грунтах разрабатывают различными способами в зависимости от уклонов трассы и характеристик грунта: • на участках трассы с продольными уклонами до 15° в грунтах I-IV категории обычно применяют роторные экскаваторы; • при больших уклонах, как правило, используют одноковшовые экскаваторы и бульдозеры; • на участках с поперечным уклоном не более 8° допускается применять землеройные машины на гусеничном и пневмоколесном ходу.

На косогорах с уклоном более 8° для устойчивости машин при выполнении строительных процессов устраивают полки со съездами и подъездами.

На полках при продольных уклонах до 35° в грунтах, не требующих предварительного рыхления, используют одноковшовые экскаваторы с обратной лопатой или роторные экскаваторы; при уклонах более 35° применяют бульдозеры, причем ширина траншеи по дну должна быть равна ширине ножа бульдозера.²⁷

В скальных грунтах перед разработкой траншеи одноковшовыми экскаваторами необходимо предварительно рыхлить грунт взрывным способом.

Рыхление скальных грунтов следует производить до вывоза труб на трассу.

Разработка траншеи в скальных грунтах ведется одноковшовыми экскаваторами с предварительным рыхлением грунта буровзрывным способом. Рыхление грунта под траншеею осуществляется группой зарядов, помещенных в пробуренные шпур.

На участках трассы, сложенных скальными грунтами, при продольных уклонах до 20° устраивают подушки и присыпки трубопровода, а на участках трассы с продольными уклонами выше 20° производят обычно сплошную футеровку трубопровода деревянными рейками.

Для подсыпки мягкого грунта в траншею применяют бульдозеры, траншеезасыпатели и одноковшовые экскаваторы. По дну траншеи грунт можно разравнивать бульдозером на базе малогабаритного тягача. На участках с крутизной склона более 35°, когда работа одноковшовых экскаваторов

крайне затруднительна, траншеи небольшой протяжённости можно разрабатывать бульдозерами лотковым способом послойно сверху вниз. Засыпают траншеи на крутых подъёмах и спусках, как правило, путём перемещения бульдозеров вдоль или под углом к траншее. При расположении отвала грунта и подошвы откоса в виде полувыемки используют одноковшовые экскаваторы и скребковые траншеезасыпатели.

ПЗ. 16.Изучение схем ремонта магистральных газонефтепроводов.

Определение вида ремонтных работ

6.2.1На основании результатов оценки технического состояния планируются следующие виды ремонта или реконструкции нефтепровода:

а) ремонт коротких участков с вырезкой дефектных мест или труб с монтажом катушек или секций труб;

б) выборочный ремонт коротких участков нефтепровода с ремонтом стенки трубы и сварочных швов с восстановлением несущей способности труб (ремонт без вырезки) и заменой изоляции;

в) ремонт протяженных участков нефтепровода с ремонтом стенки трубы и сварочных швов и заменой изоляции (сплошная замена изоляции по действующим технологиям);

г) ремонт нефтепровода с заменой отдельных участков или всего нефтепровода.

Каждому виду ремонта должен соответствовать метод (технология) ремонта, который устанавливается нормативным документом.

6.2.2Планирование очередности работ по ремонту и предотвращению возможных разрушений трубопровода проводится в зависимости от характера и степени опасности дефектов, с учетом технического состояния нефтепровода.

6.2.3Для оборудования нефтеперекачивающих станций предусматриваются следующие виды ремонта:

- технические осмотры

-техническое обслуживание (ТО);-ремонт, выполняемый по фактическому техническому состоянию (текущий, средний, капитальный) или плановый при выборе системы ППР;

-неплановый (аварийно-восстановительный)ремонт;

-регламентные работы.

6.2.4 По результатам оценки технического состояния оборудования объектов и сооружений МН, ОАО МН и его филиалами определяются виды ремонта или принимается решение об их списании или замене.

6.3 Организация производства ремонтных работ на объектах магистральных нефтепроводов

6.3.1 Планирование работ по ремонту нефтепровода проводится в зависимости от характера и степени опасности дефектов, с учетом заключения о техническом состоянии сооружений и оборудования МН.

6.3.2 Производство основных ремонтных работ должно начинаться после выполнения ОАО МН и его филиалами организационных и подготовительных мероприятий, приемки подрядчиком трассы ремонтируемого участка нефтепровода под ремонт и письменного разрешения руководства ОАО МН и его филиалов на производство работ.

6.3.3 Текущий ремонт линейной части выполняется, как правило, совместно с техническим обслуживанием трубопровода по утвержденному графику.

6.3.4 Капитальный ремонт нефтепровода должен проводиться

в соответствии с нормативной документацией специализированными организациями.

6.3.5 Капитальный ремонт должен выполняться в соответствии с рабочим проектом, разработанным проектной организацией, имеющей лицензию, и проектом производства работ, разработанным организацией, выполняющей ремонт, утверждаемым руководством ОАО и его филиалов.

6.3.6 Рабочий проект на капитальный ремонт МН разрабатывается на основании технического задания на проектирование с учетом требований СНиП 2.05.06, СНиП 3.01.01, Правил капитального ремонта МН и настоящих Правил и согласовывается с владельцами сооружений технического коридора.

Техническое задание на ремонт, реконструкцию объектов МН должно предусматривать достижение, в результате проводимых работ, показателей и характеристик объекта, не ниже чем определенные первоначальным проектом его строительства (проектного рабочего давления и производительности МН, нормативно установленного заглубления МН, проектного уровня взлива резервуаров и т.д.).

6.3.7 Выборочный капитальный ремонт участков нефтепровода с дефектами, подлежащими удалению, должен выполняться путем замены дефектного участка на новый в соответствии с действующими нормативными документами.

6.3.8 Выборочный капитальный ремонт без остановки перекачки нефти может выполняться при давлении не более 2,5 МПа без подъема трубопровода, с сохранением его положения в траншее, согласно требованиям нормативных документов для конкретного метода ремонта.

6.3.9 Ремонт с устранением дефектов трубы и сварочных швов и заменой изоляционного покрытия (сплошной ремонт с заменой изоляции) может проводиться без остановки перекачки нефти при давлении не более 2,5 МПа по следующим технологиям:

- с подъемом трубопровода в траншее для нефтепроводов диаметром 219-720мм;

- с подъемом и укладкой трубопровода диаметром 219-720мм на лежки в траншее;

- без подъема трубопровода с сохранением его положения для диаметров 820-1220мм.

Ремонт трубопровода должен проводиться по специально разработанным и утвержденным в установленном порядке технологиям.

6.3.10 Ремонт с заменой участков трубопровода может производиться следующими методами:

- укладкой в совмещенную траншею вновь прокладываемого участка трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажем последнего;

- укладкой в отдельную траншею в пределах существующего технического коридора коммуникаций вновь прокладываемого участка трубопровода с последующим вскрытием и демонтажем заменяемого;

- демонтажем заменяемого трубопровода и укладкой вновь прокладываемого трубопровода в прежнее проектное положение.

6.3.11 Производство ремонтных работ с заменой всего трубопровода и реконструкцией нефтепровода должно выполняться в соответствии с технологиями и требованиями, предусмотренными СНиП 2.05.06, СНиП III-42, других нормативных документов и настоящих Правил.

6.3.12 Работы по капитальному ремонту объектов МН (газоэлектросварочные, строительно-монтажные, земляные, работы на высоте, вблизи линий электропередач, на подводных переходах, с применением энергии взрыва, с использованием автотракторной техники и грузоподъемных механизмов и др.) относятся к работам повышенной опасности и должны проводиться в соответствии с нормативными документами, регламентами, инструкциями и проектной документацией, с оформлением нарядов-допусков, актов и других

документов, с назначением ответственных лиц за подготовку, организацию и проведение работ и обеспечение мер безопасности.

6.3.13 Перед началом ремонтных работ заказчик и подрядчик должны поставить в известность владельцев сооружений технического коридора о начале и сроках проведения работ по капитальному ремонту.

ПЗ 17. Изучение схем ремонта подводных переходов.

Для ПП МНПП применяются следующие технологические схемы и способы капитального ремонта:

- ремонт подводного перехода с прокладкой новой нитки:
 - а) в новом створе;
 - б) взамен существующей;
- ремонт с использованием конструкции "Труба в трубе";
- ремонт дефектного участка с применением кессонов и полукессонов;
- ремонт с применением клеевых композиций;
- ремонт оголенных и провисших участков отсыпкой песчано-гравийной смеси щебня и бутового камня (по направляющим устройствам);
- ремонт оголенных и провисших участков укладкой мешков с каменными материалами (щебень, гравий), с песчано-цементной смесью (ПЦС);
- ремонт оголенных и провисших участков с применением гидротехнических сооружений (возведением русловыправительных сооружений);
- ремонт дополнительным заглублением (методом подсадки).

3.2.2 Выбор конкретной технологической схемы ремонта ПП МНПП определяется следующими основными факторами:

- техническим состоянием перехода на момент ремонта;
- технико-экономическим обоснованием ремонта;
- гидрологическими и геологическими условиями пересекаемого водоема (реки);
- метеорологическими условиями;

- продолжительностью выполнения КР;
- другими факторами.

Описание наиболее применяемых технологических схем и способов капитального ремонта ПП МНПП с перечнем основных ремонтных операций приводятся в приложении Б.

3.3 Требования к производству работ при капитальном ремонте ПП МНПП

3.3.1 Основными этапами работ при капитальном ремонте подводных переходов по любой технологической схеме являются:

- подготовительные работы;
- земляные работы;
- сварочно-монтажные;
- изоляционные работы;
- демонтажные и укладочные работы;
- испытание отремонтированного участка;
- ремонт берегоукреплений.

3.3.2 Подготовительные работы.

3.3.2.1 Подготовительные работы на ремонтируемом участке ПП МНПП выполняются после оформления в установленном порядке отвода земельных участков. Ширина полосы отвода определяется в соответствии с п.2.3.5 настоящего РД и заблаговременно согласовывается Заказчиком с землепользователями.

3.3.2.2 Перечень и описание работ, которые могут входить в состав подготовительных работ при капитальном ремонте переходов МНПП через водные преграды, приведены в п.2.3.6. Наряду с перечисленными в п.2.3.6 к подготовительным работам при ремонте ПП МНПП относится ряд специфических работ, среди которых наиболее важными являются работы по предремонтному обследованию подводных трубопроводов и берегоукреплений, выполняемых на этапе предпроектного обследования и уточняемых непосредственно перед началом производства работ.

3.3.3 Предремонтное обследование ПП МНПП

3.3.3.1 Предремонтное обследование ПП МНПП осуществляется с целью уточнения информации о переходе к началу производства работ (состояние дна реки, фактическое положение и глубина залегания трубопроводов, их техническое состояние и состояние берегоукреплений).

3.3.3.2 Обследование ПП МНПП выполняется специализированным персоналом (бригадой) РСУ ОАО (ПО), эксплуатирующего переход, или специализированного подразделения АК (ОАО "Подводспецтранснефтепродукт"), располагающим необходимой техникой и имеющим соответствующее разрешение на производство работ.

3.3.3.3 Предремонтное обследование ПП МНПП должно производиться в тот же меженный период, что и ремонт, с целью исключения между обследованием и ремонтом как естественных, так и вызванных деятельностью человека изменений планово-высотного положения и технического состояния перехода.

В случае отклонения планово-высотного положения и технического состояния ПП МНПП от исходных данных при расчете напряженного состояния трубопровода необходимо выполнить новый расчет с последующей проверкой соответствия рабочего проекта и ППР.

3.3.3.4 По результатам работы составляется акт обследования технического состояния ПП МНПП (приложение В) с участием представителей Заказчика и генподрядчика. К акту прилагаются исполнительный план участка и профиль створа перехода. После подписания акта ответственность за сохранность трубопроводов и предупреждающих знаков при проведении работ переходит на организацию, выполняющую работы.

3.3.3.5 К числу основных работ, выполняемых при предремонтном обследовании ПП МНПП, относятся:

- геодезические работы;
- гидрологические работы и русловые измерения;
- русловая (подводная) съемка;
- определение мест повреждения изоляции;
- водолазные работы.

Геодезические работы

3.3.3.6 Геодезические работы при подготовке к КР ПП МНПП осуществляются с целью обновления плана перехода, создания планово-высотной съемочной геодезической сети, уточнения фактического положения и глубины залегания трубопровода. При этом выполняются:

- топографические съемки;
- построение планово-высотного съемочного обоснования;
- разбивка створов для промеров глубин на участке перехода;
- определение планового положения промерных точек.

3.3.3.7 Топографические съемки выполняются в Балтийской системе высот и в принятой для данного объекта системе прямоугольных координат в соответствии со СНиП 11-02-96 "Инженерные изыскания для строительства".

Масштаб и границы съемки определяются в зависимости от ширины водоема (табл.1).

Таблица 1

Ширина водоема, м	Масштаб съемки	Масштаб профиля		Высота сечения рельефа, м	Размеры границ съемки	
		Гориз.	вертик.		в длину выше и ниже нитки, м	в ширину от уреза, м
до 100	1:500	1:500	1:100	0,5	50	50
100-1000	1:1000	1:1000	1:100	0,5	50	50
1000-2000	1:2000	1:2000	1:200	1,0	100	50
свыше 2000	1:5000	1:5000	1:200	2,0	100	50

Береговая геодезическая съемка выполняется в том же масштабе, что и основная.

3.3.3.8 Планово-высотное съемочное обоснование создается построением съемочных триангуляционных сетей, проложением теодолитных и мензуальных ходов, прямыми, обратными, комбинированными засечками, геометрическим и тригонометрическим нивелированием.

3.3.3.9 Положение трасс подводных трубопроводов определяется при помощи трассоискателя и закрепляется по оси буйками (в зимнее время кольшками на льду) через 25-50 м. Точки закрепления промерных створов привязываются к точкам планово-высотного обоснования.

Кроме основного створа намечаются вспомогательные створы, располагаемые выше и ниже по течению от крайних ниток, а также между нитками. Вспомогательные створы служат только для определения рельефа дна.

3.3.3.10 Измерение базисов должно быть выполнено только после установки или восстановления реперов на подводных переходах.

При отсутствии на переходе потребного количества реперов, необходимо установить новые реперы, чтобы их количество составило:

на однопунктных переходах - два репера;

на многопунктных переходах - не менее двух реперов на каждом берегу.

Установленные знаки (реперы) должны передаваться (по акту) заказчику для наблюдения за сохранностью в соответствии с установленными требованиями по охране геодезических пунктов.

Схема разбивки и закрепления на местности планово-высотного обоснования представлена на рис.1.

3.3.3.11 Плановое положение промерных точек определяется по натянутому между берегами размеченному тросу (при ширине реки до 100 м) или засечками. Углы между направлениями при засекаемой точке должны находиться в пределах 30-150 град. В зимнее время плановое положение промерных точек определяется непосредственным измерением по льду мерной лентой или дальномером.

Гидрологические работы и русловые измерения

3.3.3.12 Гидрологические работы при КР ПП МНПП включают:

- наблюдение за уровнем воды в реке на время производства работ по КР ПП МНПП; определение наивысших уровней и расходов воды;
- измерение скоростей потока на вертикалях по намеченным створам, промеры глубин.

3.3.3.13 Все гидрометрические работы при обследовании подводных переходов МНПП должны выполняться в соответствии со СНиП 11-02-96 "Инженерные изыскания для строительства" и с учетом методов производства гидрометрических наблюдений, устанавливаемых Минприроды России и Росгидрометом.

3.3.3.14 Для измерения колебаний уровня воды и определения поправки по измерению глубин реки на период ремонта ПП МНПП устанавливается временный водомерный пост речного или свайного типа, который должен быть включен в систему высотного обоснования.

Наблюдения на водомерном посту производятся в течение всего периода промерных работ. Программа наблюдений составляется на месте полевых

работ в зависимости от колебаний уровня воды, но не реже двух измерений в сутки.

3.3.3.15 Скорость течения на период производства работ определяется в створе перехода любыми доступными методами (поверхностными поплавками, гидрометрическими вертушками и пр.).

3.3.3.16 В зависимости от измеряемых глубин и скоростей течения промерные работы могут выполняться:

- эхолотами;
- универсальным индикатором 1002 с зонд-антенной 100209;
- наметкой или ручным лотом (с гидрометрическим грузом, на лебедке со счетчиком).

3.3.3.17 Измерение глубин с помощью эхолота производится при скоростях течения реки более 1,5 м/с и глубине свыше 6 м.

3.3.3.18 Для определения планового положения ПП МНПП используется зонд универсального индикатора 1002, который перемещается в направлении, перпендикулярном трубопроводу (рис. 2). Рабочая антенна должна находиться в непосредственной близости к грунту. Технология работ по определению планового положения ПП МНПП должна соответствовать требованиям заводского руководства по использованию индикатора.

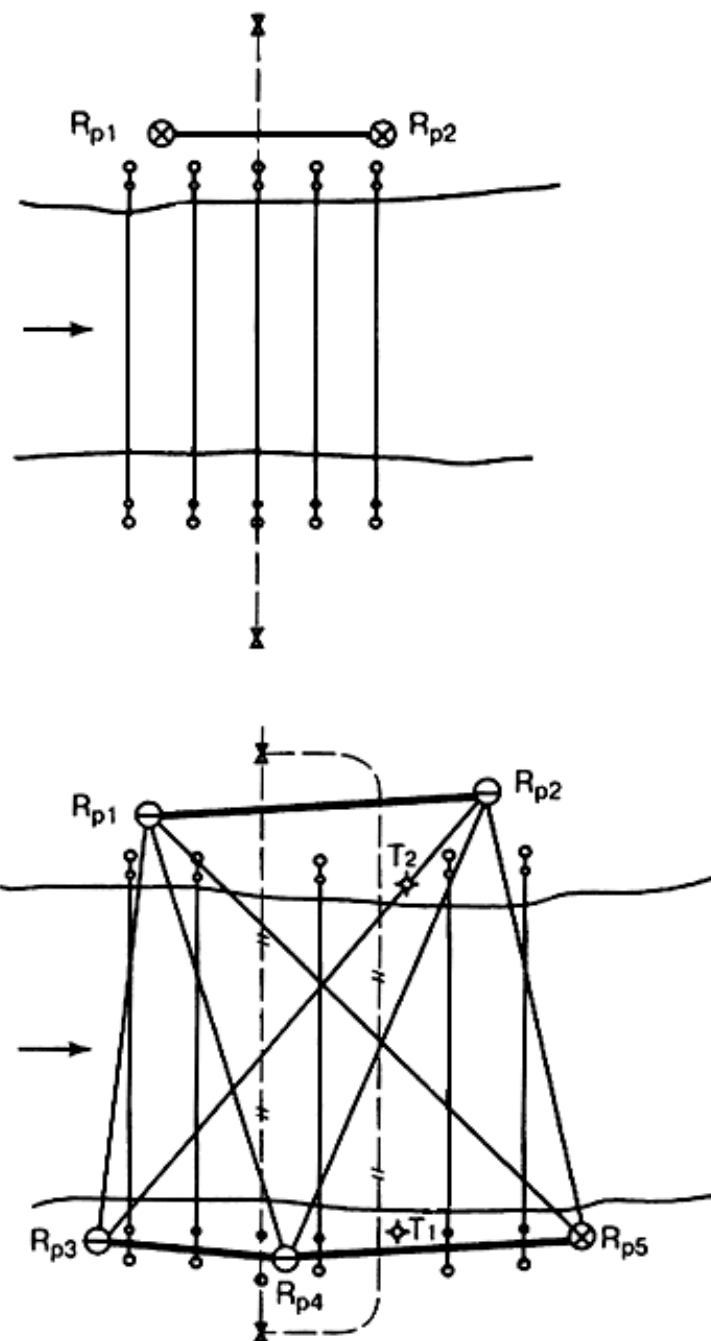


Рис.1. Схема разбивки и закрепления на местности плано-высотного обоснования.

Условные обозначения:

- — — — — - трубопровод;
- — — — — - вспомогательные створы и устанавливаемые на них вехи, реперы;
- R_{p4} ⊗ — — — — — - измеренные базисы;
- T_1 ♦ - точки съёмочного обоснования

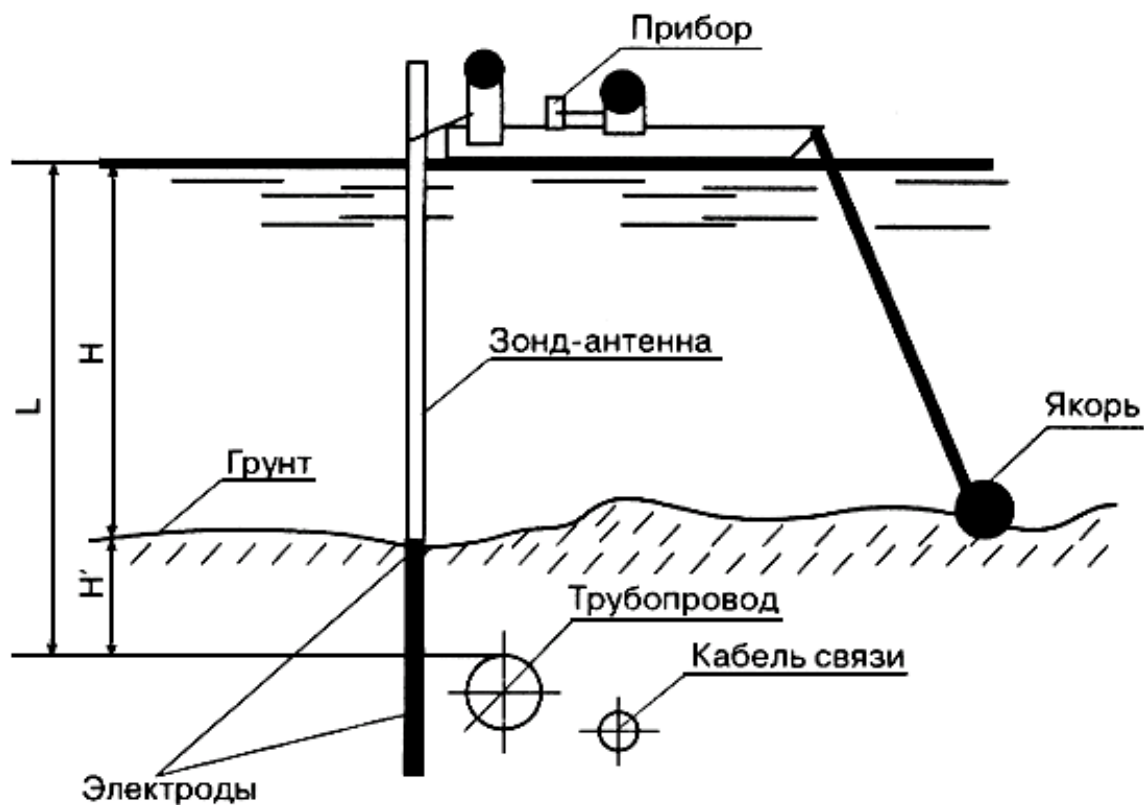


Рис. 2. Определение планово-высотного положения трубопровода, промер глубины дна реки.

Условные обозначения:

L - расстояние от поверхности водоема до коммуникации;

H' - толщина защитного слоя;

H - глубина по шкале зонд-антенны

3.3.3.19 Высотное положение ПП МНПП определяется вертикальным зондированием. В процессе зондирования грунт прощупывается по поперечному профилю с целью определения толщины защитного слоя грунта. Количество точек по снятию поперечных профилей на подводном трубопроводе и кабеле связи принимается в соответствии с табл.2.

Таблица 2

Расстояние между промерными точками

Ширина водоема, м	Определение планово-высотного положения, м	Определение мест повреждения изоляции, м
До 300	5	5
300-1000	10	5

Свыше 1000	20	5

3.3.3.20 Механические средства измерения применяются при сильной мутности воды, наличии в воде большого количества воздушных пузырьков, развитой водной растительности, скоплений ила, торфа, а также узких впадин, если по условиям работ требуется определение их размеров.

3.3.3.21 Промеры со льда производятся ручным лотом со стальным лотлинем.

3.3.3.22 Результаты промеров глубин записываются в ведомость промерных работ.

Русловая (подводная) съемка

3.3.3.23 Подводная съемка ПП МНПП осуществляется с целью:

- обследования дна реки в створе перехода;
- обследования технического состояния трубопроводов и берегоукреплений.

3.3.3.24 Русловую съемку в створе перехода и подводной части берегоукреплений выполняют при помощи телевизионной камеры, помещаемой в специальный заглубитель, позволяющий выполнять подводную съемку с поверхности, перемещая объектив в 3-х плоскостях.

Ширина обследуемой полосы вдоль подводного перехода должна быть не менее 10 м. Подводная часть берегоукреплений должна обследоваться на всю ширину.

В местах, где работы с заглубителем затруднены или невозможны, а также в случае отсутствия соответствующих технических средств, обследование дна реки, трубопровода и подводной части берегоукреплений производится визуально водолазами.

3.3.3.25 При съемочном обследовании дна реки в створе перехода определяется рельеф дна, наличие естественных завалов, оголенных участков и посторонних предметов.

Под водой следует фотографировать участки трубопровода с механическими повреждениями, поврежденной изоляцией, разрушенные участки берегоукреплений и по возможности производить запись на видеомагнитофон.

3.3.3.26 В надводной части переход следует фотографировать в общем виде. Отдельно следует снимать берегоукрепительные сооружения (разрушенные места более крупным планом), установленные репера и участки размыва берега.

При обследовании состояния берегоукреплений следует обратить внимание на следующие факторы:

- состояние профиля откоса;
- состояние "одежды" берега, ее целостность;
- сдвиги отдельных плит камней и т.д.;
- состояние материала покрытий (бетонных плит, каменной отмостки);
- состояние дна перед сооружением, его понижение или нарастание, выпучивание грунта;
- состояние берега: оползни, посадки;
- состояние водоотлива.

3.3.3.27 Материалы съемок ПП МНПП должны сосредотачиваться в ОАО и храниться в установленном порядке.

Оригиналы фотосхем, фотопланов и планов на чистой основе хранятся в организации, выполнявшей съемку.

Определение состояния и мест повреждения изоляции

3.3.3.28 Состояние изоляции ПП МНПП определяется путем электрических измерений согласно требованиям ГОСТ 25812-83*.

3.3.3.29 Для определения мест повреждения изоляции трубопроводов используется подача сигнала частотой 0,5 Гц гальванически на задвижку обследуемой трубы максимальной мощности, соответствующей техническому паспорту генератора испытательного сигнала.

3.3.3.30 В русловой части ПП МНПП определение мест повреждения изоляции производится методом продольного и вертикально-поперечного (в точках зондирования) градиента потенциала.

Расстояние между промерными точками принимается согласно табл.2. При показаниях индикатора, характерных для участков с поврежденной изоляцией, промеры по поперечному градиенту потенциала выполняются через 0,5-1,0 м.

3.3.3.31 Обнаруженное место повреждения изоляции отмечается на водной поверхности буйком. Далее производится его плановая привязка к ближайшему геодезическому знаку.

3.3.3.32 Для определения размера дефекта изоляции и состояния тела трубы производится шурфовка размывом грунта с помощью гидромонитора.

Результаты осмотра ПП МНПП в шурфах должны быть занесены в акт обследования технического состояния перехода (приложение В).

3.3.3.33 При выявлении провисающих и оголенных участков, а также участков с нарушенной изоляцией может быть выполнен контроль толщины стенки трубы с помощью ультразвукового дефектоскопа или другим приборным методом.

Водолазные работы

3.3.3.34 Водолазные работы при предремонтном обследовании ПП МНПП выполняются с целью дополнения информации о фактическом положении и техническом состоянии трубопровода, подводной части берегоукреплений и дна реки в створе перехода.

3.3.3.35 Водолазные работы по обследованию ПП МНПП выполняются подразделениями ОАО, располагающими необходимой водолазной техникой и имеющими водолазный и инженерно-технический персонал, допущенный к проведению и обеспечению водолазных работ в соответствии с установленным порядком, и при наличии наряд-задания; подразделением АК - ОАО "Подводспецтранснефтепродукт" или другими специализированными организациями.

3.3.3.36 Водолазное обследование производится путем обхода дна реки шириной 10 м над уложенными трубопроводами. Ориентировку под водой водолаз осуществляет при помощи трассоискателя.

3.3.3.37 Обследование состояния берегоукреплений производится по всей длине их площади (как подводной, так и надводной), при этом указываются тип берегоукреплений и в зависимости от него: толщина слоя наброски и размер камней, наличие и состав обратного фильтра, размеры монолитных или сборных железобетонных плит, габионов и пр.

3.3.3.38 Подготовка, организация и проведение водолазного обследования, конструкция снаряжения и средств обеспечения водолазных погружений должны соответствовать требованиям РД 31.84.01-90 [19].

3.3.4 Земляные работы

3.3.4.1 Земляные работы в зависимости от принятой схемы ремонта могут включать:

- планировку или устройство площадок для ремонта подъездных путей;
- вскрытие ремонтируемого перехода на русловых и береговых участках;

- дозаглубление русловых участков перехода до проектных отметок;
- дозаглубление береговых участков перехода;
- разработку новой подводной траншеи в новом створе;
- засыпку отремонтированного трубопровода грунтом с берега, с плавсредств, со льда.

ПЗ 18. Расчет показателей ТОР резервуаров.

Расчет конструкций резервуаров выполняется по методике предельных состояний в соответствии с ГОСТ 27751 - по предельным состояниям первой и второй групп.

Условные обозначения и размерности используемых величин приведены в Приложении П.1.

9.1.1. Нагрузки и воздействия

9.1.1.1. В процессе строительства и в течение расчетного срока службы резервуар должен выдерживать заданные при проектировании нагрузки и воздействия.

9.1.1.2. Классификация, нормативные и расчетные значения нагрузок и воздействий, а также учет их неблагоприятных сочетаний осуществляется исходя из климатических и сейсмических условий, а также технологических особенностей эксплуатации резервуара и в соответствии со СНиП 2.01.07-85*.

9.1.1.3. Расчетное значение нагрузки следует определять как произведение ее нормативного значения на коэффициент надежности по нагрузке, соответствующий рассматриваемому предельному состоянию и принимаемый по СНиП 2.01.07-85*.

9.1.1.4. К постоянным нагрузкам относятся нагрузки от собственного веса элементов конструкций резервуаров.

9.1.1.5. К временным длительным нагрузкам относятся:

- нагрузка от веса стационарного оборудования;
- гидростатическое давление хранимого продукта;
- избыточное внутреннее давление или относительное разрежение в газовом пространстве;

- снеговые нагрузки с пониженным нормативным значением;
- нагрузка от веса теплоизоляции;
- температурные воздействия;
- воздействия от деформаций основания, не сопровождающиеся коренным изменением структуры грунта.

9.1.1.6. К временным кратковременным нагрузкам относятся:

- ветровые нагрузки;
- снеговые нагрузки с полным нормативным значением;
- нагрузки от веса людей, инструментов, ремонтных материалов;
- нагрузки, возникающие при изготовлении, хранении, транспортировке и монтаже конструкций резервуара.

9.1.1.7. К особым нагрузкам относятся:

- сейсмические воздействия;
- аварийные нагрузки, связанные с нарушением технологического процесса;
- воздействия от деформаций основания, сопровождающиеся коренным изменением структуры грунта;
- нагрузки, возникающие в процессе стихийного бедствия.

9.1.1.8. При определении нагрузки от собственного веса элементов конструкций резервуара следует использовать значения номинальной толщины элементов t . При проверке несущей способности элементов конструкций резервуара используются значения расчетной толщины элементов $(t - \Delta t_c - \Delta t_m)$.

9.1.1.9. Нагрузки и их сочетания, используемые при расчете резервуаров, приведены в Приложении П.4.

9.1.2. Учет уровня ответственности

9.1.2.1. Уровень ответственности (класс опасности) резервуаров при расчете прочности и устойчивости основных несущих конструкций должен учитываться снижением расчетного сопротивления стали на коэффициент надежности по ответственности γ_n , значения которого приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1

КЛАСС ОПАСНОСТИ	ГН
I	1,20
II	1,10
III	1,05
IV	1,00

9.1.2.2. Определение нагрузок на фундамент резервуара, а также его проверка на опрокидывание должны производиться с исходными технологическими, климатическими и сейсмическими нагрузками, умноженными на коэффициент надежности по ответственности γ_n .

9.1.3. Учет условий работы

Отклонения условий эксплуатации элементов конструкций от нормальных учитываются коэффициентами условий работы γ_c , приведенными в таблицах 9.2, 9.3.

Таблица 9.2

ЭЛЕМЕНТЫ КОНСТРУКЦИЙ РЕЗЕРВУАРОВ	КОЭФФИЦИЕНТ УСЛОВИЙ РАБОТЫ ГС
Стенка резервуаров при расчете на прочность	по таблице 9.3
Сопряжение стенки с крышей	1,0
То же, при расчете на устойчивость	1,0
Стационарные и плавающие крыши	0,9
Верхние кольца жесткости крыш резервуаров при расчете на прочность и устойчивость	0,9
Врезки в стенку резервуара	1,0
Остальные элементы конструкций	1,0

Таблица 9.3

№ ПОЯСА	КОЭФФИЦИЕНТ УСЛОВИЙ РАБОТЫ ПОЯСОВ СТЕНКИ, ГС	
	в условиях эксплуатации	в условиях гидравлических испытаний
1-ый	0,7	0,9
Все, кроме 1-го	0,8	0,9
Уторный узел	1,2	1,2

9.1.4. Учет температуры эксплуатации

Для условий эксплуатации резервуаров при температуре выше плюс 100°C необходимо учитывать снижение расчетного сопротивления стали путем введения коэффициента γ_t , назначаемого в зависимости от максимальной расчетной температуры металла T по формулам:

$$\gamma_t = \frac{[\sigma]_T}{[\sigma]_{20}} \quad \text{если } T > 100^\circ \text{C}; \quad \gamma_t = 1, \quad \text{если } T \leq 100^\circ \text{C},$$

где

$[\sigma]_T$, $[\sigma]_{20}$ - допускаемые напряжения стали при температуре соответственно T и 20°C , определяемые по ГОСТ Р 52857.1-2007. В случае применения сталей, не указанных в ГОСТ Р 52857.1-2007, допускаемые напряжения $[\sigma]_T$, $[\sigma]_{20}$ принимаются по согласованию с Заказчиком.

9.1.5. Нормативные и расчетные характеристики материалов

9.1.5.1. Нормативные значения характеристик сталей R_{yH} принимаются по соответствующим ГОСТ и техническим условиям.

9.1.5.2. Расчетные сопротивления сварных соединений следует определять по СНиП II-23-81*.

9.1.5.3. Расчетные сопротивления металлопроката для растяжения, сжатия, изгиба и сдвига следует определять по СНиП II-23-81* с учетом коэффициента надежности по материалу γ_m , принимаемого равным:

- для сталей по ГОСТ 27772, ГОСТ 19281 ($R_y < 380 \text{ МПа}$) - $\gamma_m = 1,05$;
- для сталей по ГОСТ 19281 ($R_y \geq 380 \text{ МПа}$) - $\gamma_m = 1,1$.

9.2 Расчет стенки

Настоящий раздел содержит указания по расчету толщин стенки резервуара для расчетных сочетаний нагрузок 1-3 (таблица П. 4.1 Приложения П.4).

9.2.1 Общие указания

9.2.1.1. Номинальные толщины поясов стенки резервуара назначаются по итогам выполнения следующих расчетов:

- а) определение толщины поясов из условия прочности стенки при действии статических нагрузок в условиях эксплуатации и гидравлических испытаний;
- б) проверка устойчивости стенки;
- в) проверка прочности и устойчивости стенки при сейсмическом воздействии (в сейсмически опасных районах).

9.2.1.2. Толщины стенки, назначенные в результате расчета по п. 9.2.1.1б, не должны быть меньше толщин, назначенных по п. 9.2.1.1а. Толщины стенки, назначенные в результате расчета по п. 9.2.1.1 в, не должны быть меньше толщин, назначенных по п. 9.2.1.1б.

9.2.1.3. Назначение толщин стенки из условия прочности при статическом нагружении в условиях эксплуатации и гидро- пневмоиспытаний производится в п. 9.2.2 при действии нагрузки от веса хранимого продукта и избыточного давления.

9.2.1.4. Устойчивость стенки при статическом нагружении проверяется в соответствии с требованиями п. 9.2.3 при действии нагрузок от веса конструкций и теплоизоляции, от веса снегового покрова, от ветровой нагрузки и относительного разрежения (относительного вакуума) в газовом пространстве.

9.2.1.5. Прочность и устойчивость стенки при сейсмическом нагружении проверяется в соответствии с требованиями п. 9.6 при действии нагрузок - сейсмической, от веса хранимого продукта, от веса конструкций и теплоизоляции, от избыточного давления, от веса снегового покрова.

9.2.2. Расчет стенки резервуара на прочность

9.2.2.1. Толщины поясов стенки вычисляются по кольцевым напряжениям, определяемым в срединной поверхности цилиндрической оболочки на уровне с координатой x_L , в котором радиальные перемещения стенки в пределах пояса являются максимальными.

9.2.2.2. В процессе прочностного расчета стенки учитывается коэффициент надежности для избыточного давления, равный 1,2 для режима эксплуатации и 1,25 для режима гидро- пневмоиспытаний.

9.2.2.3. Номинальная толщина стенки t в каждом поясе резервуара должна назначаться по формулам:

$$t_{Ud} = [0,001 \rho_g g (H_i - x_L) + 1,2P] \frac{r}{R} + \Delta t_{cU} + \Delta t_{mU},$$

$$t_{Ug} = [0,001 \rho_g g (H_{ig} - x_L) + 1,25p] \frac{r}{R} + \Delta t_{mU}, \quad t_U = \max(t_{Ud}, t_{Ug}),$$

где

$$x_L = \sqrt{r(t_L - \Delta t_{cL} - \Delta t_{mL})}.$$

По согласованию с Заказчиком допускается принимать $x_L = 0$.

Здесь и далее обозначено:

$$R = \frac{R_{yn} \gamma_c \gamma_t}{\gamma_m \gamma_n}.$$

Индексы U, L относятся к параметрам поясов, примыкающих соответственно сверху и снизу к i -му стыку (рис. 9.1). Расчет производится последовательно от нижнего пояса к верхнему. При вычислении толщины первого пояса следует принять $x_L = 0$.

Допускается использовать толщины поясов t_L , полученные по результатам расчета стенки на устойчивость (п. 9.2.3) и сейсмостойкость (п. 9.6).

9.2.2.4. Результаты расчета толщины t для каждого пояса стенки следует округлить до целого числа в большую сторону в соответствии с толщинами проката по ГОСТ 19903-74, если не указаны специальные условия поставки листового проката.

9.2.2.5. Пример расчета стенки резервуаров из условия прочности приведен в Приложении П.5.

9.2.2.6. По согласованию с Заказчиком допускается назначать толщины стенки резервуара на основе конечно-элементного расчета составной цилиндрической оболочки с учетом ее моментного состояния. При этом в расчетную модель должна быть включена окрайка днища, связанная с основанием односторонними связями, не сопротивляющимися отрыву днища от фундамента. Коэффициенты условий работы для поясов стенки в режиме эксплуатации принимаются в этом случае такими же, как для режима гидравлических испытаний.

9.2.3. Устойчивость стенки резервуара

Расчет стенки резервуара на устойчивость выполняется в соответствии с указаниями СНиП II-23-81* и включает проверку толщин поясов стенки, необходимость установки промежуточных ветровых колец, а также назначение мест установки и сечений колец, если таковые требуются.

9.2.3.1. Критерий устойчивости стенки

9.2.3.1.1. Устойчивость стенки резервуара обеспечена при выполнении следующего условия:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{cr1}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{cr2}} \leq 1, \quad \text{где} \quad \sigma_{cr1} = C_0 \frac{E}{\delta}, \quad \sigma_{cr2} = 0,55 \frac{r}{H_r} \cdot \frac{E}{\sqrt{\delta^3}}, \quad \delta = \frac{r}{t_{ms} - \Delta t_c - \Delta t_m}.$$

9.2.3.1.2. Редуцированная высота стенки вычисляется по формуле:

$$H_r = \sum_{i=1}^n h_i \left(\frac{t_{ms} - \Delta t_c - \Delta t_m}{t_i - \Delta t_{ci} - \Delta t_{mi}} \right)^{2,5}.$$

Показатель степени в формуле для величины H_r может быть изменен в меньшую сторону в случае применения уточненных методик расчета устойчивости цилиндрической оболочки переменной толщины.

При наличии ребра жесткости в пределах i -го пояса в качестве h_i берется расстояние от кромки этого пояса до ребра жесткости. В резервуарах с плавающей крышей для верхнего пояса в качестве h_i берется расстояние от нижней кромки пояса до ветрового кольца.

9.2.3.1.3. Коэффициент C_0 следует определять по формулам:

$$C_0 = \begin{cases} 0,04 + 40/\delta & \text{при } 400 \leq \delta < 1220, \\ 0,085 - 10^{-5} \delta & \text{при } 1220 \leq \delta < 2500, \\ 0,065 - 2 \cdot 10^{-6} \delta & \text{при } 2500 \leq \delta < 5000. \end{cases}$$

9.2.3.1.4. Меридиональные напряжения в i -ом поясе стенки вычисляются следующим образом:

а) для резервуаров со стационарной крышей:

$$\sigma_1 = \frac{1,05 G_m + 0,95(1,05 G_0 + 1,3 G_f)}{2\pi r(t_i - \Delta t_{ci} - \Delta t_{mi})} + \frac{0,9 f_s p_s + 0,95 \cdot 1,2 p_v}{t_i - \Delta t_{ci} - \Delta t_{mi}} \cdot \frac{r}{2}.$$

б) для резервуаров с плавающей крышей:

$$\sigma_1 = \frac{1,05 G_m + 0,95(1,05 G_0 + 1,3 G_f)}{2\pi r(t_i - \Delta t_{ci} - \Delta t_{mi})}$$

9.2.3.1.5. Кольцевые напряжения в i -ом поясе стенки следует определять по формулам:

а) для резервуаров со стационарной крышей:

$$\sigma_2 = (0,95 \cdot 1,2p_v + 0,9 \cdot 0,5kpw) \delta.$$

б) для резервуаров с плавающей крышей:

$$\sigma_2 = kpw\delta,$$

где

k - коэффициент учета изменения ветрового давления по высоте стенки z , определяемый по табл. 6 СНиП 2.01.07-85*, либо, если $5 \text{ м} \leq z \leq 40 \text{ м}$, по формуле:

$$k = 0,365 \ln(z) + 0,157.$$

9.2.3.1.6. Если $G_t = 0$, или $p_v = 0$, или $p_s = 0$ формулы 9.2.3.1.4-9.2.3.1.5 должны быть приведены в соответствие с полученным сочетанием нагрузок.

9.2.3.1.7. Коэффициент f_s , учитывающий форму стационарной крыши, принимается равным:

- 0,7 для купольных крыш при $\rho_r < D$,
- 0,9 для купольных крыш при $D \leq \rho_r < 1,1D$,
- 1,0 для конических и прочих купольных крыш.

9.2.3.1.8. При невыполнении условия 9.2.3.1.1 для обеспечения устойчивости стенки следует увеличить толщину верхних поясов, или установить промежуточное кольцо (кольца) или то и другое вместе. При этом место установки промежуточного кольца должно обеспечивать равенство величин HrL , HrU , полученных по формуле 9.2.3.1.2 для участков стенки ниже и выше кольца, и быть не ближе 150 мм от горизонтального сварного шва. Если условие $HrL = HrU$ обеспечить невозможно, ветровое кольцо должно быть установлено на расстоянии 150 мм ниже или выше горизонтального сварного шва, для которого разница величин HrL , HrU будет минимальной.

9.2.3.1.9. После установки промежуточного ветрового кольца, участки стенки над кольцом и под ним должны быть устойчивы, то есть должны удовлетворять условию 9.2.3.1.1.

9.2.3.1.10. Допускается расчет на устойчивость стенки резервуара выполнять по формулам, выражающим критерий устойчивости через действующие и критические значения вертикальной (осевой) нагрузки и внешнего давления:

$$\frac{N}{N_{cr}} + \frac{P}{P_{cr}} \leq 1, \quad N_{cr} = 2\pi C_0 E (t_{ms} - \Delta t_c - \Delta t_m)^2, \quad p_{cr} = 0,55 E \frac{r}{H_r} \cdot \frac{E}{\sqrt{\delta^5}}.$$

В качестве вертикальной нагрузки N следует принимать расчетное сочетание снеговой, весовой нагрузок и вакуума (при наличии стационарной крыши), передающихся на нижнюю отметку наиболее тонкого пояса стенки резервуара, а при одинаковой толщине нескольких поясов - на нижнюю отметку нижнего из них.

В качестве внешнего давления P следует принимать расчетное сочетание проектного вакуума и статической составляющей ветровой нагрузки, отнесенной к уровню верха стенки резервуара. Коэффициенты сочетаний нагрузок принимаются по аналогии с пп. 9.2.3.1.4-9.2.3.1.6.

9.2.3.2. Ветровые кольца жесткости на стенке резервуара

9.2.3.2.1. Необходимое сечение ветрового кольца подбирается из условия восприятия изгибающего момента при действии ветрового давления на стенку опорожненного резервуара.

9.2.3.2.2. Требуемый минимальный момент сопротивления сечения верхнего кольца жесткости резервуаров с плавающей крышей должен определяться по следующей формуле:

$$W_{zt} = \frac{1,5 \cdot 1,4 p_w}{215 R} D^2 H_s,$$

где коэффициент 1,5 учитывает разрежение от ветра в резервуаре с открытым верхом.

Если верхнее кольцо жесткости приварено к стенке сплошным угловым швом, в момент сопротивления кольца включаются участки стенки с номинальной толщиной t и шириной $15(t - \Delta t_c)$ вниз и, если возможно, вверх от места установки кольца.

9.2.3.2.3. В случае необходимости установки промежуточного ветрового кольца, оно должно иметь такую конструкцию, чтобы его поперечное сечение удовлетворяло требованиям:

- для резервуаров со стационарной крышей:

$$\text{если } p_v \neq 0: W_{zi} = \frac{0,9 \cdot 1,4 p_w + 0,95 \cdot 1,2 p_v}{215 R} D^2 H_{r \max}, \quad \text{если } p_v = 0: W_{zi} = \frac{1,4 p_w}{215 R} D^2 H_{r \max},$$

- для резервуаров с плавающей крышей:

$$W_{zi} = \frac{1,5 \cdot 1,4 p_w}{215 R} D^2 H_{r \max},$$

где $H_{r \max}$ - редуцированная высота участка стенки выше, или ниже промежуточного кольца (что больше) и определяемая по формуле 9.2.3.1.2.

9.2.3.2.4. В пунктах 9.2.3.2.2, 9.2.3.2.3 нормативное ветровое давление p_w следует назначать не менее 1,2 кПа.

9.2.3.2.5. В момент сопротивления промежуточного кольца жесткости можно включать части стенки с номинальной толщиной t и шириной $L_s = 0,6\sqrt{r(t - \Delta t_c)}$ выше и ниже места установки кольца.

9.3. Расчет стационарных крыш

9.3.1. Общие положения расчета

9.3.1.1. Элементы и узлы крыши должны быть запроектированы таким образом, чтобы максимальные усилия и деформации в них не превышали предельных значений по прочности и устойчивости, регламентируемых СНиП II-23-81*, для всех расчетных нагрузок и их сочетаний, приведенных в таблицах П. 4.2, П. 4.3 Приложения П.4.

9.3.1.2. При расчете учитываются сочетания воздействий, в которых участвуют максимальные значения расчетных нагрузок, действующих на крышу «сверху вниз» (комбинации 1,3, таблица П. 4.2 Приложения П.4):

- от собственного веса элементов крыши в некоррозионном состоянии;
- от веса стационарного оборудования и площадок обслуживания на крыше;
- от собственного веса теплоизоляции на крыше;
- от веса снегового покрова при равномерном или неравномерном распределении снега на крыше;
- от внутреннего разрежения в газоздушном пространстве резервуара.

9.3.1.3. В резервуарах, работающих с внутренним избыточным давлением, следует также учитывать сочетание нагрузок, в котором участвуют следующие воздействия (комбинация 2, таблица П. 4.2 Приложения П.4):

а) нагрузки, действующие на крышу «сверху вниз» и принимаемые с минимальными расчетными значениями:

- от собственного веса элементов крыши в корродированном состоянии;
- от веса стационарного оборудования и площадок обслуживания на крыше;
- от собственного веса теплоизоляции на крыше;

б) нагрузки, действующие на крышу «снизу вверх» и принимаемые с максимальными расчетными значениями:

- от избыточного давления с коэффициентом надежности по нагрузке 1,2;

- от отрицательного давления ветра.

9.3.1.4. Для сейсмоопасных районов строительства в проверку несущей способности элементов крыши необходимо включать расчет на особые сочетания нагрузок (комбинации 4, 5, 6 таблица П. 4.2 Приложения П.4) с учетом сейсмического воздействия, определяемого в соответствии со СНиП II-7-81*.

9.3.1.5. Номинальные толщины и геометрические характеристики листовых и прокатных элементов крыши назначаются с учетом припуска на коррозию в соответствии с п. 7.8 и Приложением П.6.

9.3.2 Учет снеговых нагрузок

Несущая способность крыши должна проверяться с учетом равномерного и неравномерного распределения снеговой нагрузки по ее поверхности.

9.3.2.1. Величина действующей на крышу снеговой нагрузки вычисляется по формуле: $p_{sr} = \mu p_s$.

9.3.2.2. Коэффициент неравномерности распределения снегового покрова μ следует определять по таблице 9.5.

Таблица

9.5

ФОРМА КРЫШИ	РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СНЕГА			
	НЕРАВНОМЕРНОЕ (ПО РИС. 9.2)		РАВНОМЕРНОЕ	
			М	ДИ КР М
Купольная при $f_r/D \leq 0,05$	учитывать не требуется		0,85	до 6
Коническая при $\alpha \leq 7^\circ$				
	$r1(z/r)^2 \sin \beta$	при отсутствии снегозадерживающих преград	$\mu = 0,85 + \frac{3(D-60)}{80b_0}$	св. 100

$\frac{1}{20} < \frac{f_r}{D} \leq \frac{2}{15}$	$\mu = C_{r2} \sqrt{\frac{0,75}{\gamma_s} \left(\frac{z}{r}\right) - \gamma_s \left(\frac{z}{r}\right)^3} \sin \beta$	при наличии снегозадерживающих преград		
Коническая при $7^\circ < \alpha$ $\leq 30^\circ$	$r3(z/r)\sin\beta$		1,0	св.

9.3.2.3 В таблице 9.5 используются следующие коэффициенты:

$$C_{r1} = 2,55 - \exp\left(0,8 - 14 \frac{f_r}{D}\right), C_{r2} = 8,485 \gamma_s \sqrt{\frac{f_r}{D}}, C_{r3} = 2,153 \sqrt{\frac{\alpha \pi}{180^\circ}}, \gamma_s = \frac{4(f_r / D)}{1 + 4(f_r / D)^2}.$$

Рис. 9.1. Геометрические параметры стенки резервуара

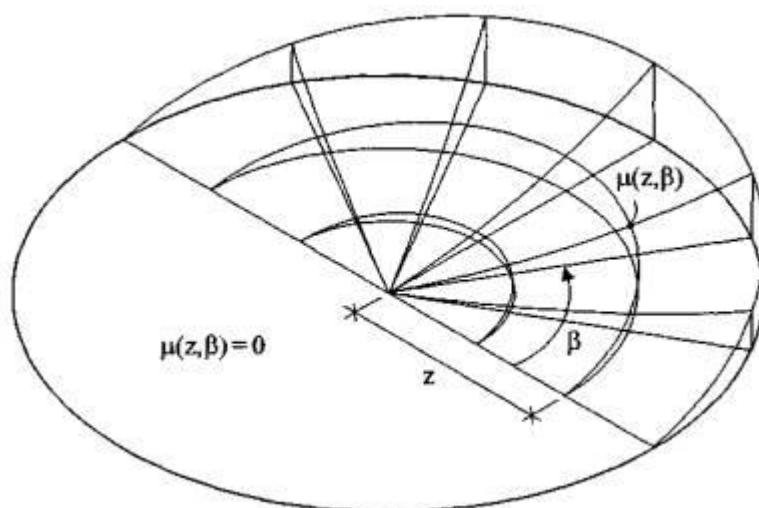


Рис. 9.2. Неравномерное распределение снеговой нагрузки на стационарной крыше

9.3.3.1. Расчет толщины настила

9.3.3.1.1. Минимальная толщина настила бескаркасной конической крыши определяется из условия устойчивости оболочки по формулам:

$$t_{r0} = 4,48 \frac{r}{\sin \alpha} \sqrt{\frac{p_r}{E}} \quad t_r = t_{r0} + \Delta t_c.$$

9.3.3.1.2. Расчетная нагрузка на крышу вычисляется для сочетаний нагрузок 1, 3 (таблица П. 4.2 Приложения П.4) следующим образом:

$$p_r = \frac{1,05 G_r + 0,95(1,05 G_{r0} + 1,3 G_{rt})}{r^2} + 0,9 p_s + 0,95 \cdot 1,2 p_v.$$

9.3.3.1.3. Если $G_{rt} = 0$, или $p_v = 0$, или $p_s = 0$ формула 9.3.3.1.2 должна быть приведена в соответствие с полученным сочетанием нагрузок.

9.3.3.1.4. Формулы 9.3.3.1.1 применимы для углов $\alpha \leq 30^\circ$ и при выполнении условия $r/(t_0 \sin \alpha) > 274$, которое следует проверить после вычисления первого приближения для t_0 . Поскольку p_r в свою очередь зависит от предварительно неизвестной толщины t_0 , для расчета требуется несколько последовательных приближений.

9.3.3.2. Узел сопряжения крыши и стенки

9.3.3.2.1. Узел крепления крыши к верху стенки должен выполняться по одному из вариантов, приведенных на рис. 9.3. В расчетное сечение включается кольцевой элемент жесткости, а также прилегающие участки крыши и стенки.

9.3.3.2.2. Узел сопряжения крыши со стенкой должен быть рассчитан на прочность при действии кольцевого растягивающего усилия, возникающего от нагрузок расчетных сочетаний 1, 3 (таблица П. 4.2 Приложения П.4). При этом размеры поперечного сечения должны удовлетворять условию:

$$A_r \geq \frac{p_r r^2}{2R \tan \alpha},$$

где,

A_r - выделенная на рис. 9.3 площадь поперечного сечения уторного узла крыши, причем размеры включенных в расчет участков стенки и настила крыши определяются соотношениями:

$$L_s = 0,6 \sqrt{r(t - \Delta t_c)}, \quad L_r = 0,6 \sqrt{r(t_r - \Delta t_c) / \sin \alpha}.$$

9.3.3.2.3. В резервуарах, работающих с внутренним избыточным давлением, узел сопряжения крыши со стенкой необходимо также проверить на устойчивость в случае действия кольцевого сжимающего усилия, возникающего от нагрузок расчетной комбинации 2, назначаемой по таблице П. 4.2 Приложения П.4. При этом размеры поперечного сечения должны обеспечивать выполнение следующего условия:

$$J_y \geq \frac{r^4}{6 \cdot E \cdot \tan \alpha} \left[0,95 \cdot 1,2 p - \frac{G_r + 0,95(G_{r0} + G_{rt})}{r^2} \right],$$

где

J_y - момент инерции расчетного поперечного сечения относительно вертикальной оси «у-у», совпадающей с осью стенки (рис. 9.3).

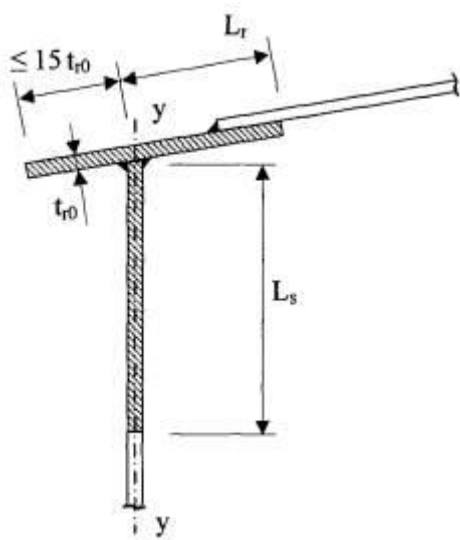


Рис. 9.3. Соединение крыши со стенкой

9.3.4.1. Каркас крыши представляет собой систему радиальных и кольцевых балок. Количество радиальных балок n_r определяется по конструктивным соображениям с учетом неравенства: $n_r \geq \pi D/1,8$. Результат округляется до числа, кратного четырем.

9.3.4.2. Моделирование крыш следует производить методом конечных элементов. Расчетная схема должна включать все несущие стержневые и пластинчатые элементы, предусмотренные конструктивным решением. Если листы настила не приварены к каркасу, то в расчете учитываются только их весовые характеристики.

9.3.4.3. Модель крыши должна учитывать деформативность ее внешнего опорного контура, т.е. включать элементы уторного узла, верхний участок стенки высотой L_s и кольцевой участок настила крыши шириной L_r . При этом размеры L_s , L_r определяются по формулам 9.3.3.2.2.

9.3.4.4. Проверка несущей способности узла сопряжения крыши со стенкой производится в соответствии с требованиями п. 9.3.3.2.2.

9.3.5.1. Каркасные крыши взрывозащищенного исполнения должны удовлетворять требованиям п.п. 9.3.1, 9.3.2, 9.3.4, а также быть рассчитаны на действие двух дополнительных сочетаний нагрузок (таблица П. 4.3 Приложения П.4), которые включают помимо веса конструкций и теплоизоляции, внутреннее избыточное давление с коэффициентами надежности по нагрузке 1,25 (гидро-пневмоиспытания) и 1,6 (аварийный режим).

9.3.5.2. Для взрывозащищенных крыш должны выполняться условия:

а) $D \geq 15$ м;

б) $\alpha \leq 9,46^\circ$ (уклон крыши меньше или равен 1:6);

в) крыша должна крепиться к опорному уголку односторонним угловым швом с катетом не более 5 мм;

г) конструкция узла сопряжения стенки и крыши должна соответствовать одной из схем, приведенных на рис. 9.3;

д) площадь сечения, выделенного на рис. 9.3, должна удовлетворять неравенству:

$$A_r \leq \frac{(G_s + G_r - G_{r1}) + 0,95(G_{s0} + G_{r0} + G_{st} + G_{rt})}{2\pi R \lg \alpha},$$

где

R - величина, определяемая в п. 9.2.2.3.

9.3.5.3. Если требования пункта 9.3.5.2 не обеспечены, взрывозащищенная крыша должна быть рассчитана в следующей последовательности:

а) Выполняется конечно-элементный геометрически нелинейный расчет крыши на действие комбинаций нагрузок, приведенных в таблице П. 4.3 Приложения П.4, включающих действие избыточного давления:

- 1,25 p для гидро-пневмоиспытаний,

- 1,6 p для условий аварии.

В расчетную модель следует включать настил крыши со связями, соответствующими конструктивному решению.

б) Определяются реактивные усилия, передаваемые на шов крепления настила к опорному кольцу крыши и проверяется его прочность по СНиП II-23-81*.

в) Крыша является взрывозащищенной, если конструкция узлов сопряжения стенки и крыши, стенки и днища резервуара, а также размеры сварного шва сопряжения настила крыши с кольцевым элементом жесткости удовлетворяют следующим условиям:

- прочность шва сопряжения стенки и настила крыши обеспечена в условиях гидро- пневмоиспытаний (комбинация 1, таблица П. 4.3 Приложения П.4);

- прочность шва сопряжения стенки и настила крыши не обеспечена в условиях аварии (комбинация 2, таблица П. 4.3 Приложения П.4);

- прочность узла сопряжения стенки с окрайкой днища для всех расчетных сочетаний нагрузок обеспечена, т.е. выполняется условие:

$$\pi r^2 p_{ar} \leq (G_s + G_r - G_{r1}) + 0,95(G_{s0} + G_{r0} + G_{st} + G_{rt}),$$

где

p_{ar} - избыточное давление, при котором происходит разрушение уторного шва крыши ($1,2 p < p_{ar} < 1,6 p$).

Весовые характеристики металлоконструкций в правой части неравенства должны быть назначены за вычетом веса откорродировавшего металла.

Прочность узла сопряжения стенки с окрайкой днища в условиях аварии может не проверяться, если резервуар оборудован анкерными устройствами, предотвращающими его подъем при аварийном избыточном давлении.

9.4. Расчет плавающих крыш и понтонов

9.4.1. Общие положения расчета

9.4.1.1. Расчет плавающей крыши (понтон) заключается в проверке плавучести и несущей способности конструкции, которая должна быть обеспечена для двух положений: на плаву и на опорных стойках.

9.4.1.2. Элементы и узлы крыши должны быть запроектированы таким образом, чтобы максимальные усилия и деформации в них не превышали предельных значений по прочности и устойчивости, регламентированных СНиП II-23-81*.

9.4.1.3. Расчет плавающих крыш (понтонов) в положении на плаву следует производить при наличии повреждений конструкций и в случае их отсутствия. Модель поврежденной плавающей крыши должна включать два любых смежных отсека, потерявших герметичность. Модель поврежденного понтона должна допускать возможность затопления центрального отсека и двух смежных секций понтона.

9.4.1.4. Плавучесть крыши (понтон) при отсутствии повреждений следует считать обеспеченной, если в положении на плаву превышение верха любого бортового элемента (включая переборки) над уровнем продукта составляет не менее 150 мм.

9.4.1.5. Плавучесть крыши (понтон) при наличии повреждений следует считать обеспеченной, если в положении на плаву верх любого бортового элемента и переборок расположен выше уровня продукта.

9.4.1.6. Для предотвращения образования газовых пузырей под днищем однодечной крыши допускается применение дополнительных грузов (балласта) на центральной деке. Величину и схему расположения балласта следует назначать расчетом для проектной плотности продукта при отсутствии других нагрузок.

9.4.2. Нагрузки и воздействия

9.4.2.1. При расчете плавающей крыши (понтон) необходимо учитывать следующие нагрузки и воздействия:

- собственный вес элементов крыши (понтон);
- вес оборудования на крыше (понтоне);
- вес снегового покрова при равномерном и неравномерном распределении снега на плавающей крыше;
- 250 мм дождевых осадков на плавающей крыше;
- вес обслуживающего персонала (2,2 кН на площади 0,1 м²) в любой точке понтон;
- равномерно распределенную по поверхности понтон технологическую нагрузку 0,24 кПа;
- выталкивающую силу от продукта плотностью 0,7 т/м³.

9.4.2.2. Распределение неравномерной снеговой нагрузки по поверхности плавающей крыши принимается в соответствии с формулой п. 9.3.2.1 и рис. 9.4, где: $\mu_1 = 0,52 - 0,7H_s/D$, $\mu_2 = 1,77 + 1,06H_s/D$, $\mu_3 = 0,9\mu_2$, $\mu_4 = 0,8$, $\mu_5 = 1,0$.

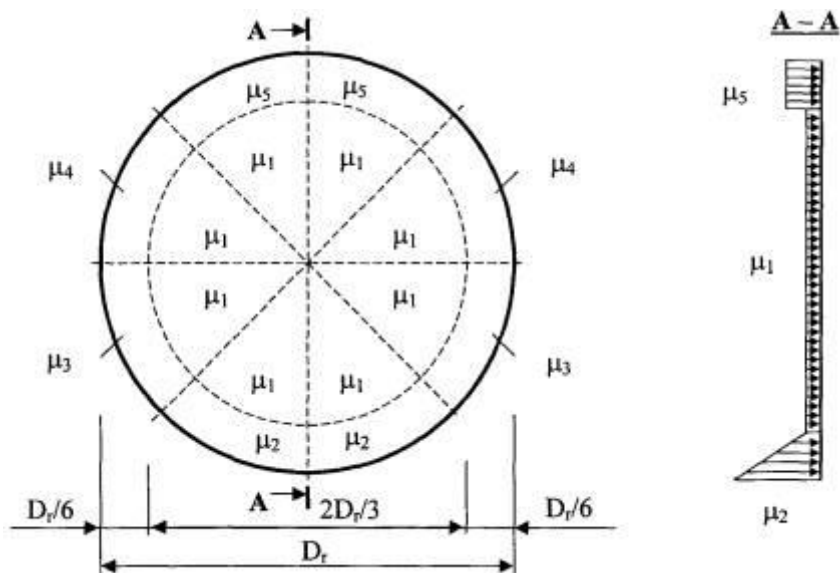


Рис. 9.4. Неравномерное распределение снеговой нагрузки на плавающей крыше

9.4.2.3. Сочетания нагрузок и воздействий, используемых при проверке плавучести и несущей способности плавающих крыш и понтонов, приведены в таблице П. 4.4, П. 4.5 Приложения П.4.

9.4.2.4. Комбинации нагрузок, включающие собственный вес и равномерную снеговую нагрузку (или дождевые осадки), следует учитывать при расчете неповрежденной крыши и крыши с нарушенной герметичностью в положении на плаву.

9.4.2.5. Комбинации нагрузок, включающие собственный вес и неравномерную снеговую (для крыши) или технологическую (для понтон)

нагрузку, следует учитывать при расчете неповрежденной плавающей крыши (понтон) в положении на плаву.

9.4.2.6. Неповрежденный понтон в положении на плаву должен сохранять плавучесть при действии двойного собственного веса.

9.4.2.7. В положении плавающей крыши (понтон) на опорах необходимо также проверить несущую способность опор в соответствии с сочетаниями воздействий, приведенных в таблице П. 4.4, П. 4.5 Приложения П.4.

9.4.3. Порядок выполнения расчетов

Расчет плавающих крыш и понтонов производится в следующей последовательности:

Этап 1 - выбор конструктивной схемы плавающей крыши (понтон) и предварительное определение толщин элементов исходя из функциональных, конструктивных и технологических требований.

Этап 2 - назначение комбинаций воздействий (таблице П. 4.4, П. 4.5 Приложения П.4), учитывающих величину и характер действующих нагрузок, а также возможность потери герметичности отдельных отсеков крыши (понтон).

Этап 3 - моделирование конструкции крыши (понтон) методом КЭ.

Этап 4 - расчет равновесных положений крыши (понтон), погруженных в жидкость для всех расчетных комбинаций воздействий.

Этап 5 - проверка плавучести крыши (понтон). Если плавучесть крыши не обеспечена, производится изменение ее конструктивной схемы и расчет повторяется, начиная с этапа 1.

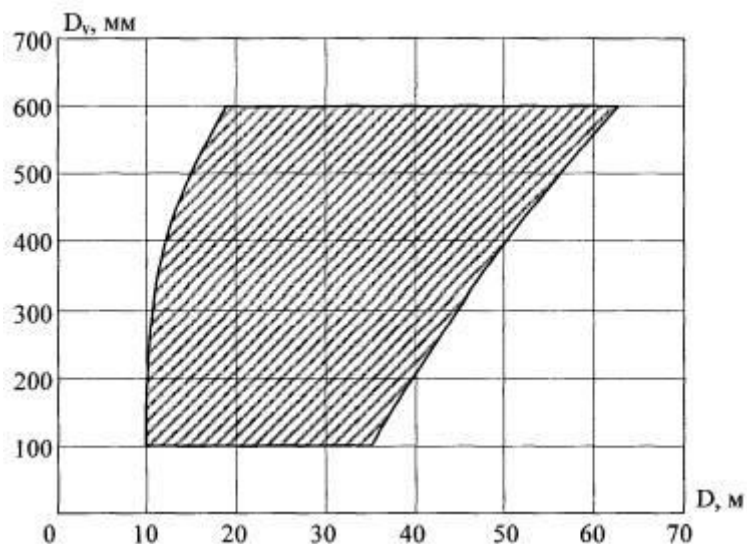
Этап 6 - проверка несущей способности конструктивных элементов крыши для полученных на этапе 4 положений равновесия. В случае изменения толщин элементов, расчет повторяется, начиная с этапа 3.

Этап 7 - проверка прочности и устойчивости опор.

9.5 Допускаемые нагрузки на патрубки врезок в стенку резервуара

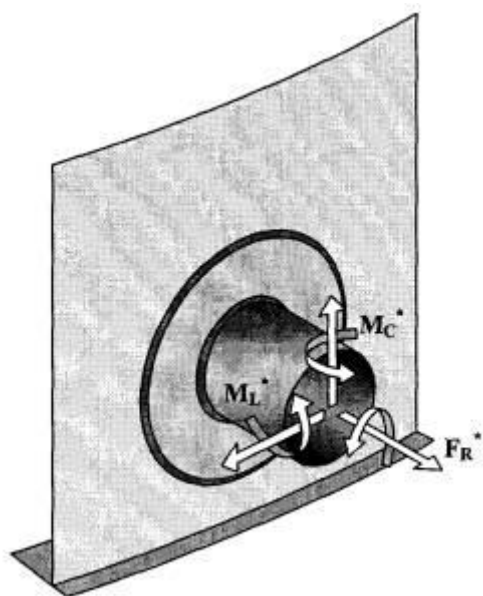
9.5.1. Действие настоящего раздела распространяется на врезки с размерами, регламентированными в п. 8.6, и с условными диаметрами патрубка D_y , соответствующими области, выделенной на рис. 9.5.

Рис. 9.5. Область допускаемых размеров патрубков D_y для раздела 9.5



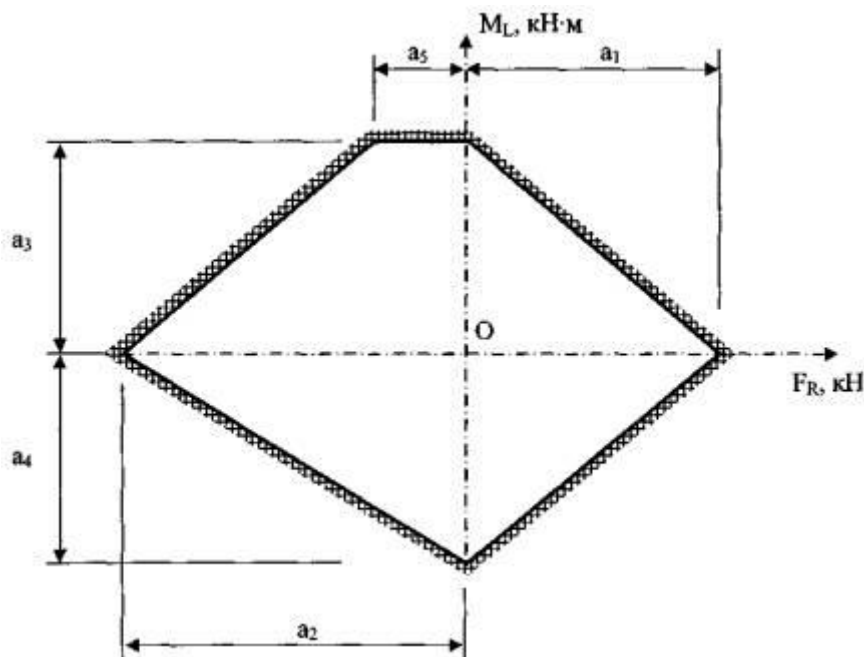
9.5.2. Нагрузки на патрубок задаются в виде комбинаций трех усилий (рис. 9.6): радиальной силы вдоль оси патрубка F_R^* (кН), изгибающего момента в вертикальной плоскости M_L^* (кН·м), изгибающего момента в горизонтальной плоскости M_C^* (кН·м). На рис. 9.6 показаны положительные направления усилий.

Рис. 9.6. Нагрузки на патрубок врезки в стенку резервуара



9.5.3. Допускаемыми являются такие комбинации нагрузок, которые обеспечивают несущую способность сварных швов по предельным состояниям, то есть попадают внутрь области допускаемых нагрузок, полученной в результате расчета на конечно-элементной модели, включающей стенку, окрайку днища, патрубок, усиливающий лист и все швы в зоне врезки. Моделирование осуществлялось с применением трехмерных конечных элементов и обеспечивало многослойную разбивку по толщине стенки, патрубка и сварных швов. Методика получения границы области допускаемых нагрузок приведена в п. 9.5.4.

Рис. 9.7. Область допустимых нагрузок на патрубки



9.5.4. Размеры области допустимых нагрузок (рис. 9.7) определяются по формулам:

$$a_i = \frac{\lambda \gamma_c \gamma_t \gamma_{p1} \gamma_{p2} R_y}{100} \left[e_{1i} \left(\frac{D}{b_0} \right)^2 + e_{2i} \left(\frac{D}{b_0} \right) + e_{3i} \right], \quad (i = 1, 2, \dots, 4),$$

$$a_5 = a_2 - \frac{a_1 a_3}{a_4}; \quad M_{C0} = \frac{\gamma_c \gamma_t \gamma_{p1} \gamma_{p2} R_y}{100} \left[e_{10} \left(\frac{D}{b_0} \right)^2 + e_{20} \left(\frac{D}{b_0} \right) + e_{30} \right].$$

Здесь

значения коэффициентов γ_c , γ_t , γ_{p1} , γ_{p2} , определяются соответственно в пп. 9.1.3, 9.1.4, 9.5.7, 9.5.8;

M_{C0} - максимально допускаемая величина момента M_C^* при $F_R^* = M_L^* = 0$.

9.5.5. Параметр λ вычисляется в зависимости от величины момента M_C^* по формуле:

$$\lambda = \begin{cases} 1 - |M_C^*| / M_{C0}, & \text{если } |M_C^*| < M_{C0} \\ 0, & \text{если } |M_C^*| \geq M_{C0}. \end{cases}$$

9.5.6. Безразмерные коэффициенты e_{1i} - e_{3i} зависящие от условной высоты налива H^* и условного прохода патрубка D_u приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6

H*, М	I	DY 100	DY 300	DY 600

		e1i	e2i	e3i	e1i	e2i	e3i	e1i	e2i	e3i
9	0	0,45	-0,93	1,98	0,63	-1,25	6,13	0,88	0,25	3,88
	1	2,93	-5,48	11,03	1,83	-3,38	20,25	1,13	4,88	-3,75
	2	-1,19	0,98	-10,19	-1,78	2,19	-17,63	-1,16	-2,38	-16,88
	3	0,45	-0,88	1,88	0,75	-1,45	4,95	0,88	-0,63	5,38
	4	-0,43	0,78	-1,78	-0,78	2,03	-7,13	-0,88	-0,13	-3,88
12	0	0,23	-0,15	1,03	1,25	-2,50	6,50	0,50	10,00	-4,38
	1	1,05	-1,73	8,63	3,00	-4,65	19,80	1,02	13,43	-10,73
	2	-1,35	1,06	-7,81	-2,63	2,50	-16,25	-2,01	-6,81	-11,81
	3	0,23	-0,15	0,98	1,38	-3,25	6,13	2,13	-5,63	18,88
	4	-0,23	0,16	-1,08	-1,25	2,63	-6,88	-1,13	-4,13	-4,50
18	0	0,54	-0,66	1,21	2,50	-4,63	6,88	2,33	4,38	-0,88
	1	1,43	-0,53	6,98	5,63	-10,13	21,30	7,43	-12,83	23,70
	2	-3,56	5,56	-10,13	-7,13	10,63	-18,38	-8,13	17,69	-37,50
	3	0,56	-0,75	1,20	2,63	-4,25	4,75	3,78	-8,25	18,38
	4	-0,51	0,59	-1,20	-2,50	4,38	-6,80	-1,45	-8,75	6,13
24	0	0,55	-0,48	1,00	3,21	-4,37	5,00	3,54	-0,63	4,05
	1	1,75	-0,78	6,90	7,05	-10,90	19,80	7,56	-9,54	17,90
	2	-3,90	5,95	-10,25	-13,46	25,30	-26,25	-9,00	19,00	-37,0
	3	0,58	-0,62	1,04	3,85	-6,26	5,00	5,06	-13,50	24,08

	4	-0,55	0,50	-1,06	-3,45	4,88	-5,52	-1,69	-10,35	10,69

Величина H^* , используемая в таблице 9.6, определяется по формуле:

$$H^* = \frac{t - \Delta t_c - \Delta t_m}{0,001 \rho g} \frac{R}{r},$$

но не более 24 м.

Здесь

t - назначенная в проекте толщина нижнего пояса резервуара,

величина R определяется в п. 9.2.2.3 для режима эксплуатации.

9.5.7. Если предусмотрена термообработка узла врезки, то в формулах 9.5.4 следует принять $\gamma_{p1} = 1$, в противном случае $\gamma_{p1} = 0,95$.

9.5.8. Для учета циклического характера приложения нагрузок используется коэффициент γ_{p2} , который зависит от условного количества циклов налива (слива) продукта n_c и определяется следующим соотношением:

$$\gamma_{p2} = \frac{1}{R_y} \left[\frac{B_1}{\sqrt{10 n_c}} \cdot \left(1 - \frac{T}{2300} \right) + \frac{B_2}{2} \right],$$

причем, если $\gamma_{p2} > 1$, следует принять $\gamma_{p2} = 1$.

В представленной формуле параметры B_1 и B_2 , измеряемые в МПа, назначаются по таблице 9.7, соответствующей ГОСТ Р 52857.6-2007.

Таблица 9.7

СТАЛИ	B1	B2
Углеродистые	6·10 ⁴	0,4 Rm/t
Низколегированные	4,5·10 ⁴	
Аустенитные коррозионно-стойкие	6·10 ⁴	

В таблице 9.7 Rm/t - временное сопротивление стали при расчетной температуре T , принимаемое по ГОСТ Р 52857.1-2007.

Единичным наливом (сливом) продукта следует считать технологическую операцию, при которой уровень налива (слива) изменяется не менее чем на 0,5 Н.

9.5.9. Комбинация фактических нагрузок на патрубок FR*, ML*, MC* является допускаемой, если точка с координатами FR*, ML*, построенная на графике рис. 9.7, располагается внутри многоугольника.

9.5.10. Комбинация фактических нагрузок на патрубок FR*, ML*, MC* является недопускаемой при выполнении любого из условий:

- точка с координатами FR*, ML*, построенная на графике рис. 9.7, располагается снаружи многоугольника;
- многоугольник на рис. 9.7 вырождается в точку ($a_1 = a_2 = a_3 = a_4 = 0$).

9.5.11. Допускаемые нагрузки на патрубки с величиной Du, отличающейся от приведенной в таблице 9.6, могут быть получены интерполяцией.

9.5.12. Возможны два варианта применения методики расчета по пунктам 9.5.4-9.5.11.

Первый вариант предполагает проверку несущей способности врезки на действие заданных комбинаций фактических нагрузок FR*, ML*, MC*. Второй вариант позволяет получить область допускаемых значений для последующей проверки любых комбинаций нагрузок. В этом случае, предварительно задается набор значений момента MC* в интервале от 0 до M_{C0} , а затем для каждого из этих значений вычисляются границы области, изображенной на рис. 9.7. Полученный набор многоугольников и представляет область допускаемых значений нагрузок на патрубок.

9.5.13. Для врезок с параметрами, выходящими за пределы указанной в п. 9.5.1 области, допускаемые нагрузки определяются конечно-элементным расчетом на модели, указанной в п. 9.5.3. Критерием несущей способности врезки является условие: $\varepsilon \leq \varepsilon_r$, то есть максимальная деформация сварного шва ε не должна превышать предельно допустимую деформацию этого шва ε_r .

Деформация сварного шва определяется как удлинение (укорочение) любой из сторон поперечного сечения сварного шва, отнесенное к ее недеформированному размеру. Предельно допустимая деформация шва вычисляется по формуле:

$$\varepsilon_r = \gamma_{с\gamma_{т\gamma_{р1}}\gamma_{р2}} R_y / E.$$

9.5.14. Примеры расчета допускаемых нагрузок на патрубок приведены в Приложении П.18.

9.6. Расчет сейсмостойких резервуаров

9.6.1. Общие положения

9.6.1.1. Настоящий раздел содержит требования к расчету и проектированию вертикальных цилиндрических стальных резервуаров, эксплуатация которых предусматривается в районах с сейсмичностью выше 6 баллов по шкале MSK-64. Для районов с сейсмичностью 6 баллов и ниже сейсмические нагрузки учитывать не требуется.

9.6.1.2. Полная нагрузка со стороны продукта на стенку и днище резервуара в условиях землетрясения включает:

- гидростатическую нагрузку и нагрузку от действия избыточного давления;
- импульсивную (инерционную) составляющую гидродинамического давления;
- конвективную (кинематическую) составляющую гидродинамического давления;
- составляющую сейсмической нагрузки от вертикальных колебаний грунта.

Импульсивная составляющая давления возникает от части продукта, движущегося в условиях землетрясения совместно со стенкой резервуара. Колебания жидкости внутри резервуара создают конвективное давление и приводят к появлению волн на поверхности продукта. Вертикальные колебания основания резервуара также индуцируют дополнительную нагрузку на его стенку.

9.6.1.3. Сочетания перечисленных нагрузок, а также нагрузок от веса металлоконструкций, оборудования, теплоизоляции и снега (при наличии стационарной крыши) следует производить с учетом коэффициентов сочетаний нагрузок, определяемых в соответствии со СНиП 2.01.07-85*, СНиП II-7-81*.

9.6.1.4. Проверка сейсмостойкости резервуара предусматривает комплекс расчетов, последовательность которых приведена на рис 9.8.

Рис. 9.8. Последовательность расчетов сейсмостойкости резервуара



При этом проверка резервуара на сдвиг при землетрясении до 9 баллов включительно не требуется.

9.6.1.5. Сейсмостойкость резервуара следует считать обеспеченной при одновременном выполнении следующих условий:

а) резервуар не опрокидывается при землетрясении (критерием опрокидывания является предельное состояние, при котором на внешнем радиусе приподнятой части дна возникает полный пластический шарнир, рис. 9.9);

Рис. 9.9. Расчетная схема резервуара в условиях землетрясения



б) обеспечена устойчивость нижнего пояса стенки от действия продольно-поперечной нагрузки;

в) обеспечены условия прочности для всех несущих элементов резервуара.

9.6.1.6. Если условия 9.6.1.5а или 9.6.1.5б не выполняются, требуется установка анкеров, количество и размеры которых определяются расчетом.

9.6.2. Параметры сейсмического воздействия

9.6.2.1. Параметры сейсмического воздействия выдаются Заказчиком на основе данных сейсмического микрорайонирования площадки строительства. В районах, для которых отсутствуют карты сейсмического микрорайонирования, допускается использовать комплект карт общего сейсмического районирования территории Российской Федерации ОСР-97, или СНиП II-7-81*.

9.6.2.2. Задание на проектирование должно включать следующие параметры сейсмического воздействия:

- сейсмичность площадки строительства (баллы по шкале MSK-64);
- категория грунта по сейсмическим свойствам (таблица 1* СНиП II-7-81);
- коэффициент вертикального сейсмического ускорения A_v .

9.6.2.3. Коэффициент горизонтального сейсмического ускорения составляет $A_h = 0,1, 0,2, 0,4$ при землетрясении интенсивностью 7, 8, 9 баллов соответственно. Для грунтов категорий сейсмичности I или III параметр A_h задается по таблице 1* СНиП II-7-81.

9.6.2.4. Коэффициент вертикального сейсмического ускорения назначается на основе данных сейсмического микрорайонирования. Если данные отсутствуют, допускается принимать $A_v = 0,5A_h$.

9.6.2.5. В разделе 9.6 принята система безразмерных коэффициентов, представленная в таблицах 9.8, 9.9.

Таблица 9.8

НАИМЕНОВАНИЕ		ОБОЗНАЧЕНИЕ	ВЕЛИЧИНА	ПУНКТЫ СТАНДАРТА
Спектральный параметр (коэффиц. динамичности)	импульсивный	B_i	2,5	пп. 9.6.3.1-9.6.3.3
	конвективный	B_c	по п. 9.6.3.5	
Коэффициент учета неупругих деформаций	импульсивный	K_i	по табл. 9.9	
	конвективный	K_c	1,0	пп. 9.6.3.1-9.6.3.3
Коэффициент учета рассеивания энергии	импульсивный	$K\Psi_i$	1,1	
	конвективный	$K\Psi_c$	2,16	
Коэффициент условий работы	статический	γ_c	0,7	п. 9.6.4.3
			0,9	п. 9.6.4.5
	дополнительный сейсмический	m_k	1,3	пп. 9.6.3.1-9.6.3.3
Коэффициент надежности по ответственности		γ_n	по табл. 9.1	пп. 9.6.3.1, 9.6.3.3, п. 9.6.4.3
Коэффициент надежности по нагрузке от избыточного		-	1,2	пп. 9.6.6.2, 9.6.7.1

давления				

Таблица 9.9

НАЗНАЧЕНИЕ	ПУНКТЫ СТАНДАРТА	СЕЙСМИЧЕСКАЯ БАЛЬНОСТЬ ПЛОЩАДКИ	КЛАСС ОПАСНОСТИ РЕЗЕРВУАРА	ВЕЛИЧИНА КОЭФФИЦИЕНТА УЧЕТА НЕУПРУГОЙ ДЕФОРМАЦИИ
Вычисление опрокидывающего момента и сдвигающей силы	пп. 9.6.3.1, 9.6.3.3	7-9	1-4	0,1-0,3
Прочностной расчет стенки	п. 9.6.3.3	7; 8	1-4	1
		9	1-2	по согласованию Заказчика менее 1

9.6.3. Расчетные нагрузки

Расчет всех компонент сейсмических нагрузок производится на основе спектрального метода с учетом коэффициентов динамичности и демпфирования, соответствующих основному тону колебаний резервуара и продукта.

9.6.3.1. Опрокидывающий момент определяется по формуле:

$$M_s = \frac{A_k \gamma_x}{m_k} \left[K_i \beta_i (G_s X_s + G_r X_r) + GH \sqrt{[K_i K_{\Psi i} \beta_i (0,483 - 0,008r/H - \eta_1)]^2 + (K_c K_{\Psi c} \beta_c \eta_1)^2} \right],$$

где

$$\eta_1 = \frac{0,247r}{H} \left\{ 1,84th \left(1,84 \frac{H}{r} \right) + \frac{r}{H} \left[\frac{1}{ch(1,84H/r)} - 1 \right] \right\}$$

9.6.3.2. Допускается уменьшение значения коэффициента β_i , приведенного в таблице 9.8, если период основного тона импульсивных колебаний продукта получен расчетным путем и использованы соответствующие формулы п. 2.6* СНиП II-7-81*.

9.6.3.3. Нагрузки от продукта, действующие на стенку и днище резервуара, определяются по формулам:

$$p_i(z, \varphi) = \frac{\rho g r}{10^3 m_k} \gamma_n A_h K_c K_{\psi c} \beta_i C_i(z) \cos \varphi,$$

$$p_c(z, \varphi) = \frac{\rho g r}{10^3 m_k} \gamma_n A_h K_c K_{\psi c} \beta_c C_c(z) \cos \varphi$$

$$p_{vs}(z) = \frac{\rho g (H - z)}{10^3 m_k} \gamma_n A_v K_i K_{\psi i},$$

$$p_0(z, \varphi) = \frac{\rho g (H - z)}{10^3} \gamma_n + 1,2 p \gamma_n + \sqrt{p_i^2 + p_c^2 + p_{vs}^2},$$

где

$$C_c(z) = \frac{0,837 ch(1,84z/r)}{ch(1,84H/r)},$$

$$C_i(z) = 1 - (10H/r + 1,4)^{-2,1} - 0,1325(z/H)^6 - C_c(z).$$

9.6.3.4. Период основного тона конвективных колебаний продукта определяется соотношением:

$$T_c = 2\pi \sqrt{\frac{r}{1,84 g th(1,84H/r)}}.$$

9.6.3.5. Коэффициент динамичности для конвективных колебаний продукта β_c определяется в зависимости от периода T_c следующим образом:

а) по формулам п. 2.6* СНиП II-7-81*, если $0 \leq T_c \leq T_0 = 2$ с;

б) $\beta_c = (T_0/T_c)^2 \beta_0$, если $T_c > T_0$,

где

$\beta_0 = \beta(T_0)$ - значение коэффициента динамичности, полученное по формулам п. 2.6* СНиП II-7-81* на границе области низкочастотных сейсмических колебаний продукта при $T_0 = 2$ с.

9.6.4. Проверка сейсмостойкости резервуара

9.6.4.1. Резервуар является устойчивым к опрокидыванию, если момент от вертикальных удерживающих сил превышает момент от инерционных горизонтальных сил.

9.6.4.2. Опрокидывание резервуара не происходит, если выполняется неравенство:

$$J = \frac{M_s}{D^2(q_t + q_L)} \leq \frac{\pi}{2},$$

где

$$q_t = \frac{G_s^* + G_r^*}{\pi D}; \quad q_L = 0,0277(t_b - \Delta t_{cb} - \Delta t_{mb}) \sqrt{R_{by} \rho g H} \leq 2 \cdot 10^{-5} \rho g H D,$$

t_b , Δt_{cb} , Δt_{mb} - соответственно толщина, припуск на коррозию и минусовой допуск на прокат краевых (если предусмотрено - кольцевых) листов днища.

9.6.4.3. Устойчивость стенки проверяется от действия продольно-поперечной нагрузки, вызывающей ее изгиб и вертикальное сжатие в процессе опрокидывания резервуара с продуктом. За предельное состояние принимается фибровая текучесть стенки (с учетом коэффициентов γ_s и γ_n), проверяемая в вертикальном сечении оболочки. Несущая способность нижнего пояса стенки с расчетным сопротивлением по пределу текучести R_{ly} и номинальной толщиной нижнего пояса t_1 обеспечена, если выполняется условие:

$$\sigma_c = \frac{q_{\max}}{t_1 - \Delta t_{c1} - \Delta t_{m1}} \leq \sigma_a,$$

в котором расчетные нагрузки по контуру стенки в основании резервуара $q_{\max}$ вычисляются в п. 9.6.6.1, а допускаемые сжимающие напряжения в этом поясе определяются выражением:

$$\sigma_a = \left[0,672 - \frac{0,142 \gamma_n}{\gamma_c R_{ly}} \left(\frac{\rho g H}{388} \frac{E}{\sigma_0} + \sigma_0 \right) \right] \sigma_0,$$

где

$$\sigma_0 = \frac{E(t_1 - \Delta t_{c1} - \Delta t_{m1})}{r}.$$

9.6.4.4. В случае нарушения требований п.п. 9.6.4.2, 9.6.4.3, следует выполнить одно из следующих мероприятий или их комбинацию:

- а) увеличить толщину краевого листа днища;
- б) увеличить толщину первого пояса стенки t_1 ;
- в) путем изменения размеров резервуара уменьшить величину отношения H/D ;
- г) применить анкеры, которые назначаются в соответствии с указаниями п. 9.6.7.

9.6.4.5. Толщины каждого i -го пояса стенки t_i определяются из условия прочности по кольцевым усилиям цилиндрической оболочки. С учетом сейсмических нагрузок $p_0(z, \varphi)$, действующих на стенку в точке с координатами $z_i = H - H_i$, $\varphi = 0$, имеем:

$$t_i = \frac{r p_0(z_i, 0)}{R_{iy} \gamma_c} + \Delta t_{ci} + \Delta t_{mi},$$

где

R_{iy} - расчетное сопротивление по пределу текучести i -го пояса стенки.

9.6.5. Максимальные вертикальные усилия сжатия в стенке резервуара

9.6.5.1. Вертикальные сжимающие усилия в стенке определяются с учетом возможного отрыва части днища от основания. При вычислении удерживающих сил учитывается вес продукта, расположенного над приподнятым участком днища.

9.6.5.2. Максимальные вертикальные усилия сжатия в нижнем поясе стенки резервуара следует определять по формулам:

$$q_s = \begin{cases} q_t + \frac{4M_s}{\pi D^2}, & \text{если } J \leq \frac{\pi}{4}, \\ \frac{q_t + q_L}{0,6 - 0,18(J - 0,02)^{2,35}} - q_L, & \text{если } \frac{\pi}{4} < J \leq 1,5, \\ \frac{1,45(q_t + q_L)}{\sqrt{1 - 0,637J}} - q_L, & \text{если } 1,5 < J \leq \frac{\pi}{2}. \end{cases}$$

9.6.6. Нагрузки на основание и фундамент и размеры окрайки днища в условиях сейсмического воздействия

9.6.6.1. Вертикальные расчетные нагрузки, действующие по контуру стенки резервуара в процессе землетрясения, вычисляются по формулам:

а) если требуется установка анкеров

$$q_{\max} = q_t + \frac{4M_s}{\pi D^2}, \quad q_{\min} = q_t - \frac{4M_s}{\pi D^2};$$

б) если анкеры не требуются

$$q_{\max} = q_s, \quad q_{\min} = \begin{cases} q_t - \frac{4M_s}{\pi D^2}, & \text{если } \frac{M_s}{q_t D^2} \leq \frac{\pi}{4} \\ 0, & \text{если } \frac{M_s}{q_t D^2} > \frac{\pi}{4}. \end{cases}$$

9.6.6.2. Максимальная и минимальная вертикальные расчетные нагрузки на основание под центральной частью дна резервуара в процессе землетрясения вычисляются по формуле:

$$p_f = 0,001g\gamma_n(\rho H + \rho_f t_{bc}) + 1,2p\gamma_n \pm \sqrt{[p_i(0,0)]^2 + [p_c(0,0)]^2 + [p_{ws}(0)]^2},$$

где знаки плюс и минус соответствуют максимальному и минимальному значению давления в диаметрально противоположных точках дна, расположенных по оси сейсмического воздействия.

9.6.6.3. Горизонтальная сдвигающая сила, передаваемая от резервуара на фундамент при землетрясении, вычисляется по формуле:

$$Q_s = \frac{A_n \gamma_n}{m_k} \left[K_i \beta_i (G_s^* + G_r^*) + G \sqrt{\left[K_i K_{\psi i} \beta_i \left[1 - (10H/r + 1,4)^{-2,1} \right]^2 + (K_c K_{\psi c} \beta_c \eta_2)^2} \right],$$

где

$$\eta_2 = 0,455(r/H) \ln(1,84H/r)$$

9.6.6.4. Минимальная требуемая ширина окрайки дна в процессе землетрясения (рис. 9.9) определяется соотношением:

$$L_c = 39,5 t_b \sqrt{\frac{R_{by}}{\rho g H}} \leq 0,07r.$$

Окончательно ширина окрайки дна назначается как большая из величин, полученных по формулам п. 8.3.6 и п. 9.6.6.4.

9.6.7. Требования к установке анкеров

9.6.7.1. Если требуется установка анкеров (см. п. 9.6.4.4 г), то расчетное усилие в одном анкерном болте определяется по формуле:

$$N_a = (1,2 p r g_2 + 4 M_s / D_a - G_s^* - G_r^*) / n_a,$$

причем значения весовых характеристик G_s^* , G_r^* принимаются за вычетом веса откорродировавшего металла и без учета снеговой нагрузки.

9.6.7.2. Количество анкерных болтов, устанавливаемых по периметру резервуара, определяется конструктивно. При этом минимальная расчетная площадь поперечного сечения нетто анкерного болта составляет:

$$A_{ba} = N_a / R_{ba},$$

где расчетное сопротивление анкерных болтов R_{ba} назначается на основе требований раздела 3 СНиП II-23-81*. Номинальный диаметр резьбы болта следует принимать в соответствии с ГОСТ 24379.0.

9.6.7.3. Назначение размеров конструктивных элементов анкерных ступиц следует производить в соответствии с требованиями СНиП II-23-81*. Запас прочности конструктивных элементов анкерного ступица должен быть выше запаса прочности анкерного болта.

9.6.8. Максимальный уровень наполнения резервуара

9.6.8.1. Высота волны на поверхности продукта определяется по формуле:

$$d_{\max} = 0,84\beta_{cr}Ah.$$

9.6.8.2. Максимальный уровень наполнения резервуара H должен назначаться с учетом высоты волны на поверхности продукта в процессе землетрясения. При этом следует обеспечить выполнение условия:

$$H + \Delta H + d_{\max} < H_s.$$

9.6.9. Пример расчета

В Приложении П.7 содержится пример расчета резервуара объемом 2000 м³.

9.7. Защита резервуаров от стихийного воздействия водного потока

Для резервуаров, возводимых в прибрежных зонах рек, морей и океанов, существует опасность воздействия водных потоков, вызванных паводковыми разливами рек, прорывом плотин и дамб, цунами, нагоном воды из морей в устья рек и т.д. При этом возможны сдвиг и опрокидывание резервуаров, расположенных в зонах затопления. Приложение П.8 содержит рекомендации по защите резервуаров от указанного вида стихийного воздействия и включает комплекс мероприятий, проведение которых целесообразно на стадии проектирования и в процессе эксплуатации резервуаров.

ПЗ 19. Расчет показателей ТОР эстакад.

На предприятиях химической, нефтеперерабатывающей, газовой, энергетической, металлургической промышленности широко применяется транспортирование продукта по трубопроводам, прокладываемым над землей по отдельно стоящим опорам и эстакадам.

Проектирование отдельно стоящих опор и эстакад осуществляется организациями различного профиля, как по типовым, так и по индивидуальным проектам.

Для рационального проектирования конструкций опор и эстакад большое значение имеют исследования, проведенные в последнее время по снижению их материалоемкости : уменьшению горизонтальных технологических нагрузок , разработке конструкций опор и эстакад с применением свай и предварительно напряженных конструкций и др.

Пособие по проектированию отдельно стоящих опор и эстакад под технологические трубопроводы, рассматривающие вопросы объемно-планировочных и конструктивных решений, нагрузок, расчета конструкций, примеров расчета , разработано впервые, что должно способствовать созданию экономичных решений и сокращению сроков проектирования.

Настоящее Пособие разработано ЦНИИпромзданий Госстроя СССР (кандидаты техн. наук А.Н. Добромыслов - руководитель темы , А.А. Болтухов , Н.А. Ульянов) при участии Атомтеплоэлектропроект Минэнерго СССР (кандидаты техн. наук Л.Ш. Лундин , В.И. Петров , инженеры В.Б. Зорин , А.М. Монин) , ЦНИИпроектстальконструкция Госстроя СССР (инженеры Г.Ф. Васильев , В.М. Лаптев) , НИИпромстрой Минпромстроя СССР (кандидаты техн. наук З.В. Бабичев , А.Л. Готман) , ГИАП Минудобрений СССР (инженеры Ю.А. Гусев , В.Ф. Харламов).

При составлении раздела «Нагрузки и воздействия » использованы разработанные ЦНИИСК Госстроя СССР Рекомендации по определению нагрузок на отдельно стоящие опоры и эстакады под трубопроводы.

Предложения и замечания просим направлять по адресу : 127238 , Москва , Дмитровское шоссе , 46 , ЦНИИпромзданий.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящее Пособие содержит материалы по проектированию новых и реконструируемых отдельно стоящих опор и эстакад для надземных технологических трубопроводов различного назначения , расположенных как внутри, так и вне цехов , и установок промышленных предприятий.

Примечания : 1. К технологическим трубопроводам относятся трубопроводы, предназначенные для транспортирования в пределах промышленного предприятия или группы этих предприятий различных веществ (сырья , воды , промежуточных и конечных продуктов) , тепловые сети и т.п. , необходимые для ведения технологического процесса или эксплуатации оборудования.

2. Настоящее Пособие не распространяется на проектирование отдельно стоящих опор и эстакад для прокладки магистральных газопроводов и нефтепроводов, предусмотренных главой СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы ».

3. При проектировании отдельно стоящих опор и эстакад под технологические трубопроводы, предназначенные для строительства на вечномерзлых , набухающих , просадочных грунтах , должны соблюдаться

соответствующие требования нормативных документов , утвержденных или согласованных Госстроем СССР.

4. При проектировании трубопроводных эстакад, по которым проложены транзитные кабели , ленточные конвейеры и другие коммуникации , должны соблюдаться соответствующие требования , установленные СНиП 2.09.03-85 для комбинированных эстакад.

1.2. Опоры и эстакады под технологические трубопроводы представляют собой инженерные сооружения , предназначенные для размещения технологических трубопроводов. Проектирование указанных сооружений должно осуществляться в соответствии со СНиП 2.09.03-85.

Отдельно стоящая опора под трубопроводы состоит из одной или нескольких колонн , связей , траверсы и фундамента (рис. 1 , а).

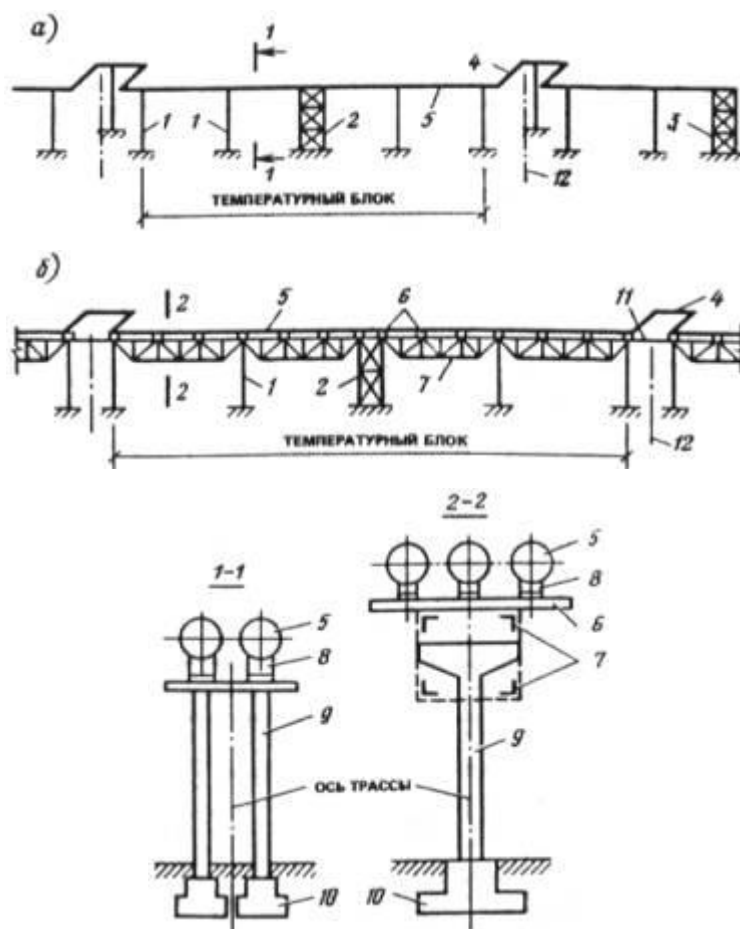


Рис. 1. Схема прокладки трубопроводов по опорам и эстакадам

а - прокладка по опорам ; б - прокладка по эстакадам ; 1 - промежуточная опора ; 2 - анкерная промежуточная опора ; 3 - анкерная концевая опора ; 4 - компенсатор ; 5 - трубопровод ; 6 - траверса ; 7 - пролетное строение ; 8 - опорная часть трубопровода ; 9 - колонна ; 10 - фундамент ; 11 - вставки температурного блока ; 12 - ось температурного разрыва.

Эстакада состоит из опор (опора включает в себя : колонны , связи , ригели , фундаменты) , пролетных строений (ферм , балок) , траверс , связей по фермам (рис. 1 , б).

1.3. В продольном направлении отдельно стоящие опоры и эстакады следует разбивать на температурные блоки , длина которых принимается в зависимости от предельных расстояний между неподвижными опорными частями трубопроводов и расчета конструкций на климатические воздействия.

1.4. Температурный блок (см. рис. 1) состоит из пролетных строений , одной анкерной опоры и промежуточных опор.

Анкерные промежуточные опоры следует устанавливать , как правило , в середине температурного блока.

В местах поворота или конца трассы применяются анкерные угловые или концевые опоры.

Примечания : 1. При прокладке трубопроводов по отдельно стоящим опорам образуется условный температурный блок , включающий в себя анкерную и промежуточные опоры.

2. Для эстакад с железобетонными опорами применяется температурный блок без анкерных опор.

1.5. Передача нагрузок на отдельно стоящие опоры и эстакады от трубопроводов производится посредством подвижных и неподвижных опорных частей трубопроводов.

Восприятие температурных удлинений трубопроводов осуществляется компенсаторами. Опорные части, и компенсаторы относятся к деталям трубопроводов и задаются заданием на проектирование.

1.6. Отдельно стоящие опоры и эстакады для технологических трубопроводов должны проектироваться на срок эксплуатации не менее 25 лет.

1.7. Прокладка трубопроводов на эстакадах , высоких или низких отдельно стоящих опорах применяется при любом сочетании трубопроводов независимо от свойств и параметров транспортируемых веществ.

1.8. Пересечение и параллельное размещение отдельно стоящих опор и эстакад с воздушными линиями электропередач , а также совместная прокладка трубопроводов и электрокабелей должны осуществляться в соответствии с Правилами устройства электроустановок.

1.9. При проектировании железобетонных и стальных конструкций отдельно стоящих опор и эстакад должны выполняться требования, предусматриваемые СНиП 2.03.11-85 «Защита строительных конструкций от коррозии». Стальные конструкции указанных сооружений должны быть заземлены.

1.10. В зависимости от объемно-планировочных и конструктивных решений отдельно стоящие опоры и эстакады могут проектироваться различных типов , отличающихся между собой по следующим признакам :

по материалу конструкций : железобетонные, стальные , комбинированные (стальные и железобетонные) ;

по конструктивным решениям несущих конструкций : пролетных строений , опор , фундаментов ;

по высоте верха опор : низкие и высокие ;

по способам разложения труб на опорах и эстакадах : одноярусное , двухъярусное , многоярусное.

Выбор тех или иных конструктивных решений производится на основании действующих нормативных документов , технологических требований , противопожарных требований , технико-экономических обоснований , требований типизации и унификации , действующих типовых проектов, а также возможной реконструкции предприятия.

1.11. Исходными данными для разработки конструкций опор и эстакад являются : технологическое задание на проектирование , район строительства , генеральный план местности с нанесением на нем всех подземных и наземных коммуникаций , данные инженерной геологии , сведения о производственной базе строительных конструкций.

1.12. Технологическое задание на проектирование отдельно стоящих опор и эстакад должно включать :

а) план и продольный профиль трубопроводной трассы с указанием привязки подвижных и неподвижных опорных частей трубопроводов , компенсаторов , мест расположения анкерных опор и компенсирующих устройств ;

б) наименование трубопроводов , их привязка к строительным конструкциям ;

в) характеристика трубопроводов : наружный диаметр , нагрузка от веса трубопроводов , изоляционной конструкции , транспортируемого вещества , толщина изоляционной конструкции , возможность отложения пыли внутри трубопроводов , температура трубопроводов ;

г) тип опорных частей и максимально возможные их перемещения , горизонтальные нагрузки на неподвижные опорные части трубопроводов , размеры и тип компенсаторов ;

д) устройства для обслуживания трубопроводов : лестницы , проходные мостики , площадки , оборудование ;

е) данные по резервным нагрузкам и габаритам при возможной реконструкции предприятия ;

ж) предельные перемещения конструкций и оснований ;

з) особые технологические требования.

2. ОБЪЕМНО-ПЛАНИРОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ

- 2.1.** При проектировании отдельно стоящих опор и эстакад следует преимущественно применять утвержденные типовые конструкции и узлы.
- 2.2.** Прокладка трубопроводных сетей должна осуществляться в соответствии с требованиями СНиП II-89-80 «Генеральные планы промышленных предприятий».
- 2.3.** Расстояние от междоуличных трубопроводов или от края эстакады до зданий и наружных сооружений следует принимать в соответствии с требованиями СНиП II-89-80 и СНиП 2.01.02-85 «Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений», а также отраслевыми противопожарными нормами и правилами.
- 2.4.** Прокладку трубопроводных сетей следует предусматривать вдоль проездов и дорог, как правило, со стороны, противоположной размещению тротуаров и пешеходных дорожек, выбирая по возможности кратчайшее расстояние между зданиями и сооружениями. Внутри производственных кварталов трассы трубопроводов следует проектировать параллельно линиям застройки.
- 2.5.** Пересечение трубопроводов с железными и автомобильными дорогами должно предусматриваться, как правило, под углом 90° , но не менее 45° .
- 2.6.** Высоту (расстояние от планировочной отметки земли до верха траверсы) отдельно стоящих опор и эстакад следует принимать: для низких отдельно стоящих опор - от 0,3 до 1,2 м, кратной 0,3 м в зависимости от планировки земли и уклонов трубопроводов; для высоких отдельно стоящих опор и эстакад - кратной 0,6 м, обеспечивающий проезд под трубопроводами и эстакадами железнодорожного и автомобильного транспорта в соответствии с габаритами приложения строений по ГОСТ 9238-83 и СНиП 2.05.02-85.
- 2.7.** Прокладку трубопроводов на эстакадах рекомендуется применять при большом количестве трубопроводов малых диаметров, ответвлений и пересечений, при большой плотности застройки территории предприятия.
- 2.8.** Прокладку трубопроводов на низких опорах следует предусматривать по территории, не подлежащей застройке, при отсутствии, как правило, пересечения с дорогами, а также вне пахотных земель.
- 2.9.** Места разрывов температурных блоков следует, как правило, совмещать с компенсирующими устройствами трубопроводов, при этом необходимо предусматривать наибольшую возможную длину температурных блоков.
- 2.10.** Раскладка трубопроводов на траверсах эстакад и отдельно стоящих опор производится с учетом наиболее рационального решения компенсаторных узлов, упрощения развязки узлов, упрощения развязки узлов трубопроводов в местах ответвлений, а также с учетом наиболее рационального нагружения строительных конструкций.

2.11. В поперечном сечении эстакад и отдельно стоящих опор рекомендуется равномерное распределение нагрузки от трубопроводов с возможной перегрузкой одной из сторон не более 20 % (см. п. 4.12).

2.12. При прокладке трубопроводов по эстакадам гибкие компенсаторы рекомендуется устанавливать между отдельными температурными блоками или в наиболее возможной близости от этого места (не далее 5 м по длине эстакады от температурного разрыва).

2.13. Для уменьшения нагрузок на пролетные строения эстакад рекомендуется использовать самонесущую способность трубопроводов большого диаметра с опиранием их только на траверсы над опорами эстакад или вблизи них.

2.14. Места ответвлений на основной эстакаде рекомендуется принимать по табл. 1.

Таблица 1

Отношение вертикальной нагрузки на 1 м длины ответвляемой эстакады к аналогичной нагрузке основной эстакады	Рекомендуемое место ответвления на основной эстакады
$<0,3$	В любом месте
$0,3-0,5$	Не далее 5 м от любой опоры
$>0,5$	То же , от анкерной опоры

2.15. В целях сокращения ширины эстакады и отдельно стоящих опор мелкие трубопроводы диаметром 50-200 мм допускается крепить к большим трубопроводам, а также в отдельных случаях на дополнительных консолях , установленных к стойкам между ярусами эстакад.

2.16. Для эстакад с анкерными опорами неподвижные закрепления трубопроводов рекомендуется осуществлять на траверсах этих опор в каждом блоке.

При прокладке трубопроводов по отдельно стоящим опорам на анкерных должно предусматриваться неподвижное крепление всех или части трубопроводов.

2.17. При проектировании отдельно стоящих опор и эстакад уклон трубопроводов должен создаваться за счет изменения отметки верхнего обреза фундамента или длины колонн с учетом рельефа поверхности земли вдоль трассы.

2.18. Расстояние между отдельно стоящими опорами под трубопроводы должны назначаться исходя из расчета труб на прочность и жесткость.

Шаг между опорами эстакад рекомендуется принимать 12 , 18 , 24 и 30 м.

2.19. При прокладке трубопроводов на низких опорах расстояние от поверхности земли до низа труб или теплоизоляции должно быть не менее 0,35 м при ширине группы труб менее 1,5 м и 0,5 м - при 1,5 м и более. Для перехода через трубопроводы следует предусматривать пешеходные мостики шириной не менее 0,9 м.

2.20. При прокладке по эстакадам трубопроводов, требующих регулярного обслуживания (не менее одного раза в смену), а также в многоярусных эстакадах должны предусматриваться, как правило, проходные мостики шириной не менее 0,6 м с перилами высотой не менее 1 м и через каждые 200 м лестницы - вертикальные с шатровым ограждением или маршевые.

Проходные мостики при прокладке по эстакадам и отдельно стоящим опорам рекомендуется предусматривать также в местах пересечения железных дорог, оврагов и на других труднодоступных для обслуживания трубопроводов местах.

3. КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ

3.1. Отдельно стоящие опоры и эстакады следует, как правило, проектировать сборными из унифицированных железобетонных конструкций с ненапряженной или напряженной арматурой. Применение стальных конструкций допускается в соответствии с Техническими правилами по экономному расходованию основных строительных материалов (ТП 101-81*).

3.2. Выбор материалов строительных конструкций следует производить на основании СНиП II-23-81 «Стальные конструкции» и СНиП 2.03.01-84 «Бетонные и железобетонные конструкции».

3.3. Конструкции отдельно стоящих опор и эстакад под трубопроводы с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями и газами должны проектироваться несгораемыми.

3.4. Тип опорных частей трубопроводов определяется технологическим заданием в зависимости от величины передаваемых нагрузок и возможного перемещения трубопровода. При выборе подвижных частей следует стремиться к применению устройств, снижающих коэффициент трения, например прокладок из фторопласта и др.

3.5. Железобетонные опоры могут применяться с колоннами, заземленными в отдельные фундаменты, в виде одиночных свай-колонн, объединенных в плоские или пространственные системы; в виде колонн, установленных на одно-свайные фундаменты из свай-оболочек и буронабивных свай.

3.6. Колонны стальных опор следует применять жестко соединенными с фундаментами. Допускается применение шарнирного опирания на фундаменты при условии обеспечения устойчивости опор в продольном направлении пролетными строениями или трубами и анкерными опорами.

3.7. Для отдельно стоящих опор с применением железобетонных шпал , температурный блок komponуется из промежуточных опор в виде железобетонных шпал , укладываемых на песчаную подушку, защищенную от выдувания путем пропитки ее битумом , и анкерных низких железобетонных опор (рис. 2). Указанные конструкции опор следует применять при непучинистых грунтах.

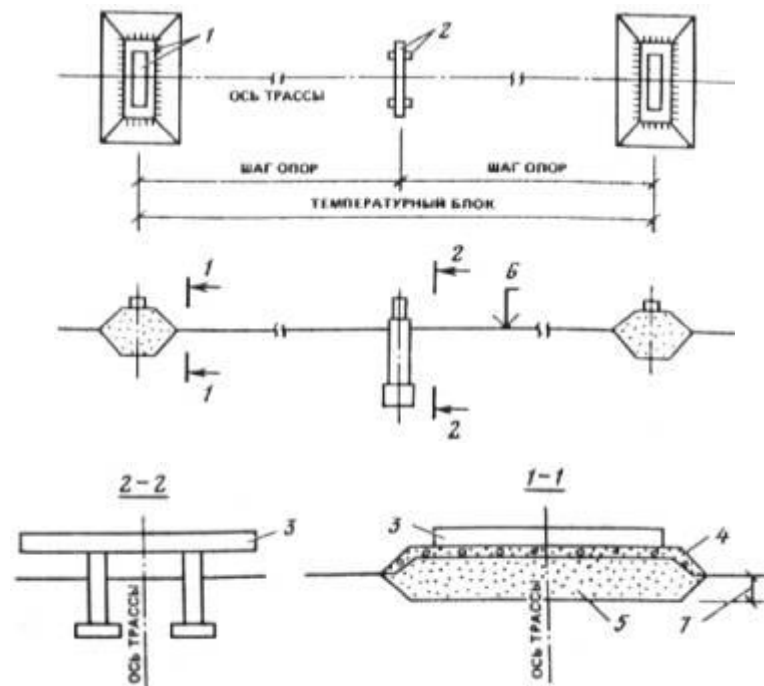


Рис. 2. Конструктивная схема шпальных отдельно стоящих опор

1 - шпальная промежуточная опора ; 2 - анкерная промежуточная опора ; 3 - железобетонная траверса ; 4 - щебень с пропиткой битумом ; 5 - песчаная засыпка ; 6 - планировочная отметка земли ; 7 - высота растительного слоя.

3.8. Для отдельно стоящих низких и высоких железобетонных опор (рис. 3 и 4) температурный блок komponуется из промежуточных опор прямоугольного или кольцевого сечения и одной анкерной промежуточной опоры , выполняемой обычно такого же сечения, но с усиленным армированием. Анкерные концевые и анкерные угловые опоры могут быть выполнены в виде пространственных железобетонных или стальных опор.

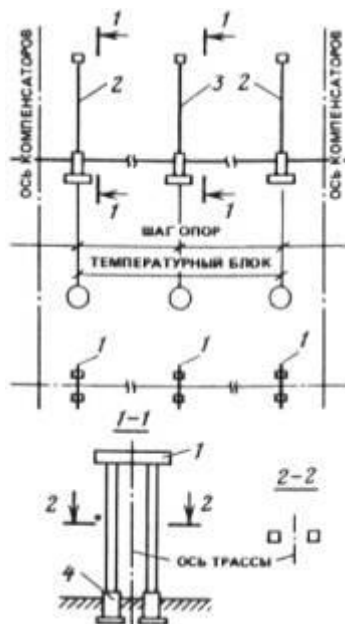


Рис. 3. Конструктивная схема отдельно стоящих железобетонных опор

1 - железобетонная траверса ; 2 - промежуточная железобетонная опора ; 3 - анкерная промежуточная железобетонная опора ; 4 - фундамент

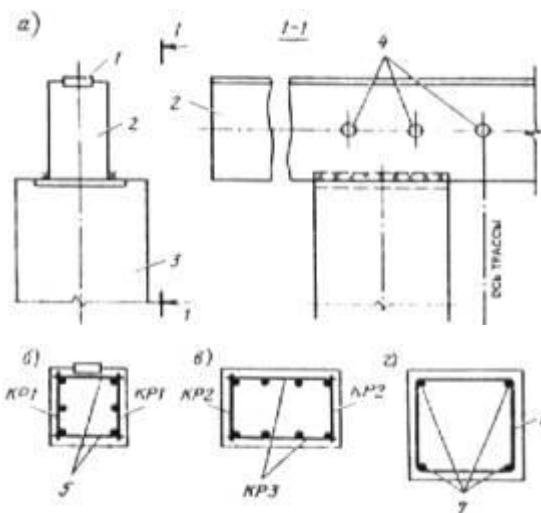


Рис. 4. Конструкция железобетонных отдельно стоящих опор

а - узел опирания траверс на колонну ; б - пример армирования траверсы ; в - пример армирования колонны арматурой без предварительного напряжения ; г - пример армирования колонны предварительно напряженной арматурой ; 1 - закладная деталь ; 2 - траверса ; 3 - колонна ; 4 - отверстие для подвески трубопроводов ; 5 - соединительные стержни ; 6 - спираль ; 7 - предварительно напряженная арматура

3.9. Для эстакад , выполняемых полностью из железобетонных конструкций или комбинированных конструкций (железобетонных опор и стальных пролетных строений) температурный блок должен компоноваться, как правило, из одних промежуточных опор (рис. 5 и 6). Горизонтальные нагрузки, действующие вдоль оси трассы , воспринимаются всеми опорами температурного блока.

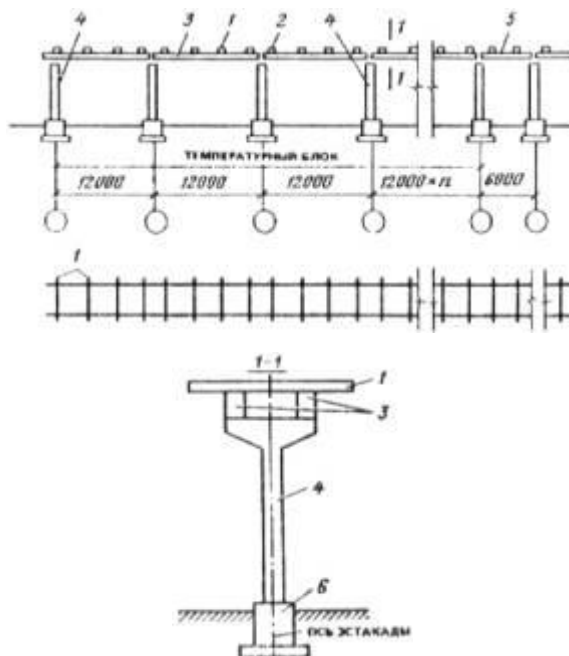


Рис. 5. Конструктивная схема железобетонных эстакад

1 - рядовая траверса ; 2 - усиленная траверса ; 3 - балка пролетного строения ; 4 - опора ; 5 - вставка температурного блока ; 6 - фундамент

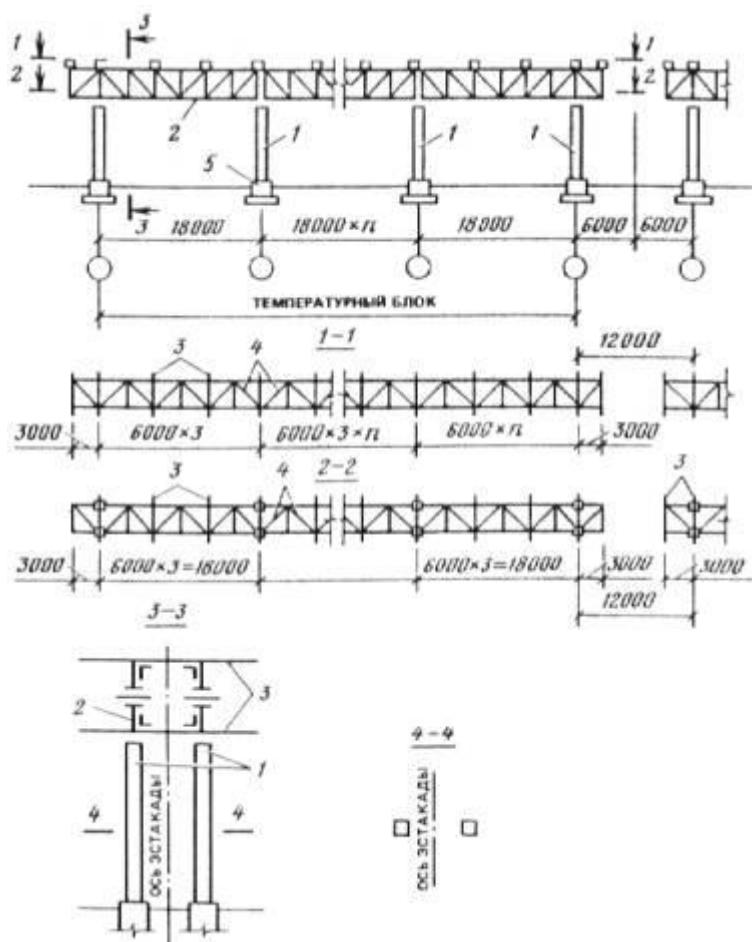


Рис. 6. Конструктивная схема двухъярусной эстакады

1 - железобетонная опора эстакады ; 2 - стальные фермы пролетного строения ; 3 - стальные траверсы пролетного строения ; 4 - связи ; 5 - фундамент

3.10. Для отдельно стоящих опор и эстакад, выполняемых полностью из стальных конструкций (рис. 7) , температурный блок должен компоноваться из промежуточных и одной анкерной опоры , на которую передаются все горизонтальные нагрузки, действующие вдоль данного блока.

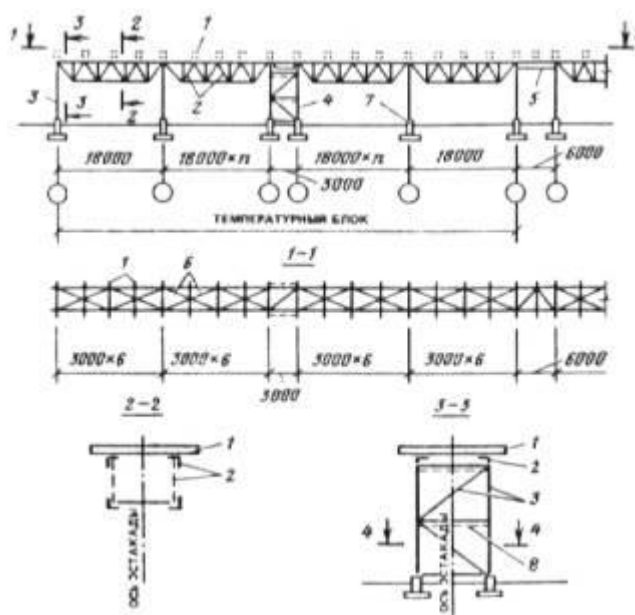


Рис. 7. Конструктивная схема одноярусной эстакады

1 - траверса ; 2 - ферма пролетного строения ; 3 - промежуточная опора ; 4 - анкерная опора ; 5 - вставки температурного блока ; 6 - связи между фермами ; 7 - фундамент ; 8 - диафрагма-распорка опоры

3.11. Траверсы для опирания трубопроводов подразделяются на рядовые и усиленные. На рядовых траверсах должно быть предусмотрено подвижное опирание трубопроводов, а на усиленных - неподвижное закрепление. Железобетонные траверсы рекомендуется проектировать прямоугольного сечения (рис. 4). Железобетонные траверсы должны иметь стальные закладные детали для размещения опорных частей трубопроводов и для крепления их к колоннам опоры или пролетным строением эстакад. Стальные траверсы рекомендуется выполнять коробчатого сварного сечения из двух швеллеров или гнутых замкнутых профилей (рис. 8).

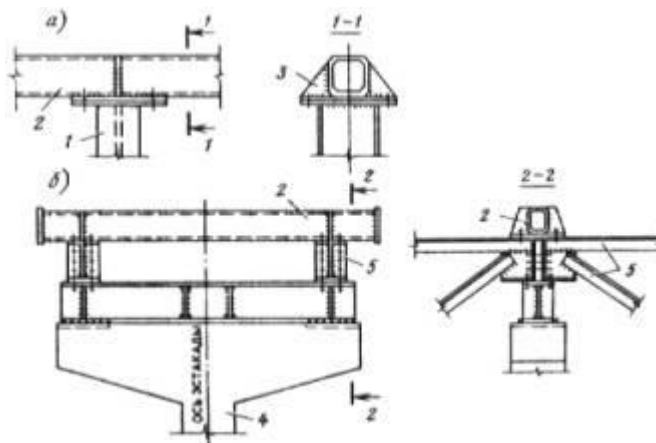


Рис. 8. Узлы опирания стальных конструкций

a - траверсы на колонну ; *б* - фермы на железобетонную опору ; *1* - колонна ; *2* - траверса ; *3* - опорное ребро ; *4* - железобетонная колонна ; *5* - ферма пролетного строения

3.12. В местах разрывов температурных блоков следует при необходимости предусматривать вставки для размещения компенсирующих устройств. Примеры решения вставок для отдельно стоящих опор и для железобетонной эстакады показаны на рис. 9.

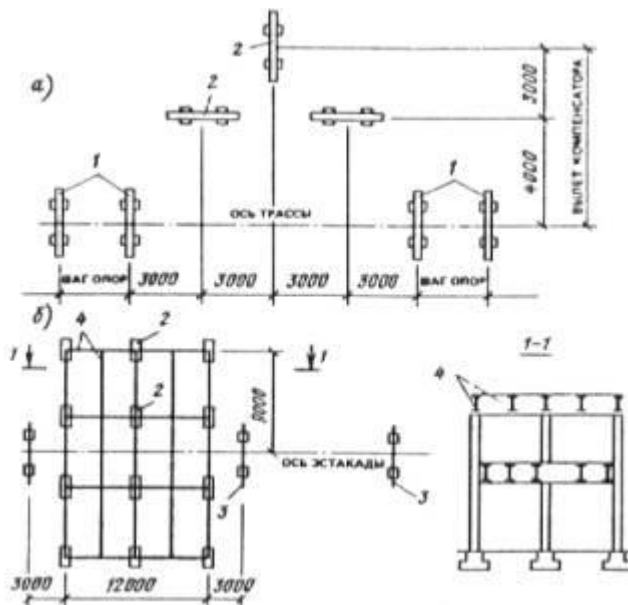


Рис. 9. Пример решения опор под компенсаторы

a - в виде отдельно стоящих опор ; *б* - в виде вставки для двухъярусной эстакады ; 1 - промежуточные опоры ; 2 - опора на вылете компенсатора ; 3 - траверса эстакады ; 4 - стальные балки

3.13. Пролетные строения эстакад рекомендуется выполнять в виде железобетонных предварительно напряженных балок при пролетах до 12 м или стальных и железобетонных ферм.

3.14. Пролетные строения из стальных ферм следует выполнять в виде пространственных конструкций, состоящих из двух вертикальных ферм, соединенных между собой по верхнему и нижнему поясу связями и траверсами.

3.15. Стержни стальных ферм пролетных строений рекомендуется проектировать из одиночных угловых профилей.

3.16. Стальные промежуточные плоские опоры следует применять решетчатыми с ветвями из двутавров и решеткой из уголков или гнуто-сварных профилей замкнутого сечения. Для придания конструкции опор большей жесткости от скручивания необходимо предусматривать диаграммы-распорки из швеллеров или уголков с планками, соединяющих ветви между собой.

Анкерные опоры следует составлять их двух плоских опор , соединенных между собой вдоль трассы вертикальными связями. Пространственная

жесткость анкерных опор обеспечивается горизонтальными связями в уровне низа траверс и по высоте опор. Сечение решетки связей стальных опор рекомендуется принимать из одиночных уголковых или замкнутых профилей, принимая углы раскосов связей равными $40-50^\circ$.

3.17. Выбор схемы горизонтальных связей между вертикальными фермами следует производить в зависимости от расстояния между ними. При расстояниях между вертикальными фермами 3 м и менее следует принимать треугольную решетку, а при расстоянии более 3 м - крестовую решетку.

Связи следует принимать из одиночных уголковых или замкнутых прямоугольных профилей.

3.18. Сопряжение пролетных строений эстакад с опорами рекомендуется выполнять путем передачи давления на опору центрально. Конструкция узла сопряжения должна обеспечивать передачу продольных горизонтальных сил с пояса одной фермы на пояса смежной фермы.

3.19. Отдельные фундаменты под опоры следует проектировать сборной или монолитной конструкции. Высоту фундамента следует назначать по условиям заглубления в грунт и условиям заделки колонн опоры. Площадь подошвы фундамента рекомендуется принимать прямоугольной формы с отношением сторон 0,6-0,9.

3.20. Сопряжение сборных железобетонных колонн с отдельным фундаментом следует осуществлять посредством замоноличивания в стакан фундамента на глубину не менее 1,5 размера большей стороны сечения колонны. Стыки железобетонных колонн с фундаментом, воспринимающие растягивающие усилия, должны выполняться с помощью сварки стальных закладных деталей или сварки выпусков арматуры колонны и фундамента. Сопряжение стальных колонн с фундаментами следует осуществлять с помощью стальных баз, установленных на фундамент с креплением их анкерными болтами (рис. 10). Низ плиты стальных баз должен быть расположен не менее чем на 200 мм выше планировочной отметки земли.

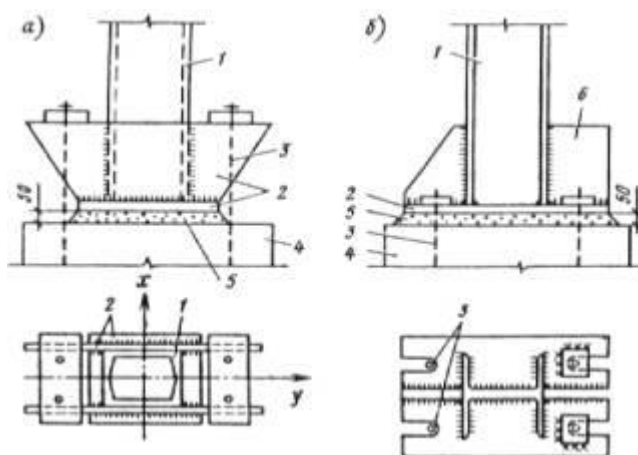


Рис. 10. Базы стальных колонн

а - для колонн с жестким закреплением по оси *y* и шарнирным опиранием на фундамент по оси *x*; *б* - для шарнирно закрепленных колонн; 1 - колонны

; 2 - база ; 3 - анкерные болты ; 4 - фундамент ; 5 - монтажный зазор ,
замоноличивается бетоном ; 6 - ребро для крепления раскоса связей

3.21. Конструктивные решения сварных опор могут осуществляться в виде отдельных забивных свай-колонн , колонн , замоноличенных в буронабивную сваю или сваю-оболочку и рамно-свайных систем , состоящих из двух или четырех колонн , объединенных в плоскую или пространственную систему с помощью связей , ригелей , свайного ростверка (рис. 11 , 12 , 13).

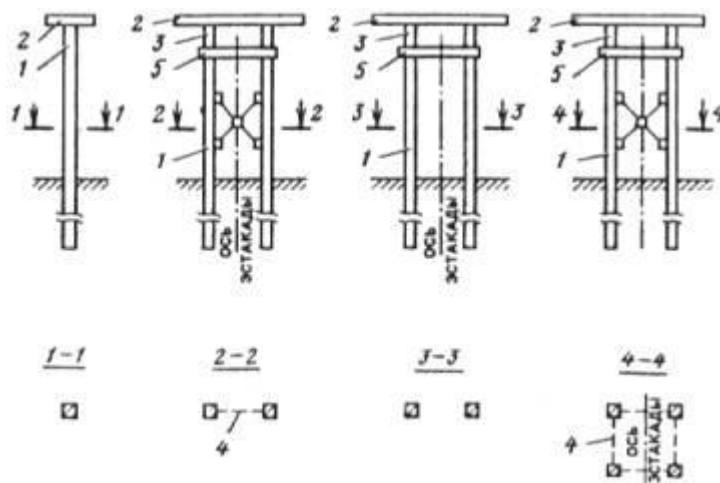


Рис. 11. Типы опор с применением свай-колонн

1 - колонна ; 2 - траверса ; 3 - пролетное строение ; 4 - стальные связи ; 5 - ригель опоры

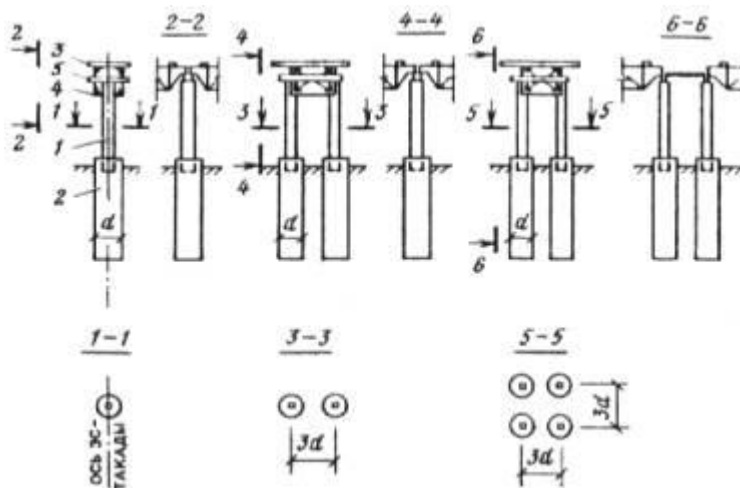


Рис. 12. Типы опор с применением буронабивных свай и свай-оболочек

1 - колонна ; 2 - буронабивная свая или свая-оболочка ; 3 - траверса ; 4 - пролетное строение эстакады ; 5 - ригель опоры

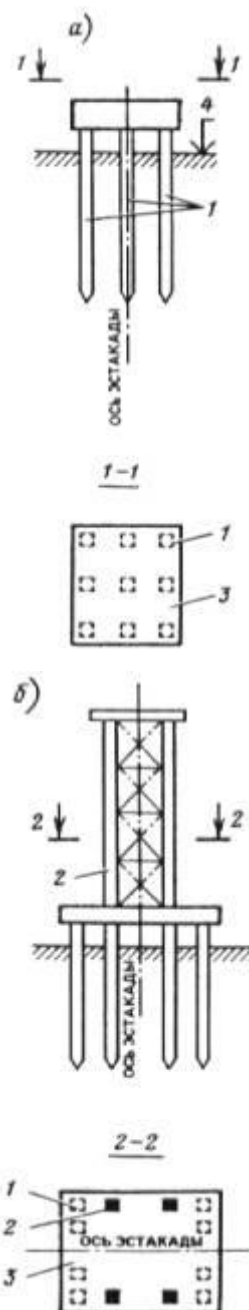


Рис. 13. Опоры с применением свайного ростверка

а - низкая опора ; *б* - высокая опора ; 1 - свая ; 2 - колонна опоры ; 3 - плита ростверка ; 4 - планировочная поверхность грунта

3.22. Выбор типа свайных опор производится в зависимости от грунтовых условий , величин нагрузок , действующих на опору , габаритов опоры , технико-экономических показателей.

3.23. При забивке в грунт свай допускаются следующие отклонения :

для свай-колонн : в плане ± 30 мм ; по вертикали - недобивка 10 мм , перебивка - 30 мм ;

для свай-оболочек : в плане ± 60 мм ; по вертикали ± 30 мм ;

3.24. Не допускается применение свай-колонн в грунтовых условиях, в которых они работают как сваи-стойки, а также сваи-колонны без поперечного армирования.

3.25. Рекомендуется сечение свай-колонн в опорах принимать 300 ´ 300 , 350 ´ 350 и 400 ´ 400 мм , внешний диаметр свай оболочек и буронабивных свай 800 , 1000 и 1200 мм.

3.26. Рекомендуемые узлы опор с применением свай показаны на рис. 14.

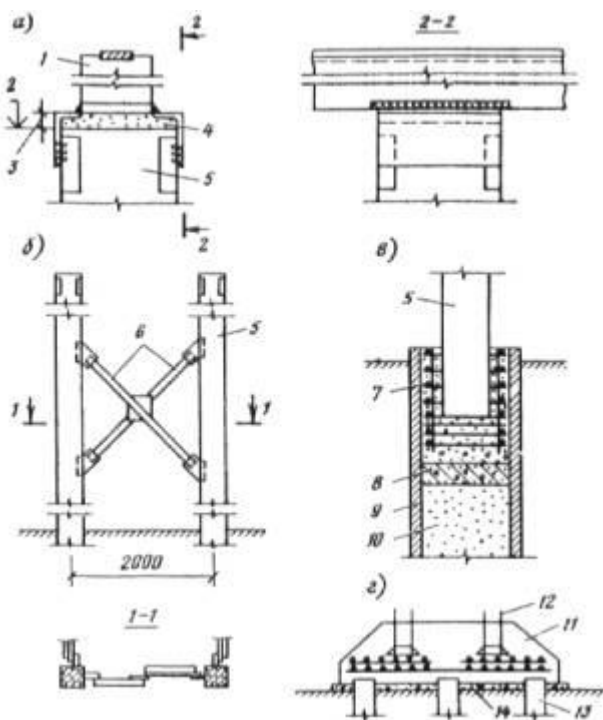


Рис. 14. Узлы опоры с применением свай

а - узел опирания траверс на сваю-колонну ; *б* - узел крепления связей ; *в* - заделка колонны в сваю-оболочку ; *г* - конструкция ростверка ; *1* - траверса ; *2* - отметка головы сваи-колонны ; *3* - допуск на неточность ; *4* - цементный раствор ; *5* - свая-колонна ; *6* - металлические связи ; *7* - арматурный каркас ; *8* - бетонная пробка ; *9* - свая-оболочка ; *10* - песок ; *11* - плита ростверка ; *12* - анкерные болты ; *13* - сваи ; *14* - бетонная подготовка

3.27. Пример конструкции проходного стального мостика показан на рис. 15.

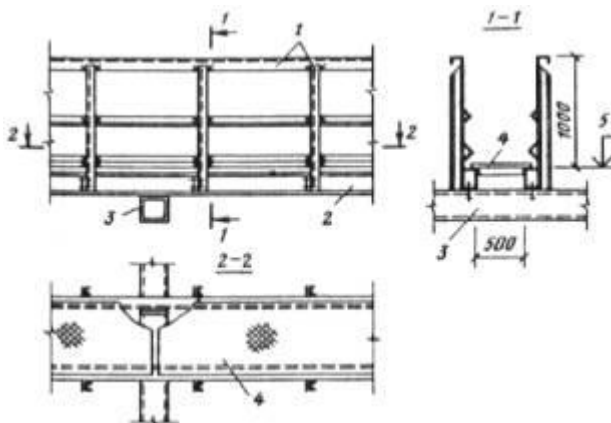


Рис. 15. Конструкция стального проходного мостика

1 - ограждения мостика ; 2 - балка мостика ; 3 - траверса ; 4 - настил ; 5 - верх балок

4. НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ

4.1. При расчете отдельно стоящих опор и эстакад необходимо учитывать нагрузки, возникающие при их возведении , эксплуатации и испытании трубопроводов

4.2. Отдельно стоящие опоры и эстакады должны рассчитываться на нагрузки от веса трубопроводов с изоляцией , веса транспортируемого продукта , на горизонтальные нагрузки и воздействия от трубопроводов , нагрузки от веса людей и ремонтных материалов на обслуживающих площадках и переходных мостиках , от отложений производственной пыли, а также световые и ветровые нагрузки , при наиболее неблагоприятном их сочетании.

Нагрузки и воздействия от трубопроводов принимаются по заданию технологических организаций. В задании должны быть указаны нагрузки и число трубопроводов по ярусам. Снеговые и ветровые нагрузки и число трубопроводов по ярусам. Снеговые и ветровые нагрузки, а также коэффициенты надежности по нагрузкам определяются по СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия » и табл. 2.

Таблица 2

Классификация нагрузок	Нагрузки	Коэффициент надежности по нагрузке
Постоянные	От собственного веса отдельно стоящих опор и эстакад с ограждающими конструкциями и обслуживаемыми площадками	1,1 (0,9)
Временные длительные	От веса трубопроводов с технологической арматурой и опорными частями	1,1 (0,9)
	От веса изоляции и футеровки	1,2 (0,9)
	От веса транспортируемой жидкости в стадии эксплуатации	1
	От веса отложений внутри трубопроводов в стадии эксплуатации	1,1
	Температурные технологические воздействия (разность температур)	1,1
	Внутреннее давление в стадии эксплуатации	1,2
Кратковременные	От веса людей и ремонтных материалов на площадках и мостиках	1,1

	От веса производственной пыли	1,2
	На поручни перил площадок и мостиков	1,2
	Снеговая	1,4
	Ветровая	1,2
	Климатические температурные воздействия (разность температур)	1,2
	От веса воды при гидравлических испытаниях	1
	Внутреннее давление при испытаниях	1
Особые	Сейсмические воздействия , нагрузки, вызываемые резким нарушением технологического процесса , временной неисправностью или поломкой оборудования	1

Примечания : 1. Для трубопроводов предприятий черной металлургии коэффициент надежности по нагрузке для внутреннего давления в стадии эксплуатации принимается равным 1,15.

2. Для упрощения определения расчетной нагрузки от веса трубопроводов с изоляцией , футеровкой , транспортируемым продуктом и т.д. разрешается использовать единый коэффициент надежности по нагрузке для вертикальных нагрузок 1,1 (0,9). С той же целью разрешается принимать единый коэффициент надежности по нагрузке 1,1 для горизонтальных нагрузок от температурных технологических воздействий и внутреннего давления.

3. Значения коэффициентов надежности по нагрузкам , указанные в табл. 2 в скобках , принимаются в тех случаях, когда уменьшение нагрузок вызывает более неблагоприятное условие работы рассчитываемого элемента конструкции.

4. При сочетании нагрузок следует учитывать физические возможные варианты одновременного действия различных нагрузок , в частности :

а) при определении нагрузок от газопроводов , паропроводов и продуктопроводов , для которых , согласно правилам приемки их в эксплуатацию , обязательно гидравлическое испытание , следует учитывать, что такому испытанию одновременно может подвергаться лишь один трубопровод. При этом в расчет принимается тот трубопровод , наполнение, которого, наиболее невыгодно отражается на рассчитанном элементе строительной конструкции. При гидравлическом испытании нагрузки , возникающие при перестановке оборудования , исключаются ;

б) При определении нагрузки отвеса отложений внутри газопроводов при резком нарушении режима эксплуатации ее следует учитывать лишь для

одного газопровода , принимая для остальных трубопроводов нагрузку от отложений в стадии эксплуатации ;

в) при учете вертикальной нагрузки от веса людей и ремонтных материалов на площадках и мостиках снеговая нагрузка на этих конструкциях не учитывается.

4.3. Нормативная разность температур от климатических воздействий определяется по СНиП 2.01.07-85 в зависимости от климатического района.

4.4. При отсутствии в момент представления строительной части проекта известной раскладки трубопроводов за основную исходную величину принимается нормативная вертикальная нагрузка на 1 м длины трассы - q . Нагрузка q наряду с весом самих трубопроводов с изоляцией и транспортируемым продуктом должна включать также нагрузку на обслуживающие площадки , вес снега , производственной пыли и отложений внутри трубопроводов , при этом коэффициент надежности по нагрузке принимается равным 1,1.

Примечание : При числе трубопроводов четыре и менее, а также для случаев, когда нагрузка от веса отдельных трубопроводов не может быть представлена эквивалентной распределенной нагрузкой (см. п. 4.11) , расчет строительных конструкций следует выполнять по фактической раскладке трубопроводов.

Вертикальные нагрузки

4.5. Нормативная нагрузка от веса всех трубопроводов с футеровкой и изоляцией , веса транспортируемого продукта, обслуживающих площадок , веса стационарного оборудования и технологической арматуры, а также от собственного веса отдельно стоящих опор и эстакад определяется по технологическому заданию и по проектным данным.

4.6. Нормативная нагрузка от веса людей и ремонтных материалов на площадках , мостиках и лестницах принимается равномерно распределенной - 750 Па.

Для расчета настила на местную нагрузку принимается сосредоточенная нагрузка 1 , 5 кН на участке размером 10 ´ 10 см.

Нормативная горизонтальная сосредоточенная нагрузка на поручни перил обслуживающих площадок и мостиков (в любом месте по длине поручня) принимается равной 0 , 3 кН.

4.7. Нормативная снеговая нагрузка на 1 м² площадки горизонтальной проекция трубопроводов , обслуживающих площадок и мостиков определяется в соответствии с требованиями СНиП 2.01.07-85. При этом гололедная нагрузка не учитывается , а коэффициент перехода от веса снегового покрова к нормативной нагрузке s , принимается равным 0 , 2 для трубопроводов с наружным диаметром не более 0 , 6 м , 0 , 3 - более 0 , 6 м и 0 , 8 - для обслуживающих площадок и мостиков. Ширина горизонтальной проекции трубопроводов диаметром 0 , 6 м и менее принимается равной

длине траверсы независимо от числа ярусов конструкций и числа рядов трубопроводов. В случае расположения двух трубопроводов с наружным диаметром более 0,6 м одного над другим при условии, что расстояние в свету между ними меньше диаметра меньшего трубопровода, снеговая нагрузка учитывается лишь от одного трубопровода большего диаметра. Примеры определения снеговой нагрузки приведены на рис. 16.

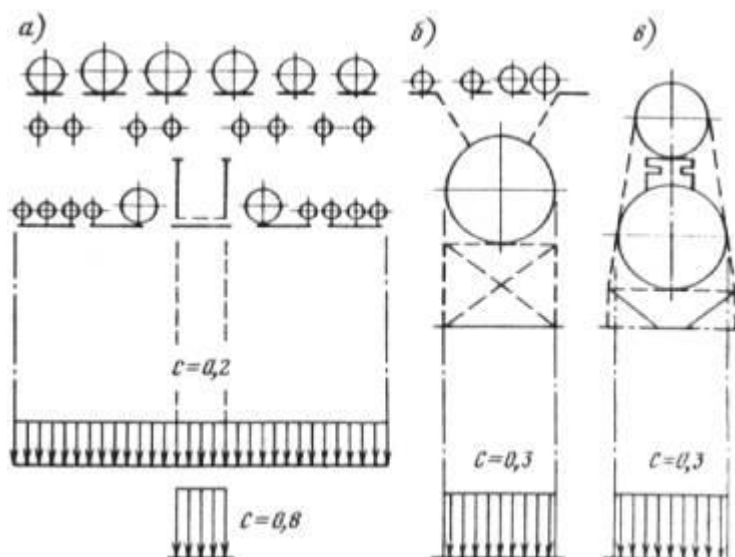


Рис. 16. Примеры определения снеговой нагрузки для трех схем горизонтальных прокладок трубопроводов

а - в верхнем ярусе верхний ряд - тепловые сети ; нижний ряд - холодные трубопроводы на подвесках. В нижнем ярусе все трубопроводы холодные условным диаметром менее 0,6м ; настил переходной площадки - сплошной.

Верхняя эпюра снеговой нагрузки - для расчета траверс , пролетных строений , опоры , фундаментов ; нижняя - для расчета переходной площадки ; *б* - основной трубопровод - холодный с угловым диаметром больше 0,6 м , а верхний ряд - тепловые сети ; *в* - оба трубопровода холодные , условный диаметр каждого из них больше 0,6 м , а расстояние «в свету» между ними меньше меньшего диаметра

Снеговая нагрузка не учитывается для трубопроводов , температура транспортируемого продукта которых превышает 30 ° С , а также для трубопроводов с обогревающими «спутниками» (остальные трубопроводы считаются «холодными») ; для обслуживающих площадок с решетчатым настилом , если площадь просветов настила составляет не менее половины общей его площади ; для наклонных трубопроводов с углом наклона более 30 ° .

4.8. Нормативная нагрузка от веса отложений внутри трубопроводов (пыль , лед , конденсат и др.) в стадии эксплуатации определяется на основании соответствующих проектных данных. При отсутствии этих данных нормативная нагрузка на 1 м длины (кН от веса отложения внутри газопровода) в стадии эксплуатации принимается согласно табл. 3.

Таблица 3

Наружный диаметр газопровода, мм	Влажный очищенный газ		Сухой очищенный газ	Грязный доменный газ		
	Горизонтальные газопроводы	Местные пониженные участки газопроводов		Горизонтальные газопроводы и наклонные под углом не более 30 °	Наклонные газопроводы под углом более 40 °	Газопроводы с неблагоприятной конфигурацией
100	0,05	0,05	0,05	-	-	-
300	0,3	0,3	0,05	-	-	-
500	0,6	0,6	0,1	-	-	-
700	0,9	1	0,2	-	-	-
900	1,2	1,5	0,25	-	-	-
1100	1,5	2	0,3	-	-	-
1200	1,6	2,2	0,3	2,4	0,7	6
1500	2,1	3	0,4	4	1,2	10
2000	2,9	4,3	0,6	8	2,4	20
2500	3,7	5,9	0,7	13	3,9	32
3000	4,5	8,5	0,9	19	5,8	48
3500	5,4	12	1,1	27	8	67

Примечания : 1. Для промежуточных диаметров газопроводов нагрузки принимаются по линейной интерполяции

2. Для газопроводов влажного и сухого очищенного газа , наклоненных под углом более 10 ° к горизонтали , нагрузки принимаются в размере 50 % соответствующих величин горизонтальных газопроводов. При углах наклона от 0 до 10 ° нагрузка принимается по линейной интерполяции.

3. Для газопроводов грязного доменного газа при углах наклона от 30 ° до 40 ° нагрузка принимается по линейной интерполяции. Для газопроводов получистого доменного газа нагрузки принимаются в размере 50 % соответствующих величин для грязного доменного газа.

4. Под неблагоприятной конфигурации понимается такая , при которой, в условиях эксплуатации может скапливаться пыль.

Нормативная нагрузка от веса отложений внутри трубопроводов при резком нарушении режима эксплуатации принимается в 2,5 раза больше соответствующей нагрузки в стадии эксплуатации, но не более веса отложений , занимающих 70 % внутреннего объема трубопровода.

4.9. Нагрузка от веса отложений производственной пыли определяется только для трубопроводов и обслуживающих площадок, расположенных на расстоянии не более 100 м от источника выделения пыли и имеющих наклон не более 30° . Нормативная нагрузка принимается равной 1000 Па - для обслуживающих площадок и элементов пролетного строения - 450 Па - для трубопроводов их горизонтальной проекции.

Примечание : Если площадь просветов решетчатого настила обслуживающих площадок составляет не менее половины общей его площади , нагрузки от веса пыли не учитываются.

4.10. Нормативная вертикальная нагрузка от трубопроводов на траверсы опор и эстакад должна приниматься по сумме вертикальных нормативных нагрузок от всех трубопроводов.

4.11. При отсутствии уточненной раскладки трубопроводов нормативное значение интенсивности вертикальной нагрузки на единицу длины траверсы P отдельно стоящих опор и эстакад следует определять по формуле

$$P = qa / b, \quad (1)$$

где q - нормативная вертикальная нагрузка от трубопроводов на 1 м длины трассы , кН; a - шаг траверсы , м ; b - длина траверсы , м.

Распределение этой нагрузки по длине траверсы следует принимать по рис. 17.

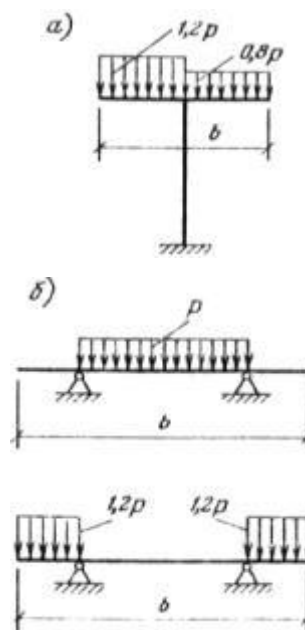


Рис. 17. Распределение интенсивности вертикальной нагрузки на траверсы отдельно стоящих опор и эстакад под технологические трубопроводы

a - схема распределения нагрузки для одностоечных опор ; $б$ - схема распределения нагрузки для двухстоечных опор и эстакад

4.12. Распределение вертикальной нагрузки по поперечному сечению трассы для расчета колонн и фундаментов отдельно стоящих опор при отсутствии

уточненной раскладки трубопроводов принимается по рис. 18, а при расчете пролетных строений, колонн и фундаментов эстакад в соответствии с рис. 19.

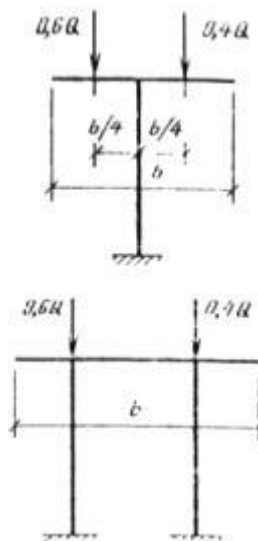


Рис. 18. Распределение вертикальной нагрузки при расчете колонн и фундаментов промежуточных отдельно стоящих опор по поперечному сечению трассы

$Q - pb$ - вертикальная нагрузка на опору или на соответствующий ярус опоры
(p - значение интенсивности вертикальной нагрузки на единицу длины траверсы)

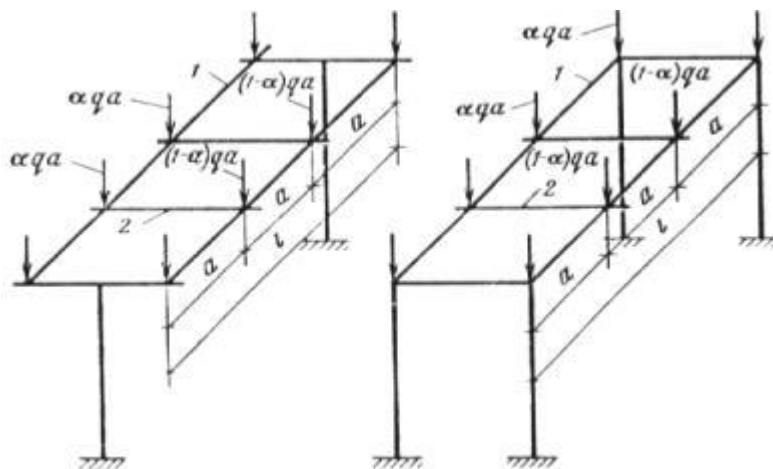


Рис. 19. Распределение вертикальной нагрузки по поперечному сечению трассы при расчете пролетных строений, колонн и фундаментов эстакад

1 - балка пролетного строения ; 2 - траверса. При $q \leq 10$ кН/м , $a=0,65$;
при $q=10-30$ кН/м , $a=0,6$; при $q>30$ кН/м , $a=0,55$. Состав нагрузки указан
в п. 4.4.

4.13. Распределение вертикальной нагрузки при отсутствии уточненной раскладки трубопроводов для многоярусных отдельно стоящих опор и эстакад следует принимать, % :

В ДВУХЪЯРУСНЫХ ОПОРАХ И ЭСТАКАДАХ, % :

на верхний ярус	60
на нижний ярус	40
в трехъярусных опорах и эстакадах :	
на верхний ярус	40
на средний ярус	30
на нижний ярус	30

4.14. При использовании катковых опорных частей расчет траверс и колонн следует производить с учетом возможной эксцентрисичности приложения вертикальной нагрузки через каток вследствие его перемещения от первоначального положения за счет температурных воздействий трубопроводов. Величину эксцентриситета при этом следует определять расчетом, но, как правило, не более 100 мм (рис. 20).

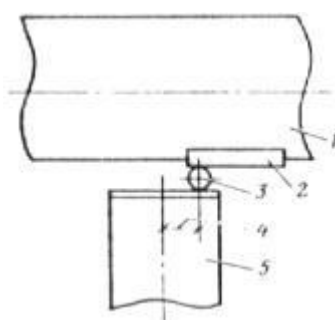


Рис. 20. Наибольшая учитываемая величина эксцентриситета, создающегося вследствие перемещения катка за счет температурных воздействий от первоначального центрального положения

1 - трубопровод ; 2 - опорная часть ; 3 - каток ; 4 - эксцентриситет не более 100 мм ; 5 - траверса

4.15. В местах ответвлений и участках пересечения трасс несимметричность распределения вертикальной нагрузки должна быть учтена особо.

Горизонтальные технологические нагрузки от трубопроводов

4.16. Нормативная разность температур от технологических воздействий принимается равной разности между температурой стенки трубопровода в стадии эксплуатации и начальной температурой. Температура стенки трубопровода в стадии эксплуатации принимается равной максимальной температуре транспортируемого продукта по технологическому заданию. За начальную температуру принимается средняя температура наиболее холодной пятидневки, определяемая по СНиП 2.01.01-82 «Строительная климатология». Для трубопроводов, температура стенки, которых при эксплуатации отрицательна (например, при транспортировании хладоносителей), за начальную температуру принимается среднемесячная температура самого жаркого месяца (обычно июль), определяемая по указанной главе СНиП.

4.17. Нормативное внутреннее давление в трубопроводах в стадии эксплуатации принимается равным рабочему давлению по технологическому заданию. Нормативное внутреннее давление при испытаниях трубопроводов принимается равным пробному давлению, которое устанавливается нормами проектирования трубопроводов различного назначения и правилами приемки этих трубопроводов в эксплуатацию.

4.18. Расчетная сила трения одного трубопровода по опоре определяется умножением расчетной вертикальной нагрузки от этого трубопровода на коэффициент трения, принимаемый равным в опорных частях «сталь по стали» :

в скользящих - 0 , 3 ;

в катковых - вдоль оси трубопровода - 0 , 1 ; не вдоль оси - 0 , 3 ;

в шариковых - 0 , 1 ;

в скользящих опорных частях «сталь по бетону» - 0 , 5 ;

в скользящих опорных частях «сталь по фторопласту» - 0 , 1.

4.19 . При известной раскладке трубопроводов расчетная горизонтальная технологическая нагрузка на промежуточные отдельно стоящие опоры , действующая в местах подвижного опирания трубопроводов (на скользящих , катковых или шариковых опорных частях) , должна определяться следующим образом :

а) при прокладке одного трубопровода горизонтальная технологическая нагрузка на траверсы , колонны и на фундаменты принимается равной расчетному значению соответствующей силы трения и считается приложенной в месте его опирания (применительно к тепловым водяным сетям вместо каждого отдельного трубопровода здесь и далее принимается одна система : подающий и обратный трубопроводы) ;

б) при прокладке от двух до четырех трубопроводов горизонтальная технологическая нагрузка на траверсы , колонны и фундаменты учитывается от двух наиболее неблагоприятно влияющих трубопроводов, величина каждой из горизонтальных нагрузок принимается равной расчетному значению соответствующей силы трения и считается приложенной в местах опирания трубопровода ;

в) при прокладке более четырех трубопроводов по отдельно стоящим опорам, когда жесткость опоры не превышает 600 кН/см и распределение вертикальной нагрузки находится в пределах , указанных на рис. 18 , расчетную горизонтальную нагрузку, передающуюся с траверсы на наиболее нагруженную колонну и фундамент , следует определять как произведение суммы расчетных значений сил трения от каждого трубопровода на коэффициент неодновременности, величина которого принимается по табл. 4 (при определении горизонтального усилия , действующего в уровне верхних граней двухъярусных опор , учитывается только то количество

трубопроводов, которое опирается на траверсу второго яруса, а в уровне траверс нижнего яруса - по п. «г»).

г) при прокладке более четырех трубопроводов расчетная горизонтальная нагрузка на траверсы, а также колонны и фундаменты опор, к которым не могут быть применены условия п. «в», учитывается либо от двух трубопроводов, как и в п. «б», либо от всех трубопроводов, в последнем случае расчетная горизонтальная нагрузка от каждого трубопровода принимается равной произведению расчетного значения соответствующей силы трения на коэффициент, равный 0,5; распределение ее по поперечному сечению трассы принимается согласно рис. 23. Из двух найденных указанными способами нагрузок принимается неблагоприятная.

Таблица 4

Общее число трубопроводов на траверсе	5	6	7	8	9	10
Коэффициент неодновременности	0,25	0,2	0,15	0,12	0,09	0,05

Примечания : 1. При числе трубопроводов, большем 10, рассматриваемое усилие учитывается только от 10 наиболее неблагоприятных, а остальные не учитываются вовсе (считаются отсутствующими).

2. Рекомендуемые коэффициенты неодновременности не распространяются на случаи, когда на отдельно стоящих опорах находятся лишь неизолированные трубопроводы. В этом случае рассматриваемая нагрузка определяется от суммы сил трения всех неизолированных трубопроводов.

3. Здесь под жесткостью понимается горизонтальная сила (в кН), приложенная к верху опоры и вызывающая смещение на 1 см. При определении жесткости двухъярусных опор в уровне нижнего яруса принимается шарнирно-неподвижная связь.

4.20 . Промежуточные отдельно стоящие опоры, расположенные под П-образными компенсаторами и на расстоянии не более $40d$ (d - внутренний диаметр наибольшего трубопровода) от угла поворота трубопровода (в частности, от П-образного компенсатора), при подвижном опирании трубопровода должны быть рассчитаны на горизонтальную нагрузку, направленную под углом к оси трассы. При этом расчетная величина нагрузки принимается равной силе трения от трубопроводов (см. п. 4.19), а угол ее направления α определяется по рис. 21.

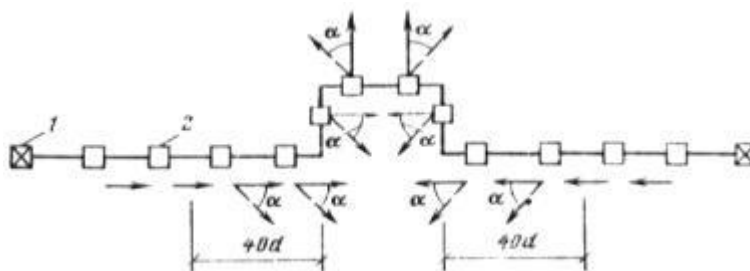


Рис. 21. Направления горизонтальной нагрузки в местах подвижного опирания трубопроводов на отдельно стоящие опоры при нагревании трубопроводов

$\alpha=45^\circ$ - в скользящих опорных частях , $\alpha=70^\circ$ в катковых ; 1 - анкерные опоры ; 2 - промежуточные опоры

4.21. Расчетная горизонтальная нагрузка вдоль трассы на промежуточные отдельно стоящие опоры при шарнирно-неподвижном опирании на них трубопровода и заземления низа опоры , приложенная в местах неподвижного опирания трубопровода на траверсе опоры , определяется как для консольной балки , загруженной заданным , соответствующим расчетной температурной деформации смещением ее конца.

4.22 . Расчетная горизонтальная нагрузка вдоль трассы на концевые анкерные отдельно стоящие опоры определяется исходя из усилий , действующих по одну сторону от анкерной опоры, и складывается из суммы :

а) усилий, возникающих в компенсаторах от всех прокладываемых трубопроводов (величины усилий , возникающих в компенсаторах или при самокомпенсации температур , вызванной климатическими и технологическими воздействиями , и из величины расчетного внутреннего давления. Усилия в трубопроводах от компенсаторов принимаются на основании технологического задания).

б) расчетных горизонтальных нагрузок от промежуточных опор (см. п. 4.19) , расположенных на участке трассы от оси компенсатора до анкерной опоры ;

в) неуравновешенных осевых усилий , вызванных действием внутреннего давления на запорные устройства. Осевые усилия учитываются при установке компенсаторов , «разрезающих» трубопровод (сальниковых) , или компенсаторов , «неспособных» сопротивляться растягивающим усилиям (линзовых , дисковых , волнистых осевых) , и не учитываются при установке всех видов гнутых компенсаторов (П-образных , волнистых шарнирных и при самокомпенсации).

4.23. Расчетная горизонтальная нагрузка вдоль трассы на промежуточные анкерные отдельно стоящие опоры определяется как разность нагрузок , действующих в противоположных направлениях справа и слева от анкерной опоры : величина каждой из них определяется по п. 4.22. При этом меньшую (вычитаемую) нагрузку следует умножать на коэффициент 0 , 8 (при равенстве противоположно направленных нагрузок учитываемая в расчете нагрузка, следовательно, равняется 0 , 2 от всей нагрузки , действующих с одной стороны.

Примечания : 1. Горизонтальная нагрузка, действующая на анкерную опору , должна приниматься не менее аналогичной нагрузки , действующей на соседнюю промежуточную опору.

2. Для одно- и двухтрубных прокладок тепловых сетей вместо коэффициента 0 , 8 следует принимать коэффициент 0 , 7.

4.24. Расчетная горизонтальная нагрузка на эстакады при известной раскладке трубопроводов должна определяться следующих образом :

на траверсы с подвижным опиранием трубопроводов согласно п. 4.19, *a* , *б* , *г* ;

на траверсы с неподвижным опиранием трубопроводов - как сумма расчетных нагрузок в неподвижных опорных частях трубопроводов ;

на пролетные строения - как сумма сил опорных реакций траверс в местах опирания на пролетные строения ;

из опоры температурного блока - как сумма расчетных горизонтальных сил , приходящихся на неподвижные опорные части трубопроводов блока.

4.25. Нормативное значение интенсивности горизонтальной технологической нагрузки при расчете траверс отдельно стоящих опор и эстакад при отсутствии уточненной раскладки трубопроводов и ее распределение по длине траверсы следует принимать согласно рис. 22.

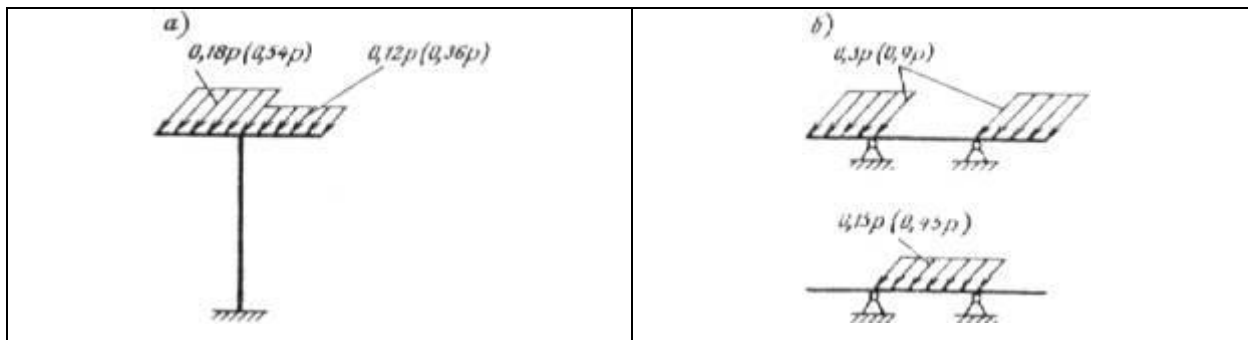


Рис. 22. Распределение интенсивности горизонтальной технологической нагрузки при расчете траверс отдельно стоящих опор и эстакад под технологические трубопроводы

a - схема распределения нагрузки для одностоечных опор ; *б* - схема распределения нагрузки для двухстоечных опор. В скобках приведены значения нагрузки при неподвижном опирании трубопроводов на траверсу эстакад. Состав *p* указан в п. 4.11

4.26. Нормативные горизонтальные технологические нагрузки для расчета колонн и фундаментов отдельно стоящих опор при отсутствии уточненной раскладки трубопроводов следует принимать :

вдоль трассы на промежуточную опору согласно рис. 23 ;

вдоль трассы на анкерную промежуточную опору, поставленную в середине температурного блока :

$$(0,03l + 2)q; \quad (2)$$

вдоль трассы на концевую опору

$$(0,15l + 4)q; \quad (3)$$

поперек трассы от ответвлений трубопроводов на промежуточную опору - $1,5q$, на концевую анкерную опору - $4q$ (где l - расстояние от неподвижного закрепления всех трубопроводов на анкерной опоре до конца температурного блока, м); q - нормативная вертикальная нагрузка от трубопроводов на 1 м длины трассы.

Промежуточные отдельно стоящие опоры, расположенные под П-образными компенсаторами и на расстоянии не более 20 м от угла поворота трубопровода должны быть рассчитаны на горизонтальную технологическую нагрузку, направленную под углом к оси трассы в соответствии с п. 4.20.

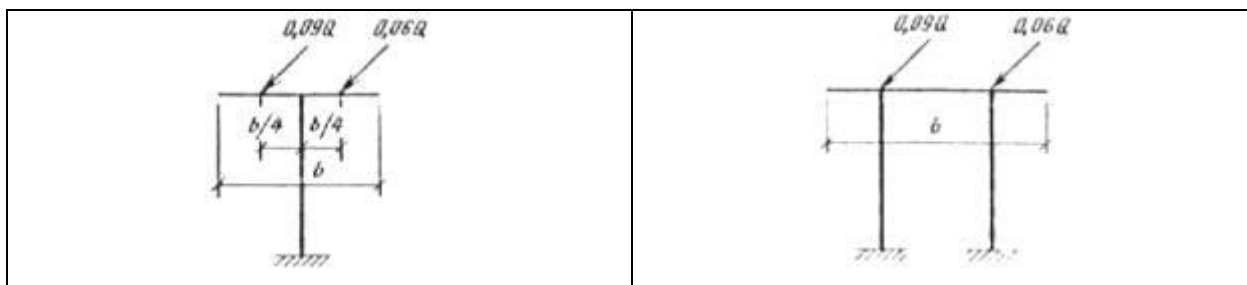


Рис. 23. Распределение горизонтальной нагрузки при расчете колонн и фундаментов промежуточных отдельно стоящих опор по поперечному сечению трассы

$q = pb$ - вертикальная нагрузка на опору или на соответствующий ярус опоры (p - значение интенсивности вертикальной нагрузки на единицу длины траверсы)

4.27. Нормативную горизонтальную технологическую нагрузку на эстакаду вдоль трассы при отсутствии уточненной раскладки трубопроводов следует принимать: при расчете опор концевого (углового) температурного блока - $4q$; при расчете опор промежуточного блока - $2q$.

4.28. Нормативную горизонтальную технологическую нагрузку от каждого поперечного ответвления трубопроводов эстакад на опору, ближайшую к ответвлению, следует принимать в зависимости от вертикальной нагрузки q на основную трассу. При $q < 50$ кН/м, $q = 50 - 100$ кН/м, $q > 100$ кН/м поперечная нагрузка от ответвлений трубопроводов принимается соответственно равной q , $0,8q$, $0,5q$.

4.29. Распределение горизонтальной нагрузки между ярусами для многоярусных отдельно стоящих опор и эстакад принимается в соответствии с распределением вертикальных нагрузок, указанных в п. 4.13.

4.30. При расчете пролетных строений эстакад при отсутствии уточненной раскладки трубопроводов суммарная продольная нагрузка от трения трубопроводов в расчетном сечении определяется по формуле

$$P = 0,15qL_i, \quad (4)$$

где L_i - расстояние от расчетного сечения до ближайшего конца блока эстакады. Нагрузки на пролетные строения считаются приложенными в местах опирания траверс в уровне верхних граней балок (ферм).

Распределение продольной горизонтальной нагрузки по поперечному сечению трассы при расчете пролетных строений принимается по рис. 24.

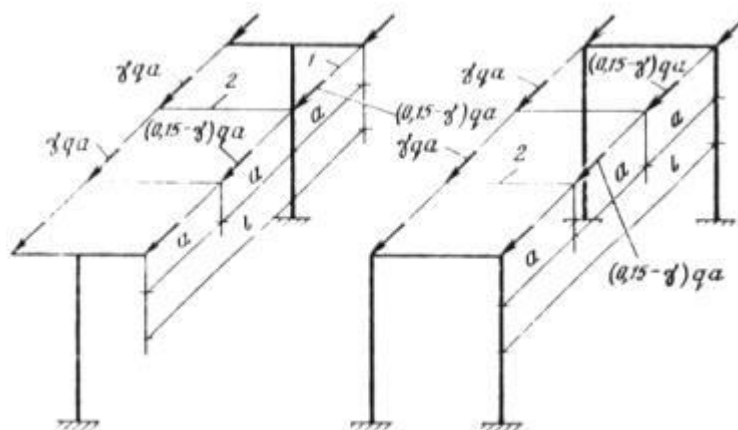


Рис. 24. Распределение горизонтальной технологической нагрузки по поперечному сечению трассы при расчете пролетных строений эстакад

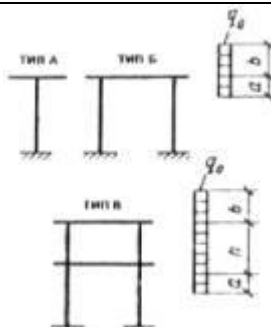
1 - балки пролетного строения ; 2 траверсы. При $q \leq 10$ кН/м $g=0,1$; при $q=10-30$ кН/м $g=0,09$; при $q>30$ кН/м $g=0,08$. Состав нагрузки q указан в п. 4.4.

Ветровая нагрузка

4.31. Нормативная ветровая нагрузка на 1 м^2 проекции элементов на вертикальную плоскость (независимо от высоты конструкции) определяется в соответствии с требованиями СНиП 2.01.07-85, исходя из нормативного скоростного напора , и складывается из нагрузок на строительную конструкцию и трубопроводы. Аэродинамический коэффициент s принимается по табл. 5.

Таблица 5

Конструкция	Схемы сечений конструкций	Указания по определению аэродинамических коэффициентов
Трубопроводы (при известной их раскладке)		При прокладке трубопроводов по отдельно стоящим опорам коэффициент s принимается равным : для одиночного трубопровода - 0,7 ; для неодиногого - 1. Для неодиногого трубопроводов высота ветровой полосы, на которую умножается q_0, принимается равной диаметру наибольшего трубопровода рассматриваемого горизонтального ряда. Так , для

		приведенной схемы ветровая нагрузка на единицу трассы равна : $W_1 = q_0 d_1 ;$ $W_2 = q_0 d_2 ;$ $W_3 = q_0 (d_3 + d_4).$ При прокладке трубопроводов по эстакадам следует руководствоваться правилами при отсутствии уточненной их раскладки															
Строительные конструкции совместно с трубопроводами при отсутствии уточненной их раскладки		Для эстакад типа А $c=1, 2$; для эстакад типа Б и В $c=1, 4$; для отдельно стоящих опор $c=1$. Высота ветровой полосы, на которую умножается q_0, принимается в соответствии с приведенными схемами.															
		При прокладке по эстакадам $a=0,7$ м , $b=1$ м. При прокладке по отдельно стоящим опорам a и b принимаются в зависимости от величины пролета между соседними опорами :															
		<table><tr><td>l , м</td><td>6</td><td>12</td><td>18</td><td>24</td></tr><tr><td>a , м</td><td>0,2</td><td>0,3</td><td>0,4</td><td>0,5</td></tr><tr><td>b , м</td><td>0,3</td><td>1</td><td>1,2</td><td>1,7</td></tr></table>	l , м	6	12	18	24	a , м	0,2	0,3	0,4	0,5	b , м	0,3	1	1,2	1,7
		l , м	6	12	18	24											
a , м	0,2	0,3	0,4	0,5													
b , м	0,3	1	1,2	1,7													
h - расстояние между отметками верхних граней траверс нижнего и верхнего ярусов.																	

4.32. Действие ветровой нагрузки учитывается только в направлении поперек трубопроводной трассы.

4.33. При отсутствии уточненной раскладки трубопроводов ветровая нагрузка определяется исходя из условий высоты ветровой полосы (табл. 5).

Сейсмическая нагрузка

4.34. Сейсмическую нагрузку следует определять в соответствии с требованиями СНиП II-7-81 «Строительство в сейсмических районах».

Сейсмические нагрузки принимаются действующими вертикально и горизонтально в продольном и поперечном направлениях трассы. Расчет конструкций в каждом из этих направлений производится отдельно.

Вертикальную сейсмическую нагрузку необходимо учитывать при расчете горизонтальных консольных конструкций и пролетных строений эстакад с пролетом 24 м и более.

Если разрушение конструкций отдельно стоящих опор и эстакад не связано с гибелью людей и значительными материальными потерями, то сейсмическое воздействие на рассматриваемые конструкции не учитываются.

4.35. Расчет отдельно стоящих опор и эстакад с учетом сейсмического воздействия производится по предельным состояниям первой группы. При этом помимо коэффициентов условий работы, принимаемых по соответствующим СНиПам, расчетные сопротивления материалов следует дополнительно умножать на коэффициент условий работы $m_{кр}$, принимаемый по СНиП II-7-81.

4.36. Расчетная сейсмическая нагрузка S в выбранном направлении определяется по формуле

$$S = 0,25 Q_k K_2 A b_i, \quad (5)$$

где Q_k - вес сооружения, определяемый с учетом коэффициентов надежности по нагрузке и сочетаний (см. СНиП II-7-81). При этом все кратковременные нагрузки, а также вес всех трубопроводов на гибких подвесках не учитываются (при отсутствии уточненной раскладки трубопроводов расчетная вертикальная нагрузка принимается с коэффициентом сочетаний $n = 0,8$); K - коэффициент, учитывающий конструктивное решение сооружений, принимается при определении нагрузок вдоль трассы 0,5, поперек - 1; A - коэффициент, значения которого следует принимать равным 0,1; 0,2; 0,4 соответственно для расчетной сейсмичности 7, 8 и 9 баллов; b_i - коэффициент динамичности, принимаемый по СНиП II-7-81.

Горизонтальные нагрузки вдоль трассы

4.37. Сейсмическая нагрузка на опоры блока в продольном направлении определяется для участка трассы длиной L , равного расстоянию между осями соседних компенсаторов.

Расчетная сейсмическая нагрузка принимается действующей на высоте H , определяемой в случае одноярусных конструкций - от верха фундамента до верхней грани траверсы; в случае двухъярусных и многоярусных конструкций от верха фундамента до середины между отметками верхних граней траверс верхнего и нижнего ярусов.

Вес сооружения Q_k определяется как сумма нагрузок, действующих на участке длиной L , от веса трубопроводов с изоляцией и транспортируемым

продуктом , от веса строительных конструкций (пролетных строений , траверс , площадок) от $1/4$ веса колонн.

4.38. Период основного тона собственных колебаний опор блока T , с, определяется по формуле

$$T = 0,2 \sqrt{Q_x \delta}, \quad (6)$$

$$\delta = \frac{1}{\sum_j^n \frac{1}{\delta_j}}$$

где δ - перемещение всех опор блока (участка длиной L) на высоте H_1 от единичной силы , приложенной на высоте H (см/кН) ; d_j - перемещение j -той опоры эстакады (без учета пролетного строения) или j -той отдельно стоящей анкерной опоры на высоте H_1 от единичной силы , приложенной на высоте H , определяемое методами строительной механики ; H_1 - расстояние от верха фундамента опоры (в одно- и двухъярусных отдельно стоящих опорах - до верхнего обреза колонны первого яруса , в одно- и двухъярусных эстакадах - до верхней грани балок пролетного строения первого яруса ; n - количество опор , входящих в участок длиной L (без учета опор под компенсаторы).

4.39. Между ярусами сейсмическая нагрузка распределяется : при известной раскладке трубопроводов пропорционально вертикальным нагрузкам, приходящимся на каждый ярус ; при отсутствии уточненной раскладки - в соответствии с распределением вертикальных нагрузок , указанных в п. 4.13. Сейсмические нагрузки считаются приложенными в уровне верхних граней траверс.

4.40. Сейсмическая нагрузка S_j приходящаяся на j -тую опору эстакады или j -тую отдельно стоящую опору , определяется по формуле

$$S_j = \frac{S \delta}{\delta_j}. \quad (7)$$

В случае прокладки трубопроводов по эстакадам на сейсмическую нагрузку рассчитываются вне опоры блока эстакады. В случае прокладки трубопроводов по отдельно стоящим опорам на сейсмическую нагрузку $S = S_{ан}$ рассчитываются только анкерные опоры.

4.41. Распределение сейсмической нагрузки вдоль траверс анкерных отдельно стоящих опор принимается по схемам загрузения, приведенным на рис. 25. Расчетное значение интенсивности сейсмической нагрузки на 1 м длины траверс p_c определяется по формуле

$$p_c = \frac{S_{ан}}{b},$$

где $S_{ан}$ - расчетная сейсмическая нагрузка на анкерную опору (или на соответствующий ее ярус) ; b - длина траверсы , м.

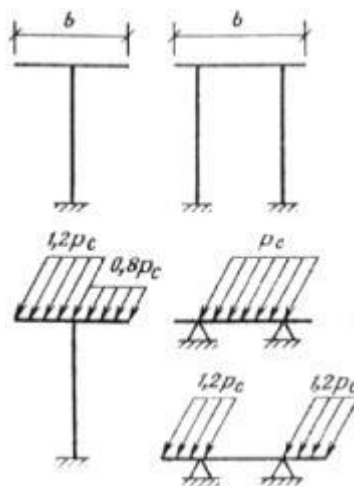


Рис. 25. Распределение интенсивности сейсмической нагрузки при расчете траверс отдельно стоящих опор

Траверсы и пролетные строения эстакад на сейсмическую нагрузку не рассчитываются.

4.42. Распределение сейсмической нагрузки по поперечному сечению трассы при расчете колонн и фундаментов отдельно стоящих опор принимается по рис. 26 , при расчете колонн и фундаментов эстакад - по рис. 27.

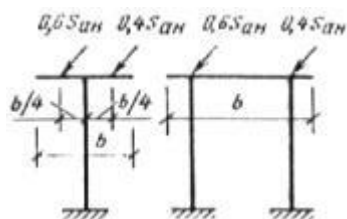


Рис. 26. Распределение сейсмической нагрузки по поперечному сечению трассы при расчете колонн и фундаментов отдельно стоящих опор

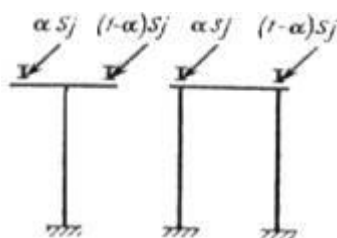


Рис. 27. Распределение сейсмической нагрузки по поперечному сечению трассы при расчете колонн и фундаментов эстакад

При $q=10$ кН/м $a=0,65$; при $q=10-30$ кН/м $a=0,6$; при $q>30$ кН/м $a=0,55$.
Состав нагрузки q указан в п. 4.4.

Горизонтальные нагрузки поперек трассы

4.43. Сейсмическая нагрузка в поперечном направлении определяется для участка трассы длиной L , равного расстоянию между соседними опорами эстакад или отдельно стоящими опорами.

Расчетная сейсмическая нагрузка S принимается приложенной на высоте H и определяется по формуле (5). Вес Q_k определяется как сумма расчетных

нагрузок (см. п. 4.36) , действующих на участке длиной l , от веса трубопроводов с изоляцией и транспортируемым продуктом , от веса строительных конструкций (пролетных строений , траверс , площадок) от $1/4$ веса колонн.

4.44. Период основного тона собственных колебаний T определяется по формуле (6) , в которой Q_k - вес , определяемый по п. 4.43 ; $d = d_j$ - перемещение промежуточной опоры эстакады или промежуточной отдельно стоящей опоры на высоте H_1 от единичной силы , приложенной по высоте H , определяемое методами строительной механики.

4.45. Между ярусами сейсмическая нагрузка распределяется в соответствии с п. 4.39. Сейсмические нагрузки считаются приложенными в уровне верхних граней траверс. На сейсмические нагрузки рассчитываются все промежуточные и анкерные опоры эстакад и все, отдельно стоящие опоры. Пролетные строения эстакад с пролетами менее 24 м на сейсмические нагрузки допускается не распечатывать.

5. РАСЧЕТ СТРОИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ

5.1. Для расчета строительных конструкций отдельно стоящих опор и эстакад рекомендуется следующая последовательность :

выбор расчетной схемы ;

предварительное назначение размеров конструкций ;

определение нагрузок от собственного веса конструкций (ветровых , снеговых , технологических) ;

статические расчеты конструкций : траверс , пролетных строений , опор ;

составление расчетных комбинаций усилий ;

подбор сечений конструкций , расчет соединений сборных элементов , проверка жесткости и трещиностойкости ;

расчет оснований фундаментов.

5.2. Расчеты строительных конструкций должны производиться в соответствии со СНиП 2.03.01-84 и СНиП II-23-81 с учетом требований настоящего раздела.

5.3. Расчет строительных конструкций отдельно стоящих опор и эстакад следует производить , как расчет плоских конструкций. При необходимости проведения уточненных расчетов и учета дополнительных факторов расчет отдельно стоящих опор и эстакад следует производить как пространственных систем с учетом их совместной работы с трубопроводами.

5.4. При прокладке трубопроводов на эстакаде горизонтальная нагрузка, направленная вдоль оси эстакады , от сил трения в подвижных частях трубопровода воспринимается пролетным строением и при наличии анкерных опор на промежуточные опоры не передается. Расчет опор эстакад

производят на действие разности температур от климатических воздействий , ветровую нагрузку , нагрузку от ответвлений трубопроводов , вертикальную нагрузку от собственного веса конструкций , трубопроводов и снега.

Примечания : 1. При длине железобетонных (комбинированных) конструкций температурных блоков эстакад 48 м и менее и стальных менее 100 м , а также всех типов эстакад с шарнирным опиранием колонн на фундамент воздействие температур от климатических воздействий допускается не учитывать.

2. Для эстакад с железобетонными опорами без анкерных опор к усилиям на опоры от действия разности температур от климатических воздействий должны быть добавлены усилия от горизонтальных технологических нагрузок , приходящиеся на температурный блок.

5.5. Величина горизонтального перемещения верха опор эстакад определяется по формуле

$$\Delta = \Delta_t \alpha y, \quad (8)$$

где Δ_t - расчетное изменение температуры конструкций , определяемое по СНиП 2.01.07-85 , ° С ; α - коэффициент температурного расширения материала конструкции , принимаемой равным : $\alpha = 10 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ для железобетонных конструкций и $\alpha = 12 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ для стальных конструкций ; y - расстояние от неподвижной точки продольной рамы , не смещающиеся при температурных воздействиях , до рассматриваемой опоры эстакады (см. рис. 28).

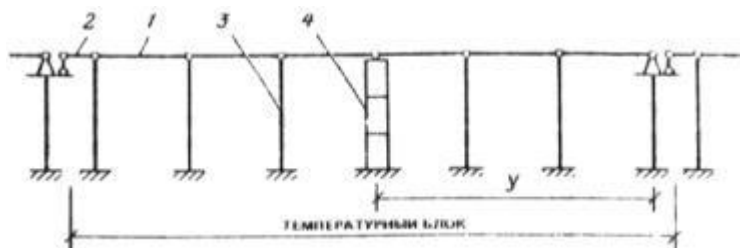


Рис. 28. Расчетная схема эстакады в продольном направлении

1 - пролетное строение ; 2 - вставка ; 3 - промежуточная опора ; 4 - анкерная промежуточная опора

5.6. Усилия в опорах эстакад рекомендуется определять с учетом неупругих деформаций конструкций (пластических деформаций , наличия трещин , ползучести) , а также с учетом в необходимых случаях деформированного состояния.

5.7. При расчете опор эстакад на действие вертикальной нагрузки допускается принимать жесткость пролетного строения бесконечно большой.

5.8. Расчет анкерных опор эстакад производится на действие вертикальных нагрузок и горизонтальных технологических нагрузок как консольного стержня , защемленного в уровне верха фундамента.

5.9. Стальные и железобетонные конструкции траверс рассчитываются на действие изгибающих моментов и поперечных сил от вертикальных и горизонтальных нагрузок с проверкой сечений на действие крутящих моментов, возникающих вследствие того, что горизонтальные нагрузки вдоль трассы приложены к верхней грани траверсы.

5.10. Балки пролетного строения следует рассчитывать на действие вертикальных и горизонтальных нагрузок по схеме однопролетной балки.

5.11. Пролетное строение эстакад в виде ферм расчленяется на вертикальные фермы пролетного строения и горизонтальные связевые фермы.

Работу каждой из этих систем под нагрузкой допускается принимать независимой.

5.12. Вертикальные фермы пролетного строения следует рассчитывать на действие вертикальных и горизонтальных нагрузок с учетом неравномерности их распределения по поперечному сечению эстакады. Определения усилий в стержнях производится в предположении шарнирного сопряжения стержней в узлах. Траверсы следует располагать в местах узлов ферм.

5.13. Расчет связевых ферм следует производить на действие ветровых нагрузок, нагрузок от поперечных ответвлений и поворотов трубопроводов.

5.14. Определение усилий в плоских или пространственных опорах производят как в стержневых системах по расчетным схемам, показанным на рис. 29 и 30. Подбор сечений колонн опоры производится на внецентренное сжатие.

ПЗ 20. Изучение схем УЛФ при хранении нефти и нефтепродуктов.

Система улавливания (рекуперации) легких фракций углеводородов в товарных парках

При добыче, транспортировке нефти и нефтепродуктов (бензин, топливо) атмосфера загрязняется углеводородами в основном в результате аварийных выбросов и испарений. Потери от испарений происходят при хранении, транспортировке, опорожнении резервуаров и транспортных емкостей.

Особенно велики потери от испарения легковоспламеняющихся нефтепродуктов (бензин, топливо) с резервуаров в товарных парках.

Как известно, нефть представляет собой сложную смесь весьма большого количества индивидуальных углеводородных компонентов. При испарении в начальной стадии теряются наиболее легкие фракции, как метан, пропан, этан, бутан, изобутан и др. Они называются ЛОС - летучие органические соединения.

Потери нефтепродуктов (бензин, топливо), имеющие место при их транспортировке, хранении, приеме и отпуске, условно можно разделить на естественные, эксплуатационные и аварийные.

Естественные потери (естественная убыль) являются следствием физико-химических свойств нефтепродуктов (бензин, топливо), воздействия метеорологических факторов и несовершенства существующих в настоящее время средств защиты нефтепродуктов (бензин, топливо) от потерь при приеме, хранении, отпуске и транспортировке.

Одним из основных источников естественной убыли нефтепродуктов (бензин, топливо) являются их потери при испарениях из резервуаров при больших и малых «дыханиях». «Большие дыхания» имеют место при операциях заполнения резервуаров. Приближенную оценку их величины можно выполнить по формуле:

$$G_{\text{бд}} = \rho_{\text{у}} \times c_{\text{у}} \times V,$$

где $\rho_{\text{у}}$ – плотность паров нефтепродукта (бензин, топливо); $c_{\text{у}}$ – их объемная концентрация в паровоздушной смеси (ПВС);

V – объем ПВС, вытесняемый в атмосферу при «большом дыхании».

Плотность бензиновых паров составляет от 2,5 до 3,5 кг/м³, в среднем $\rho_{\text{у}} = 3$ кг/м³. Среднюю концентрацию углеводородов в ПВС в весенне-летний период можно принять равной 25% ($c_{\text{у}} = 0,25$). Таким образом, при вытеснении из резервуара ПВС в объеме $V = 1000$ м³ общая масса выброса паров бензина составит

$$G_{\text{бд}} = 3 \times 0,25 \times 1000 = 750 \text{ кг}$$

или 0,75 кг бензина с каждым кубометром ПВС.

Поскольку в осенне-зимний период удельные потери примерно в 3 раза меньше (т.е. 0,25 кг/м³), получится, что удельные среднегодовые потери бензина составляют порядка 0,5 кг на 1 м³ ПВС.

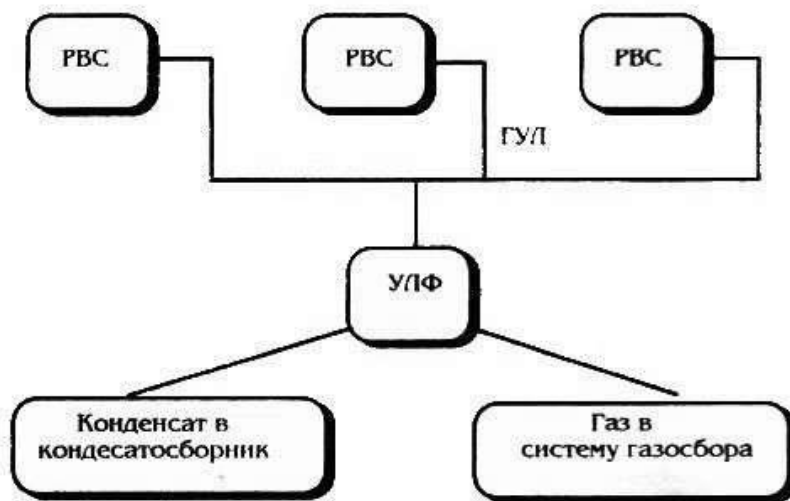
Другой вид потерь от испарения из резервуаров – это потери от «малых дыханий», возникающие в результате суточного изменения температуры в газовом пространстве (ГП) резервуаров под воздействием солнечной радиации и колебаний атмосферного давления. Расчеты показывают, что в весенне-летний период из резервуара РВС-5000 в атмосферу уходит от 100 до 150 кг бензина или от 20 до 30 грамм на кубометр емкости резервуара в сутки.

Снижению потерь нефти способствует применение специальных резервуаров, предусматривающих уменьшение объема газового пространства, например, резервуары с плавающими крышами и понтонами, хранение нефтепродуктов (бензин, топливо) под повышенным давлением, окраска наружных и внутренних стен резервуаров в светлые тона, снижающие их нагревание, применение дисков-отражателей и т.п.

В настоящее время расширяется применение различных систем улавливания легких фракций углеводородов, (УЛФ), выделяющихся из резервуаров. В товарных парках устанавливаются специальные блок-боксы, где расположено оборудование установок УЛФ. Работа осуществляется в автоматическом режиме, без присутствия обслуживающего персонала.

Система улавливания легких фракций состоит из газо-уравнительной обвязки (ГУЛ), соединяющей герметичные резервуары (РВС) с установкой УЛФ. Электронные датчики давления и микропроцессорный контролер постоянно поддерживают в резервуарах заданный режим давления.

Когда в резервуарах происходит испарение легких фракций углеводородов, давление повышается, при достижении максимального давления, компрессор откачивает пары легких фракций в систему газосбора. При достижении минимально заданного давления компрессор отключается. Газ направляется в систему газосбора, для дальнейшего использования, а конденсат в конденсатосборник. За сутки можно откачать до 3 тыс. м/куб газа.



Такое оборудование может быть установлено также и для улавливания углеводородных растворителей, кислотосодержащих растворителей, винилхлорида, аминов. Это позволяет улучшить экологическое состояние воздушного бассейна, увеличить срок службы резервуаров, сохранить свойства нужной кондиции для исходного продукта и получить дополнительную прибыль от реализации уловленной продукции. Такие системы могут быть установлены на нефтебазах, станциях налива для автодорожных и железнодорожных цистерн, морских терминалов, терминалов для магистральных трубопроводов.

Преимущества использования систем УЛФ:

практически полностью устранить потери легких фракций углеводородов из резервуаров;

значительно уменьшить взрывопожароопасность объектов;

улучшить состояние воздушного бассейна в районе резервуарного парка и систем налива нефтепродуктов (бензин, топливо);

снизить вредные выбросы в атмосферу и улучшить экологическую обстановку;

сохранить свойства нефтепродуктов (бензин, топливо);

получить дополнительную прибыль.

При оптимизации системы УЛФ необходимо получить ответ на следующие основные вопросы:

Тип, количество и объем резервуаров по ассортименту нефтепродуктов (бензин, топливо).

Высота, диаметр резервуаров и установленная дыхательно-предохранительная арматура (тип, марка, производительность и настроенное избыточное давление).

Технические характеристики насосов (количество, производительность, параллельное или последовательное включение), что связано со скоростью заполнения резервуаров.

Максимальная производительность насосов, работающих при заполнении одного резервуара.

Для выполнения этой задачи проводится следующий комплекс мероприятий: проведение обследования объекта, определение потерь нефтепродуктов (бензин, топливо);

анализ работы объекта до установки оборудования и после установки оборудования с выдачей карт рассеивания;

выбор оптимальной технологической схемы и подбор необходимого оборудования;

разработка проектной документации;

разработка необходимой конструкторской документации;

изготовление и поставка оборудования;

осуществление гарантийного обслуживания.

Системы УЛФ, применяемые в нефтепродуктообеспечении, могут быть разделены:

по характеру работы;

по виду «защитного газа»;

по методу отделения углеводородов;

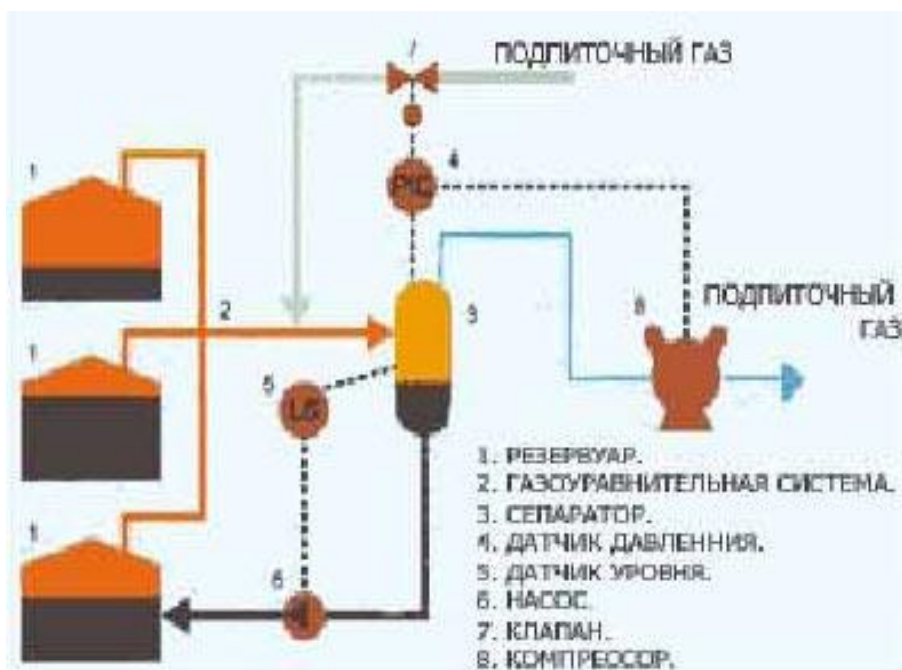
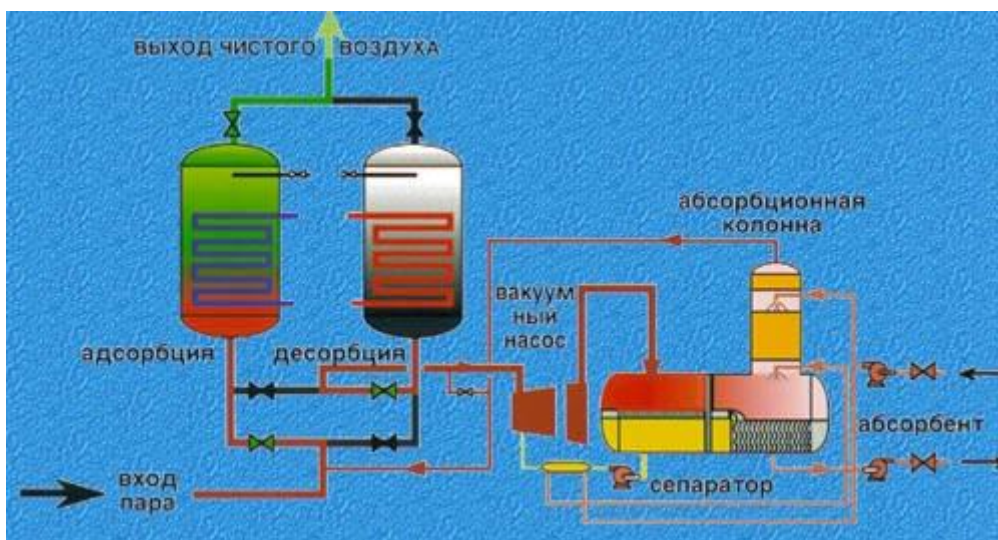
по методу аккумулирования или реализации парогазовой смеси.

На рисунке представлена классификация систем УЛФ.

Технологическое размещение систем УЛФ



Принципиальные схемы установок УЛФ



Системы улавливания паров углеводородов

Активированный уголь

В основе системы улавливания паров углеводородов - процесс поглощения активированным углем. Установка для улавливания паров состоит из двух **фильтров** заполненных активированным углем: один используется при работе, другой – при регенерации; пары углеводородов и смесь воздуха входят в систему сбора конденсата, где отделяется жидкая фаза; пары углеводородов затем поглощаются активированным углем, а воздух не содержащий углеводороды, выходит в атмосферу. Регенерация активированного угля, происходит вакуумом; десорбируемые углеводороды направляются в очистную колонну, где они вымываются потоком бензина; бензин скапливается на дне резервуара для хранения, откуда обогащенный бензин перекачивается обратно в резервуары.

Пары бензина и дизеля в основном состоят из бутана и пентана. Установка по улавливанию паров (УУП) обычно проектируется для максимального

дневного объема загрузки, чтобы обеспечить соответствие по выбросам при любых обстоятельствах. Загрузочный объем формирует основу для выбора наиболее эффективной комбинации объема активированного угля и производительности вакуумной системы.

Активированный уголь

Активированный уголь можно производить из древесины, битума и древесного угля. Уголь из древесины имеет наименьшую плотность и самую открытую пористую структуру. Важные свойства при выборе активированного угля для применений УУП следующие: стойкость к старению, чувствительность к образованию мест перегрева и перепада давлений. Пористая структура угля, изготовленного из древесины, наиболее пригодна для применений в установках улавливания паров.

Комплектация установки для улавливания легких фракций (УУЛФ)

УУЛФ состоит из:

скида, на котором устанавливаются все оборудование; колонна и отводная труба в атмосферу

заправленного активированного угля и гликоля

Описание оборудования

А) абсорбирующие вертикальные сосуды из углеродистой стали и корпус, опоры слоев из нержавеющей стали; сосуды полностью заправлены активированным углем высокой производительности;

Б) вакуумный насос, корпус и рабочее колесо из нержавеющей стали и циркулярный насос (нержавеющая сталь)

В) агрегат для охлаждения уплотнительной жидкости, вентилятор

Г) разгрузочный сепаратор вакуумного насоса

Д) вертикальные сосуды

Е) **центробежные насосы** для циркуляции бензина, корпус, вал и рабочее колесо из нержавеющей стали

Ж) шаровые клапаны и клапаны бабочкой, управляемые пневматическими приводами.

З) пламегаситель на выходе в атмосферу

И) барабанный сепаратор, вертикальный сосуд из углеродистой стали, установленный на скиде установки

К) вентилятор

Л) углеродный анализатор

Электрооборудование

Все КИП, приборы безопасности и двигатели являются взрывобезопасными.

Установка для улавливания легких фракций

Двухступенчатая установка конденсация+адсорбция

Секция конденсации

Система основывается на конденсации паров углеводородов при помощи охлаждения. Пары углеводородов и смесь воздуха поступают на конденсатор

из ребристых труб, где они охлаждаются при испарении фреона; пары углеводорода частично конденсируются и попадают в резервуар, где отделяются от воды.

Холодильная установка пускает хладагент циркулировать по ребристым трубам конденсатора паров углеводорода, с непосредственным испарением хладагента. Установка оборудована двумя конденсаторами, один в эксплуатации, в то время как второй размораживается или находится в резерве.

Оборудование секции конденсации:

1) **Кожухотрубчатый теплообменник** состоит из нескольких пучков труб с разным зазором между ребрами, от входа до выхода поступающего потока пара.

Пучки труб лежат на двух нержавеющей резервуарах, где оседают углеводороды и отделяются от воды.

2) Холодильная установка

винтовой компрессор

электродвигатель

масляный сепаратор

масляный охладитель

хранение хладагента

экономайзер/нагреватель

конденсаторы воздуха хладагента

3) Горизонтальный центробежный самовсасывающий насос

Секция адсорбции углеводорода

Выходящий поток из секции конденсации поступает на два слоя, один в процессе работы, а второй в процессе регенерации. Углеводороды адсорбируются активированным углем, а оставшийся воздух без углеводородов поступает в атмосферу.

Оборудование секции адсорбции

1) Вертикальные стальные резервуары с опорами из нержавеющей стали; оба резервуара заполнены активированным углем;

2) Вакуумный насос из нержавеющей стали

3) Циркуляционный насос из нержавеющей стали

4) Воздушный охладитель для уплотняющей жидкости

5) Один нагнетательный сепаратор вакуумного насоса

6) Поворотный клапан.

Одноступенчатая мембранная установка улавливания легких фракций

Одноступенчатая мембранная УУЛФ была спроектирована, чтобы эффективно соответствовать требованиям по выбросам до 2-4 г/м³ (обычные пары бензина).

Она используется для контроля выбросов паров бензина.

Технология процесса

Смесь пара/воздуха направляется в УУЛФ при помощи компрессора и смешивается с потоком. Компрессор сжимает смесь до рабочего давления.

Сжатый газ вместе с жидкостью подаются из компрессора в резервуар скруббера, где отделяется пар.

Пар проходит вверх по колонне скруббера, где он контактирует с распылением жидкого углеводорода встречного потока. Остающаяся паровоздушная смесь выходит через верхнюю часть резервуара скруббера и направляется к мембранным модулям.

Вакуумный насос образует вакуум на другой стороне мембран, создавая разницу давления. Разница давлений заставляет проходить (проникать) пары углеводорода через мембрану. Поэтому мембрана разделяет смесь паров углеводорода и воздуха на два потока, один – поток с пониженным уровнем углеводорода, второй – поток обогащенный углеводородами.

Оборудование для установки улавливания легких фракций сырой нефти Улавливание легких фракций сырой нефти достигается путем охлаждения паров в конденсирующих змеевиках, которые значительно снижают температуру паров прим. до -73°C . Получающаяся в результате конденсирующаяся жидкость удаляется, и обработанный поток пара нагревается свыше 15°C . Улавливание эффектом охлаждения из выходящего обработанного воздуха используется для улучшения производительности охлаждающей системы и сокращения использования энергии.

Преимущества УУЛФ с замораживанием

УУЛФ с замораживанием имеют несколько значительных отличительных черт от других типов технологий УЛФ. Эти отличия включают в себя: Улавливаемую жидкость можно точно замерить системой мониторинга. Другие технологии не могут непосредственно замерять улавливаемую жидкость.

Нет замены запчастей. Другие технологии требуют регулярной замены углерода/угольного электрода или мембран, которые обычно являются токсичными, огнеопасными и вредными отходами для ликвидации.

Эксплуатационные расходы на данную УУЛФ самые низкие.

Безопасный процесс: вращающееся оборудование, работающее с горючими газовыми смесями, отсутствует. Улавливаемые пары приходят в соприкосновение только с поверхностью теплообменника.

Улавливание легких фракций из ж/д цистерн

Описание применяемого оборудования

Пары улавливаются из железнодорожных вагонов при загрузке сырой нефти.

Довольно сложно улавливать пар из-за очень большой пропорции легких фракций - в предоставленном химическом составе свыше 75% углеводорода в паре это C_1 и C_2 . Эти легкие фракции требуют очень низкой рабочей температуры для конденсации.

Предложенная система будет улавливать свыше 90% C_3+ углеводородов, но общее извлечение углеводородов составит примерно 40% в весовом отношении на входе 70% в объемном отношении углеводородов и уровень выброса на выходе будет приблизит. 700 г/м^3 . Мы понимаем, что это значительно превышает запрашиваемое 35 г/м^3 . Более низкий уровень выбросов может быть достигнут, но при этом потребуются использование жидкого азота или дополнительной степени охлаждения с большим

увеличением капитальных затрат и эксплуатационных расходов. Если это приемлемо, мы можем рассмотреть опции для более низких уровней выброса.

Общее описание:

Улавливание достигается путем охлаждения пара в серии охлаждающих змеевиков, которые постепенно уменьшают температуру пара до -85°C . (температура на выходе может варьироваться на стадии проектирования в зависимости от большего меньшего уровня улавливания). Получаемая в результате конденсированная жидкость удаляется, и обрабатываемый поток пара, нагревается снова свыше 15°C .

Улавливание с охлаждением обрабатываемого воздуха на выходе используется для улучшения эффективности системы охлаждения и сокращения использования энергии. Повторный нагрев также улучшает атмосферное рассеивание. Поставляемое оборудование подойдет для работы в опасной зоне 1, группа II A/B, T3.

Конденсатор пара углеводородов

Для расчета использованы индивидуально подобранные и скомплектованные конденсаторы со змеевиками из оребренных труб. Змеевики изготовлены из труб из нержавеющей стали с алюминиевой оребренкой и находятся в кожухе, также изготовленном из нержавеющей стали. Охладитель, проходя через трубы, охлаждает и конденсирует углеводородный пар. В отделении с низкими температурами, небольшое количество водяного пара в воздухе вместе с углеводородами извлекается в качестве замороженных твердых частиц. Зазоры между ребрами могут варьироваться, основываясь на требуемой производительности, выдерживающей заморозку и конденсирующий режим работы. Этот расчет критичен для достижения требуемого уровня выбросов и обеспечения того, что змеевики не забьются льдом, ограничивая поток воздуха.

Опираясь на исходные данные и условия непрерывной работы установки, мы предложили установку с двойными змеевиками, чтобы можно было отключать один змеевик для размораживания без прерывания процесса. **Таким образом получается значительное сокращение капитальных затрат, если установка сможет быть отключена для размораживания на период 3 часа каждые 24 часа т.к это позволит удвоить конденсирующие змеевики, а также необходимые приборы и контроль.** В зависимости от принципа заполнения резервуара будет возможным выключать установки до 3 часов ночью, когда охлаждение парового пространства заставляет пар сжиматься и вдыхать.

Примененная нами схема, где подогрев выходящего пара достигается дополнительным охлаждением одного из требуемых потоков помогает увеличить производительность компрессора, допуская, таким образом, выбор небольшого компрессора и низкую мощность для такого же режима следя чтобы входящий пар не создал каких-либо проблем с обледенением которые могут произойти, если выходящий пар был оставлен при -80°C .

Охладители

Для установки будет использоваться каскадная охлаждающая система для возвращения паров в жидкую фазу, с пропиленом для отделов с высокими температурами и этиленом для финальных отсеков с низкими температурами. Эти охладители имеют низкую стоимость, наличие в нефтехимической промышленности, нулевое разрушение озона и почти нулевой парниковый тепловой эффект, а также являются высокопроизводительными.

Компрессоры

В данном применении мы будем использовать герметичные спиральные и винтовые компрессоры. Компрессоры, используемые в данном проекте, полностью герметичны и не имеют уплотнения вала, и поэтому не требуют обслуживания.

Компрессоры будут модифицированы для работы в Зоне 1 взрывоопасного помещения и будут иметь сертификаты IEC -для спиральных EX d - для винтовых EX re.

Воздухо-охлаждаемые конденсаторы

Воздухо-охлаждаемые конденсаторы оребренно - пластинчатого типа с медными трубами и алюминиевыми ребрами для защиты от коррозии и длительной службы. Двигатели конденсаторов будут иметь взрывозащиту, подтвержденную сертификатом.

Улавливание углеводородов

Углеводороды улавливаемые в паровых конденсаторах удаляется самотеком в резервуар из нержавеющей стали. Сконденсированные углеводороды будут также содержать небольшое кол-во воды (прибл. 10-20л/ч при макс расчетном давлении, но меньше зимой и во время небольшой влажности). Эта влага конденсируется из воздуха вместе с углеводородами. Резервуар будет отделять воду от углеводородов, и удалять воду самотеком. Так как вода будет содержать следы углеводородов, то она будет направлена на дальнейшую обработку.

Система регулирования

Система регулирования будет обеспечивать запуск, работу, безопасность и функции выключения. Система рассчитана на напряжение питания 380В и укомплектована необходимыми программами и протоколами.

Аппаратурное оформление

Предлагаемая установка УУЛФ рассчитана на производительность 620 м³/ч (на входе) паров углеводородов при температуре 25 град. и с улавливанием порядка 40%.

Установки подходят для эксплуатации в зоне 1, группа IIА/В, Т3. Установка рассчитана для непрерывной эксплуатации с поочередным размораживанием змеевиков конденсаторов.

Особенности конструкции позволяют одним змеевикам быть размороженными, не останавливая процесса улавливания осуществляемого в этот момент вторыми.

Объем поставки для каждой установки УУЛФ:

Компрессоры, использующие пропилен и этилен в качестве охладителя

Воздухо-охлаждаемый конденсатор для охлаждающих циклов с пропиленом

3-х ступенчатый углеводородный конденсатор со змеевиками из оребренных труб первой ступени

Напорные резервуары, для охладительного цикла включая приемник, расширительный резервуар и всасывающие накопители / аккумуляторы

Резервуар собранных углеводородов и насос

Программируемый логический контроллер с IP45 для удаленного монтажа

Первоначальный охладитель и смазка

Описание логической системы управления (электронная версия принципиальной схемы ПЛК)

Запчасти для ввода в эксплуатацию

Конденсатор пара углеводорода

	Первая стадия	Вторая стадия	Третья стадия
	Высокая темп	Средняя	Низкая темп
Количество:	2 x 100%	2 x 100%	2 x 100%
	один в работе, один в разморозке		
Тип:	пластинчатый с оребренными змеевиками		
Расчетная подача :	620м³/ч	Выход со стадии 1	Выход со стадии 2
Хладагент:	пропилен	пропилен	этилен
t испарения хладагента	0°C	-35°C	-90°C
t пара углеводорода	+35/+5°C	+5/-35°C	-35/-85°C

Все змеевики конденсатора углеводорода изготовлены из труб из нержавеющей стали с алюминиевой оребренкой и изолированы полиуретановой пеной толщиной 50-100 мм. Весь корпус, контактирующий с углеводородным паром из 316 SS.

Состав смеси углеводородных паров предоставленный заказчиком ниже.

C6	<1,0%
C5	2,2%
C4	4,8%
C3	13,7%
C2	70,9%
C1	5,2%

При 70% объем углеводородов во входе пара, диапазон улавливания углеводородов будет > 40% (весовая)

При 50% объем углеводородов во входе пара, диапазон улавливания углеводородов будет > 30% (весовая)

Компрессора

	Высшая ступень	Средняя ступень	Низшая ступень
Тип:	спиральный	спиральный	спиральный

Хладагент	пропилен	пропилен	этилен
Потребляемая мощность	4 кВт	4 x 12 кВт	2 x 10 кВт

Исполнение - герметичное

Охлаждаемые воздухом конденсаторы для пропиленовых циклов охлаждения

Тип	воздушное охлаждение
Материалы	медные трубы, алюминиевая оребренка, алюминиевый кожух
Температура конденсирования	45 С
Температура окружающей среды (расчетная)	35 С
Мощность, потребляемая вентиляторами	5 кВт

Ресиверы жидкого хладагента

Кол-во:	2 ресивера (1 для высшей ступени, 1 для средней) 1 расширительный резервуар (для низкой ступени)
Механическая конструкция:	ASME VIII (где применимо)
Расчетное давление:	2100кПа изб
Расчетная Т	0°С / +100°С
Материал	углеродистая сталь

Охлаждающий конденсатор низкой ступени:

Тип:	паяный пластинчатый
Материалы:	пластины 316 (нерж. ст.), паяный медью

Сборный резервуар для углеводородов:

Кол-во	1 * 100%
Объем:	удерживать 10 мин расход уловленной жидкости
Материал	316 нерж сталь
Раб. Т	+5 / +30С

Углеводородный насос:

Кол-во	1 * 100%
Мощность:	0,3кВт
Двигатель	
Тип:	асинхронный
Мощность	0,5кВт
Взрывозащита:	Ex d или Ex e
Привод:	через муфту
Конфигурация:	горизонтальный, на лапах
Мощность:	380В / 3ф / 50Гц

Электрика и управление

схема для запуска, регулирования производительности и отключения УУЛФ будет обеспечена контрольной системой программируемого логического контроллера, смонтированного в отдельную дистанционную панель вместе со всеми остальными пускателями для окончательной установки конечным пользователем. Программируемый логический контроллер снабжён возможностью Modbus соединения через последовательные каналы для обеспечения связи, если необходимо.

Кабель будет закреплён оцинкованными стальными кабельными желобами. В монтаж входит прокладка кабеля всех приборов на опорной раме. Все панели управления и приборы будут соединены с распределительными коробками опорной рамы кабелем из стальной проволоки с ПВХ изоляцией.

Эксплуатационные ограничения

Конструкция системы позволяет работать в пределах следующих ограничений. Объём и мощность, поглощённые при условиях отличных от пунктов конструкции описанных в других разделах данного предложения будут отличны от расчетной производительности и мощности.

Эксплуатация при несоблюдении данных ограничений может потребовать модификаций:

температура окружающей среды в тени:	от -20°C до 40°C
подача воздуха для КИП:	6 бар изб., -40°C точка росы.
классификация места:	Зона 1, Группа IIА/В, ТЗ
электрическая мощность:	415V, 3 Ph, 50 Hz 3 фаза + нейтральный + заземление

Трубопровод, клапаны и фитинги

Охлаждающий и размораживающий трубопровод должен быть из меди. Стопорные клапаны из латуни, по стандарту холодильной промышленности. Углеводородный трубопровод (за исключением охладителя) из 316SS со всеми фланцами в соответствии с ANSI B16.5, класс 150#. Трубы из 316SS с фитингами могут быть использованы для углеводородного трубопровода 20 NB или меньшего.

Струйно-абсорбционная установка утилизации газов образующихся при дыхании резервуаров светлых нефтепродуктов (бензин, топливо) (типовое предложение)

Описание

Описание основного оборудования

Два адсорбирующих вертикальных сосуда из углеродистой стали диаметром и корпус, опоры для адсорбента из нержавеющей стали; оба сосуда

полностью заправлены активированным углем высокой производительности; общий объем активированного угля 14 м³;
 Один жидкостный вакуумный насос, корпус и рабочее колесо из нержавеющей стали
 Один воздушный теплообменник для охлаждения водно-гликолевого раствора, один вентилятор
 Разгрузочный сепаратор вакуумного насоса
 Одна вертикальная абсорбционная колонна
 Один вертикальный сосуд для хранения
 Два центробежных насоса для циркуляции бензина. Корпус, вал и рабочее колесо из нержавеющей стали;
 Шаровые клапаны и клапаны бабочки, управляемые пневматическими приводами.
 Пламегаситель на выходе в атмосферу (высота 6 м);
 Барабанный сепаратор, вертикальный сосуд из углеродистой стали, диаметром 0,5 м, установленный на скиде установки и оборудованный реле уровня.
 Один вентилятор
 Один углеродный анализатор, расположенный на выпускной трубе

Общие технические характеристики

<u>Мощность:</u>	
установленная	
потребляемая	47 кВт
<u>Стандарты</u>	36 кВт
<u>механической</u>	
<u>конструкции:</u>	
сосуды	полный вакуум ASME VIII
активированного	ASTM A333
угля	ANSI 150/PN16 A 350 LF2
трубопровод	
фланцы	меньше 85дБ (на расстоянии 1м)
<u>Шум:</u>	
уровень шума	

Описание электрооборудования

Все оборудование КИП, приборы безопасности и электродвигатели являются взрывобезопасными, согласно требованиям Европейского сообщества.

Напряжение	400 В
Частота	50 Гц
Количество фаз	3

В состав электрического щита входит:

Силовое оборудование:
 главный выключатель;

магнитотермический пускатель с ручным и автоматическим селектором инвертер для насоса и вентилятора

Оборудование КИП:

программируемый контроллер

переключатели, реле, аварийная сигнализация и испытательные лампы, аварийная кнопка.

Кнопочный пост для ручного управления на установке, а также переключатели для ручного управления любого отдельного оборудования установки.

В случае сбоя электропитания, УУЛФ автоматически перезагружается, когда возобновляется подача электроэнергии.

Мониторинг:

панель управления, с экраном и встроенной клавиатурой и принтер для установки в безопасной зоне.

Кровельное покрытие

Рама из углеродистой стали, обеспечивающая опору для обшивки крыши, присоединенная к электрошлиту.

Границы подключения установки

Механические:

4" ANSI 150 фланцевый вход паров углеводородов в установку;

2" ANSI 150 фланцы, вход и выход циркуляции бензина;

1/2" GAS соединение воздуха КИП.

Электрические:

распределительная коробка установки для соединения к источникам питания;

распределительная коробка установки для соединения кабеля панели управления;

соединения панели управления.

Гарантии

Технологический процесс:

максимальный уровень выбросов летучих органических соединений менее 10г паров углеводородов на 1 Нм³.

Срок службы активированного угля:

Уголь – угольная основа, специально разработанная для улавливания пара; гарантия 5 лет, при правильном использовании. Предполагаемый срок службы более 10 лет.

Восстановленные продукты (литры паров углеводородов/ литры налитого бензина):

Средняя концентрация паров углеводородов в 30% объемных (зима-лето) и молярный вес 65, т.е. 2900г/м³.

вход паров	$2900 \times 30\% = 870 \text{ г/Нм}^3$
углеводородов	630 г/литр
плотность паров	$870/630 = 1,38 \text{ л/Нм}^3$ налитого
углеводородов	бензина
восстановленные	
пары углеводородов	

Таким образом, из паров образующихся при наливании 1 Нм³ бензина, удастся восстановить 1,38 л бензина.

Установка для улавливания летучих фракций углеводородов в процессе производства дорожных битумов

Предлагаем модульную установку со всем оборудованием, подходящим для эксплуатации во взрывоопасной зоне 2, группа IIВ, ТЗ, установленную на 3-х скидах:

а) Комплектация первого скида:

Один маслonaполненный винтовой компрессор с двигателем;

Система смазки компрессора.

б) Комплектация второго скида:

Один маслonaполненный винтовой компрессор с двигателем;

Система смазки компрессора.

в) Комплектация третьего скида:

Один ресивер;

Один быстродействующий экономайзер;

Один входной сепаратор;

Один испаритель;

Один теплообменник с боковой нагрузкой;

Один теплообменник газ-газ;

Два сепаратора.

Краткое описание процесса

Пары сжимаются от атмосферного давления до 0.8 МПа и поступают в ряд теплообменников для повышения эффективности КПД процесса, позволяя увеличить температуру конденсации и таким образом уменьшая общую потребляемую мощность всей модульной установки. После прохождения через масляный сепаратор, поток газа проходит через добавочный охладитель для уменьшения температуры до +45°C, затем через теплообменник газ-газ приблизительно до 30°C. Затем поток входит в ряд теплообменников с пропиленовым охлаждением. Первая ступень уменьшит температуру до 5°C, вторая ступень уменьшит температуру приблизительно до -43°C. Ниже теплообменников с пропиленовым охлаждением ставится сепаратор для улавливания жидкого хладагента. Пар из сепаратора второй ступени пройдет через теплообменник газ-газ, чтобы еще раз увеличить эффективность КПД. Поток газа на выходе из УУЛФ будет при давлении 0.6 МПа и температуре около 35°C.

Технические характеристики

1. Система охлаждения

1.1. Один компрессор

Тип	маслonaполненный винтовой с приводом
Стандарт проектирования	API619 с исключениями
Хладагент	пропилен
Температура испарения	-47°C

хладагента	
Температура конденсации хладагента	+45°C
Холодопроизводительность	130 кВт
Диапазон изменения холодопроизводительности с разгрузкой вентилем	до 39 кВт
Потребляемая мощность	157 кВт
Диапазон изменения потребляемой мощности с разгрузкой вентилем	до 48 кВт
Частота вращения	2950 об/мин
Давление всасывания	98 кПа (абс.)
Давление нагнетания	1890 кПа (абс.)
Расход хладагента на всасывании	1437 кг/час
Общий расход масла	118 л/мин
Отвод тепла маслом	44 кВт
Охлаждение масла	термосифонная система
Материальное исполнение корпуса компрессора	чугун
Материальное исполнение ротора компрессора	высокопрочный чугун
Уплотнение вала	стандартное одинарное механическое
Тип подшипника	упорный

1.2. Один привод компрессора

Тип	короткозамкнутый асинхронный двигатель TEFC
Мощность	173 кВт
Частота вращения	2950 об/мин
Электропитание	400 В/3 ф/50 Гц
Исполнение	IP55
Классификация взрывоопасной зоны по стандарту IEC	2

1.3. Один масляный сепаратор

Расположение	вертикально
Стандарт проектирования	ASME Section VIII, Division 1
Первая ступень сепаратора	центробежная
Вторая ступень сепаратора	сетчатый фильтр каплеуловитель
Третья ступень сепаратора	коагулятор

Расчетное давление	от 0 кПа до 2200 кПа (изб.)
Расчетная температура	от -29 до +100°C
Мощность подогревателя масла	0,75 кВт
Электропитание	240 В/1 ф./50 Гц
Взрывозащита	Ex d
Материальное исполнение сепаратора	углеродистая сталь

1.4. Один маслоохладитель

Тип	полностью сварной пластинчатый теплообменник
Стандарт проектирования	ASME Section VIII, Division 1
Мощность	72 кВт
Температура масла на входе	+69°C
Температура масла на выходе	+50°C
Температура хладагента	+43°C
Расчетное давление	от 0 до 2200 кПа (изб.)
Расчетная температура	от -29 до +100°C
Материальное исполнение	сталь 316SS (1.4401)

1.5. Два масляных насоса

Ниже прилагаемые технические характеристики указаны для одного насоса:

Тип	винтовой или шестеренчатый
Производительность	142 л/мин
Потребляемая мощность	2,5 кВт
Предохранительный клапан	встроен в насос
Материал корпуса	чугун
Материал внутренних частей	чугун и нержавеющая сталь

1.6. Два привода для масляных насосов

Ниже прилагаемые технические характеристики указаны для одного привода:

Тип	короткозамкнутый асинхронный двигатель TEFC
Мощность	3 кВт
Электропитание	400 В/3 ф./50 Гц
Исполнение	IP55
Классификация взрывоопасной зоны по стандарту IEC	2

1.7. Два масляных фильтра

Тип	фильтр грубой очистки
Степень фильтрации	10 мкм

Стандарт проектирования	ASME B31.3
Расчетное давление	от 0 до 2600 кПа (изб.)
Расчетная температура	от -29 до +100°C
Материал корпуса фильтра	углеродистая сталь

1.8. Один конденсатор

Тип	воздухоохладитель с оребренными трубами
Стандарт проектирования	ASME Section VIII, Division 1
Мощность	314 кВт
Температура конденсации	+45°C
Расчетное давление	от 0 до 2200 кПа (изб.)
Расчетная температура	от -47 до +100°C

1.9. Один ресивер

Для поддержания подпитки всей системы, ресивер должен быть заполнен на 80%, нормальный уровень заполнения при эксплуатации - 25%.

Тип	горизонтальный
Стандарт проектирования	ASME Section VIII, Division 1
Расчетное давление	от 0 до 2200 кПа (изб.)
Расчетная температура	от -47 до +100°C
Материальное исполнение ресивера	углеродистая сталь

1.10. Один экономайзер

Расположение	горизонтальное
Стандарт проектирования	ASME Section VIII, Division 1
Расчетное давление	от 0 до 1700 кПа (изб.)
Расчетная температура	от -47 до +100°C
Материальное исполнение экономайзера	углеродистая сталь

1.11. Один теплообменник возврата нагретого масла

Тип	пластинчатый
Мощность	2 кВт
Стандарт проектирования	ASME Section VIII, Division 1 по RED
Расчетное давление	от 0 до 1700 кПа (изб.)
Расчетная температура	от -47 до +100°C
Материальное исполнение пластин	сталь 316SS (1.4401)

1.12. Один сепаратор на всасывании

Расположение	горизонтально
Стандарт проектирования	ASME Section VIII, Division 1
Расчетное давление	от 0 до 1700 кПа (изб.)
Расчетная температура	от -47 до +100°C

Материальное исполнение	углеродистая сталь
2. Система УЛФ	
2.1. Один компрессор	
Тип	маслонаполненный винтовой с приводом
Стандарт проектирования	API 619 с исключениями
Компримируемый газ	согласно спецификации заказчика
Температура на всасывании	+30°C
Температура на нагнетании	+94°C
Потребляемая мощность	316 кВт
Диапазон изменения с разгрузкой вентилем	до 100 кВт
Частота вращения	2950 об/мин
Давление на всасывании	101,3 кПа (абс.)
Давление на нагнетании	750 кПа (абс.)
Фактический расход хладагента на всасывании	2300 м ³ /час
Общий расход масла	166 л/мин
Отвод тепла масла	205 кВт
Охлаждение масла	воздушное
Материальное исполнение корпуса компрессора	чугун
Материальное исполнение ротора компрессора	высокопрочный чугун
Уплотнение вала	стандартное одинарное механическое
Тип подшипника	упорный
2.2. Один привод компрессора	
Тип	короткозамкнутый асинхронный двигатель TEFC
Мощность	355 кВт
Частота вращения	2950 об/мин
Электропитание	400 В/3 ф/50 Гц
Исполнение	IP55
Классификация взрывоопасной зоны по стандарту IEC	2
2.3. Один масляный сепаратор	
Расположение	вертикально
Стандарт проектирования	ASME Section VIII, Division 1
Первая ступень сепаратора	центробежная
Вторая ступень сепаратора	сетчатый фильтр каплеуловитель

Третья ступень сепаратора	коагулятор
Расчетное давление	от 0 до 1000 кПа (изб.)
Расчетная температура	от -29 до +100°C
Мощность	0,75 кВт
Электропитание	240 В/1 ф./50 Гц
Взрывозащита	Ex d
Материальное исполнение сепаратора	углеродистая сталь

2.4. Один маслоохладитель

Тип	воздушное охлаждение с оребренными трубами
Стандарт проектирования	ASME Section VIII, Division 1
Мощность	200 кВт
Температура воздуха	+35°C
Расчетное давление	от 0 до 1400 кПа (изб.)
Расчетная температура	от -29 до +100°C
Материальное исполнение	углеродистая сталь, алюминиевое оребрение

2.5. Один масляный насос

Тип	винтовой или шестеренчатый
Производительность	166 л/мин
Потребляемая мощность	3 кВт
Предохранительный клапан	встроен в насос
Материальное исполнение корпуса	чугун
Материальное исполнение внутренних частей	чугун и нержавеющая сталь

2.6. Один привод масляного насоса

Тип кор	откозамкнутый асинхронный двигатель TEFC
Мощность	4 кВт
Электропитание	400 В/3 ф./50 Гц
Исполнение	IP55
Классификация взрывоопасной зоны по стандарту IEC	2

2.7. Два масляных фильтра

Тип	фильтр грубой очистки
Степень фильтрации	10 мкм
Стандарт проектирования	ASME B31.3
Расчетное давление	от 0 до 1400 кПа (изб.)
Расчетная температура	от 0 до +100°C

Материал корпуса фильтра	углеродистая сталь

2.8. Один дополнительный охладитель

Тип	воздушное охлаждение с оребренными трубами
Стандарт проектирования	ASME Section VIII, Division 1
Мощность	120 кВт
Температура на выходе	+45°C
Расчетное давление	от 0 до 1000 кПа (изб.)
Расчетная температура	от -29 до +100°C

2.9. Один теплообменник газ/газ

Тип	воздушное охлаждение с оребренными трубами
Стандарт проектирования	ASME Section VIII, Division 1
Мощность	60 кВт
Температура горячего газа на входе	+45°C
Температура горячего газа на выходе	+29°C
Температура холодного газа на входе	-43°C
Температура холодного газа на выходе	+35°C
Расчетное давление	от 0 до 1000 кПа (изб.)
Расчетная температура	от -29 до +100°C

2.10. Один теплообменник с боковой нагрузкой

Тип	полностью сварной, пластинчатый
Стандарт проектирования	ASME Section VIII, Division 1
Мощность	90 кВт
Температура испарения	0°C
Расчетное давление	от 0 до 1700 кПа (изб.)
Расчетная температура	от -47 до +100°C
Материальное исполнение пластин	сталь 316SS (1.4401)

2.11. Один сепаратор первой ступени хладагента

Расположен	вертикально
Стандарт проектирования	ASME Section VIII, Division 1
Расчетное давление	от 0 до 1000 кПа (изб.)
Расчетная температура	от -29 до +100°C
Материальное исполнение	углеродистая сталь

2.12. Один испаритель

Тип	полностью сварной, пластинчатый
Стандарт проектирования	ASME Section VIII, Division 1
Мощность	130 кВт
Температура испарения	-47°C
Расчетное давление	от 0 до 1700 кПа (изб.)
Расчетная температура	от -47 до +100°C
Материальное исполнение пластин	сталь 316SS (1.4401)

2.13. Один сепаратор второй ступени хладагента

Расположение	вертикально
Стандарт проектирования	ASME Section VIII, Division 1
Расчетное давление	от 0 до 1000 кПа (изб.)
Расчетная температура	от -29 до +100°C
Материальное исполнение	углеродистая сталь

3. Трубопроводы, арматура и фитинги

Трубопроводы изготовлены согласно ASME B 31.3, из углеродистой стали. Фланцы ANSI 300 lbs с выступом. Фланцы обвязки смазочного масла 300 lbs и обвязка из нержавеющей стали ниже масляных фильтров.

Запорные и предохранительные клапаны со стальным корпусом, специально разработанные для работы с охлаждением, со стыковым сварным соединением, где возможно, сальник с набивкой или О-кольцо золотника.

Тип шарика или затвора клапанов КИП со стыковым сварным соединением или привинченный. Фланцевые соединения минимизированы для минимизации мест утечки.

Запорные и предохранительные клапаны со стальным корпусом, тип затвора, специально разработанный для работы с паром, проходной, обычно фланцевый. Тип шарика или затвора клапанов со стыковым сварным соединением или привинченный.

Предохранительный клапан закреплен с изолирующими блокируемыми шаровыми кранами, исключая разрывные диски сверху.

Расчетные условия трубопроводов

Температура	от -29 до +100°C
Нижнее давление хладагента	от 0 до 1700 кПа (изб.)
Высокое давление хладагента	от 0 до 2200 кПа (изб.)
Хладагент-масло на нижней стороне насоса	от 0 до 2600 кПа (изб.)
Давление газа хладагента	от 0 до 1000 кПа (изб.)
Давление газа хладагента на нижней стороне насоса	от 0 до 1400 кПа (изб.)

4. КИП и управление

4.1. Управление

Панель управления для локального управления системой установлена на скиде во взрывозащищенном кожухе Ex d/e, с исполнением IP55. Панель будет содержать только выключатели, кнопки и индикаторные лампочки. Кожух с исполнением IP44, установленный дистанционно, будет содержать программный логический контролер, содержащий все необходимые логические схемы для пуска, управления производительностью, блокировок и останова. Контролер может обмениваться данными с клиентом через DCS (распределительную систему контроля), через последовательный канал «Modbus», позволяя оператору отслеживать параметры системы и пуск и останов системы.

Дистанционная панель должна быть расположена в помещении во взрывобезопасной зоне. Барьеры, как требуется, для сигналов IS к и от оборудования на скиде компрессора. Силовая проводка от позиций на скиде к панели управления должна представлять собой кабель PVC/SWA/PVC для режима без IS и кабели КИП для режима IS. Кабели будут поддерживаться в лотках из оцинкованной стали. Кабели всех КИП на скидах системы охлаждения включены в поставку. Локальный дисплей и интерфейс включены в поставку.

Управление производительностью каждого компрессора от 100% до 30% будет осуществляться через регулировку арматуры компрессора.

Приблизительные размеры панели управления:

Длина	800 мм
Ширина	600 мм
Высота	2200 мм

4.2. Контрольно-измерительные приборы

Требуемые контрольно-измерительные приборы должны быть установлены на месте. Метод защиты для контрольно-измерительных приборов взрывоопасной зоны через искробезопасные электрические цепи.

Реле уровня;

Манометры;

Датчики температуры;

Преобразователи;

Регулирующие клапаны.

Примечание:

Все преобразователи индикаторного типа. Там, где включена индикация преобразователя, другие локальные индикаторы, такие как манометры и датчики температуры не включены.

Сигналы управления и аварийные сигналы берутся от единственного общего преобразователя. Отдельные выключатели включены для сигналов прохождения.

Все контрольно-измерительные приборы и клапаны, установленные на скиде, соединены электропроводкой с распределительными коробками, установленными на краю скида.

Кабель от контрольно-измерительных приборов и клапанов на скиде к распределительным коробкам, установленным на скиде XLPE/PVC. Кабели будут в лотках из оцинкованной стали.

5. Скид в сборе

Система собрана на скиде из конструкционной стали, оцинкованной после производства, соединенной обвязкой и проводкой. Железные детали обработаны и покрашены согласно процедуре RE 57 система 3.1 для "Агрессивный морской или тропической". Не содержащие железа или детали из нержавеющей стали не покрашены.

Теплоизоляция включена в поставку для системы охлаждения водой и обвязки согласно процедуре RE 58 и индивидуальной защиты на горячих поверхностях согласно процедуре RE 72.

Скид разработан таким образом, чтобы все детали, требующие доступа для технического обслуживания или эксплуатации в штатном режиме с интервалами менее 1 года (клапаны, КИП и т.д), доступны без необходимости в лестницах или платформах. Обратите внимание на то, что коагуляторы в масляном сепараторе обычно требуют замены только приблизительно каждые 3 года. Доступ к ним осуществляется через верх масляного сепаратора.

Приблизительные габаритные размеры модульной установки:

Габаритные размеры модульной установки	Скид компрессора (каждый)	Теплообменный скид
Длина, мм	6000	12000
Ширина, мм	3500	3500
Высота, мм	4000	4000
Вес, кг	10000	20000

Примечание:

Большая часть оборудования на скиде компрессора будет на возвышении менее 3000 мм, за исключением вертикальных сосудов, таких как масляный сепаратор. Эти позиции могут быть демонтированы для отгрузки и должны быть установлены на месте силами предприятия.

6. Эксплуатационные ограничения

Скид разработан для эксплуатации в пределах следующих ограничений.

Производительность и потребляемая мощность при условиях, отличных от расчетных точек, детализированных в других разделах этой спецификации, будут варьироваться в зависимости от производительности и мощности. Эксплуатация вне данных пределов может потребовать модификаций.

Температура сухого

термометра окружающей среды в тени от 0°C до +35 °C

Подача воздуха с точкой росы -40°C от 550 до 850 кПа (изб.)

Классификация взрывоопасной зоны зона 2 группа IIВ, температурный класс Т3

Сейсмическое воздействие и нет специальной нормы

ветровая нагрузка

Электропитание

400 В/3 ф./50 Гц и 110 В/1 ф./50 Гц

7. Расчетные допуски и примечания

1) Чтобы рассчитать модульную установку, было сделано несколько допущений:

Три резервуара наполняются одновременно до 2300 м³/час всего пара, проходящего через установку УЛФ.

При использовании углеводородной подушки (80% метана и 20% этана), следовательно, вода не может быть найдена во входящем потоке УУЛФ, предотвращая замерзание потока при низкой температуре.

Пар собирается при атмосферном давлении.

Выходящий поток пара УУЛФ должен сжиматься до 0.6 МПа.

Максимальная температура окружающей среды +35°C

2) Для охлаждения потока газа до -43°C, требуется вспомогательная механическая установка охлаждения. Эта установка использует компрессор винтового типа.

3) Маслосистемы, предлагаемые для компрессоров, соответствуют API614 с исключениями.

Все количество смазочного масла в винтовых компрессорах циркулирует через систему более 1 раза каждую минуту. Используется высокопроизводительная система фильтрации масла, фильтруя смазочное масло для подшипников менее чем до 10 мкм магнитным фильтром, чтобы продлить срок службы фильтровального элемента. Предложение включает маслоохладитель с водяным охлаждением.

Объём поставки:

Система охлаждения

Компрессор;

Привод компрессора;

Система смазочного масла компрессора, включая:

Масляный сепаратор;

Маслоохладитель;

Маслонасосы;

Масляные фильтры

Конденсатор с воздушным охлаждением;

Ресивер жидкости;

Быстродействующий экономайзер;

Входной сепаратор;

Теплообменник возврата масла.

Система УЛФ

Компрессор;

Привод компрессора;

Система смазочного масла компрессора, включая:

Масляный сепаратор;

Маслоохладитель с воздушным охлаждением;

Маслонасосы;

Масляные фильтры

Добавочный охладитель с воздушным охлаждением;

Теплообменник газ-газ;

Теплообменник с боковой нагрузкой;

Испаритель;

Сепаратор первой ступени хладагента;

Сепаратор второй ступени хладагента.

Общее управление для обеих систем

Локальная панель управления;

Панель дистанционного управления с программным логическим контролером;

Клапаны и КИП;

Электропроводка.

Дополнения к объему поставки

Первоначальное количество требуемого масла, в бочках.

Стандартные заводские испытания производителя без присутствия заказчика для закупленных позиций, включают стандартную проверку в работе компрессора на воздухе с приводом цеха.

Описание логических схем управления, а именно: описательная часть и не документальная копия цепных логических схем программного логического контролера.

Запчасти для пуско-наладки и ввода в эксплуатацию

Позиции, не включенные в объем поставки

Соответствие любым спецификациям, не поставляемым или на которые есть ссылки в запросе, но фактически не поставляемых

Хладагент

Любые КИП, требуемые для эксплуатационных испытаний системы на месте, отличные от КИП, включенных для нормальной эксплуатации

Оборудование мониторинга вибрации и мониторинга температуры для компрессора и двигателя

Лестницы и платформы для доступа наверх сосудов, таких как входной сепаратор и масляные сепараторы

Программное обеспечение программного логического контролера

Запчасти и расходные материалы на 2 года эксплуатации

Грузоподъемные траверсы, стропы и хомуты

Фундаментные болты

Акустическая обшивка и индивидуальная защита

Виброизолирующие опоры скида

Освещение скида

Установка рекуперации паров метанола

Исходные данные:

Назначение:

Установка рекуперации паров предназначена для улавливания паров, образующихся при приеме и хранении метанола в резервуарах, а также при наливке метанола в морские суда, и возврата их в технологический процесс.

Характеристики рабочей среды:

Рабочая среда	Пары метанола
Температура рабочей среды	минус 37 ... плюс 34
Давление насыщенных паров, мм рт. ст. (кПа)	96 (12,8)
Категория взрывоопасной смеси	IIA T3
Класс взрывоопасной зоны	B-1 г
Химический состав жидкой фазы рабочей среды:	
Метанол, % масс. мин.	99,85
Ацетон, % масс. макс.	0,003
Этанол, % масс. макс.	0,005
Кислота (уксусная), % масс. макс.	0,003
Вода, % масс. макс.	0,1
Нелетучие вещества, мг/л макс.	10
Хлориды, ppm макс.	0,5
Сера, ppm макс.	0,5
Железо, ppm макс.	0,1
Плотность, кг/л при 20°C	0,791-0,793
Скорость коррозии, мм/год	0,1

Требования к рабочим характеристикам установки:

Состав паро-воздушной смеси, %	Пары метанола
Номинальная производительность установки рекуперации, нм³/час	6 000
Номинальная производительность установки рекуперации, нм³/сутки	144 000
Количество рабочих дней в году	365
Количество улавливаемого и возвращаемого в процесс продукта, %	98
Средняя концентрация паров углеводородов на выходе из установки, не более мг/нм³	5
Допустимый уровень звукового давления на расстоянии 1 м от оборудования, дБа	80

Основные характеристики установки:

Технические характеристики:

Рабочая среда	Метанол
Производительность	6000 нм³/ч
Рабочая температура:	
Ступень 1	+30 / -30°C

Ступень 2	-30 / -94°C
Рабочее давление	114 кПа (абс)
Хладагент	Пропан
Степень улавливания	98 %
Потребление электроэнергии	580 кВт

Объем поставки включает в себя оборудование для установки рекуперации паров метанола для инсталляции на месте.

Поставляемое оборудование подходит для эксплуатации в зоне повышенного риска, классифицированной как Зона 2, Группа IIA, T3.

Оборудование будет размещено на двух скидах.

Скид 1 будет содержать компрессор с двигателем и связанную с ними общую систему смазки маслом.

Скид 2 будет содержать ресивер жидкого хладагента, теплообменники, сепаратор на входе и резервуар для продукта.

Конденсатор с воздушным охлаждением будет поставляться как отдельная позиция.

Объем комплектации установки улавливания паров:

Компрессор (1 шт);

Привод компрессора (1 шт);

Система смазки маслом компрессора включает:

масляный сепаратор (1 шт);

масляный насос (2 шт);

масляный фильтр (2 шт);

Конденсатор с воздушным охлаждением (1 шт);

Ресивер жидкого хладагента (1 шт);

Сепаратор на входе (1 шт);

Теплообменник возврата масла (1 шт);

Теплообменник: Ступень 1, Ступень 2 и калорифер (1 шт);

Емкость для продукта (1 шт);

Местная панель управления;

Арматура и контрольно-измерительные приборы;

Электрическая и трубная обвязка внутри скида.

Описание оборудования входящего в состав установки:

Компрессор

Тип	Маслозаполненный винтовой с открытым приводом
Стандарт проектирования	API 619 с исключениями
Хладагент	Пропан
Температура испарения	-34°C
Температура конденсации	+47°C
Мощность охлаждения	770 кВт при минимальной производительности до 193 кВт с разгрузкой золотникового клапана
Потребляемая мощность	543 кВт при минимальной

Частота вращения вала	производительности до 288 кВт с разгрузкой золотникового клапана 2970 об/мин
Давление на всасе	128 кПа (абс)
Давление на нагнетании	1654 кПа (абс)
Расход хладагента на всасе и нагнетании	8788 кг/ч
Общий расход масла	151 л/мин
Материальное исполнение	
Корпус	Чугун
Роторы	Сталь
Уплотнение вала	Стандартное одинарное механическое
<u>Привод компрессора</u>	
Тип	Асинхронный двигатель
Номинальная мощность	600 кВт
Частота вращения	2970 об/мин
Электропитание	6600 В / 3 ф / 50 Гц
Защита	В соответствии с Зоной 2, стандарта IEC
Степень защиты	IP55
<u>Масляный сепаратор</u>	
Тип	Трехступенчатый Ступень 1 – центрифуга Ступень 2 – демистер Ступень 3 – коагулятор
Стандарт проектирования	ASME Section VIII, Division 1
Ориентация	Вертикальная
Диаметр	700 мм
Высота	3800 мм
Материальное исполнение	Углеродистая сталь
Расчетное давление	Полный вакуум / 2000 кПа (изб.)
Расчетная температура	-37 / +85°C
Масляный нагреватель (Взрывозащита Exd)	1,5 кВт, 220 В / 1 ф / 50 Гц
<u>Масляный насос</u>	
Тип	Шестеренчатого типа
Производительность	181 л/мин
Напор	210 кПа
Потребляемая мощность	2,5 кВт
Материальное исполнение:	
Корпус	Чугун
Ротор	Сталь

Внутренние части	Сталь
Привод	Прямая передача
<u>Привод масляного насоса</u>	
Тип	Асинхронный двигатель
Номинальная мощность	4 кВт
Частота вращения вала	1450 об/мин
Электропитание	380 В/ 3 ф / 50 Гц
Защита	В соответствии с Зоной 2, стандарта IEC
Степень защиты	IP55
<u>Масляный фильтр</u>	
Тип	Волокнистый фильтр (степень фильтрации 10 μ)
Стандарт проектирования	ASME B31.3
Пропускная способность	230 л/мин
Диаметр	< 150 мм
Материальное исполнение корпуса	Углеродистая сталь
Расчетное давление	Полный вакуум/ 2400 кПа
Расчетная температура	-37 / +85°C
<u>Конденсатор</u>	
Тип	Воздушного охлаждения, оребренная трубка
Стандарт проектирования	ASME SectionVIII, Division 1
Мощность	797 кВт +10 % сверх поверхности
Расход хладагента	8788 кг/ч
Давление хладагента (вход/выход)	1644/1604 кПа абс
Температура охлаждающего воздуха	+34°C
Материальное исполнение	Углеродистая сталь
Расчетное давление со стороны хладагента	Полный вакуум/ 2000 кПа изб
Расчетная температура со стороны хладагента	-42 / +85°C
Привод вентилятора:	15
Мощность (каждый), кВт:	380 В / 3 ф / 50 Гц
Электропитание:	В соответствии с Зоной 2,
Защита привода:	стандарта IEC, IP55
<u>Ресивер жидкого хладагента</u>	
Стандарт проектирования	ASME SectionVIII, Division 1
Ориентация	Горизонтальная
Диаметр	1400 мм

Длина	9800 мм
Материальное исполнение	Углеродистая сталь
Расчетное давление	Полный вакуум/ 2000 кПа изб
Расчетная температура	-42 / +85°C

Сепаратор на входе

Стандарт проектирования	ASME Section VIII, Division 1
Ориентация	Горизонтальная
Диаметр	1200 мм
Длина	8400 мм
Материальное исполнение	Углеродистая сталь
Расчетное давление	Полный вакуум/ 1400 кПа изб
Расчетная температура	-42 / +85°C

Теплообменник возврата масла

Тип	Теплообменник с медным покрытием
Стандарт проектирования	RED
Мощность	4 кВт
Материальное исполнение пластин	Нержавеющая сталь
Расчетное давление	Полный вакуум/ 2000 кПа изб
Расчетная температура	-42 / +85°C

Теплообменник

	Ступень 1	Ступень 2	Калорифер
Количество	1 x 100%	1 x 100%	1 x 100%
Тип	Оребренная труба	Оребренная труба	Оребренная труба
Мощность	730 кВт	285 кВт	227 кВт
Температура процесса (вход/выход)	+30/-30°C	-30/-95°C	-95/+35°C
Температура хладагента	-35°C	-100°C	+47/+7°C
Хладагент	Пропан	Азот	Пропан
Материальное исполнение			
Трубы	Медь	Медь	Медь
Оребрение	Алюминий	Алюминий	Алюминий
Расчетное давление	Полный вакуум/ 1400 кПа изб	Полный вакуум/ 1400 кПа изб	Полный вакуум/ 1400 кПа изб

Корпус теплообменников изготовлен из нержавеющей стали;

Расчетное давление 0/50 кПа изб

Расчетная температура -100/ +85°C

Емкость для продукта

Стандарт проектирования	ASME Section VIII, Division 1

Ориентация	Вертикальная
Диаметр	600 мм
Длина	1500 мм
Материальное исполнение	нержавеющая сталь
Расчетное давление	0/ 20 кПа изб
Расчетная температура	-42 / +85°C

Насосы для продукта

Тип	Вихревой
Производительность	2 м³/ч
Напор	300 кПа
Номинальная мощность	2,5 кВт

Трубопровод, клапаны и фитинги

Трубопровод будет изготовлен в соответствии со стандартом ASME B31.3 из углеродистой стали.

Стандарт проектирования трубопровода

Температура	
Сторона хладагента	-42 / +85°C
Со стороны масла	-37 / +85°C
Со стороны процесса	
Вверх по потоку стадии 2 холодильника	-37 / +85°C
Вниз по потоку стадии 2 холодильника	-95 / +85°C
Давление	
Со стороны низкого давления хладагента	Полный вакуум/ 1400 кПа изб
Со стороны высокого давления хладагента	Полный вакуум/ 2000 кПа изб
Со стороны масла	Полный вакуум/ 2400 кПа изб
Со стороны процесса	0/ 20 кПа изб

Фланцы будут изготовлены согласно стандарту ANSI 150# и 300# класс, уплотнительная поверхность с выступом (raised face).

Система управления и КИП

Система управления

Одноблочная местная панель управления для управления системой монтирована на скиде компрессора в исполнении Exd/е степень защиты IP66. Эта панель содержит только переключатели, кнопки и индикаторные лампочки.

Удаленная панель управления, степень защиты IP44, оснащена программируемым контроллером (ПЛК) на основе Allen Bradley или Siemens, для обеспечения необходимых функций запуска, работы, блокировки и остановки. ПЛК может совмещаться с DCS клиента через последовательный канал Modbus, давая возможность оператору следить за параметрами, а также запуском и остановкой системы. Удаленную панель управления необходимо разместить внутри безопасной зоны. Локальные дисплей и интерфейс не включены в предложение, возможны за дополнительную плату.

Силовые кабели (не входят в объем поставки) необходимо соединять прямо с разъемами двигателя и разъемами нагревателя.

Управление производительностью компрессора в пределах от 100% до 10% будет осуществляться отсечной задвижкой.

Дополнительное управление до 0% может производиться байпасом горячего газа, возможно за дополнительную плату.

Примечание: Кабели КИП, электрические и управляющие кабели, кабельные лотки и опоры вне скида будут спроектированы и установлены другими лицами. Детекторы пламени и газа не включены.

Все КИП и электрооборудование предоставляются с соответствующим сертификатом по требованиям IEC.

КИП

Требуемые КИП должны быть установлены местно. Метод защиты для КИП взрывоопасной зоны через искробезопасные электрические цепи.

Все технологические параметры отслеживаются двумя преобразователями, один для сигнализации/управления и один для отключения, за исключением случаев, когда иное предусмотрено SIL (решает Заказчик, возможны дополнительные затраты). Где параметры процесса контролируются только для сигнала и переключения, можно использовать один датчик и для сигнала и для переключения за исключением случаев, когда иное предусмотрено SIL (решает Заказчик, возможны дополнительные затраты). Все преобразователи индикаторного типа. Там, где включена индикация преобразователя, другие локальные индикаторы не включены. Любые КИП и клапаны вне скида поставляются незакрепленными с ярлыком и упакованными для безопасной отгрузки для монтажа на месте другими.

Все КИП и клапаны, установленные на скиде, соединены кабелем с распределительными коробками, установленными на краю скида. Кабель от КИП и клапанов на скиде к распределительным коробкам, установленным на скиде, будут в оболочке из ПВХ, Dekoron или эквивалентные. Кабели имеют опору в виде гальванизированных стальных кабельных желобов или лотков. Клеммы и кабельные вводы включены для многожильных соединительных кабелей (поставляемых другими) к дистанционной панели в комнате управления заказчика.

Все выпускные клапаны давления выполнены не по API, по размеру подведены под API520, изготовлены по стандартам для холодильной промышленности.

Монтаж рамы скида

Все специализированное оборудование и трубопровод проходит специальную противокоррозионную обработку для эксплуатации снаружи. Рама основание скида и опорные конструкции могут быть оцинкованы горячим способом вместо покраски.

Все параметры установки предварительные, точные данные будут после подробного инжиниринга. Основная часть оборудования на скиде будет иметь подъем менее 3000 мм, кроме вертикальных емкостей. Эти позиции могут быть поставляться разобранными, на месте их будут собирать другие.

В скид компрессора включены ремонтные платформы для доступа к осаждающим резервуарам маслоотделителя и всем клапанам, КИПу и позициям, которые требуют обслуживания в течение 1 года или менее короткого промежутка времени. Ремонтные платформы для доступа к крышкам конденсатора (вместе с соответствующими вентиляционными / дренажными клапанами) или чистки труб конденсатора не включены в предложение.

Размеры и вес (предварительные и приблизительные)

	Скид 1	Скид 2	Конденсатор с воздушным охлаждением
Длина, мм	14 000	12 000	12 000
Ширина, мм	3 000	3 000	4 000
Высота, мм	5 000	5 000	5 000
Вес, кг	35 000	30 000	20 000

Ограничения по эксплуатации

Каждая система сконструирована таким образом, чтобы работать в следующих пределах. Производительность и поглощаемая мощность при условиях отличающихся от расчетных точек приведенных в других отделах данной спецификации будет отличаться от расчетной производительности и мощности. Работа вне данных предельных значений может требовать изменений.

Температура окружающей среды в тени по шариксу сухого термометра	От -37....до +34°C
Максимальная температура окружающей среды для конструкции охладителей	+34°C
Подача воздуха	От 550 до 850 кПа изб, -40°C точка росы
Классификация взрывоопасной зоны	Зона 2, Группа IIA T3
Электропитание	6600 В / 3 фазы / 50Гц 380 В / 3 фазы / 50Гц 220 В / 3 фазы / 50Гц

Список запасных частей на период ввода в эксплуатацию

Поз.	Установленное количество	Наименование	Количество запасных частей	Оборудование
1	800	Масло для системы смазки (литров)	200	Масляный сепаратор

2	8	Фильтрующие элементы	8	Масляный фильтр
3	4	Элементы осушителя фильтра	4	Осушитель фильтра
4	-	Комплект прокладок	1	Клапана
5	-	Комплект прокладок	1	Трубная обвязка
6	-	Комплект прокладок	1	Теплообменник
7	-	Контакты	0,2	Электросистема
8	-	Лампочки	1	Электросистема
9	-	Ремкомплект	1	Регулирующая арматура

Список запасных частей на 2 года эксплуатации

Поз.	Установленное кол-во	Наименование	Количество запасных частей	Оборудование
1	1	Комплект уплотнений компрессора	1	Компрессор
2	1	Комплект для осмотра компрессора	1	Компрессор
3	1	Комплект опорных подшипников компрессора	1	Компрессор
4	1	Комплект подшипников скольжения компрессора	1	Компрессор
5	1	Монтажный комплект золотникового клапана	1	Компрессор
6	1	Линейный индикатор положения	1	Компрессор
7	1	4-х ходовой клапан	1	Компрессор
8	1	Набор подшипников	1	Привод компрессора
9	8	Фильтрующий элемент масляного фильтра	8	Масляный фильтр
10	4	Сердечник осушителя фильтра	8	Осушитель фильтра
11	2	Набор подшипников	1	Масляный насос

12	2	Монтажный комплект механического уплотнения	1	Масляный насос
13	2	Набор О-образных колец	1	Масляный насос
14	2	Набор прокладок	1	Масляный насос
15	-	Запасные клапаны	1	Запорный клапан
16	-	Соленоид	1	Запорный клапан
17	-	Электрические запасные части	0,2	Электросистема

Улавливание паров нефти, образуемых при наполнении резервуаров и термическом дыхании

Поставка системы УУЛФ для обработки пара парка резервуаров для хранения. Предельно допустимые выбросы не известны и зафиксированы на 1 гНС/м^3 .

Исходные данные

Резервуары

Кол-во	4
Диаметр	28,5 м
Высота	18 м
Жидкость	$10\,000 \text{ м}^3$
Объем газа (расчетный)	$11\,680 \text{ м}^3$

Расход

Скорость наполнения	$1200 \text{ м}^3/\text{ч}$
Ежедневный объем, макс.	$30\,000 \text{ м}^3$

Среда

Продукт	нефть
Плотность	$890\text{-}940 \text{ кг/м}^3$
Давление пара	$20,9 \text{ кПа}$ (209 мбар а)

Чтобы спроектировать УУЛФ, мы должны учесть скорость наполнения ($1200 \text{ м}^3/\text{ч}$), а также тепловое расширение резервуара (термическое дыхание).

Термическое дыхание будет происходить в утреннее время при восходе солнца (когда температура окружающей среды увеличивается). Увеличение

объема газа составляет 2.5% в первый час (7°C) и 5% (14°C) в течение 4-х часов. Чтобы вычислить тепловое расширение, мы должны учитывать среднее содержание газа по этим 4 резервуарам. Из опыта считается, что резервуары на 50% полны (или пусты). Однако это число может отличаться согласно принципам складских операций. Здесь, если мы можем загрузить за день 30 000 м³ (1200 х 24 ч = 28 000 м³), что означает, что минимальный объем при восходе солнца может быть ок. 20 000 м³. Просим подтвердить худший случай.

Система управления УУЛФ

Когда резервуары для хранения соединены с УУЛФ, условия пуска и останова будут установлены в зависимости от конструкции резервуара для хранения и рабочего давления, расстояния резервуаров от УУЛФ, перепада давления коллектора пара. В любом случае самое легкое решение будет состоять в том, чтобы установить как можно ближе от резервуара для хранения датчик давления, через который будет приводиться воздуходувка, расположенная на выходе установки.

Коллектор пара должен быть спроектирован таким способом, чтобы в месторасположении РТ-датчика давления имелось определенное давление. Когда это давление будет достигнуто, воздуходувка запустится, и ее скорость увеличится с давлением в общей системе пара и достигнет своей максимальной скорости при определенном давлении, определенном в функции при расчете резервуара или расчетного давления вакуумного предохранительного клапана (PVSU).

В нашем случае у нас нет достаточно информации, но это можно обсудить на более поздней стадии проекта, поскольку не повлияет на расчет УУЛФ. Но мы можем предположить, что при давлении 5 мбар воздуходувка начнет достигать максимума (расчет для максимального расхода) ок. 13 мбар.

Автоматическая система управления

УУЛФ полностью управляются в автоматическом режиме. В автоматическом режиме установка запускается и останавливается в зависимости от процесса налива на наливочной станции. Как только налив закончен, а активированный уголь был должным образом десорбирован, установка автоматически переключается в резервный режим. Все насосы будут остановлены и все клапаны закрыты. При необходимости установка может оставаться в таком режиме даже ночью и в выходные.

УУЛФ может работать в обоих режимах - в автоматическом или ручном режиме.

Система УУЛФ оборудована тремя уровнями останова:

Кнопки системы противоаварийной защиты, действующие на главном выключателе, нормальный останов посредством основного ПЛК и независимый второй уровень останова посредством второго ПЛК.



Основной ПЛК



Второй ПЛК

Параметры места установки

Расчетные данные, связанные с местом установки:

Загруженные продукты			нефть
Давление пара по Рейду макс.	лето	Psia	-
	зима	psia	-
Предельно допустимые выбросы	НС	г/м³	1 г/Нм³, искл. метан
Уровень шума на 1 м		дБА	85
Т окружающей среды	лето	°C	макс. +41
	зима	°C	миним. -26
Расчетная Т		°C	+50 / - 40°C
Высота над уровнем моря		м	не указано
Скорость ветра		км/ч	не указано
Коэф-т сейсмической нагрузки		зона	нет
Электропитание			400В/3ф, 50Гц
Воздух КИП или технич. воздух (требуемый)		бар изб.	6, чистый и сухой

Техническая спецификация

Установка, описанная ниже, основана на расчетных требованиях, указанных в технических требованиях:

Установка УУЛФ

Абсорберы

Кол-во установленных		2	CS -углеродистая сталь
Диаметр	мм	3200	
Объем активированного угля на сосуд	м³	34	
Тип угля		CVB	3 мм гранулы

Абсорбер

Кол-во установленных		1	CS
Диаметр	мм	1200	Наполнение - алюминиевое насадочное кольцо

Вентиляционный (вытяжной) стояк

Кол-во установленных		1	CS-углеродистая сталь
Диаметр	мм	250	
Высота	м	10	
Вакуумная система			
Кол-во установленных насосов		3	
Производительность насоса (фактич)	м³/ч	1200	При 50 мбар абс.
Электродвигатель	кВт	30	с частотником
Воздуходувка			
Кол-во установленных		1	
Производительность насоса (фактич)	м³/ч	2000	(50 mbar)
Электродвигатель	кВт	5,5	с частотником
Насосы абсорбента			
Насос подачи абсорбента		1	ISO 5199 / ASME 73.3
Насос возврата абсорбента		1	
Производительность насоса (фактич)	м³/ч	50	
Эл. двигатель подающего насоса	кВт	11	
Эл. двигатель возвратного насоса	кВт	11	
Давление абсорбента на ответном фланце	бар (изб)	3	
Давление абсорбента, требуемое на входе	бар (изб)	3	
* касается 1 установленного запасного вакуумного насоса			
Дренажный насос			
Дренажное Т-образное соединение, пневматический диафрагменный насос	м³/ч	0,5	
Другое оборудование			
Входной гаситель детонации	1	10"	
Детектор непрерывных выбросов	1	Тип IR	
Соединения (патрубки)			
Вход пара		10"	ANSI 150# RF
Перепад давления	мбар	22	
Вход и возврат абсорбента		3"	ANSI 150# RF
Воздух КИП		1"	ANSI 150# RF
Электропитание	В	400	3ф. 50 Гц + N+ E
Коммуникации			
Установленная эл. мощность	кВт	122	

Потребление электроэнергии	кВт	95	
Воздух КИП	Нм³/ч	1	6 бар (изб)

Коды и стандарты

Правила и предписания по расчету, стандарты проектирования и изготовления следующие:

Общие нормы	Местные правила и предписания
Выбросы	1 г/Нм³
Циркуляционные насосы	ISO 5199 / ASME 73.3
Вакуумные насосы	Стандарт производителя вакуумных насосов “Директива по машинному оборудованию” 98/37/CE / EN 1012-1 EN 1012-2 для компрессоров и винтовых насосов
Клапаны	Тип поворотный затвор
Прокладка	Плоское кольцо/не асбестовое
Сосуды	BS 5500, ASME VIII Div I, GOST
Трубопровод	ANSI B31.3
Фланцы	ANSI B16.5 150#RF
Контрольная точка стояка (точка отбора образца)	ISO 10396 – EN15259
Электрооборудование	IEC, ATEX
Инспекция	заказчиком

ПЗ 21. Изучение схем налива топлива в автомобильные и железнодорожные цистерны, нефтеналивные суда.

Устройства для налива нефтепродуктов: дизельное топливо, бензин

Наливной рукав

Технические характеристики наливного рукава

Условный проход (DN) 150 мм (6")

Принципиальные длины:

Вертикальная труба (стойка) 4 000 мм

Внутренние трубы 6 000 мм

Внешняя труба 6 000 мм

Наливаемый продукт дизельное топливо, бензин

Расчетная температура от -19 до +45°C

Рабочая температура от 0 до +40°C

Расчетное давление	19 бар (изб.)
Рабочее давление	16 бар (изб.)
<u>Соединение со стороны причала:</u>	
Фланец WN/RF 6" (150 мм) - 150# в соотв. с ASME B16.5	
<u>Соединение со стороны судна:</u>	
Тройное шарнирное соединение	фланец WN/RF 6" (150 мм) - 150# в соотв. с ASME B16.5
Система балансировки	одинарный, вращающийся противовесный механизм
Шарнир	SAN812

Материальное исполнение:

Части контактирующие со средой:

Трубы	ASTM A-106 Gr B
Отводы	ASTM A-234 Gr WPB
Фланцы	ASTM A-105
Шарниры:	
Внутренняя часть корпуса	дуплексная нержавеющая сталь 1.4462
Внешняя часть корпуса	1.6582
Фланцы	углеродистая сталь
Уплотнения от среды	PTFE
Уплотнения дорожек качения для шариков	PTFE
Пылезащитное уплотнение	NBR / PTFE
Торцовая поверхность уплотнения	нержавеющая сталь
Детали конструкции	углеродистая сталь
Противовес	углеродистая сталь

В объем поставки включено:

Дренажное соединение размером 2" с ручным клапаном, находящимся в нижней точке;

Дренажное соединение размером 2" с ручным клапаном тройном шарнирном соединении;

Вакуумный выключатель установлен в верхней части с обратным клапаном и вентиляционной трубкой шарнирного соединения с ручным клапаном на конце;

Запирающее устройство для запираания внутренних труб в положении хранения;

Заземляющий элемент у основания вертикальной трубы;

Подъемные скобы;

Шильдик из нержавеющей стали;

Плита у основания (900x900x30);

Замена уплотнения на месте

Электроизоляция фланцев

Максимальные оценочные нагрузки:

Вертикальная нагрузка 102 кН

Горизонтальная нагрузка 14 кН

Момент вращения 83 кНм

Ветровые нагрузки в
сложенном положении 45 м/с

В разложенном положении 22 м/с

Устройство верхнего налива бензола в ж/д цистерны

Установка верхнего налива

Устройство налива Ду100/80

Параллельный рукав для налива бензола в ж/д цистерны

Технические параметры

расчетное давление : 10 бар

рабочее давление : 4 бар

испытательное давление : 15 бар

температура окр. среды : от -22°C до +42°C

расчетная температура : от -12°C до +42°C

рабочая температура
продукта : +25... +30°C

продукт : бензол

Материальное исполнение

трубы, отводы : углеродистая сталь

фланцы : С 22.8

шарниры : 42CrMo4

концевая труба : легированная сталь

шарнирные уплотнения : блочное уплотнение PTFE/Viton

Подключения:

со стороны эстакады

Продуктопровод: - фланец DN100 PN16 с ответным фланцем

Горячий продукт - фланец DN80 PN16

Обогрев - электрический, взрывобезопасное исполнение

Снабжение воздухом для пневмоцилиндра

Компоненты:

8 шарниров с закалённой и шлифованной беговой дорожкой для шариков; прикасающиеся с сальником плоскости выполнены из легированной стали и отполированы; разборное исполнение позволяет быстро и легко производить замену износившихся уплотнительных сальников

опорный подшипник с крепежной консолью

пневматический агрегат для поднятия и опускания секции, балансировки а также подпрессовки конуса к горловине цистерны. Управление

осуществляется при помощи подвешенного пульта управления. Рассчитан на работу с сухим сжатым воздухом давлением 5-7 бар.

передвижной уплотнительный конус из легированной стали, с подключением датчика предотвращения перелива и линии отвода паров

удлиненная концевая труба DN100 из легированной стали, обеспечивающая касание дна цистерны

электро-обогрев для продуктового и газового рукавов

теплоизоляция минеральной ватой обогреваемых узлов установки

прибор дополнительно оборудован датчиком сигнализации

1 шт. воздушный клапан DN20 в качестве прерывателя вакуума

Есть Разрешение на применение Федеральной Службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

Устройство налива битума

Рукав верхнего налива Ду 80

Технические параметры

Продукт: битум

Расчетная температура: -12 С до +52°С

Степень давления: 10 бар

Испытательное (контрольное давление): 15 бар

Рабочее давление: 2 бар

Материальное исполнение

Трубы и отводы: 1.4571

Фланцы: 1.4571

Конструкция: ст. 37

Вращательные шарниры: 1.4571

Загрузочный рукав состоит из:

фланцевый вращательный шарнир Ду 80 (для тяжелых условий эксплуатации)

с 4 подшипниками

с двойным уплотнением

токопроводящий вращение на 360 градусов

оснащен с обеих сторон фланцами

уплотнение (герметизация) фланцев при помощи О-колец

фланцевый вращательный шарнир Ду 80, с двойным уплотнением

3 подшипника

2 уплотнения

токопроводящий

вращение на 360 градусов

оснащен с обеих сторон фланцами

уплотнение (герметизация) фланцев при помощи О-колец

фланцевый вращательный шарнир Ду 80 специальной серии, с двойным уплотнением

2 подшипника

2 уплотнения

токопроводящий вращение на 360 градусов

оснащен с обеих сторон фланцами

уплотнение (герметизация) фланцев при помощи О-колец

Загрузочный рукав дополнительно оснащен:

колонна Ду 150, длина: 2 000 м

сопровождающий электрообогрев и изоляция с минеральной ватой и листовым алюминием

конус

балансировка

Подсоединение рукава для продукта:

Загрузочный рукав со стороны установки: присоединительный фланец Ду 65
Пу 16

Обработка лицевой поверхности:

Нержавеющая сталь: протравлена

Высокоуглеродистая сталь: оцинкована

Слив (налив) метанола

Сливной стояк для метанола с площадкой обслуживания

Сливной рукав

Заданные характеристики наливаемого продукта

Наливаемый продукт метанол

Класс зоны Зона 1 по CENELEC

Технические характеристики наливного рукава

Эксплуатационная температура от-40 до +40°C

Рабочее давление 3-5 бар (изб.)

Соединения:

Со стороны площадки обслуживания Фланец приварной или с выступом DN 100 PN 16

Со стороны автоцистерны Свободно вращающийся фланец DN100 PN16

Балансировочная система Противовес

Шарнирные соединения 5хDN 100 (4'')

Материальное исполнение наливного рукава

Конструктивные элементы углеродистая сталь

Трубы низкотемпературная углеродистая сталь

Отводы низкотемпературная углеродистая сталь

Внутренний корпус шарнира 1.4462

Внешний корпус шарнира 1.6582

Фланцы низкотемпературная углеродистая сталь

Шарнирные фланцы нержавеющая сталь

Уплотнения PTFE

Габаритные размеры (см.
рис.):

Размер А 1800 мм

Размер В 2000 мм

Размер С 1200 мм

Исполнение правое

Установочная колонка выполнена из углеродистой стали и оснащена двойным механическим замком и датчиком для фиксации сливного рукава и контроля его нахождения в положении хранения.

Вертикальный балансир используется в сочетании с пятым шарниром для обеспечения фиксированного соединения с цистерной. Данный шарнир снижает нагрузку на трубу С. Таким образом балансир, установленный на пятом шарнире легкое обращение с рукавом одним человеком в соединенном положении.

Наливной рукав

Заданные характеристики наливаемого продукта

Наливаемый продукт азот

Технические характеристики наливного рукава

Соединения:

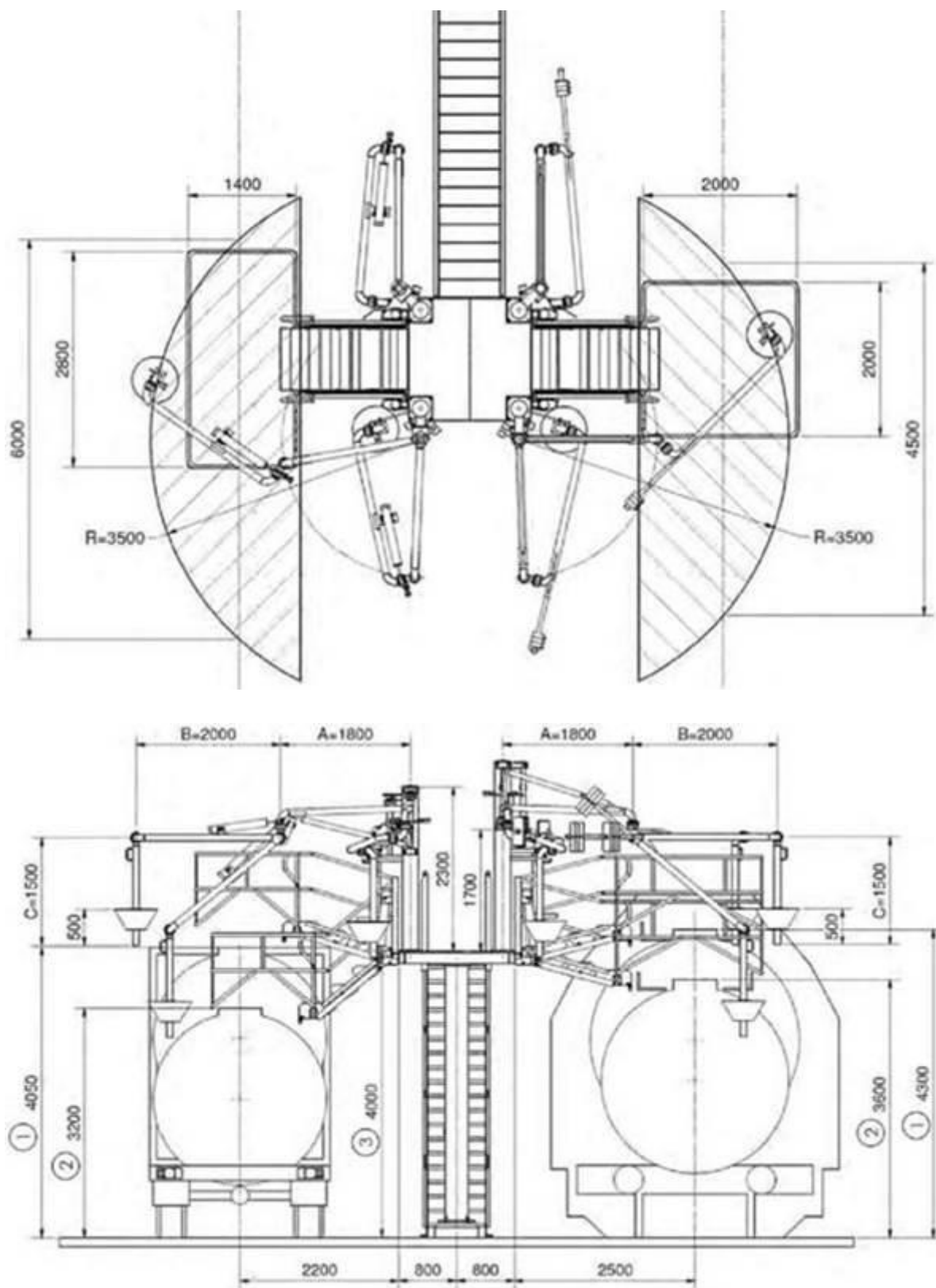
Со стороны площадки обслуживания Фланец приварной или с выступом DN 50 PN 16

Со стороны автоцистерны Свободно вращающийся фланец DN50 PN16

Шарнирные соединения 5хDN 50 (2")

Исполнение левое

Принципиальная схема стояка



На рисунке: 1 – Максимальная высота люка; 2 – минимальная высота люка; 3 – высота подъемной платформы.

Площадка обслуживания

Размер колонки 10”;

Размер платформы 1600x1600 мм, пол горячеоцинкованный, решетчатый, нескользящий;

Высотная отметка пола 4000 мм;

Прямая внутренняя лестница между этажерками с горячеоцинкованными, нескользящими маршами, без промежуточных площадок;
 Перильные ограждения с обеих сторон от межэтажной лестницы, а так же на платформе с отверстиями для складных лестниц;
 Все компоненты выполнены из горячеоцинкованной углеродистой стали.

Складные лестницы

Консольная рама повышенной эксплуатационной надежности может быть соединена с площадкой обслуживания болтами;
 Нескользящие лестничные марши и перила;
 Ширина марша 800 мм;
 Количество ступеней – 4 шт.;
 Балансировка при помощи пружинных цилиндров делает лестницы легкими в обращении;
 Поверхность ступеней – оцинкованная, вся конструкция – горячеоцинкованная.

Объём поставки:

Сливной рукав метанола;
 Установочная колонка;
 Датчик положения хранения;
 Вертикальный балансир;
 Загрузочный рукав азота;
 Площадка обслуживания;
 Складные лестницы;
 Фиксационная цепь для ступенек;
 Бесконтактный датчик;
 Защитное ограждение.
 Устройство верхнего налива химических веществ в автомобильные цистерны с отводом паров

Техническое описание

Исполнение	правое/левое
Подвод продукта	сверху
Расчетное давление	10 бар
Испытательное давление	15 бар
Расчетная температура	от -35 до +40°C

Продукт:

гидроксид натрия
 лауретсульфат натрия
 алкилбензолсульфоокислота

Материальное исполнение:

Трубы, отводы	нержавеющая сталь 1.4541
Фланцы	нержавеющая сталь 1.4541
Пароотводящий шланг	шланг стойкий к парам химических веществ
Концевая труба	нержавеющая сталь 1.4541
Уплотнительный конус	нержавеющая сталь 1.4541

Шарнирные уплотнения	PTFE/FEF
Опорная конструкция	углеродистая сталь

Примечание: Все контактирующие с продуктом материалы заложены по указанию заказчика. Следовательно поставщик не может гарантировать стойкость материалов к наливаемым продуктам, совместимость всех контактирующих с продуктом деталей и материалов устройства налива должна быть проверена заказчиком.

Размеры:

В случае контракта размеры будут определены в установочном чертеже с учетом данных эстакады заказчика.

Подключения:

Со стороны эстакады:

Продуктопровод	фланец Ду 100 Ру 16 согл. DIN EN 1092-1 form B1
Пароотвод	фланец Ду 80 Ру 16 согл. DIN EN 1092-1 form B1

Со стороны цистерны:

Налив продукта	уплотнительный конус

Окраска:

Детали из легированной стали протравлены и пассивированы;
Стандартная грунтовка, толщина слоя около 40-80 мкм, RAL 7011 (серая), пескоструйка не требуется;

Компоненты:

Шарнир высокой нагрузки (4 шт.), с закаленной и шлифованной беговой дорожкой для шариков; части соприкасающиеся с сальником плоскости выполнены из легированной стали и отполированы; разборное исполнение позволяет быстро и легко производить замену износившихся уплотнительных сальников, минимальная жесткость беговой дорожки 54 HRC, глубина закалки 3 мм;

Входной шарнир с крепежной консолью и опорным подшипником;
Пневматический агрегат для балансировки, вертикального перемещения и поджатия уплотнительного конуса к горловине цистерны. Обеспечивает постоянное герметичное положение конуса на горловине в процессе наполнения цистерны;

Параллельная направляющая для постоянной вертикальной ориентации концевой трубы;

Уплотнительный конус из легированной стали (исполнение для горловин диаметром от 280 до 620 мм), с подключением линии отвода паров и датчиков ограничения уровня налива;

Телескопическая концевая труба Ду100 из легированной стали, пневматического управления;

шланг отвода паров Ду80 проложенный вдоль устройства налива, от конуса до входного фланца;

Воздушник (вакуум брейкер), ручного управления, смонтирован в высшей точке секции F;

Фиксатор гаражного положения (1 шт.);

Вибрационный датчик предельного уровня налива, с эл. вставкой и кабелем проложенным до клеммной коробки (используется для отсечки продукта во избежание перелива);

Индикатор парковочного положения (1 шт.);

Индикатор рабочего положения установки (установка подпрессована к горловине) по средством пневмо-электрического преобразователя/датчика (1 шт.);

Индикатор скопления избыточного давления в линии отвода паров, (для контроля процесса безопасного налива) (1 шт.);

Электрообогрев и термоизоляция секций F и A, в качестве защиты от застывания наливаемого продукта. Температура поддержки эл. обогрева прим.+20°C;

Клеммная коробка для подключения эл. кабелей и снятия сигналов в исполнении Eex i;

Опорный стояк, стандартное исполнение Ду 150 (6") для установки верхнего налива, с опорным фланцем Ду 150 мм для монтажа на эстакаде налива.

Ознакомительный чертеж устройства верхнего налива

теплого месяца. %

Рабочая среда

Наименование продукта	Бутан технический	Пропан-бутан технический
Температура, °C:		
минимальная	5	5
максимальная	44	44
Плотность, кг/м³	530...585	510...575
Вязкость. Па*с	0,00013... 0,00019	0,00012...0,00023
Диаметр коллектора, Ду, мм	200	250

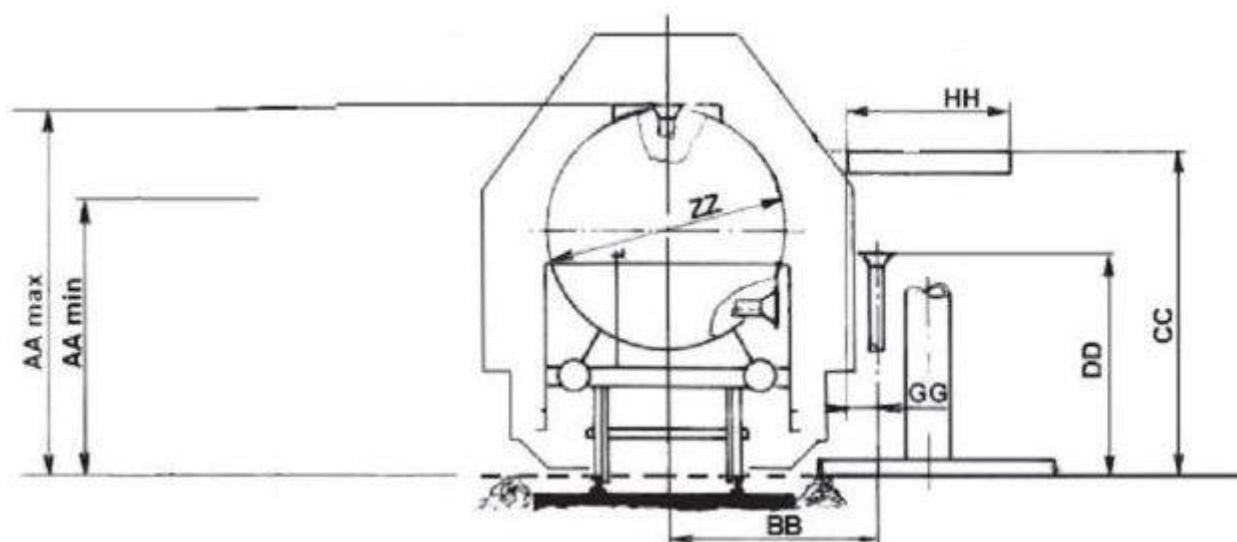
Содержание коррозионных компонентов

Содержание меркаптановой серы в ПБТ до 0.013% масс

Данные системы

Расстояние между осями параллельных путей, м	8,6
Длина прямолинейного участка железнодорожных путей, м	62
Максимальное количество цистерн, одновременно подаваемых под налив на одну сторону эстакады, шт	5
Макс, давление в коллекторе налива, МПа	2,6
Давление поддавливания азотом при сливе, МПа	2,0
Азот:	
температура, °C	-35...+50
давление, МПа	2,0
Воздух КИП:	
температура, °C	-35...+44
давление, МПа	0,5...0,7
Пар:	
температура, °C	210...240
давление, МПа	1,0...1,2

Размеры эстакады



CC	Высота площадки обслуживания, мм	4000
DD	Высота подключения (продукт поступает снизу), мм	6300
GG	Расстояние от коллектора до внешней кромки площадки обслуживания, мм	300
HH	Ширина площадки обслуживания, мм	4200
Высота цистерны, мм:		
AA	минимальная	4000
	максимальная	4500
BB	Расстояние от оси цистерны до коллектора, мм	2200
Диаметр цистерны, мм:		
ZZ	минимальный	2600
	максимальный	3000

Устройство верхнего слива-налива СУГ в сборе 10 к-в

Устройство для поддавливания азотом цистерн при сливе СУГ и отвода паров в сборе 10 к-в

Опорный стояк 10 шт.

Устройство контроля заземления 10 шт.

Комплект ответных фланцев с прокладками и крепежом 1 к-т

Комплект прокладок и крепежа для всех фланцевых соединений 3 к-та

Комплект запасных частей для 2-х лет эксплуатации 1 к-т

Чертежи и документация на русском языке:

руководство по эксплуатации и техническому обслуживанию

технические паспорта

сборочные и рабочие чертежи

сертификат соответствия техническому регламенту
 разрешение РТН на применение
 сертификат ГОСТ-Р и разрешение на применение РТН для устройства
 контроля заземления
 сертификаты ГОСТ-Р и разрешение на применение РТН для средств
 автоматизации (клапаны, сигнализаторы уровня и т.д.)
 сертификаты качества на применяемые материалы и изделия
 Сертификаты испытаний:
 Сертификат испытаний гидростатическим давлением согласно правилам
 котлонадзора
 Сертификат испытаний на герметичность воздухом 0,5 бар
 Сертификат 10% рентгеноскопии окружных сварочных швов

Назначение

Верхний слив-налив сжиженного газа в железнодорожные цистерны

Алгоритм работы

Стендеры подключаются к отсечной арматуре с пневмоприводом, ручным дублером и навесным оборудованием. Стендеры оснащены локальной ручной запорной арматурой на всех линиях.

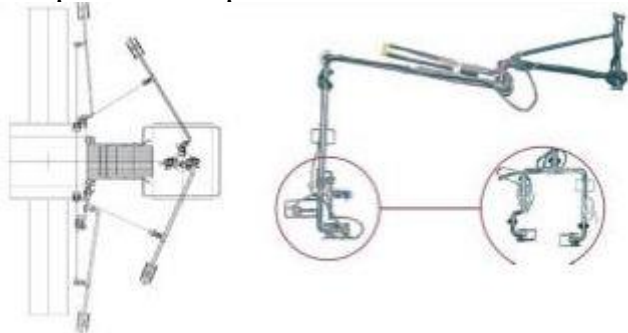
Подключение и отключение труб к цистерне выполняет оператор вручную. Для подключения используются специальные муфты, адаптированные к российским ж/д цистернам. Локальная запорная арматура используется по желанию заказчика, выполняя в некоторых случаях резервную функцию по отношению к отсечной арматуре с пневмоприводом.

Для сигнализации достижения максимального уровня налива и аварийного уровня налива используются датчики вибрационного, тип сигнала Namur. встроенные в емкости (буферы малого объема), которые подключаются к кранам максимального уровня налива «Зеленый кран» и аварийного уровня налива «Красный кран» на ж/д цистерне. Выход емкости соединен с линией декомпрессии. Остатки продукта в емкостях удаляются в газоуравнительную систему. Сигналы от сигнализаторов уровня выводятся в клеммную коробку и далее поступают в систему управления Заказчика для дальнейшей обработки сигналов и использования их в алгоритме налива/слива.

Подробный алгоритм работы устройств налива и слива будет предоставлен после дополнительного согласования и уточнения требований с Заказчиком.

Спецификация

Устройство верхнего слива-налива СУГ



Назначение

Слив-налив сжиженных

**углеводородных газов из/в
железнодорожные цистерны**

Расчетное давление	Ру 25
Макс, рабочее давление, бар	25
Расчетная температура, °С	-35...+50
Пропускная способность, м³/ч	30

Материалы:

трубы, отводы	низкотемпературная сталь
фланцы	низкотемпературная сталь
шарниры	низкотемпературная сталь
шарнирные уплотнения	тефлон
запорная арматура	легированная сталь

Размеры	В случае заказа размеры будут рассчитаны в соответствии с геометрией эстакады налива

Соединения со стороны эстакады:	
продуктопровод	Фланец Ду 80 по DIN EN 1092 Ру 40 форма Е/Ф (соответствует Исп. 2/3 "выступ-впадина» по ГОСТ 121815-80)
линия декомпрессии	Фланец Ду 15 по DIN EN 1092 Ру 40 форма Е/Ф (соответствует Исп. 2/3 "выступ-в пади на» по ГОСТ 121815-80)
линия продувки	Фланец Ду 15 по DIN EN 1092 Ру 40 форма Е/Ф (соответствует Исп. 2/3 "выступ-впадина» по ГОСТ 121815-80)

Соединение со стороны цистерны	Специальная зажимная соединительная муфта для российских ж/д цистерн Детали из легированной стали потравлены и пассивированы.
Покраска	Двухслойная покраска согласно ТУ производителя: - пескоструйная обработка - грунтовка 1 слой

- покрытие 1 слой, цвет RAL7047
(светло-серый)

Компоненты:

Высокоэффективные шарниры с закаленной беговой дорожкой для шариков, обе стороны зафланцованы, соприкасающиеся с сальником плоскости выполнены из легированной стали и отполированы. Минимальная твердость беговой дорожки 54 HRC (580 HV10), глубина закалки 3 мм

Пружинный баланси́р для балансировки при поднятии и опускании секции А-В

Один шаровый кран Ду 50 на каждой концевой трубе с ручным управлением
Две специальных зажимных соединительных муфты Ду 40 для российских ж/д цистерн

Линия декомпрессии Ду 15 с запорной арматурой и вентилями на концевых трубах (шланг проложен вдоль рукава)

Линия продувки Ду 15 с запорной арматурой и вентилями на концевых трубах (шланг проложен вдоль рукава)

Фиксатор гаражного положения

Индуктивный датчик гаражного положения с клеммной коробкой для подключения кабеля

Устройство для подавливания азотом цистерн при сливе СУГ и отвода паров

Назначение	Для подавливания азотом цистерн при сливе, а также, как газоуравнительный рукав при наливке СУГ

Расчетное давление	Ру 25
Макс. рабочее давление, бар	25
Расчетная температура, °С	-35... +50
Пропускная способность, м³/ч	30

Материалы:	
- трубы,отводы	низкотемпературная сталь
- фланцы	низкотемпературная сталь
- шарниры	низкотемпературная сталь
- шарнирные уплотнения	тефлон
- запорная арматура	легированная сталь

Размеры	В случае заказа размеры будут рассчитаны в соответствии с геометрией эстакады налива

Соединения со стороны эстакады:	
- продуктопривод	Фланец Ду 50 по DIN EN 1092 Ру 40 форма Е/Ф (соответствует Исп. 2/3 "выступ-в пади на» по ГОСТ 121815-80)
- линия декомпрессии	Фланец Ду 15 по DIN EN 1092 Ру 40 форма Е/Ф (соответствует Исп. 2/3 "выступ-впадина» по ГОСТ 121315-30)
- линия продувки	Фланец Ду 15 по DIN EN 1092 Ру 40 форма Е/Ф (соответствует Исп. 2/3 "выступ-в пади на» по ГОСТ 121815-80)

Соединение со стороны цистерны	Специальная зажимная соединительная муфта для российских ж/д цистерн Детали из легированной стали потравлены и пассивированы. Двухслойная покраска согласно ТУ производителя:
Покраска	- пескоструйная обработка - грунтовка 1 слой - покрытие 1 слой, цвет RAL1023 (желтый)

Компоненты:

Высокоэффективные шарниры с закаленном беговой дорожкой для шариков, обе стороны зафланцованы, соприкасающиеся с сальником плоскости выполнены из легированной стали и отполированы. Минимальная твердость беговой дорожки 54 HRC (580 HV10), глубина закалки 3 мм

Пружинный балансир для балансировки при поднятии и опускании секций А-В

Один шаровый кран Ду 50 на каждой концевой трубе с ручным управлением

Одна специальная зажимная соединительная муфта Ду 40 для российских ж/д цистерн

Линия декомпрессии Ду 15 с запорной арматурой и вентилями на концевых трубах (шланг проложен вдоль рукава)

Линия продувки Ду 15 с запорной арматурой и вентилями на концевых трубах (шланг проложен вдоль рукава)

Фиксатор гаражного положения

Индуктивным датчик сигнализации гаражного положения с

клеммной коробкой для подключения кабеля
Две емкости (буферы малого объема) со штуцером
подключения датчиков сигнализации уровня налива,
смонтированы на концевой трубе, шаровый кран Ду 15 на
входе емкости, шланг со штуцером 4" для подключения к
кранам максимального уровня налива «Зеленый кран» и
аварийного уровня налива «Красный кран» на ж/д цистерне.
Выход емкости соединен с линией декомпрессии. Остатки
продукта в емкостях удаляются в газоуравнительную
систему.

Два датчика ограничения налива вибрационного типа с
плотностью от 400 кг м³. исполнение по АTEX II 1/2G EEx ia
ПС Т6, тип сигнала Namur, встроенные в емкости
Клеммная коробка для подключения кабеля и снятия
сигналов аналогично прилагаемого чертежа

Опорный стояк

Ду 150 стандартное исполнение для установки верхнего налива. Высота
около 2800 мм. С опорным фланцем или опорной плитой для монтажа на
эстакаде

Устройство контроля заземления



Назначение

Для автоматического заземления и предотвращения ошибок
обслуживающего персонала во взрывоопасных зонах

Особенности системы заземления

Установка слива-налива СУГ представляет собой непрерывную
электрическую цепь

Комплектация:

устройство контроля заземления
заземляющий кабель 10 м
контактные щипцы

Исполнение:

Взрывозащита II 2 G EEx d [ib] ПВ Т4

Класс защиты по EN 00529: IP 65

Питание: 230±10% В / 50 Гц

Рабочая температура: -50...+60 °С

Сертификат ГОСТ-Р и Разрешение РТН на применение прилагаются

ПРИМЕЧАНИЯ:

На КИПиА, входящие в комплект поставки будет предоставлена информация о типах датчиков с указанием полной маркировки в зры воза щиты, о монтаже на стояке, о прокладке линии связи по конструкциям стояка, о типах сигналов, а также схема внешних соединений. Датчики поставляются с кабелем до клеммной коробки.

Датчики и клеммные коробки будут поставлены в комплекте с взрывозащищенными сертифицированными кабельными вводами.

Датчики будут поставлены в комплекте с защитным шлангом для механической защиты кабеля по всей длине линии связи.

Клеммная коробка входит в состав поставляемого оборудования.

Шарнирные соединения для рукава налива битумной мастики

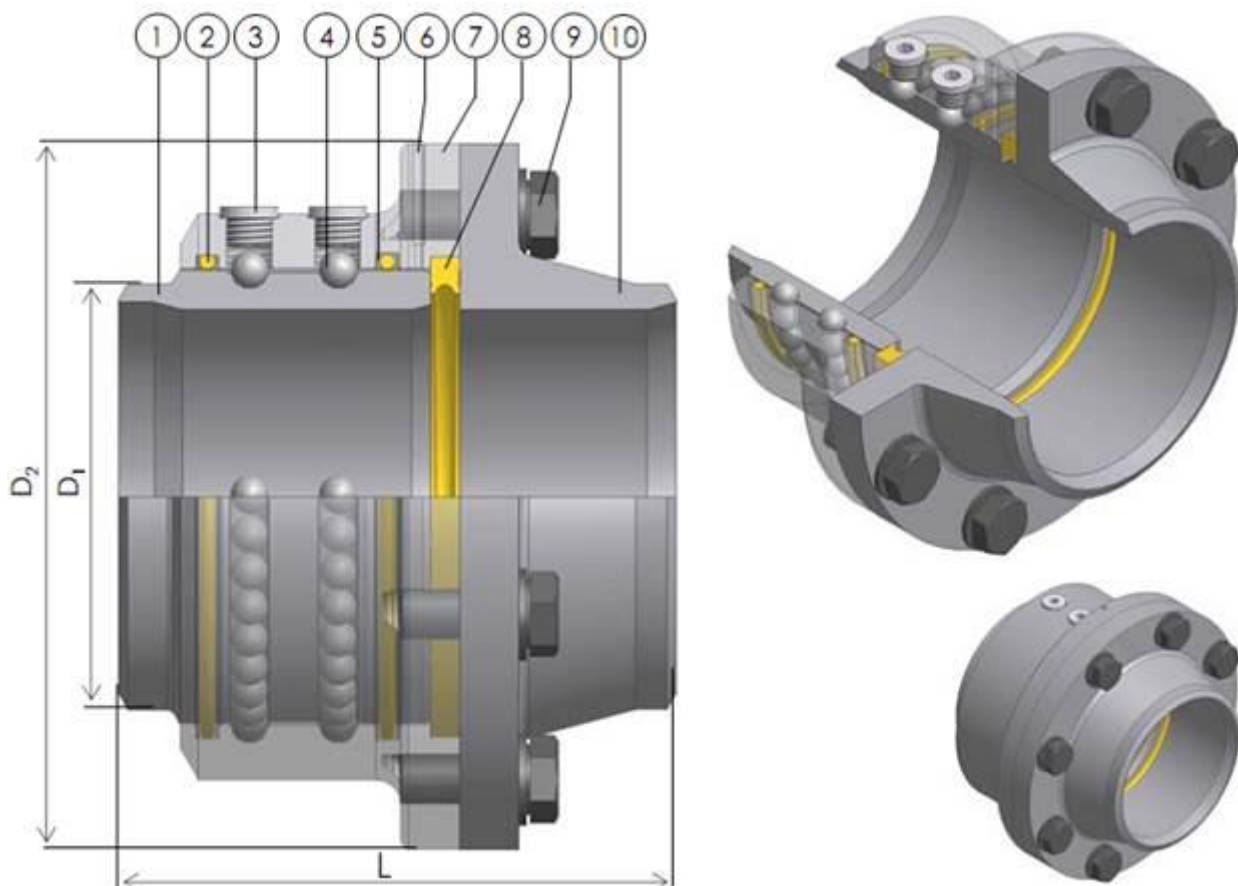
Шарнир собирается из следующих компонентов:

Описание	количество
Внешний корпус 2''	1
Уплотнение продукта 2''	1
Витон	
О - образное кольцо PTFE 2''	1
О - образное кольцо NBR 2''	1
Шестигранная заглушка A2-70	2
Шар DIN 1.2067	46
Болт с внутренним шестигранником и цилиндрической головкой A2-70 M10x30	8
Внутренний корпус 2'' DIN 1.4462	1
Фланец 2'' DIN 1.4306	1

Шарнирное соединение SAN831

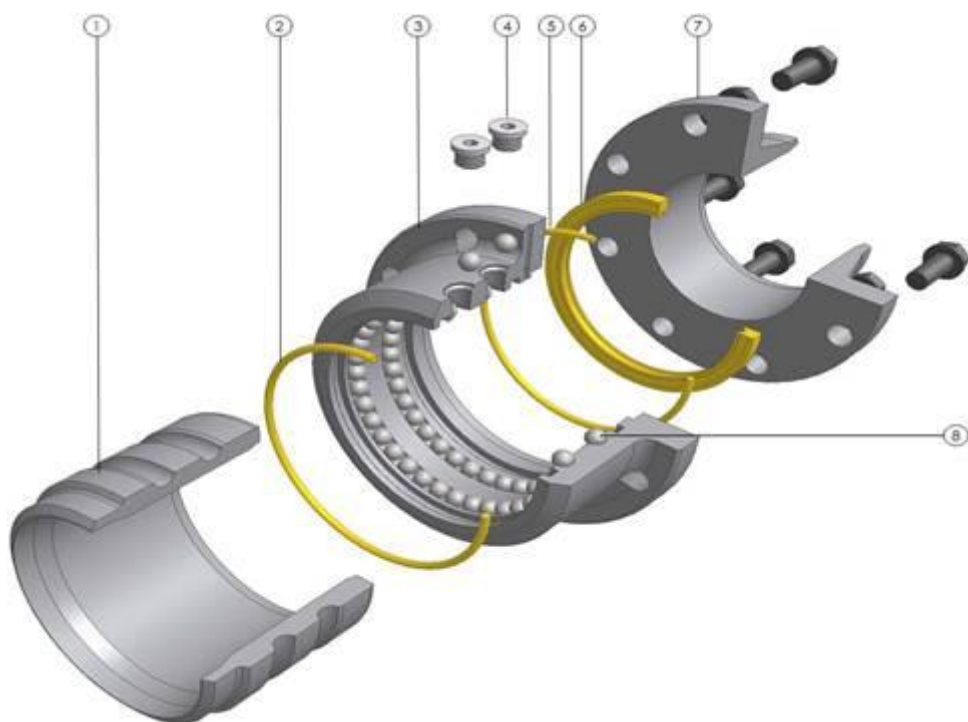
Стандартное шарнирное соединение предназначено для широкого ассортимента продуктов. Шарнир имеет полно проходное исполнение, так что давление падает минимально. Может быть также использован для очищаемых систем.

Приложение 1. Узлы и агрегаты.

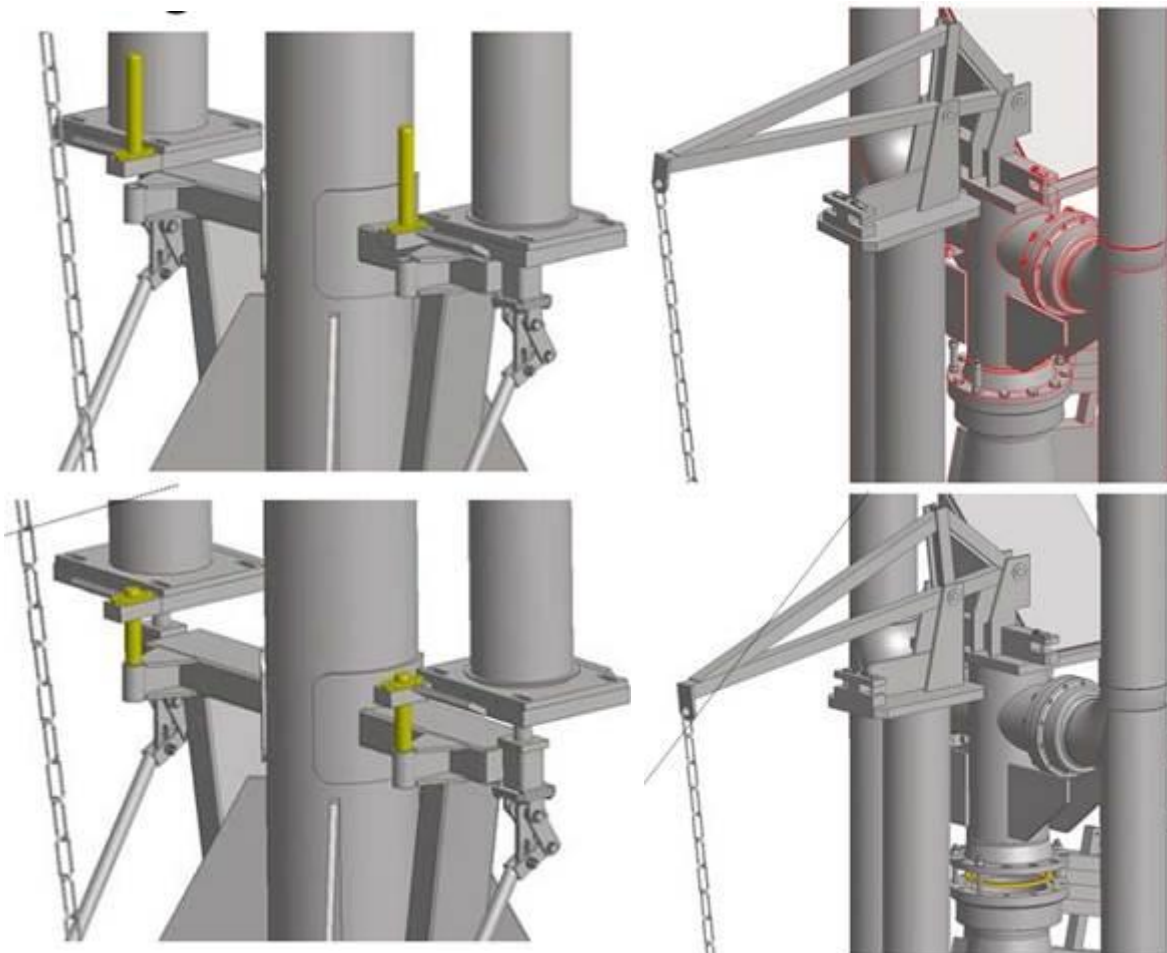


D	D1	D2	L
6"	168,3	280	220
8"	219,1	343	230
10"	273,0	407	238
12"	323,9	483	250
16"	406,4	597	280
20"	508,0	699	300

1. Внутренний корпус
2. Пылезащитное уплотнение
3. Заглушка
4. Шар
5. Уплотнение дорожки качения для шариков
6. Фланец
7. Внешний корпус
8. Прокладка
9. Винт с шестигранной головкой
- 10 Фланец

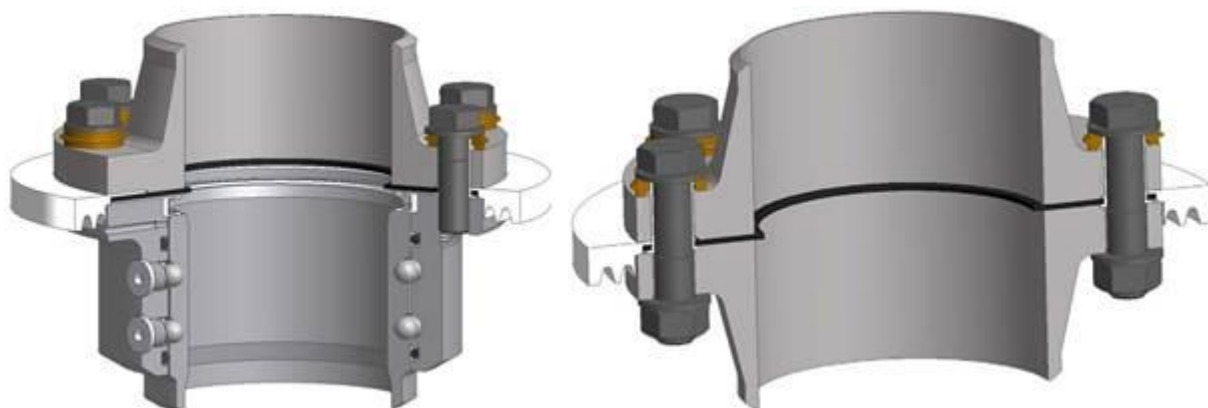


1. Внутренний корпус
2. Пылезащитное уплотнение
3. Внешний корпус
4. Заглушка
5. Уплотнение дорожки качения для шариков
6. Прокладка
7. Фланец
8. Шар



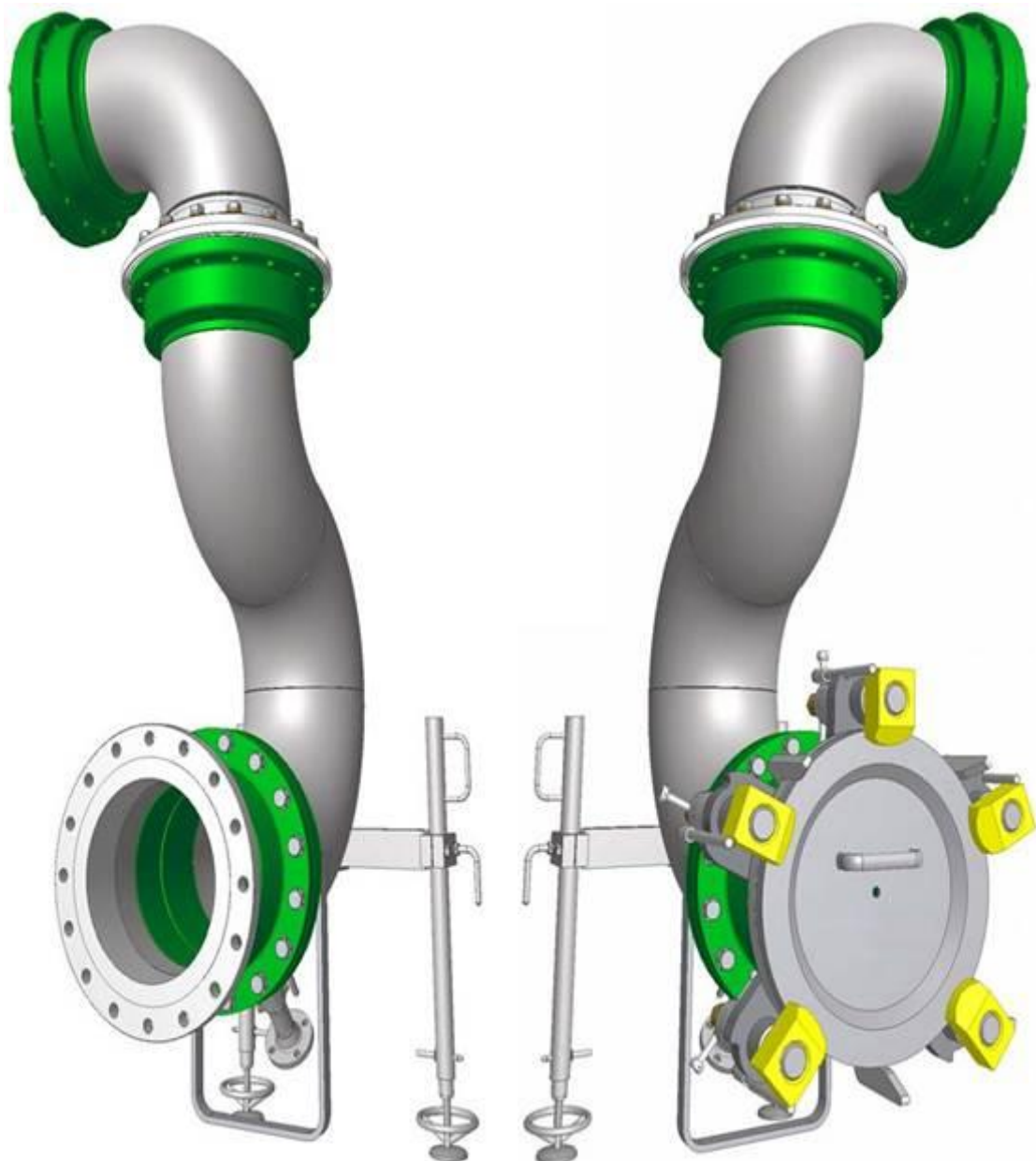
Фиксирование внутренней трубы

Подъемная цапфа



Шарнирное исполнение

Фланцевое исполнение



Стандартное фланцевое
соединение

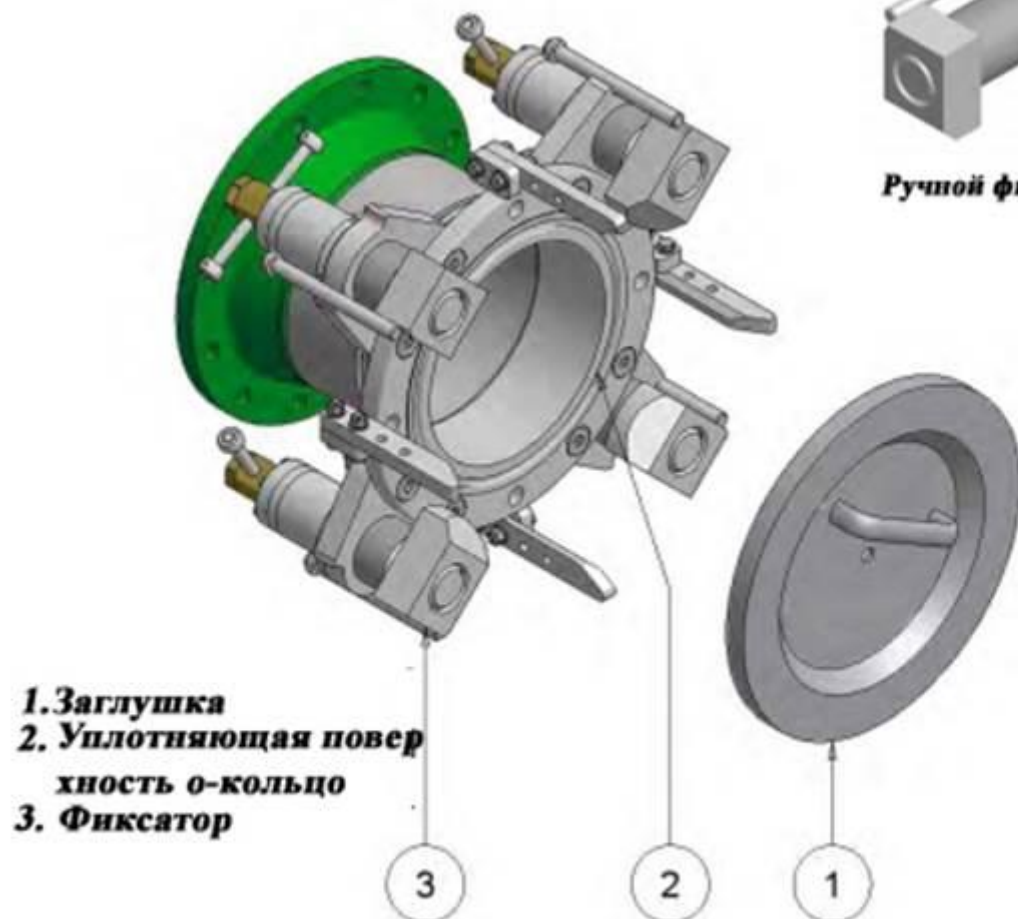
Стандартная ручная муфта для
соединения/разъединения



Диаметр	Кол-во фиксаторов
2"	2
3"	3
4"	3
6"	3
8"	3
10"	3
12"	4
16"	5



Ручной фиксатор



- 1. Заглушка**
- 2. Уплотняющая поверхность о-кольцо**
- 3. Фиксатор**

Ручное быстро соединяющееся/разъединяющееся соединение

Стендеры в работе:



Специфические особенности

Высокая нагрузочная способность подшипника обусловлена:

шаровые обоймы 4-х точечного контакта

более крупные шары

Пылезащитное уплотнение для предотвращения засора

Смазка долгой эксплуатации

Двойные шаровые обоймы

Функциональный контроль, между уплотнением продукта и шаровой обоймы.

Замена уплотнения продукта может быть сделана без удаления шаров

Конструкция двойного уплотнения защищает камеру шаровой обоймы от проникновения жидкости и пыли

Динамичная торцевая поверхность внутреннего корпуса обеспечена отполированной поверхностью из нержавеющей стали для долгосрочной и эффективной герметизации

Макс. давление: 63 бар

Диапазон температуры: от -70°C до +310°C

Материалы:

Внешний корпус: DIN 1.4401, DIN 1.4306, 34CrNiMo6, низкотемпературная углеродистая сталь

Внутренний корпус: DIN 1.4404, DIN 1.4306 дуплексная нержавеющая сталь

Фланец: DIN 1.4404, DIN 1.4306, низкотемпературная углеродистая сталь

Уплотнение продукта: PTFE, PTFE-C, Viton, UHMW-PE, PUR (одобрено FDA), NBR.

Примечание: Состав стали указан ниже.

Инструкция по сварке

Инструкция по монтажу/сварке для шарнирного соединения SAN831.

Для гарантии надежной и долгосрочной работы шарнирного соединения мы советуем:

В случае вертикального использования, монтаж фланца шарнирного соединения на верхней стороне (сверху), чтобы исключить проникновение дождевой воды.

В случае горизонтального использования, монтировать функциональный контроль у нижней стороны.

Подготовка к сварке

Отвинченный шарнирный фланец (поз.3). Сейчас вы можете удалить уплотнение продукта (поз. 4) из внешнего корпуса (поз. 2).

ВНИМАНИЕ: Необходимо осторожное обращение с уплотнением продукта, каждая царапина на торцевой поверхности уплотнения может стать причиной протечки.

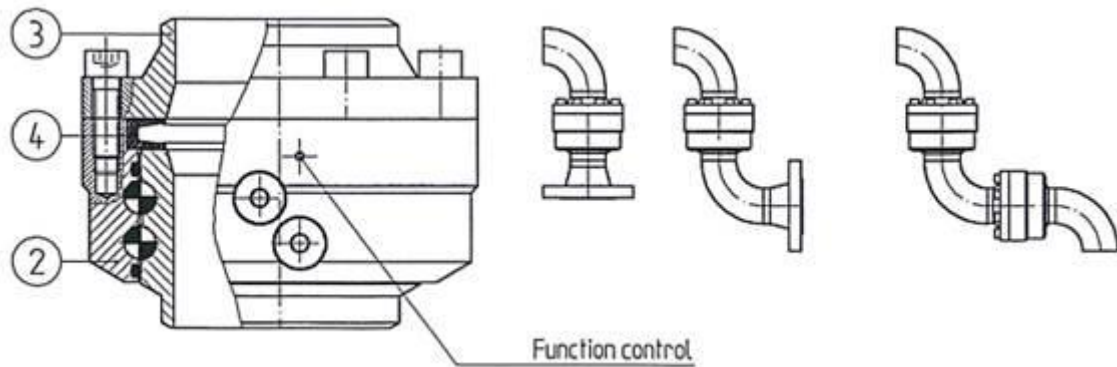
Процесс сварки:

Сварка шарнирного фланца или внутреннего корпуса (вместе в сборе с внешним корпусом) к трубе или колену может быть сделана только с помощью электрической сварки, например. MIG (сварка плавящимся электродом в среде инертного газа) или TIG (сварка вольфрамовым электродом в среде инертного газа).

Сварка предпочтительно должна быть сделана в сварном шве манипулятором, чтобы обеспечить равное тепловое воздействие и избежать деформации.

Сборка

После того как детали остыли, шарнирное соединение может быть собрано опять. Тщательно очистить уплотнительные (торцевые) поверхности. Затем осторожно поставить обратно уплотнение продукта во внешний корпус и привинтить шарнирный фланец к внешнему корпусу.



Объем поставки: Шарнирное соединение в сборе.

Устройство верхнего налива нефтепродуктов в автоцистерну

Техническое описание

Положение левое или право

Климатические условия: $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$ - $+27\text{ }^{\circ}\text{C}$

Материальное исполнение:

Наливной стояк нержавеющая сталь DIN 1.4404

Шарнирное соединение:

Внутренние части нержавеющая сталь DIN 1.4404

Внешние части кованая сталь 42 CrMo4

Фланцы нержавеющая сталь DIN 1.4404

Уплотнение PTFE



Размеры:

D: $\pm 1500\text{ мм}$

E: ± 1700 мм

G: ± 1200 мм

Подключения:

Со стороны установки фланец из нерж. стали DIN 1.4404 DN 100 PN 16

Со стороны цистерны открытый конец DN 100 L-образный

Защита от коррозии

Все стальные части подвергнуты пескоструйной обработке Sa 2,5 и защищены тремя слоями краски, с общей толщиной слоя $\pm 230\mu$.

Компоненты:

Шарниры высокой нагрузки DN100 (4 шт.)

Противовес для балансировки загрузочного рукава в пустом состоянии

Конус с гибким шлангом для отвода паров изготовлен из нержавеющей стали для люков 300 и 600 мм, высота конуса 300 мм.

Гибкий шланг отвода паров из нержавеющей стали DN80 PN10

Оборудование защиты от переполнения

Изоляция отвода паров DN80

Электрообогрев

Дистанционное управление пневматической работой.

Состоит из:

воздушный цилиндр с сервоуправляемыми обратными клапанами

одно ручное дистанционное управление с объединённой кнопкой верх/вниз.

один переключатель с потенциально свободным контактом

Регулятор давления, фильтр и т.д., установленные в распределительной коробке на воздушном цилиндре.

Рабочее давление мин. 5 бар.

Опционально:

1. Складная 4-ступенчатая лестница

Крепкая промышленная конструкция, защемление пальцев, рук или ног не возможно

Оборудована:

Защитой для пружинного цилиндра

Г-образной рамой

поручнями

оцинкованные ступени защищены от скольжения в обоих направлениях, ширина ступеней 800мм

Все вращающиеся узлы оснащены подшипниками скольжения и качения первая подвижная ступенька разделена на две части: вращающаяся часть, предотвращающая защемление ног, и неподвижная часть.

блокировочное устройство с ножной педалью для разблокировки

Защита от коррозии:

Горячая оцинковка, толщина $\pm 75\mu$

2. Колонна для наливного стояка

основания из углеродистой стали для установки 1 сливного стояка с запирающим устройством для положения рукава на хранении

Размер опорной плиты: 300 х 300 мм

Диаметр опорной колонны: Ø 219,1 мм

Высота: ± 2700 мм (размеры определяются в ходе работы наливного рукава и цистерны)

Защита от коррозии:

Горячая оцинковка, толщина ±75μ.

Объем поставки:

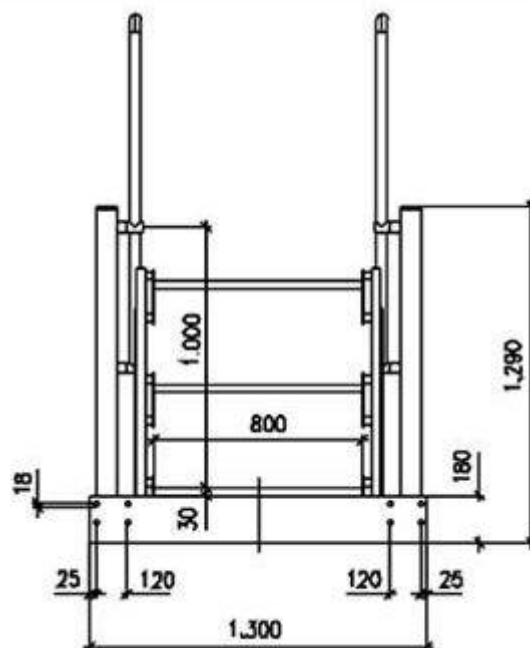
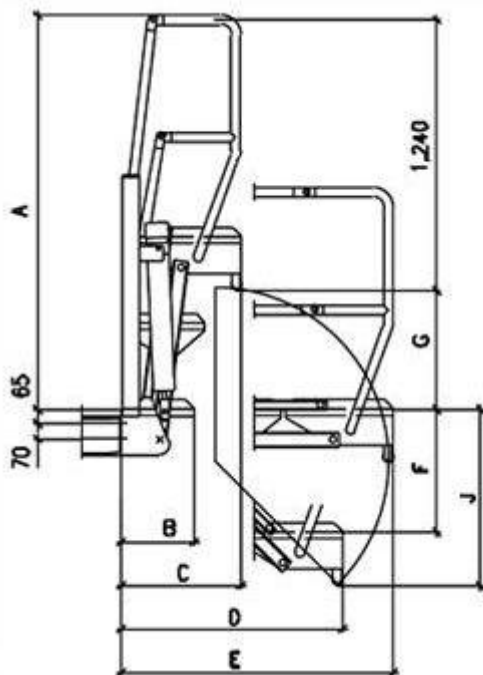
Устройство верхнего налива нефтепродуктов в автоцистерну, в сборе;

Вид шарнира



Типовой чертеж складной лестницы

Тип	Шаг	A	B	C	D	E	F	G	J	загрузка	погрузка на платформу	
		мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм	кг	V = вертикальная я кг	M = момент т кгм
3Т	3	1820	335	553	1000	1250	550	560	800	197	540	260
4Т	4	2220	335	602	1300	1650	850	960	1100	215	680	441
5Т	5	2620	335	650	1600	2050	1150	1360	1400	253	820	674



Устройство верхнего слива/налива ингибиторной соляной кислоты в ж/д цистерну

Техническое описание

Положение

левое или право

Продукт:

ингибиторная соляная кислота 33-35%

Материальное исполнение:

Сливной-наливной стояк

углеродистая сталь DIN 1.0256

Шарнирное соединение:

Внутренние части

углеродистая сталь (Покрывает PFA – 4 мм)

Внешние части

кованая сталь 42 CrMo4

Фланцы

углеродистая сталь (Покрывает PFA – 4 мм)

Уплотнение

PTFE

Размеры:

D: ± 2300 мм

E: ± 2500 мм

G: ± 3300 мм (изготовлен из полипропилена с конусом и вентиляционным патрубком)

Точные размеры будут определяться в случае заказа.

Подключения:

Со стороны установки

фланец DN 80 PN 10

Со стороны цистерны

свободный выход DN 80

Защита от коррозии

Все стальные части подвергнуты пескоструйной обработке Sa 2,5 и защищены тремя слоями краски, с общей толщиной слоя $\pm 230\mu$

Расходомер:

Диаметр номинальный

DN 80

Давление номинальное

PN 25

Стандарт фланцев	EN 1092-1
Скорость потока	от 0,1 до 3 м/с
Диапазон допустимой производительности	от 0 до 50 м³/ч
Точность снятия показаний	±0,5%
Электрическое соединение	с блоком выводов, 4-20мА, 2 жилы (от 10 до 30 В пост. ток)
Электропитание	220 В переменный ток
Потребляемая мощность	9 Вт
Влажность	от 4 до 95%, без конденсации
Степень защиты	IP 67
Взрывозащита	II 2G Ex mb IIC T4 U

Материальное исполнение:

Материал корпуса и фланцев нержавеющая сталь

Внутренняя футеровка PTFE

Противоконденсационное уплотнение полиуретан

Измерительный электрод Hastelloy B

Заземляющий электрод Hastelloy B

Примечание:

Все проточные части выполнены из PTFE и Hastelloy B;

Центральная линия отверстий для соединительных болтов фланца диаметром 160 мм, 8 отверстий, каждое из которых диаметром 18 мм.

Компоненты:

Шарниры (4 шт.)

Все трубопроводы изготовлены из углеродистой стали и футерованы PTFE 4 мм толщиной

Конус изготовлен из полипропилена, подходит для люков диаметром от 250 до 600 мм, с вентиляционным патрубком.

Плечо G изготовлено из композитных материалов

Гибкий шланг отвода паров из полипропилена фланец DN50 PN10

Опорная колонна для стояка

Пневматический цилиндр

Устройство защиты от переполнения

Объем поставки:

Устройство верхнего слива-налива ингибиторной соляной кислоты в ж/д цистерну в сборе, расходомер;

Типовой чертеж стояка



Техническое описание

Положение	левое
Рабочая температура	от -20 до +40 °С
<u>Продукт:</u>	Серная кислота 92,5 масс.%
<u>Материальное исполнение:</u>	
Сливное устройство	нержавеющая сталь DIN 1.4404
Телескопическая трубка	нержавеющая сталь DIN 1.4404
<u>Шарнирное соединение:</u>	
Внутренние части	нержавеющая сталь DIN 1.4404
Внешние части	кованая сталь 42 CrMo4
Фланцы	нержавеющая сталь DIN 1.4404
Уплотнение	Viton
<u>Размеры:</u>	
D: ±1700 мм	
E: ±1900 мм	

G: ± 3300 мм

Точные размеры будут определяться в случае заказа.

Подключения:

Со стороны установки фланец Ду 100 Ру 16

Со стороны цистерны открытый выход Ду 100

Защита от коррозии

Все стальные части подвергнуты пескоструйной обработке Sa 2,5 и защищены тремя слоями краски, с общей толщиной слоя $\pm 230\mu$.

Покраска RAL 5002 (синий)

Компоненты:

Шарнир высокой нагрузки (4 шт.)

Балансир для сливного стояка (1 шт.) пружинный цилиндр в качестве балансира сливного стояка в пустом состоянии.

Шаровой кран в трехсоставном корпусе из нержавеющей стали с уплотнением PTFE (1 шт.) - встроен в длину G, суженный проход.

Телескопическая трубка с ручным управлением длиной L=3300 мм (1 шт.)

Точка нагнетания пара 1'' (25,4 мм) с клапаном встроенным в длину G + гибкий шланг из нержавеющей стали собранный на трубах сливного стояка.

Клапан для регулировки вакуума (1 шт.) с пружинным возвратом 1'' (25,4 мм), установлен в длину D рукава.

Колонна для сливного стояка: основания из углеродистой стали для установки 1 сливного стояка с запирающим устройством для положения рукава на хранении

Размер опорной плиты: 300 x 300 мм

Диаметр опорной колонны: $\varnothing 219,1$ мм

Высота: ± 2700 мм (размеры определяются в ходе работы наливного рукава и цистерны)

Защита от коррозии: Горячая оцинковка, толщина $\pm 75\mu$.

Объем поставки:

Устройство верхнего слива серной кислоты из ж/д цистерны;

Устройство верхнего слива едкого натра из ж/д цистерны

Техническое описание

Положение левое

Рабочая температура от +10 до +40 °C

Продукт: Едкий натр 46масс.%

Материальное исполнение:

Сливное устройство нержавеющая сталь DIN 1.4404

Телескопическая трубка нержавеющая сталь DIN 1.4404

Шарнирное соединение:

Внутренние части нержавеющая сталь DIN 1.4404

Внешние части кованая сталь 42 CrMo4

Фланцы нержавеющая сталь DIN 1.4404

Уплотнение Viton

Размеры:

D: ±1700 мм

E: ±1900 мм

G: ±3300 мм

Точные размеры будут определяться в случае заказа.

Подключения:

Со стороны установки фланец Ду 100 Ру 16

Со стороны цистерны открытый выход Ду 100

Защита от коррозии

Все стальные части подвергнуты пескоструйной обработке Sa 2,5 и защищены тремя слоями краски, с общей толщиной слоя ± 230μ.

Покраска RAL 5002 (синий)

Компоненты:

Шарнир высокой нагрузки (4 шт.)

Балансир для сливного стояка (1 шт.) пружинный цилиндр в качестве балансира сливного стояка в пустом состоянии.

Шаровой кран в трехсоставном корпусе из нержавеющей стали с уплотнением PTFE (1 шт.) - встроен в длину G, суженный проход.

Телескопическая трубка с ручным управлением длиной L=3300 мм (1 шт.)

Точка нагнетания пара 1'' (25,4 мм) с клапаном встроенным в длину G + гибкий шланг из нержавеющей стали собранный на трубах сливного стояка.

Клапан для регулировки вакуума (1 шт.) с пружинным возвратом 1''(25,4 мм), установлен в длину D рукава.

Колонна для сливного стояка: основания из углеродистой стали для установки 1 сливного стояка с запирающим устройством для положения рукава на хранении

Размер опорной плиты: 300 x 300 мм

Диаметр опорной колонны: Ø 219,1 мм

Высота: ± 2700 мм (размеры определяются в ходе работы наливного рукава и цистерны)

Защита от коррозии: Горячая оцинковка, толщина ±75μ.

Объем поставки:

Устройство верхнего слива едкого натра из ж/д цистерны;

Устройство верхнего налива метанола в ж/д цистерну

Техническое описание

Положение левое

Рабочая температура от -20 до +38 °C

Продукт: Метанол - 100%**Материальное исполнение:**

Наливное устройство углеродистая сталь

Шарнирное соединение:

Внутренние части нержавеющая сталь DIN 1.4404

Внешние части кованая сталь 42 CrMo4

Фланцы нержавеющая сталь DIN 1.4404

Уплотнение

PTFE с пружинной из нержавеющей стали DIN 1.4404

Размеры:

D: ±1700 мм

E: ±1900 мм

G: ±3300 мм

Точные размеры будут определяться в случае заказа.

Подключения:

Со стороны установки

фланец Ду 100 Ру 16

Со стороны цистерны

фланец Ду 100 Ру 16 со свободным шарниром для ж/д цистерны

Защита от коррозии

Все стальные части подвергнуты пескоструйной обработке Sa 2,5 и защищены тремя слоями краски, с общей толщиной слоя ± 230μ.

Покраска RAL 5002 (синий)



Прибор заземления:

Модель: MT30

Электропитание: 110 или 230 В переменного тока ±10%, 50Гц

Потребление: 10 ВА

Диапазон температур: от -25 до +55 °С

Релейный выключатель: 250 В переменного тока / 5 А и 30 В постоянного тока/ 5 А

Класс защиты: IP66

Размеры: 277 x 265 x 55 мм

Вес: 7 кг

Передача цифровой информации: RS 485

Взрывозащита: Exd(ia)IIBT6

Кабельный барабан для прибора заземления:

Алюминиевый корпус, класс защиты IP42

14м гибкий кабель (2 x 1,5 мм²)

Без зажимов

Алюминиевые зажимы:

для грузовиков и вагонов поездов.

Объем поставки:

Устройство верхнего налива метанола в ж/д цистерны;

Наливное оборудование
Верхний налив

Поз.1 Установка верхнего налива, Ду100/50

исполнение с отводом паров для налива керосина / диз. топлива в авто-цистерны расположение и диапазон работы согласно составленного в случае контракта установочного чертежа право- или левостороннее исполнение

расчетное давление: : 16 бар
испытательное давление : 24 бар
температура окружающей среды : от -46°C до +37°C
расчетная температура : от -40°C до +50°C
объем потока : 90 м³/ч
продукт : керосин / диз. Топливо

Материалы:

трубы, отводы - низкотемпературная сталь (DIN или ASTM)
фланцы - низкотемпературная сталь (DIN или ASTM)
шарниры - A350LF2
пароотводящий шланг - шланг в оплетке из нерж. стали
концевая труба - легированная сталь
уплотнительный конус - легированная сталь / покрытие из полиуретана
шарнирные уплотнения - PTFE / FVMQ
опорная конструкция - конструктивная сталь

Размеры:

F = 2000 мм
A = 2300 мм
B = мин. / макс, мм

Подключения:

со стороны эстакады
продуктопровод: - фланец Ду100 Ру16 по DIN EN 1092-1 форма B1
пароотвод: - фланец Ду50 Ру16 по DIN EN 1092-1 форма B1
воздух: - RA10
со стороны цистерны - уплотнительный конус

Покраска:

Стандартная грунтовка, толщина слоя прим. 40-80 мкм. Продукт: Novatic KD64, RAL 7011 (серая). Пескоструйка не требуется.

После монтажа заказчик должен покрыть установку слива системой покровного слоя.

Наряду с этим могут проводиться и другие стандартные покрытия из краски на цинковой основе или полиуретановые системы к примеру с пескоструйкой и 2- или 3-х слойное покрытие.

Компоненты

4 шт. высокоэффективных шарниров с закалённой беговой дорожкой для шариков, обе стороны зафланцованы, прикасающиеся с сальником плоскости выполнены из легированной стали и отполированы. Мин. твердость беговой дорожки 54 HRC (580 HV10), глубина закалки 3 мм

входной шарнир с крепежной консолью и опорным подшипником

пружинный балансир для балансировки прибора в порожнем состоянии

пневматическое прижимное устройство для подпрессовки уплотнительного конуса к горловине цистерны

параллельная направляющая для постоянной вертикальной ориентации концевой трубы

уплотнительный конус из легированной стали с покрытием из полиуретана, с подключением паропроводящего шланга и датчиков уровня налива (диаметром 250/530мм)

свободноперемещаемая, механическая, телескопическая концевая труба из легированной стали

спиральный шланг из легированной стали для возврата паров Ду50

Воздушник (вакуум брейкер) срабатывает автоматически при окончании налива.

Ответные фланцы ДУ100/ Ду50 продуктопровода и линии отвода паров -1 шт фиксатор гаражного положения,

1 шт индикатор парковочного положения

1 шт индикатор рабочего положения устройства налива (сигнал конус подпрессован к горловине цистерны)

один вибрационный датчик предотвращения перелива исполнение с кабелем и эл. вставкой FEL58 Eex ia (NAMUR), (используется как аварийный для отсечки продукта во избежание перелива, налив производится через расходомер, по заданной дозе), датчик оснащен механическим зажимом обеспечивающий возможность перемещения в месте крепления на конусе; клемная коробка в исполнении Eex ia для подключения кабеля для предоставляемых сигналов

Настенная/ монтажная консоль для монтажа устройства налива на опорной конструкции заказчика, полностью оцинкованная

Нижний налив

Поз.2 Станция нижнего налива

Для нижнего налива в автомобильные цистерны согласно API нормам состоит из:

1 х продуктовый рукав, 1 х рукав отвода паров

Условный диаметр: ДУ100

право- или левостороннее исполнение

подвод продукта снизу

расчетное давление : 16 бар

испытательное давление : 24 бар

температура окружающей среды	: от-46°C до +37°C
расчетная температура	: от-40° до +50°С
объем потока	:90 м³/ч
продукт	:керосин дизельное топливо

Материалы

трубы, отводы	низкотемп. сталь
фланцы	низкотемп. сталь
модуль шарниров	низкотемп. сталь
уплотнения шарниров	PTFE-блок с Кольцами из FVMQ
шланг	шланг в оплетке из легированной стали
стальная конструкция	конструктивная сталь/ легированная

Подключения:

со стороны эстакады	
продуктопровод:	- фланец Ду150 Ру16 по DIN EN 1092 форма B1
со стороны цистерны	- 4" API сухая муфта

Покраска:

Стандартная грунтовка, толщина слоя прим. 40-80 мкм. Продукт: Novatic KD64, RAL 7011 (серая). Пескоструйка не требуется.

После монтажа заказчик должен покрыть установку слива системой покровного слоя.

Наряду с этим могут проводиться и другие стандартные покрытия из краски на цинковой основе или полиуретановые системы к примеру с пескоструйкой и 2- или 3 х слойное покрытие.

Компоненты:

3 высокоэффективных шарниров с закалённой беговой дорожкой для шариков, обе стороны зафланцованы, прикасающиеся с сальником плоскости выполнены из легированной стали и отполированы. Мин. твердость беговой дорожки 54 HRC (580 HV10), глубина закалки 3 мм

пружинный цилиндр для балансировки наполненной системы

Шланг-ДУ 100, с фланцами на обеих сторонах согл, DIN EN 1092-1 -тип 11 - Ру 16 форма B1

продуктопроводящая опорная колонна - DN 150, для установки на заводском фундаменте, соединительный фланец для трубопровода- ДУ150 DIN EN 1092-1 - Тур 11 - PN 16 - Form B1

фиксатор гаражного положения, вкл. индуктивный датчик сигнализации гаражного положения

заводская табличка

обратный клапан, из алюминия. Обеспечивает демонтаж муфты API без необходимости опорожнения прибора налива. Рабочее давление: 0,5 бар

API- сухая муфта - ДУ 100 (4")

исполнение согл. API

исполнительное давление Ру 10, проверочное давление 15 бар (с сертификатом)

материал: алюмин. сплав

уплотнение: низкотемпературные манжеты

механизм подключения из 5-и клеммных кулачков, система разъёма для быстрого и простого подключения на адаптер цистерны

Замена уплотнения возможна и без демонтажа муфты

Рычаг с роликом для простого управления (открытие/закрытие)

подключение: ТТМА-фланец

Рукав отвода паров

условный диаметр: Ду 100

право- или левостороннее исполнение

расположение и диапазон работы согласно составленного в случае контракта установочного чертежа,

вход продукта снизу

исполнительное давление Ру 10

испытательное давление 15 (без муфты)

темп, окружающей среды -46°C до +37°C

исполнительная температура -4СГС до +50°C

продукт: пары нефтепродуктов

Материалы

трубы, отводы низкотемп. сталь

фланцы низкотемп. сталь

модуль шарниров низкотемп. сталь

уплотнения шарниров РТФЕ-блок с Кольцами из FVMQ

шланг шланг в оплетке из легированной стали

стальная конструкция конструктивная сталь/легированная

Подключения:

со стороны эстакады

продуктопровод: - фланец Ду150 Ру16 по DIN EN 1092 форма B1

со стороны цистерны - 4" API муфта паропровода

Покраска:

Emco стандартная грунтовка, толщина слоя прим. 40-80 мкм. Продукт: Novatic KD64, RAL 7011 (серая). Пескоструйка не требуется.

После монтажа заказчик должен покрыть установку слива системой покровного слоя.

Наряду с этим могут проводиться и другие стандартные покрытия из краски на цинковой основе или полиуретановые системы к примеру с пескоструйкой и 2- или 3-х слойное покрытие.

Компоненты:

3 высокоэффективных шарниров с закалённой беговой дорожкой для шариков, обе стороны зафланцованы, прикасающиеся с сальником плоскости выполнены из легированной стали и отполированы. Мин. твердость беговой дорожки 54 HRC (580 HV10), глубина закалки 3 мм

пружинный цилиндр для балансировки наполненным системом

Шланг - ДУ 100, с фланцами на обеих сторонах согл. DIN EN 1092-1 - тип 11
- ПУ 16 Form B1

продуктопроводящая опорная колонна - ДУ150, для установки на заводском фундаменте, соединительный фланец для трубопровода- ДУ150 DIN EN 1092-1 - Тип 11 - PN 16- Form B1

фиксатор гаражного положения, вкл. индуктивный датчик сигнализации гаражного положения

заводская табличка

API-муфта отвода паров:

материал: сплав алюминия

подключение: ТТМ-фланец

допустимое рабочее давление: 2 бар

вес: 3,6 кг

уплотнение: низкотемпературные манжеты

Поз. 3 Складная лестница безопасности, 4-ступ.

полностью оцинкованное исполнение для низких температур

Благодаря параллельным направляющим ступени в любом положении мостика всегда находятся в горизонтальном положении.

Двусторонние поручни совместно с коленной планкой всегда стоят параллельно любому наклону мостика.

Исполнение:

стабильная стальная конструкция с отверстиями для болтов для монтажа на эстакаде

балансировка при помощи пружинного цилиндра

макс, нагрузка 3.800 Н/м²

ширина ступеней 800 мм

первая ступень жёстко закреплена

вторая ступень в безопасном исполнении, т.е. разделена

последняя ступень как платформа с покрытым резиной бампером

опорные точки не требуют ухода

фиксация в гаражном положении при помощи ножной педали

мостик поставляется в собранном виде

1 шт индикатор парковочного положения

Техническая Документация

Установочный чертеж/

Исполнительный чертеж с перечнем комплектующих

Инструкции / испытания / сертификаты:

Инструкции по монтажу, обслуживанию и ремонту на англ./русском. языках

Сертификат испытания давлением согласно правилам котлонадзора

РАЗРЕШЕНИЕ на применение (Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ)

Сертификат соответствия ТР, ГОСТ-Р

ГОСТ Р ЕХ сертификат соответствия и РТН разрешение на применение для электрических компонентов

Технический паспорт на русском языке

Система управления

Наименование и содержание составляющей проекта:

Аппаратно-программные средства, включая следующее оборудование:

Кориолисовый массовый расходомер (3 шт.)

Быстродействующий отсечной клапан (3 шт.)

Устройство заземления (3 шт.)

Датчик перелива (3 шт.)

Контроллер (3 шт.)

Терминал (4 шт.)

Преобразователь EDI (1 шт.)

Рабочая станция оператора с резервированием (1 шт.)

Источник бесперебойного питания Eaton 9130 (1 шт.)

Весы для метрологической сертификации (1 шт.)

Шкафы и материалы

Инженерно-технические работы, включающие:

Обследование объекта, разработку и согласование ТЗ на систему управления на станции налива нефтепродуктов

Разработку документации ТРП, включая разработку и адаптацию ПО ПИР

обучение персонала на месте, сопровождение ввода в эксплуатацию

Авторский надзор в процессе монтажа и ПНР

Насосный блок на раме установки налива

при необходимости будет предложен опционально

Объем поставки, работ и функции оборудования

Насосный блок на раме (опция);

Наливные стояки;

Откидные лестницы;

Арматура с электроприводом;

Фильтры, газоотделители;

Детонационный предохранитель;

Отвод паров;

Шкаф силовой;

Металлоконструкции;

Светофоры;

Быстродействующие отсечные клапаны на линии подачи нефтепродукта;

Массовые расходомеры;

Устройство заземления;

Датчик аварийного уровня;

Локальный контроллер для управления наливом;

Сигнализация загазованности;

Автономная система пожарной сигнализации;

Система громкоговорящей связи;

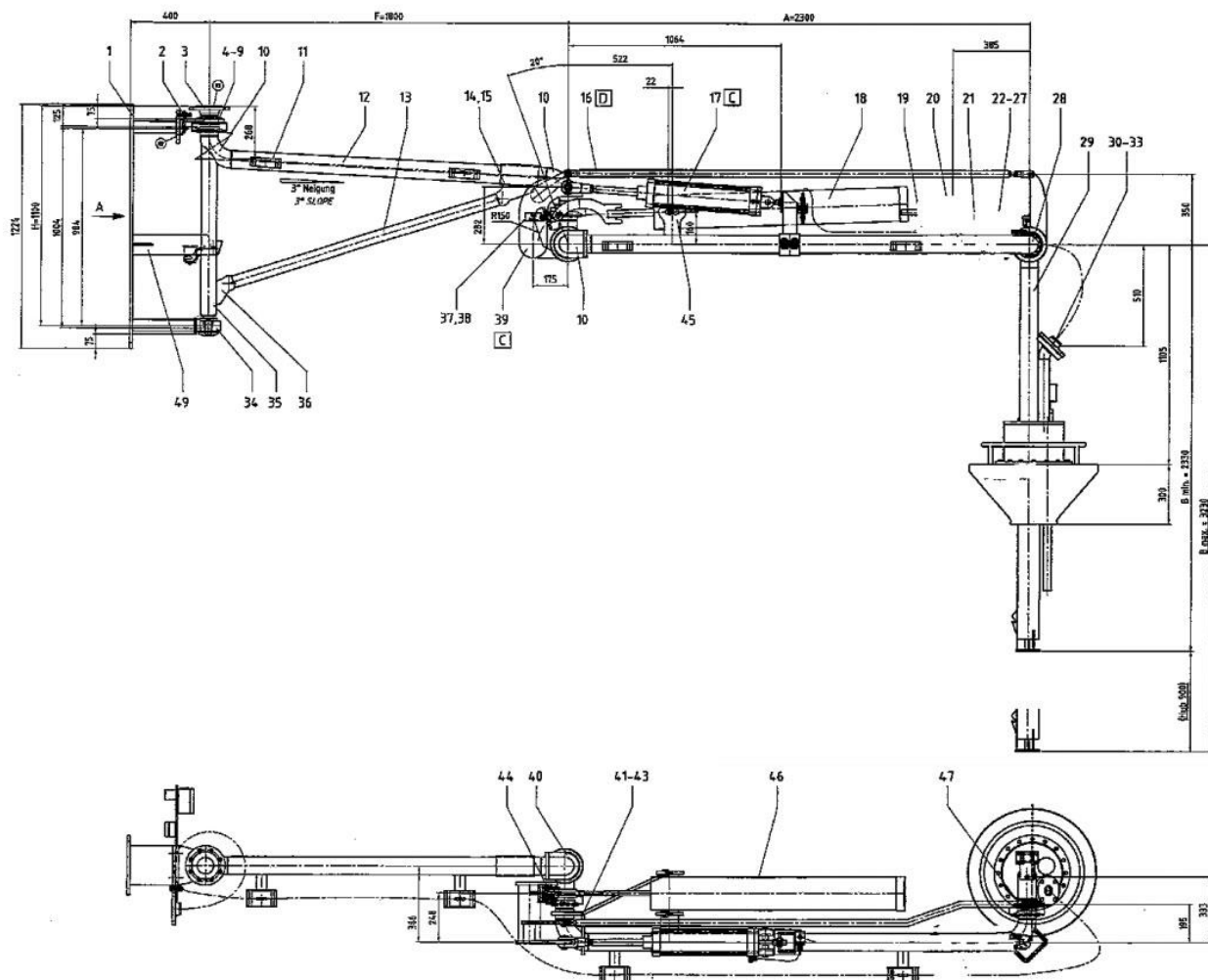
Система видеонаблюдения (опция);

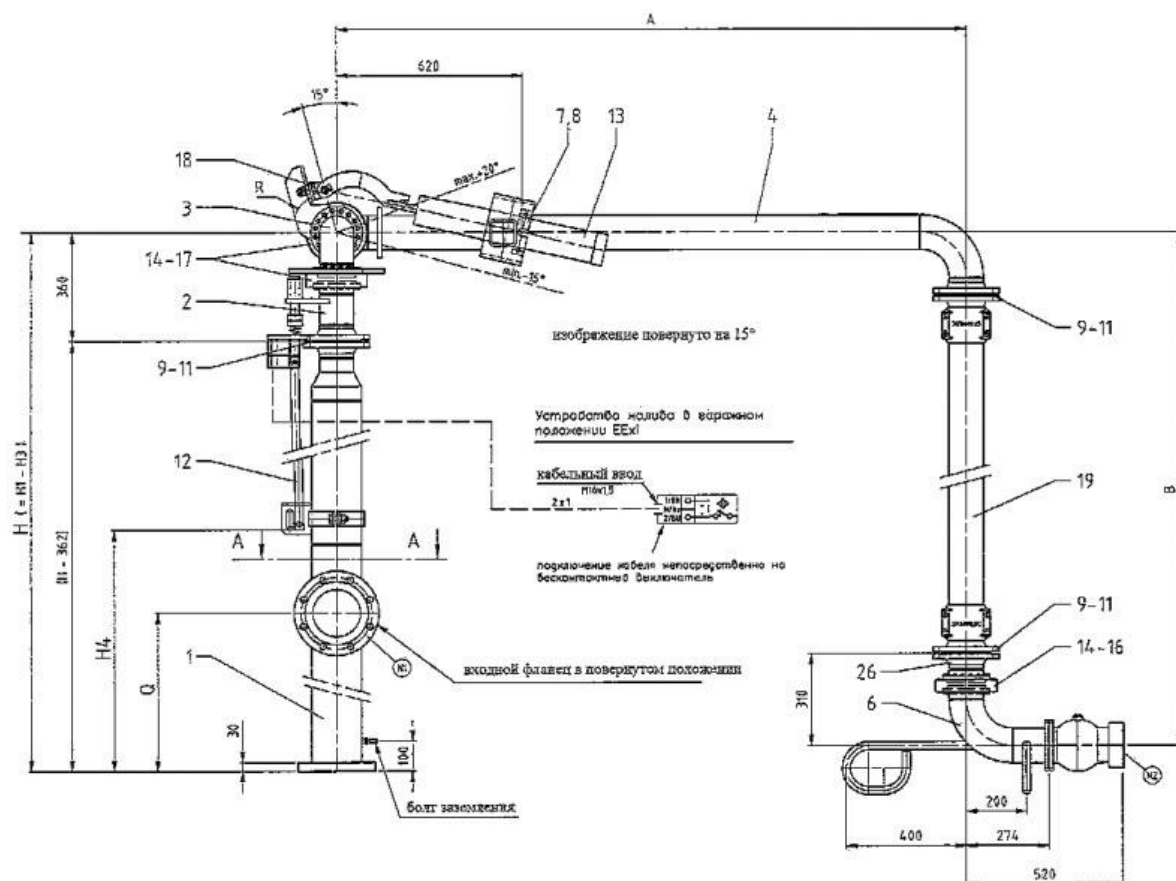
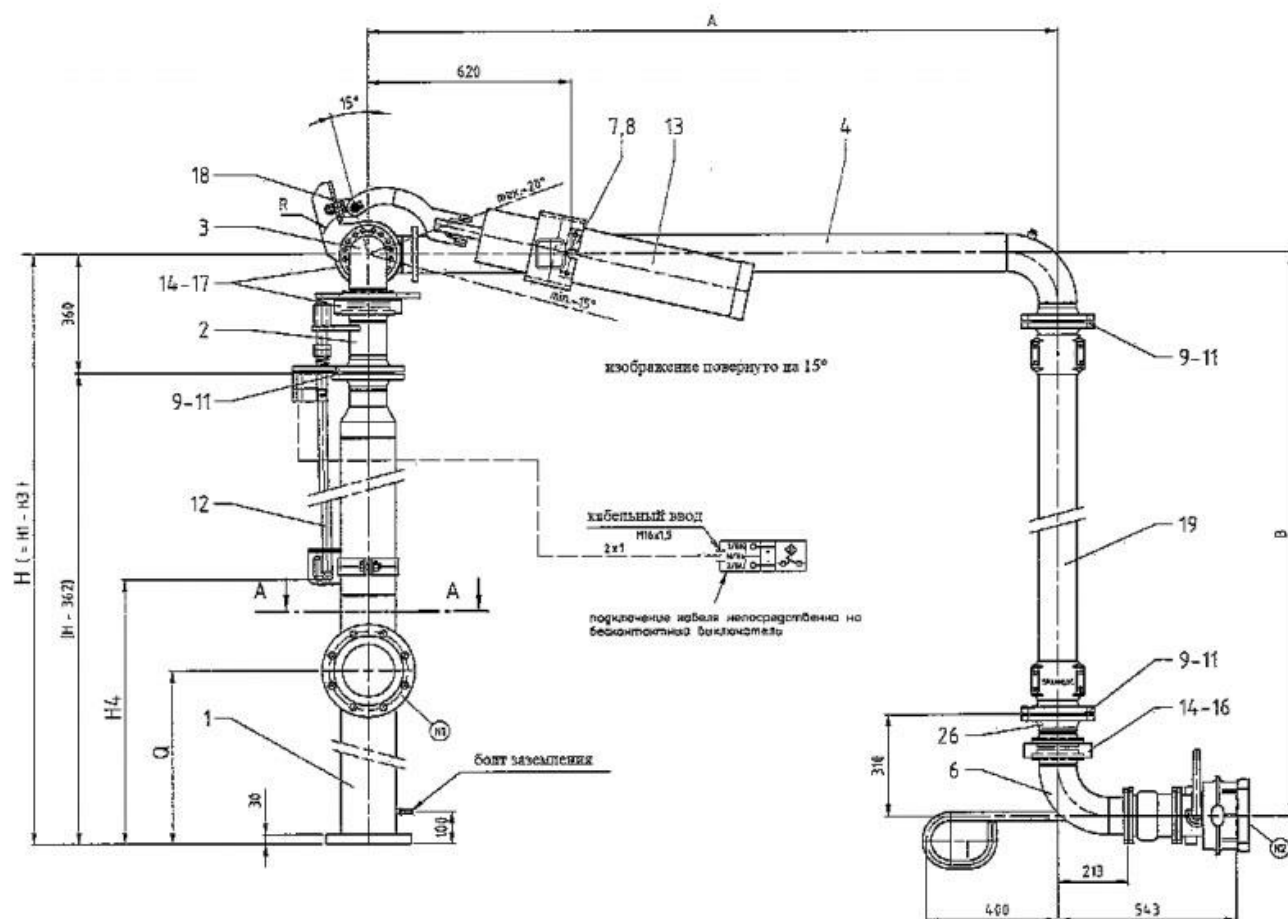
Контроль состояния оборудования на стояках налива;

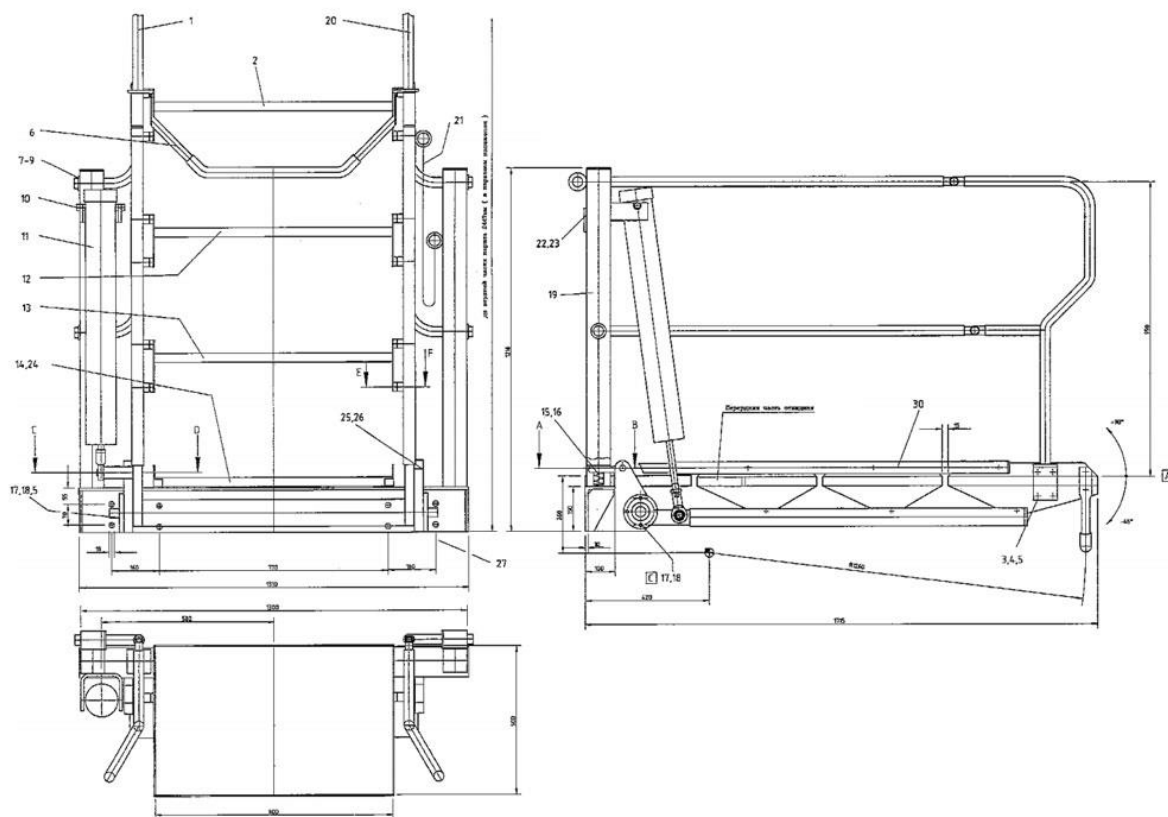
Контроль отгружаемых нефтепродуктов с передачей данных на СНН тит. 173;

Архивирование всех параметров и событий;

Контроль очередности налива;
 Работа стояков налива в автономном режиме;
 Оборудование для метрологической поверки стояков налива;
 Работа насосов в режимах «ручной» и «автомат»;
 Шеф-монтажные работы (опция);
 Пуско-наладочные работы;
 Запасные части на 3 года эксплуатации (опция);
 Метрологическая аттестация системы.







Прибор налива с отводом паров



Особенные возможности применения

Для химикалий и нефтепродуктов большой срок службы низкие эксплуатационные затраты простотой в обращении материалы: сталь/алюминий, легированная сталь, защитная футеровка температурная зона -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$ обширное оснащение безопасности высококачественный шарнир

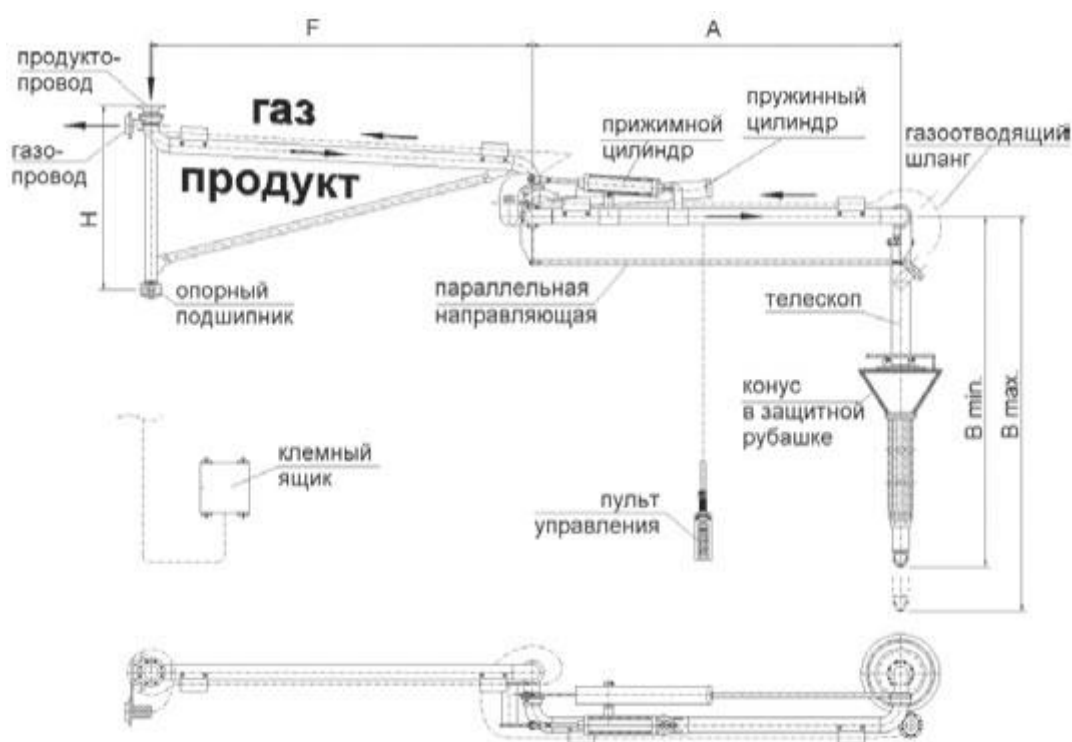
Приборы налива с отводом паров применяются, в первую очередь, при наливке углеводородов, токсичных и агрессивных жидкостей.

Модель представляет собой комбинацию из отлично зарекомендовавшего себя выносного стреловидного прибора и шланга для отвода паров. Налив с отводом паров улучшает экономичность процесса налива, поскольку происходит улавливание испаряющегося продукта, пары которого не уходят в атмосферу. Этим определяется важный вклад в охрану окружающей среды и здоровье персонала.

Выдерживаются установленные законодательством нормативы.

Стандартные технические данные

диаметры DN		уплотнен ия	зона использован ия	исполнен ия	принадлежно сти
продуктопро вод	пароотв од				
50	50	NBR, EPDM, PTFE, спец. материал ы	- высокие или низкие температуры по запросу	- пригодное для внутренне й зачистки ершом	- уплотнительна я пластина
80	50		- продуктопро вод	- согл. WHG	- конус
100	80		обогревается паром,	- согл. VbF (international)	- телескопичес кая наливная труба
150	100		термическим маслом или электрически м обогревом		

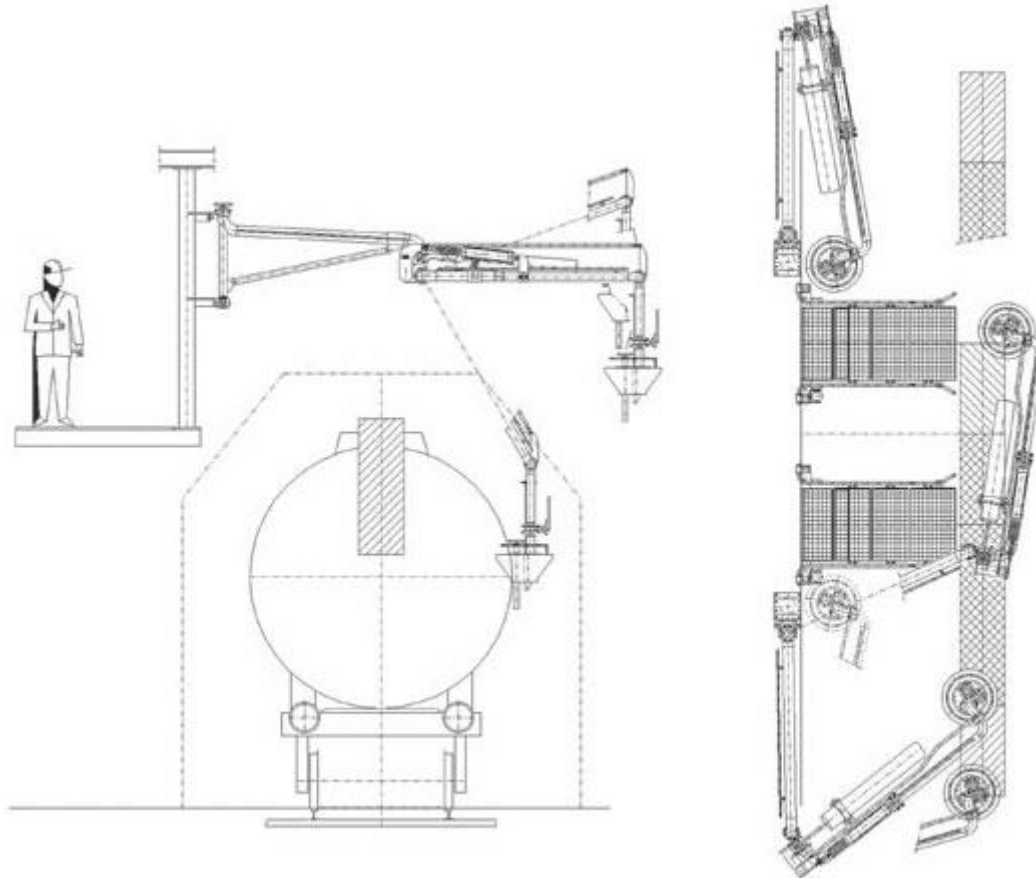


Устройство представляет собой экономичное решение налива с отводом паров. Простоту работы с ним обеспечивают его малый вес и небольшие габариты. Оно может быть использовано в условиях ограниченных размеров на площадке, например, на существующих эстакадах с низкой крышей.

Пример использования



глубоко закаленная шариковая канавка для высочайших нагрузок



Станция нижнего шлангового налива

Станция нижнего шлангового налива с гибким перекрещиванием и увеличенной зоной работы.



Особенные возможности применения

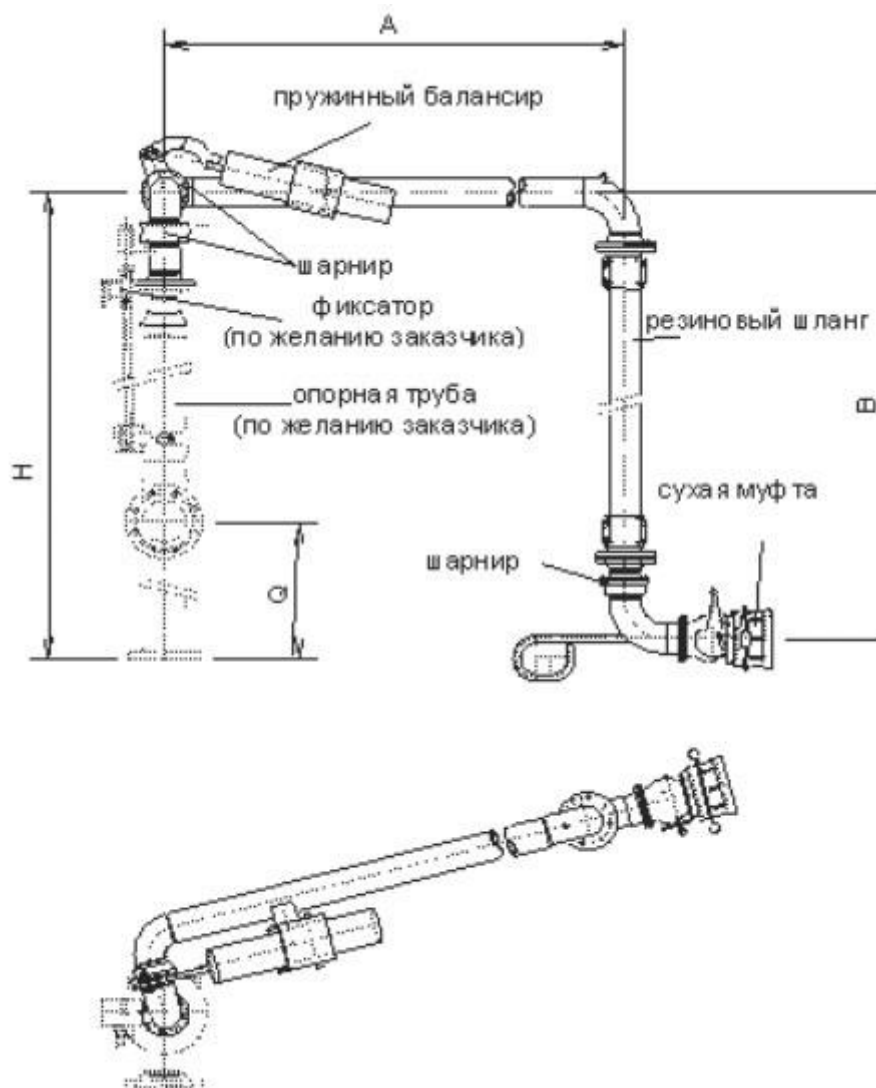
одновременный налив нескольких камер
гибкость при подключении
перекрёстный налив без помех
короткая продолжительность налива
опыт нескольких десятилетий в сфере налива большой срок службы
для нефтепродуктов
долгий срок эксплуатации
удобные для обслуживания и зарекомендовавшие себя
узлы:

- стальной шарнир
 - пружинный балансир
 - прочный резиновый шланг
 - сухая соединительная муфта согласно норм API
- безопасность в работе, простота в обслуживании и эксплуатации
минимальный объём капель утечки
удобный подход, достаточно
свободного места между
опорной трубой и автоцистерной
свободные аварийные пути
спасения
сварная конструкция
возможность индивидуальной комплектации
возможно исполнение из спец. материалов, например, определённых
легированных

Размеры и технические данные



сухая соединительная муфта

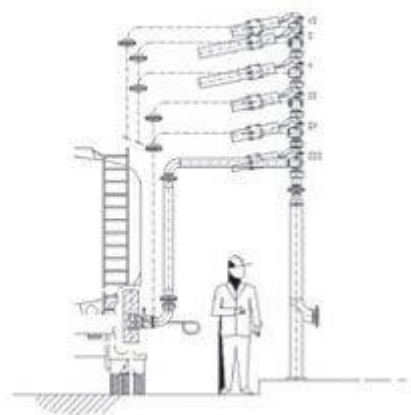
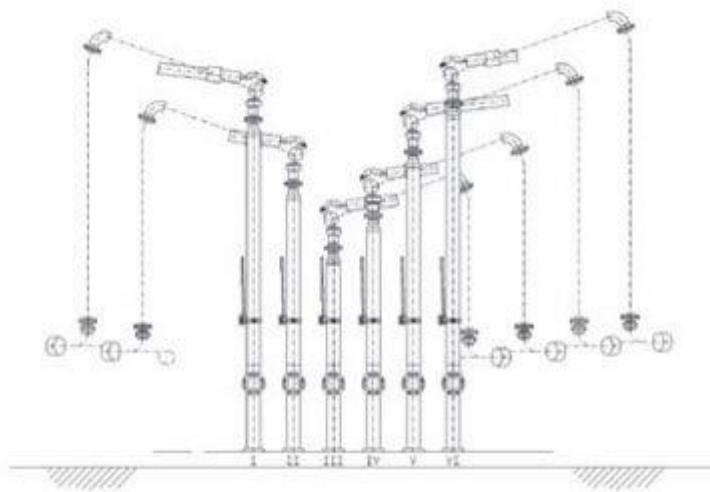


Технические данные

Модель	A, мм	B, мм	H*, мм	Q, мм	Исполнение	Вес, кг
01	1700	2323	3100	по желанию заказчика	левый	310
02	1900	2723	3500		левый	340
03	1900	3123	3900		левый	360
04	2100	3523	4300		правый	400
05	2100	3923	4700		левый	430

* зависит от фундамента

Пример использования



Рукава (стояки) верхнего налива

Поз. 1. Рукав (стояк) верхнего налива DN80

Рукав верхнего налива DN80 (3") для разбавленной серной кислоты (+40% H₂SO₄), правостороннее или левостороннее исполнение, выполнено из нержав. стали 316L и состоит из:

1. Трубная обвязка.

Выполнена из нержав. стали 1.4563

2. Вертлюжное (шарнирное) соединение 3-37 DN80 ПТФЭ.

внутренняя часть: углеродистая сталь (футеровка PFA –параформальдегид – 4 мм)

фланец: углеродистая сталь (футеровка PFA –параформальдегид – 4 мм)

внешняя часть: 42CrMo

уплотнение продукта: ПТФЭ

уплотнение шаровой камеры: ПТФЭ

пылезащитное уплотнение: ПТФЭ

с корпусом из нержав стали 316 Ti.

3. Пустые противовесы.

Противовесы для балансировки наливного стояка в пустом состоянии.

4. Устройство механической блокировки.

Нацелено на блокировку наливного рукава в любом желаемом положении. Установлен на длине E-G наливного рукава для удержания длины E-G в ее последнем положении

Посредством зажимного компонента штанга может удерживаться в любом положении.

5. Размеры наливного рукава.

D: ± 2000 мм

E: ± 2200 мм

G: ± 2500 мм

6. Соединения наливного рукава.

Монтажная сторона: DN80 PN16 DIN2633

Со стороны грузовика: открытый патрубок

7. Испытание на герметичность.

Испытание на герметичность с 2 бар сжатого воздуха и сертифицировано
согл. EN 13480-5

8. Защита от коррозии.

Деталей из углеродистой стали (если есть)

все стальные детали обработаны пескоструйным аппаратом Sa 2,5 и
защищены 3хслойной эпоксидной системой окраски, с общей толщиной
 $\pm 200\mu$

окончательный цвет RAL 5002 (голубой).

Поз. 2. Рукав (стояк) верхнего налива DN80

Рукав верхнего налива DN80 (3") для серной кислоты (93-94% H₂SO₄),
правостороннее или левостороннее исполнение, выполнено из нержав стали
316L и состоит из:

1. Трубная обвязка.

Выполнена из нержавеющей стали 316L

2. Вертлюжное (шарнирное) соединение 3 2ST DN80 SS 316.

Шарнирное соединение высокого давления DN80 из нержав стали 316L и
состоит из:

внутренняя часть: SS 316L

внешняя часть: кованая сталь 42 CrMo4

фланец: SS 316L

уплотнение продукта: ПТФЭ с пружинами из нержав стали

2 шариковых опоры, смазанных высококачественной индустриальной
смазкой.

3. Пустые противовесы.

Противовесы для балансировки наливного стояка в пустом состоянии

4. Устройство механической блокировки.

Нацелено на блокировку наливного рукава в любом желаемом положении.

Установлен на длине E-G наливного рукава для удержания длины E-G в ее
последнем положении. Посредством зажимного компонента штанга может
удерживаться в любом положении.

5. Размеры наливного рукава.

D: ± 2000 мм

E: ± 2200 мм

G: ± 2500 мм

6. Соединения наливного рукава.

Монтажная сторона: DN80 PN16 DIN2633

Со стороны грузовика: открытый патрубок

7. Испытание на герметичность.

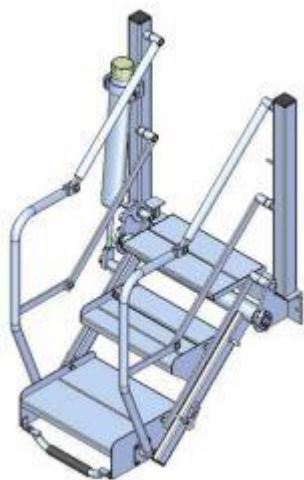
Испытание на герметичность с 2 бар сжатого воздуха и сертифицировано
согл. EN 13480-5

8. Защита от коррозии.

Деталей из углеродистой стали (если есть)

все стальные детали обработаны пескоструйным аппаратом Sa 2,5 и
защищены 3хслойной эпоксидной системой окраски, с общей толщиной
 $\pm 200\mu$

окончательный цвет RAL 5002 (голубой).



Поз. 3. Складные лестницы 5 ступенек

Прочная промышленная конструкция из нержавеющей стали 316, которая не сможет защемить или зажать пальцы, руки или ноги.

Оснащена:

предохранители для пружинного цилиндра

рамы для колен

поручни

оцинкованные ступеньки противоскользящие в обоих направлениях, ширина ступенек: 800мм.

все вращающиеся детали оснащены шарикоподшипниками или втулками из конструкционной пластмассы

первая передвигая ступенька разделены на 2 части: вращающаяся часть, предотвращая зажим ног и зафиксированной части

блокировочное устройство с ножной педалью для разблокировки.

Опциональные позиции:

1. Предохранитель переполнения с покрытием

установлен в системе скольжения и защищен от механического повреждения во время использования

кабель, установленный вдоль наливного рукава с дополнительной длиной ± 2 м.

длина вибровилки: 500 mm

материала: нержавеющая сталь с покрытием.

2. Настенный кронштейн из стали

Настенный кронштейн из углеродистой стали, предназначен для крепления 1 наливного стояка, с блокировочным устройством для наливного стояка в убранном положении

Защита от коррозии:

горячеоцинкованная толщина $\pm 75\mu$.

3. Устройство блокировки цепи

Устройство блокировки цепи из нержавеющей стали для блокировки складной лестницы в любом положении для предотвращения опоры лестницы на грузовик. Это предотвращает повреждение отдельного грузовика и воздействие веса при использовании автомобильных весов.

152 рукава верхнего налива для бензина



Спецификация продукта

Продукт: Бензин

Температура: -30°C до +80°C

Рабочее давление: 10 бар

Расход: 150 м³/час

Спецификация рукава налива

Диаметр рукава налива: 4" (номинальный диаметр 100 мм)

Входное соединение: 4" фланец ASA 150 lbs RF (вертикальный вход)

Баланс: пружина кручения/линейная пружина (правосторонняя конфигурация)

Входной шарнир, состоящий из одной горизонтальной плоскости вращения

Промежуточный шарнир, состоящий из одной вертикальной и одной горизонтальной плоскости вращения. На данный шарнир будет смонтирована спиральная пружина.

Шарнир сбросной трубы, состоящий из одной вертикальной плоскости вращения

Загрузочный клапан: 4" пневматический дисковый затвор из углеродной стали

Вакуумный прерыватель, ½" включен и смонтирован в загрузочный клапан

Сбросная труба: сбросная труба будет со скошенным 45° концом, как опция с телескопической сбросной трубой для того, чтобы достичь дна цистерны.

Сбросная труба имеет скольжение 1200 мм

Опорный подшипник: опорный подшипник включен. Данный опорный подшипник поддерживает стрелу.

Материалы компонентов

Шарниры: входной, промежуточный – углеродистая сталь

Сбросная труба – алюминий

Стрела: Углеродистая сталь

Исходный рукав: Алюминий

Сбросная труба: Алюминий

Уплотнения: шарниры - Viton GFLT

Загрузочный клапан - Viton

Размеры (базовые)

Стрела: 2400 мм

Исходный рукав: 1800 мм

Сбросная труба: 3000 мм 1200 мм сбросная труба скольжения

Дополнительные опции

Опорный подшипник:	Опорный подшипник включен. Данный опорный подшипник поддерживает стрелу.
Стояк:	Каждый рукав налива будет смонтирован на стояк с 33 градусным уклоном для загрузки на обеих сторонах платформы, состоящей из колонны из углеродистой стали 1800 x 200 x 200 мм и опорной плиты 400 x 400 мм с 8 крепежными отверстиями Ø20 мм. 2x Endress + Hauser Liquiphant FTL51 (D=600 мм) и прибор переполнения типа nivotester . Для предотвращения поломки, сенсорная труба будет смонтирована в защитной трубе вдоль сбросной трубы. Выходной сигнал из прибора переполнения в сущности безопасный. Провод из прибора переполнения будет подсоединен к клеммной коробке на исходном рукаве.
Прибор переполнения:	От этой клеммной коробки, провод будет подсоединен вдоль рукава налива до входного фланца. Усилитель не включен, он должен быть установлен заказчиком в «безопасной зоне». Напряжение питания к усилителю может быть 24, 110 или 220 В. Заказчик должен подтвердить, что данная модель подходит для применения. Другие модели могут быть предложены по запросу спецификаций и предпочтений заказчика. на сбросную трубу будет смонтирован алюминиевый паровой конус, подходящий для смотровых люков диаметром от 340 до 600 мм. Паровой конус будет оснащен поручневыми скобами для легкого функционирования.
Паровой конус:	
Шланг отвода паров:	Паровой шланг 2” будет подсоединен к паровому конусу и проведен вдоль рукава налива. Паровой шланг заканчивается на свободно вращающемся фланце DIN

	2633 PN 10/16, рядом с входным фланцем рукава налива.
Клапан управления:	При входе в рукав налива для закрытия функционирования рукава налива в случае сигнала переполнения, исходящего от датчика предельно допустимого уровня
Клеммная коробка:	Включена как клеммная взрывозащищенная коробка
Датчик парковки:	Показывает, что рукав налива находится в позиции парковки.
Датчик загрузки:	Для того, чтобы показать, что рукав налива находится в положении загрузки, он смонтирован на паровом конусе.
Поддон для сбора капель:	Для сбора любых капель, когда рукав налива в позиции паркинг.

Дополнительное оборудование для рукавов верхнего налива

44 рукава верхнего налива для керосина

Спецификация продукта

Продукт: Керосин

Температура: -30°C до +80°C

Рабочее давление: 10 бар

Расход: 150 м³/час

Спецификация рукава налива

Диаметр рукава налива: 4" (номинальный диаметр 100 мм)

Входное соединение: 4" фланец ASA 150 lbs RF (вертикальный вход)

Баланс: пружина кручения/линейная пружина (правосторонняя конфигурация)

Входной шарнир, состоящий из одной горизонтальной плоскости вращения

Промежуточный шарнир, состоящий из одной вертикальной и одной горизонтальной плоскости вращения. На данный шарнир будет смонтирована спиральная пружина.

Шарнир сбросной трубы, состоящий из одной вертикальной плоскости вращения

Загрузочный клапан: 4" пневматический дисковый затвор из углеродной стали

Вакуумный прерыватель, ½" включен и смонтирован в загрузочный клапан

Сбросная труба: сбросная труба будет со скошенным 45° концом, как опция с телескопической сбросной трубой для того, чтобы достичь дна цистерны.

Сбросная труба имеет скольжение 1200 мм. Опорный подшипник: опорный подшипник включен. Данный опорный подшипник поддерживает стрелу.

Материалы компонентов

Шарниры: входной, промежуточный – углеродистая сталь

Сбросная труба – алюминий

Стрела: Углеродистая сталь

Исходный рукав: Алюминий

Сбросная труба: Алюминий

Уплотнения: шарниры - Viton GFLT

Загрузочный клапан - Viton

Размеры (базовые)

Стрела: 2400 мм

Исходный рукав: 1800 мм

Сбросная труба: 3000 мм 1200 мм сбросная труба скольжения

Дополнительные опции

Опорный подшипник:	Опорный подшипник включен. Данный опорный подшипник поддерживает стрелу.
Стояк:	Каждый рукав налива будет смонтирован на стояк с 33 градусным уклоном для загрузки на обеих сторонах платформы, состоящей из колонны из углеродистой стали 1800 x 200 x 200 мм и опорной плиты 400 x 400 мм с 8 крепежными отверстиями Ø20 мм. 2x Endress + Hauser Liquiphant FTL51 (Д=600 мм) и прибор переполнения типа nivotester . Для предотвращения поломки, сенсорная труба будет смонтирована в защитной трубе вдоль сбросной трубы. Выходной сигнал из прибора переполнения в сущности безопасный. Провод из прибора переполнения будет подсоединен к клеммной коробке на исходном рукаве. От этой клеммной коробки, провод будет подсоединен вдоль рукава налива до входного фланца. Усилитель не включен, он должен быть установлен заказчиком в «безопасной зоне». Напряжение питания к усилителю может быть 24, 110 или 220 В. Заказчик должен подтвердить, что данная модель подходит для применения. Другие модели могут быть предложены по запросу спецификаций и предпочтений заказчика.
Прибор переполнения:	на сбросную трубу будет смонтирован алюминиевый паровой конус, подходящий для смотровых люков диаметром от 340 до 600 мм. Паровой конус будет оснащен поручневыми скобами для легкого функционирования.
Паровой конус:	Паровой шланг 2” будет подсоединен к паровому конусу и проведен вдоль рукава налива. Паровой шланг заканчивается на свободно вращающемся фланце DIN 2633 PN 10/16, рядом с входным фланцем рукава налива.
Шланг отвода паров:	При входе в рукав налива для закрытия функционирования рукава налива в случае сигнала переполнения, исходящего от датчика предельно
Клапан управления:	

	допустимого уровня
Клеммная коробка:	Включена как клеммная взрывозащищенная коробка
Датчик парковки:	Показывает, что рукав налива находится в позиции парковки.
Датчик загрузки:	Для того, чтобы показать, что рукав налива находится в положении загрузки, он смонтирован на паровом конусе.
Поддон для сбора капель:	Для сбора любых капель, когда рукав налива в позиции паркинг.

Дополнительное оборудование для рукавов верхнего налива

132 рукава верхнего налива для котельного топлива

Спецификация продукта

Продукт: котельное топливо

Температура: -30°C до +80°C

Рабочее давление: 10 бар

Расход: 150 м³/час

Спецификация рукава налива

Диаметр рукава налива: 4" (номинальный диаметр 100 мм)

Входное соединение: 4" фланец ASA 150 lbs RF (вертикальный вход)

Баланс: пружина кручения/линейная пружина (правосторонняя конфигурация)

Входной шарнир, состоящий из одной горизонтальной плоскости вращения

Промежуточный шарнир, состоящий из одной вертикальной и одной горизонтальной плоскости вращения. На данный шарнир будет смонтирована спиральная пружина.

Шарнир сбросной трубы, состоящий из одной вертикальной плоскости вращения

Загрузочный клапан: 4" пневматический дисковый затвор из углеродной стали

Вакуумный прерыватель, 1/2" включен и смонтирован в загрузочный клапан

Сбросная труба: сбросная труба будет со скошенным 45° концом, как опция с телескопической сбросной трубой для того, чтобы достичь дна цистерны.

Сбросная труба имеет скольжение 1200 мм

Опорный подшипник: опорный подшипник включен. Данный опорный подшипник поддерживает стрелу.

Материалы компонентов

Шарниры: входной, промежуточный – углеродистая сталь

Сбросная труба – алюминий

Стрела: Углеродистая сталь

Исходный рукав: Алюминий

Сбросная труба: Алюминий

Уплотнения: шарниры - Viton GFLT

Загрузочный клапан - Viton

Размеры (базовые)

Стрела: 2400 мм

Исходный рукав: 1800 мм

Сбросная труба: 3000 мм 1200 мм сбросная труба скольжения

Дополнительные опции

Опорный подшипник:	Опорный подшипник включен. Данный опорный подшипник поддерживает стрелу.
Стояк:	Каждый рукав налива будет смонтирован на стояк с 33 градусным уклоном для загрузки на обеих сторонах платформы, состоящей из колонны из углеродистой стали 1800 x 200 x 200 мм и опорной плиты 400 x 400 мм с 8 крепежными отверстиями Ø20 мм.
Прибор переполнения:	2x Endress + Hauser Liquiphant FTL51 (Д=600 мм) и прибор переполнения типа nivotester. Для предотвращения поломки, сенсорная труба будет смонтирована в защитной трубе вдоль сбросной трубы. Выходной сигнал из прибора переполнения в сущности безопасный. Провод из прибора переполнения будет подсоединен к клеммной коробке на исходном рукаве. От этой клеммной коробки, провод будет подсоединен вдоль рукава налива до входного фланца. Усилитель не включен, он должен быть установлен заказчиком в «безопасной зоне». Напряжение питания к усилителю может быть 24, 110 или 220 В. Заказчик должен подтвердить, что данная модель подходит для применения. Другие модели могут быть предложены по запросу спецификаций и предпочтений заказчика.
Паровой конус:	на сбросную трубу будет смонтирован алюминиевый паровой конус, подходящий для смотровых люков диаметром от 340 до 600 мм. Паровой конус будет оснащен поручневыми скобами для легкого функционирования.
Шланг отвода паров:	Паровой шланг 2” будет подсоединен к паровому конусу и проведен вдоль рукава налива. Паровой шланг заканчивается на свободно вращающемся фланце DIN 2633 PN 10/16, рядом с входным фланцем рукава налива.
Клапан управления:	При входе в рукав налива для закрытия функционирования рукава налива в случае сигнала переполнения, исходящего от датчика предельно допустимого уровня
Клеммная коробка:	Включена как клеммная взрывозащищенная коробка

Датчик парковки:	Показывает, что рукав налива находится в позиции парковки.
Датчик загрузки:	Для того, чтобы показать, что рукав налива находится в положении загрузки, он смонтирован на паровом конусе.
Поддон для сбора капель:	Для сбора любых капель, когда рукав налива в позиции паркинг.

Дополнительное оборудование для рукавов верхнего налива

156 рукавов верхнего налива для дизельного топлива

Спецификация продукта

Продукты: Дизель

Температура: -30°C до +80°C

Рабочее давление: 10 бар

Расход: 150 м³/час

Спецификация рукава налива

Диаметр рукава налива: 4" (номинальный диаметр 100 мм)

Входное соединение: 4" фланец ASA 150 lbs RF (вертикальный вход)

Баланс: пружина кручения/линейная пружина (правосторонняя конфигурация)

Входной шарнир, состоящий из одной горизонтальной плоскости вращения

Промежуточный шарнир, состоящий из одной вертикальной и одной горизонтальной плоскости вращения. На данный шарнир будет смонтирована спиральная пружина.

Шарнир сбросной трубы, состоящий из одной вертикальной плоскости вращения

Загрузочный клапан: 4" пневматический дисковый затвор из углеродной стали

Вакуумный прерыватель, ½" включен и смонтирован в загрузочный клапан

Сбросная труба: сбросная труба будет со скошенным 45° концом, как опция с телескопической сбросной трубой для того, чтобы достичь дна цистерны.

Сбросная труба имеет скольжение 1200 мм

Опорный подшипник: опорный подшипник включен. Данный опорный подшипник поддерживает стрелу.

Материалы компонентов

Шарниры: входной, промежуточный – углеродистая сталь

Сбросной трубы – алюминий

Стрела: Углеродистая сталь

Исходный рукав: Алюминий

Сбросная труба: Алюминий

Уплотнения: шарниры - Viton GFLT

Загрузочный клапан - Viton

Размеры (базовые)

Стрела: 2400 мм

Исходный рукав: 1800 мм

Сбросная труба: 3000 мм 1200 мм сбросная труба скольжения

Дополнительные опции

Опорный подшипник:	Опорный подшипник включен. Данный опорный подшипник поддерживает стрелу.
Стояк:	Каждый рукав налива будет смонтирован на стояк с 33 градусным уклоном для загрузки на обеих сторонах платформы, состоящей из колонны из углеродистой стали 1800 x 200 x 200 мм и опорной плиты 400 x 400 мм с 8 крепежными отверстиями Ø20 мм.
Прибор переполнения:	2x Endress + Hauser Liquiphant FTL51 (Д=600 мм) и прибор переполнения типа nivotester . Для предотвращения поломки, сенсорная труба будет смонтирована в защитной трубе вдоль сбросной трубы. Выходной сигнал из прибора переполнения в сущности безопасный. Провод из прибора переполнения будет подсоединен к клеммной коробке на исходном рукаве. От этой клеммной коробки, провод будет подсоединен вдоль рукава налива до входного фланца. Усилитель не включен, он должен быть установлен заказчиком в «безопасной зоне». Напряжение питания к усилителю может быть 24, 110 или 220 В. Заказчик должен подтвердить, что данная модель подходит для применения. Другие модели могут быть предложены по запросу спецификаций и предпочтений заказчика.
Паровой конус:	на сбросную трубу будет смонтирован алюминиевый паровой конус, подходящий для смотровых люков диаметром от 340 до 600 мм. Паровой конус будет оснащен поручневыми скобами для легкого функционирования.
Шланг отвода паров:	Паровой шланг 2” будет подсоединен к паровому конусу и проведен вдоль рукава налива. Паровой шланг заканчивается на свободно вращающемся фланце DIN 2633 PN 10/16, рядом с входным фланцем рукава налива.
Клапан управления:	При входе в рукав налива для закрытия функционирования рукава налива в случае сигнала переполнения, исходящего от датчика предельно допустимого уровня
Клеммная коробка:	Включена как клеммная взрывозащищенная коробка
Датчик парковки:	Показывает, что рукав налива находится в позиции парковки.

Датчик загрузки:

Для того, чтобы показать, что рукав налива находится в положении загрузки, он смонтирован на паровом конусе.

Поддон для сбора капель:

Для сбора любых капель, когда рукав налива в позиции паркинг.

Дополнительное оборудование для рукавов верхнего налива

Дополнительное оборудование для рукавов верхнего налива

Лестница

На основании предоставленной информации можно рассмотреть 4-х ступенчатую конструкцию. Общая схема согласно приложенной спецификации. Первая ступенька фиксирована, 3 другие подвижные.

Количество ступенек: 4, ширина ступеньки 800 мм

Ширина: 1300 мм

Протяженность: 1650 мм

Блокировка: блокируется автоматически в (вертикальном) исходном положении. Ступеньки оцинкованные.

Финиш: стальные детали, полностью оцинкованные.

Ограждения: поручни и ограждения для колен.

Подшипники: Подшипник на основном шпинделе.

Контактный стержень: Резиновый стержень во избежание повреждения цистерны

Балансировка: пружинный балансир

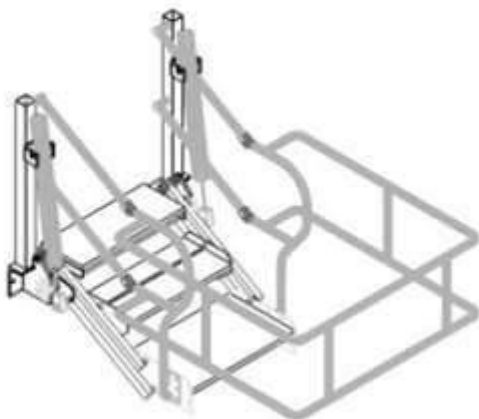
Опционально:

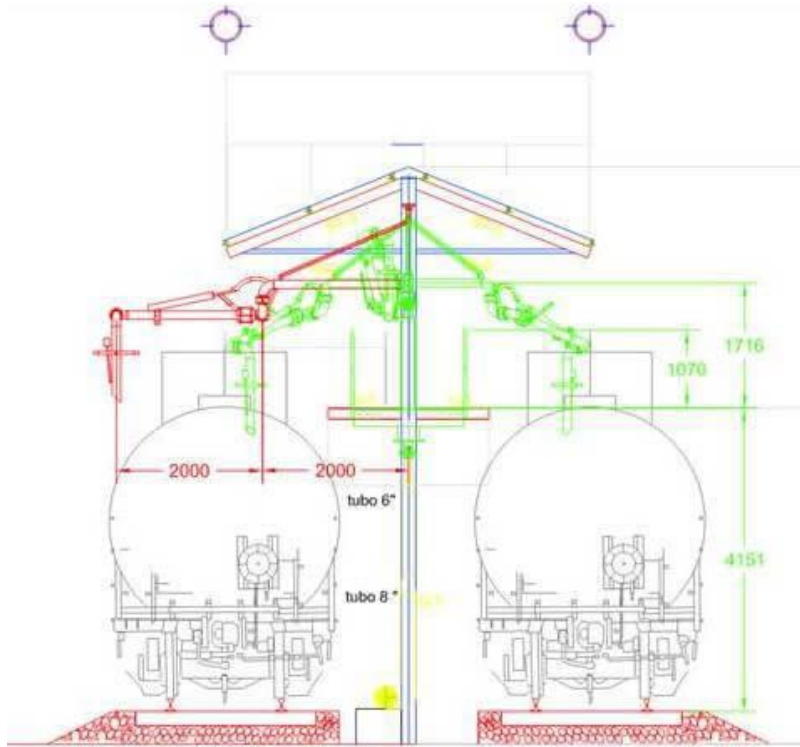
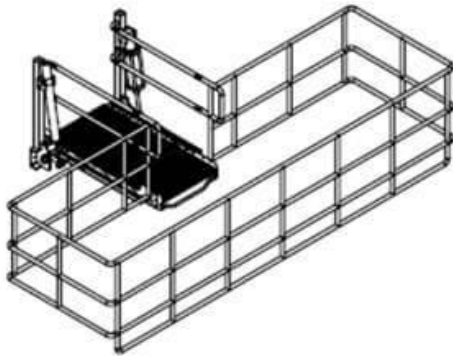
Размер защитной клетки: 1400 x 1400 мм или 1400x2800 мм

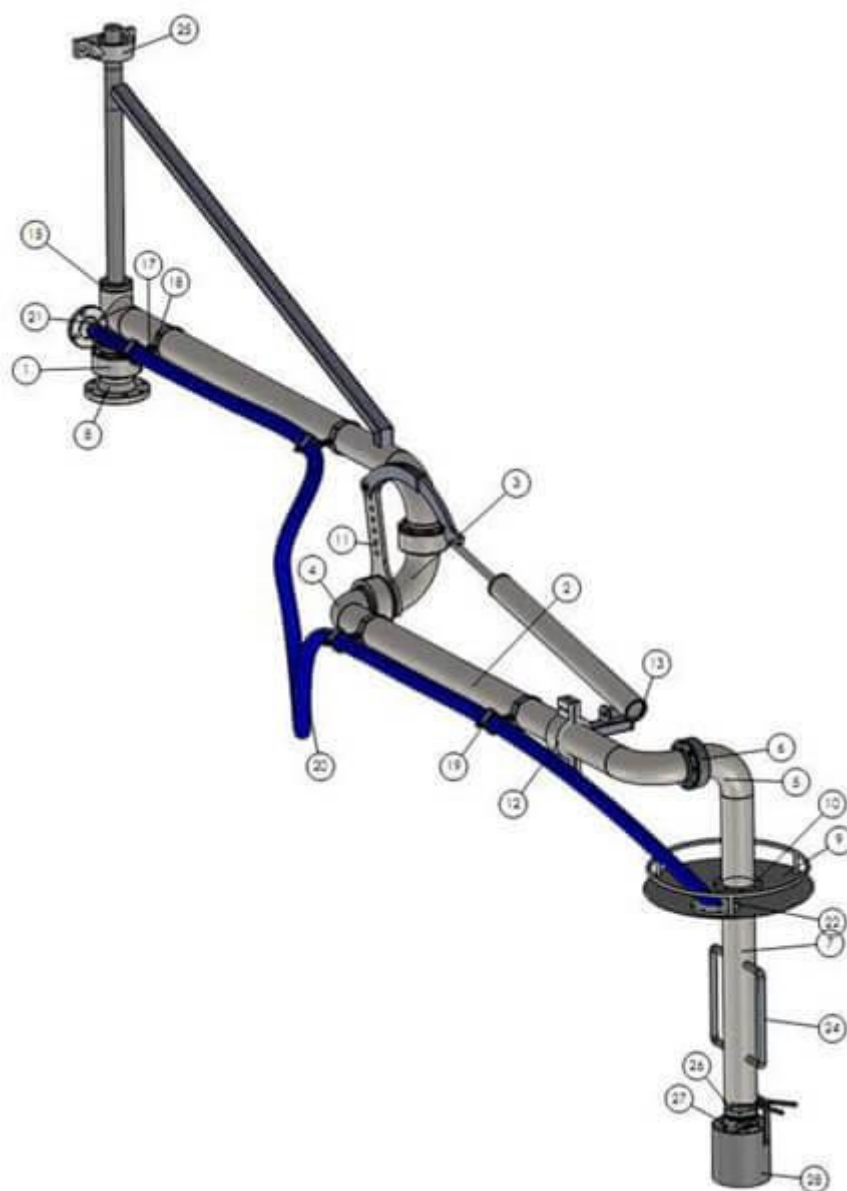
Блокировочное устройство цепи

Имеются другие размеры, см. приложенную спецификацию.

Примечание: в зависимости от окончательной схемы установка будет оснащена 1 или 2 балансирными пружинами.







Заземляющие мониторы (общее описание, для информации)

Для заземления ж/д и автоцистерн во время налива мы можем предложить следующее устройство, которое включает в себя:

Электронный заземляющий блок с одним зажимом

Программируемый режим работы резистивный/емкостный

Тип защиты АTEX II 2 (1) GD Ex-d (ia) IIB T6 IP66

Рабочая температура –10/+50 град Цельсия

Сетевое напряжение по выбору 230/110 В перемен. тока

Функции байпас и калибровка через транспондер

Самоосвобождающийся зажим (макс. открытие 16 мм)

14 м кабель

Кабельная катушка с автоматической перемоткой назад как опция.



Испытания, инспекция и документы согласно EN10204-2.2

Эксплуатационное испытание

Гидравлическое испытание давлением (1,5 от рабочего давления)

Инспекция

Визуальный контроль включен в предложение, включает проверки качества, маркировки и возможных трещин.

Проверка производства из стран происхождения ЕС

Сертификат на материал согласно EN 10204-2.2 включен.

Обработка поверхности

Все стандартные наливные рукава из углеродистой стали будут подвергнуты пескоструйной обработке SA 2,5 и покрашены одним слоем грунтовки из голубого ортофосфата цинка после сборки и испытания. Алюминий не будет покрашен.

Сертификаты

Наливные рукава разработаны и произведены согласно последним европейским директивам:

Директива по машиностроению: 98/37/ЕС

Директива по оборудованию, работающему под давлением: 97/23/ЕС (если применимо)

ATEX: 94/9/ЕС

Документация

В течение 15 дней после получения заказа будет выслан чертеж на одобрение.

При поставке мы предоставим:

Сертификат испытаний (эксплуатационный и гидравлический)

Чертежи.

Общие инструкции по установке и ТО

Основной объем.

Поз.	Наименование	Количество, шт
1	Рукав верхнего налива для бензина	152
2	Рукав верхнего налива для керосина	44
3	Рукав верхнего налива для котельного топлива	132
4	Рукав верхнего налива для дизеля	156
5	Заземляющий монитор с автоматической системой смотки кабеля	484
6	Лестница с 4 оцинкованными ступеньками	484
7	Защитная клеть для оцинкованной лестницы	484
8	Ручной подвесной пульт для взрывоопасной зоны (для управления двумя клапанами)	484

Примечание.

В качестве стандартного нагрузочного клапана - 4" пневматический дисковый затвор из углеродистой стали, его закрытие может осуществляться подвесным пультом управления, что является ручной установкой управления или с блоком управления, смонтированным на входной части рукавов налива с нажимными кнопками. Датчики переполнения тогда также могут быть подсоединены к данному затвору, который закроется в случае возможного переполнения.

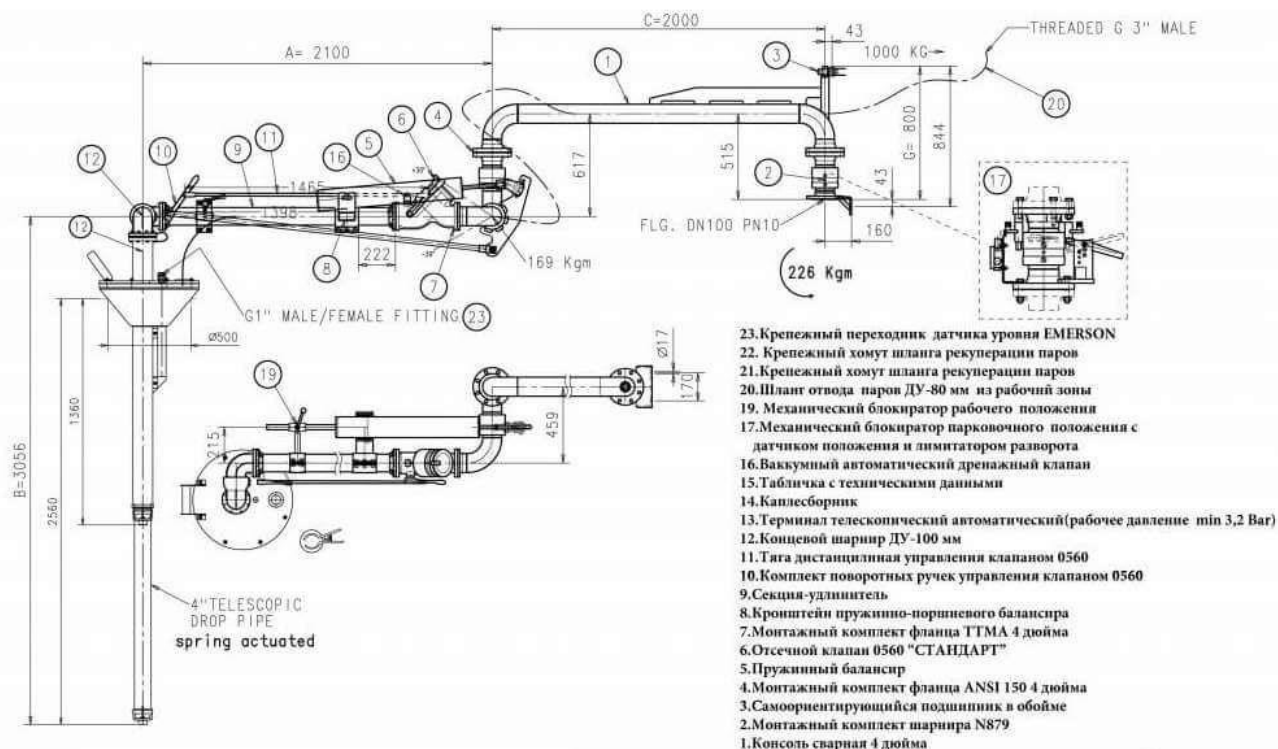
Автоматический клапан управления включен для установки на входе рукавов налива, датчик переполнения также может функционировать в качестве опции на данном клапане.

Опции

Поз.	Наименование	Количество, шт
1	Стойка	484
2	2x FTL датчик (датчик предельного уровня)	484
3	1x усилитель датчика FTL	484
4	Захват, только в случае если не используется паровой конус	484
5	Паровой конус, в таком случае не нужен захват	484
6	Конус парового шланга	484
7	Автоматический клапан управления 4"	484

8	Клеммная коробка, взрывозащищенная	484
9	Датчик парковки	484
10	Датчик налива конуса	484
11	4 " Поддон для сбора капель	484
12	Блок/модуль управления с нажимными кнопками для взрывоопасной зоны.	484

Наливное оборудование верхнего налива светлых нефтепродуктов в ж/д цистерны



Данные используемого в процессе налива продукта:

Продукт:	дизельное топливо
Климатическое исполнение:	-40... +65°C
Рабочее давление:	4,5... 5 кгс/см ²
Рабочая температура	+20... +40°C
Плотность при РТ:	838 кг/м ³
Вязкость:	3,9 сПз

Технические характеристики

Диаметр рукава налива	DN 100 мм
Баланс	пружинный балансир
Рабочая зона	6 м
Исполнение устройства	левостороннее
Подвод продукта	снизу
Материальное исполнение:	углеродистая сталь + Алюминий

Материал уплотнения

PTFE

Комплектация устройства верхнего налива:

Телескопический автоматический терминал

Герметический конус 250-500 мм для всех типов горловин

Датчик заданного уровня

Датчик аварийного уровня

Пружинный балансир

Отсечной ручной клапан

Блокиратор рабочего положения Механизм прижатия конуса к горловине ж/д цистерны в процессе налива продукта

Вакуумный автоматический прерыватель

Блокиратор парковки

Электрический отсечной клапан, двухпозиционный

Датчик гаражного положения трапа (контакт Ex-d)

Трап перекидной на 4 ступени искробезопасного исполнения

Устройство заземления ж/д цистерн в комплекте с зажимами

Каплесборник

Примечание: В стояке предусмотрены места для установки двух вибрационных сигнализаторов уровня, так же предусмотрена защита зондов датчиков от механического воздействия, но обращаем ваше внимание на то, что нам требуется знать длину датчика уровня налива.

Наливное оборудование верхнего налива темных нефтепродуктов в ж/д цистерны

Данные используемого в процессе налива продукта:

Продукт: Мазут М-100

Климатическое исполнение: -40... +65°C

Рабочее давление: 4,5... 5 кгс/см²

Рабочая температура: +60... +90 °C

Плотность при РТ: 919 кг/м³

Вязкость: 5,5 сПз

Технические характеристики

Диаметр рукава налива DN 100 мм

Баланс пружинный балансир

Рабочая зона 6 м

Исполнение устройства правостороннее

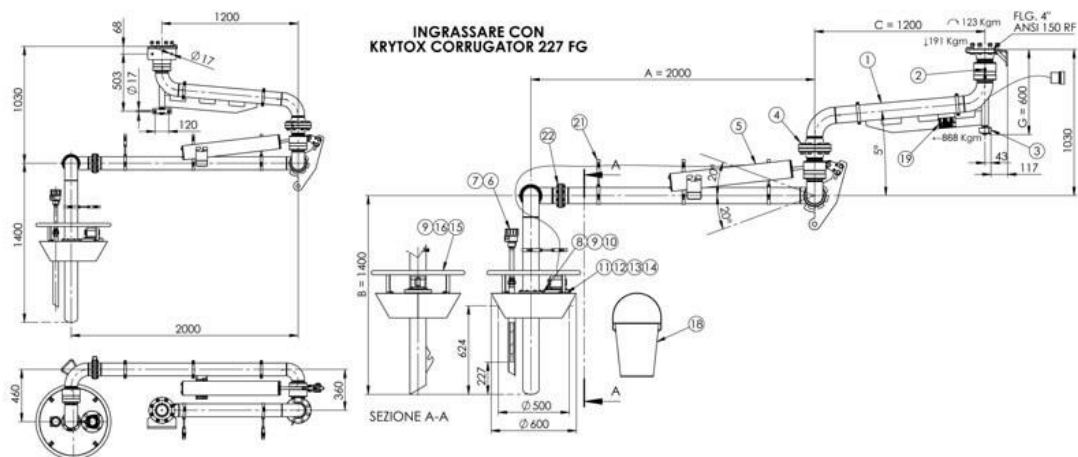
Подвод продукта снизу

Материальное исполнение: углеродистая сталь + Алюминий

Материал уплотнения PTFE

Система верхнего слива серной кислоты 94% в ж/д цистерны и танк-контейнеры

Первый вариант: Устройство верхнего слива (насосом):



Данные используемого в процессе слива-налива продукта:

Перекачиваемая среда:	Серная кислота 94%
Температура окружающей среды:	-32 / +37°C
Рабочее давление:	10 бар
Рабочая температура	+20°C

Технические характеристики

Климатическое исполнение устройства:	-40 / +65°C
Рабочее давление	до 10 бар
Диаметр устройства налива	DN 100 мм
Присоединение к цистерне	свободный фланец DN 100 мм
Баланс	противовес или пружинный балансир
Исполнение устройства	правостороннее или левостороннее
Подвод продукта	снизу
Материальное исполнение:	нержавеющая сталь DIN 1.4404 (316L)
Материал уплотнения	PTFE
Приблизительные размеры:	
D (плечо №1)	1800 мм
E (плечо №2)	2000 мм
G (опускная труба)	1000 мм

** Для производства загрузочных рукавов налива или слива серной кислоты 92-96% мы обычно используем нержавеющую сталь DIN 1.4404, устройства из этой стали хорошо себя зарекомендовали. Срок службы не менее 10 лет. Но если вопрос о материале встанет принципиально, то мы запросим наших поставщиков, смогут ли они предоставить нам фланцы, трубы, колени и материал для шарниров из нержавеющей стали 316Ti.*

Комплектация устройства верхнего налива:

1. Шарнирный трубопровод DN 100 мм с 4 стальными шарнирами.
2. Противовес или пружинный балансир, в зависимости от амплитуды вертикального хода.
3. Блокиратор парковки
4. Датчик парковочного положения, бесконтактный (контакт Ex-ia) в

комплекте с клеммной коробкой

5. Каплесборник

6. Перекидной мостик для эстакады налива на 5 ступеней с пневмосистемой. Подходит для работы с температурой окружающей среды до -40°C . Длина 2110 мм, высота перепада 1340 мм. Материал изготовления: конструкционная, оцинкованная сталь.

Опционально:

Поз. Наименование

1 Датчик рабочего положения устройства, (контакт Ex-d)

2 Радиографический анализ сварных соединений с сертификатом

3 Пассивирование сварных соединений

4 Ручной шаровой кран DN100 из нерж. Стали DIN 1.4404

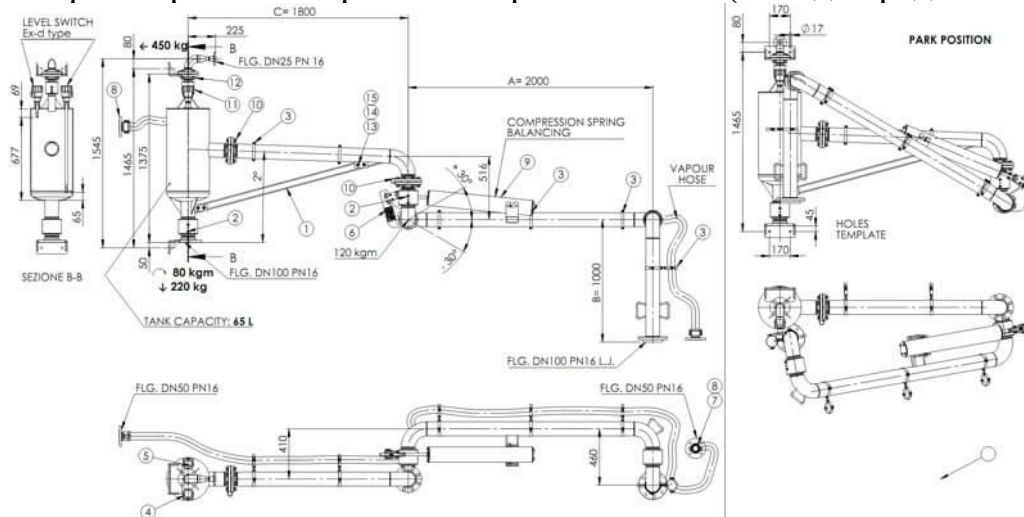
Рекомендуемые заводом изготовителем рем. комплекты для 2-х лет эксплуатации

5 1.Рем.комплект шарнира ДУ-100 мм 4 штуки.

2.Рем.комплект фланцевых соединений 7 штук.

6 Датчик потока жидкости, контакт Ex-d

Второй вариант: Устройство верхнего слива (метод передавливания)



Данные используемого в процессе слива-налива продукта:

Перекачиваемая среда:

Серная кислота 94%

Температура окружающей среды:

$-32 / +37^{\circ}\text{C}$

Рабочее давление:

10 бар

Рабочая температура

$+20^{\circ}\text{C}$

Технические характеристики

Климатическое исполнение устройства:

$-40 / +65^{\circ}\text{C}$

Рабочее давление

до 10 бар

Диаметр устройства налива

DN 100 мм

Присоединение к цистерне

свободный фланец DN 100 мм и DN 50 мм

Устройство подачи воздуха или азота

DN 50 мм

Баланс

противовес или пружинный балансирующий механизм

Исполнение устройства

правостороннее или левостороннее

Подвод продукта	снизу
Материальное исполнение:	нержавеющая сталь DIN 1.4404 (316L)
Материал уплотнения	PTFE
Приблизительные размеры:	
D (плечо №1)	1800 мм
E (плечо №2)	2000 мм
G (опускная труба)	1000 мм

* Для налива или слива серной кислоты 92-96% для производства загрузочных рукавов используется нержавеющая сталь DIN 1.4404, устройства из этой стали хорошо себя зарекомендовали. Срок службы не менее 10 лет. Но, если вопрос о материале встанет принципиально, то мы запросим наших поставщиков, смогут ли они предоставить нам фланцы, трубы, колени и материал для шарниров из нержавеющей стали 316Ti.

Комплектация устройства верхнего налива:

1. Шарнирный трубопровод DN 100 мм с 4 стальными шарнирами.
2. Противовес или пружинный балансир, в зависимости от амплитуды вертикального хода.
3. Блокиратор парковки
4. Датчик парковочного положения, бесконтактный NAMUR (контакт Ex-ia) в комплекте с клеммной коробкой
5. Каплесборник
6. Манометр от 0 до 10 бар установлен на терминале для визуального контроля давления в процессе слива. Другая шкала доступна по запросу.
7. Гибкий шланг DN 50 мм из нержавеющей стали DIN 1.4404 футерованный PTFE для подачи воздуха или азота с давлением до 10 бар
8. Перекидной мостик для эстакады налива на 5 ступеней с пневмосистемой. Подходит для работы с температурой окружающей среды до -40 °C. Длина 2110 мм, высота перепада 1340 мм. Материал изготовления: конструкционная, оцинкованная сталь.

Примечание:

Касательно пункта 6 в вашем опросном листе: Для устройств верхнего слива/налива нет необходимости проводить наружное антикоррозионное покрытие или окрашивание, так как они выполнены из кислотостойкой стали DIN 1.4404 (AISI 316L) и не подвержены коррозии в агрессивных средах. Все поверхности устройств обработаны пескоструйным методом с добавлением стеклянных гранул в песок, этот процесс полностью очищает поверхность устройств и придаёт ей блестящий оттенок. Если этот вопрос принципиален, мы запросим стоимость данной обработки.

Перекидные мостики имеют механизм блокировки и при опускании на цистерну само блокируются в этом положении, разблокировать их можно только нажав на педаль

Также сообщаем, что диапазон работы мостика начинается от положения +20° до -30°, то есть перекидной мостик может находиться как в положительном, так и в отрицательном угле при этом сохраняя свою функциональность

Мостики имеют откидные задние части ступенек, которые предохраняют ногу рабочего от защемления, если в процессе опускания мостика нога рабочего попала в пространство между ступенек по неосторожности.

Опционально:

Поз. Наименование

- 1 Датчик рабочего положения устройства, (контакт Ex-d)
- 2 Радиографический анализ сварных соединений с сертификатом
- 3 Пассивирование сварных соединений
- 4 Ручной шаровой кран DN100 из нерж. Стали DIN 1.4404
- 5 Ручной шаровой кран DN50 из нерж. Стали DIN 1.4404
Рекомендуемые заводом изготовителем рем. комплекты для 2-х лет эксплуатации
- 6 1. Рем.комплект шарнира ДУ-100 мм 4 штуки.
2. Рем.комплект фланцевых соединений 7 штук.
- 7 Датчик потока жидкости, контакт Ex-d

Рукав верхнего налива в ж/д цистерну с трубопроводом возврата пара для серной кислоты 94%

2 левосторонних наливных рукава

9 правосторонних наливных рукава

Рабочая температура Т: от -34С до +40°С

Материал труб и поворотных соединений: 316Ti

Объем поставок: датчик уровня (вилка), система заземления, устройство балансировки противовесов, уплотнительная крышка пластины, телескопическая опускная труба пружинного типа, блокировка положения первичного рукава и блокировка положения вторичного рукава

Технические характеристики:

1. Среда: серная кислота (92,5-94% H₂SO₄)
 2. Расчетная температура от -34 до +90°С, рабочая температура от -34 до +40°С
 3. Расчетное давление: 1.6 МПа
 4. Материал трубы и поворотных соединений: 316Ti; материал опускной трубы: 316Ti; материал уплотнительной крышки: 316Ti
 6. Код фланца: линия продукта: фланец DN100 ASME B16.5 150#. Возврат пара: фланец DN50 ASME B16.5 150#
 7. Цвет краски: RAL7035, общая толщина более 80µm
 8. Кол-во: 2 левосторонних, 9 правосторонних наливных рукава
- Устройства верхнего слива и налива серной кислоты 92- 96% в ж/д цистерны
Устройство верхнего налива

Техническое описание

Продукт: серная кислота 92,5-96%

Положение левое или право

Условный диаметр трубопровода DN 100

Материальное исполнение:

Наливного рукава	нержавеющая сталь DIN 1.4404
<u>Шарнирное соединение:</u>	
Внутренние части	нержавеющая сталь DIN 1.4404
Внешние части	нержавеющая сталь DIN 1.4404
Фланцы	нержавеющая сталь DIN 1.4404
Уплотнение	PTFE с пружинной из нержавеющей стали
<u>Размеры:</u>	
Точные размеры будут определены и согласованы в случае заказа.	
<u>Подключения:</u>	
Со стороны установки	фланец DN 100 PN 16 из нерж. стали
Со стороны цистерны	свободный выход DN 100 (с ковшовым устройством)
<u>Защита от коррозии для устройства налива, складной лестницы, настенного кронштейна:</u>	
Все стальные части подвергнуты пескоструйной обработке Sa 2,5 и покрашены (категория коррозионной активности C4 в соответствии с ISO 12944): 1 слой Eposist 2000 толщиной 180 мкм, 1 слой Wilkor BTД толщиной 60 мкм, общая толщина сухого покрытия 240мкм	
Цвет RAL 7004 (серый)	
<u>Компоненты:</u>	
Шарнирное соединение 4 шт.	
Балансировка осуществляется при помощи противовеса	
Трубопровод изготовлен из нержавеющей стали DIN 1.4404	
Конус из нержавеющей стали DIN 1.4404, подходит для люков диаметром от 300 до 600 мм с патрубком для подсоединения устройства защиты от переполнения и гибкого шланга возврата паров (DN 80).	
Гибкий шланг отвода паров DN 80 из композитного материала с спиралью из нержавеющей стали DIN 1.4404, футерован внутри PTFE, устанавливается на трубопроводе загрузочного рукава при помощи зажимов.	
Соединение с обеих сторон: свободный фланец PP DN80 PN10	
Вибрационный датчик защиты от переполнения (Ex-d) (ATEX Ex d IIC T6-T2).	
2 шт. вибровилки разной длины, монтируются на конусе с фланцами из нержавеющей стали DIN 1.4404	
Защищена трубой от механического повреждения при манипуляциях.	
Кабель монтируется вдоль рукава налива кабельным зажимом на трубах рукава налива, имеет дополнительный запас ± 2 м.	
Длина вибровилки: ± 500 мм и ± 700 мм (подлежит подтверждению при инжиниринге)	
Материальное исполнение: нержавеющей стали DIN 1.4401	
Датчик положения хранения – установлен на первом шарнирном соединении загрузочного рукава.	
Прерыватель вакуума из нержавеющей стали DIN 1.4404 - Автоматический дренажный клапан устанавливается в длине E загрузочного рукава.	
Складная 4-ступенчатая лестница	
Надежная промышленная конструкция, заземление пальцев, рук или ног	

невозможно

Оборудована:

- Защитой для пружинного цилиндра
- Г-образной рамой
- поручнями
- оцинкованные ступени защищены от скольжения в обоих направлениях, ширина ступеней 800мм
- Все вращающиеся узлы оснащены подшипниками скольжения и качения
- первая подвижная ступенька разделена на две части: вращающаяся часть, предотвращающая защемление ног, и неподвижная часть.
- блокировочное устройство с ножной педалью для разблокировки

Пневматическая система для складной лестницы состоит из:

- Пневматический цилиндр, оснащен затвором, работающим от клапана противодавления (как защита против разрыва)
- Дроссельный клапан
- Сборные детали на складной лестнице – Работа джойстика за счет следующих движений: положение вниз – вверх – центральное все порты заблокированы.
- Рекомендуемое давления сжатого воздуха: 6 бар.

Пневмосистема с дистанционным управлением для устройств верхнего налива. Пневмопресс вниз частей E-G устройств верхнего налива состоит из:

- Воздушный цилиндр с сервоуправляемыми невозвратными клапанами
- Дистанционное управление одной рукой с комбинированной кнопкой *вверх-вниз*
- Одни переключатель с потенциально свободным контактом, когда рукав налива опущен вниз
- Регулятор давления, фильтр и т.д., установлено в клеммную коробку, смонтированную на воздушном цилиндре.
- Рабочее давление: мин 5 бар.

Пневмоцилиндры со встроенной системой торможения

Дублирующий пульт управления пневмосистемами наливного устройства и лестницы

Рекомендуем использовать покрытие на вилке из-за химической агрессивности продукта H_2SO_4

Каплесборник из нержавеющей стали DIN 1.4404. Нужно устанавливать на стороне площадки налива.

Настенный кронштейн из углеродистой стали планируемый для использования 1 загрузочного рукава, в комплекте с запорным устройством для приведения загрузочного рукава в положение хранения.

Запасные части для устройства верхнего налива, согласно исходному запросу:

- 10 шт Шарнирное соединение DN 100 из нержавеющей стали DIN 1.4404
- 4 шт. Вибрационный датчик защиты от переполнения
- 2 шт. Датчик гаражного положения
- 1 шт. Пост удаленного контроля пневматическим цилиндром

10 шт. Рем комплект для пневматических цилиндров
2 шт. Пневматический цилиндра (алюминий – нерж. сталь)

Объем поставки:

Устройство верхнего налива серной кислоты 92,5 – 96% в ж/д цистерны и
танки-контейнеры состоящее из:

4 шт. Шарнирные соединения

Противовес

Конус

Гибкий шланг отвода паров

2 шт. Вибрационный датчик защиты от переполнения

Прерыватель вакуума (автоматический дренажный клапан)

Датчик положения хранения

Складная 4-х ступенчатая лестница

Пневматическая система для складной лестницы

Пневмосистема с дистанционным управлением для устройств верхнего
налива

Пневмоцилиндры со встроенной системой торможения

Покрытие вилки (ПВДФ).

Каплесборник

Настенный кронштейн с запорным устройством

Дублирующий пульт управления пневмосистемами наливного устройства и
лестницы

Устройство верхнего слива

Техническое описание

Продукт:

серная кислота 92-96%

Положение

левое или право

Условный диаметр трубопровода

DN 100

Материальное исполнение:

Наливного рукава

нержавеющая сталь DIN 1.4404

Шарнирное соединение:

Внутренние части

нержавеющая сталь DIN 1.4404

Внешние части

нержавеющая сталь DIN 1.4404

Фланцы

нержавеющая сталь DIN 1.4404

Уплотнение

PTFE с пружинной из нержавеющей с

Размеры:

Точные размеры будут определены и согласованы в случае заказа.

Подключения:

Со стороны установки

фланец DN 100 PN 16 из нерж. стали

Со стороны цистерны

фланец (Шип-Паз) из нерж. стали DIN

Защита от коррозии, устройства слива, складной лестницы, настенного
кронштейна:

Все стальные части подвергнуты пескоструйной обработке Sa 2,5 и
покрашены (категория коррозионной активности C4 в соответствии с ISO
12944): 1 слой Eposist 2000 толщиной 180 мкм, 1 слой Wilkor BTД толщиной

60 мкм, общая толщина сухого покрытия 240 мкм

Цвет RAL 7004 (серый)

Компоненты:

Шарнирное соединение 4 шт.

Балансировка осуществляется при помощи противовеса

Трубопровод изготовлен из нержавеющей стали DIN 1.4404

Датчик положения хранения – установлен на первом шарнирном соединении загрузочного рукава

Складная 5-ступенчатая лестница.

Надежная промышленная конструкция, защемление пальцев, рук или ног не возможно

Оборудована:

- Защитой для пружинного цилиндра
 - Г-образной рамой
 - поручнями
 - оцинкованные ступени защищены от скольжения в обоих направлениях, ширина ступеней 800мм
 - Все вращающиеся узлы оснащены подшипниками скольжения и качения
 - первая подвижная ступенька разделена на две части: вращающаяся часть, предотвращающая защемление ног, и неподвижная часть.
 - блокировочное устройство с ножной педалью для разблокировки
- Пневматическая система для складной лестницы состоит из:
- Пневматический цилиндр, оснащен затвором, работающим от клапана противодавления (как защита против разрыва)
 - Дроссельный клапан
 - Сборные детали на складной лестнице – Работа джойстика за счет следующих движений: положение вниз – вверх – центральное все порты заблокированы.
 - Рекомендуемое давления сжатого воздуха: 6 бар.

Каплесборник из нержавеющей стали DIN 1.4404. Нужно устанавливать на стороне площадки налива.

Настенный кронштейн из углеродистой стали планируемый для использования 1 загрузочного рукава, в комплекте с запорным устройством для приведения загрузочного рукава в положение хранения.

Запасные части для устройства верхнего слива, согласно исходному запросу:

3 шт Шарнирное соединение DN 100 из нержавеющей стали DIN 1.4404

2 шт. Датчик гаражного положения

1 шт. Пост удаленного контроля пневматическим цилиндром

3 шт. Ремкомплект для пневматических цилиндров

2 шт. Пневматический цилиндра (алюминий – нерж. сталь)

Объем поставки:

Устройство верхнего налива серной кислоты 92 – 96% в ж/д цистерны и танки-контейнеры состоящее из:

4 шарнирных соединения

Противовес

Датчик положения хранения
Складная пятиступенчатая лестница
Пневматическая система для складной лестницы
Каплесборник
Настенный кронштейн с запорным устройством
Устройство верхнего налива бензола

Данные используемого в процессе налива продукта:

Перекачиваемая среда: Бензол
Производительность: до 60 м³/ч

Технические характеристики устройства верхнего налива

Климатическое исполнение устройства: - 40/ +65°C
Рабочее давление до 10 бар
Диаметр устройства налива DN 80 мм
Материальное исполнение: углеродистая сталь + алюминий
Материал уплотнения PTFE
Размеры:
D (плечо №1) 2000 мм
E (плечо №2) 2100 мм
G (опускная труба) 1380-3050 мм
Рабочая зона устройства 4 м

Комплектация устройства верхнего налива:

1. Шарнирный трубопровод DN 80 мм с шарнирами из нерж. стали AISI 304L
2. Герметизирующая крышка из нерж. стали AISI 304L, диаметр 600 мм
3. Телескопический автоматический наливной терминал
4. Пружинный балансир. Угол отклонение – 30°/ + 30°
5. Блокиратор рабочего положения устройства налива
6. Блокиратор гаражного положения устройства налива
7. Отсечной ручной кран для аварийного прекращения процесса налива оператором на poste налива
8. Дренажный клапан (Вакуумный прерыватель)
9. Датчик гаражного положения устройства налива (взрывозащита Ex-d)
10. Шланг отвода паров DN 50 мм
11. Каплесборник
12. Электрообогрев
13. Терморегулятор электрообогрева
14. Термоизоляция
12. Датчик аварийного перелива, контакт Ex-d.

Устройство верхнего налива сольвента

Данные используемого в процессе налива продукта:

Перекачиваемая среда: Сольвент
Производительность: до 100 м³/ч

Технические характеристики устройства верхнего налива

Климатическое исполнение устройства: - 40/ +65°C

Рабочее давление	до 10 Бар
Диаметр устройства налива	DN 100 мм
Материальное исполнение:	углеродистая сталь + алюминий
Материал уплотнения	PTFE
Размеры:	
D (плечо №1)	2000 мм
E (плечо №2)	2100 мм
G (опускная труба)	1380-3050 мм
Рабочая зона устройства	4 м

Комплектация устройства верхнего налива:

1. Шарнирный трубопровод DN 100 мм с шарнирами из нерж. стали AISI 304L
2. Герметизирующая крышка из нерж. стали AISI 304L, диаметр 600 мм
3. Телескопический автоматический наливной терминал
4. Пружинный балансир. Угол отклонение – 30°/ + 30°
5. Блокиратор рабочего положения устройства налива
6. Блокиратор гаражного положения устройства налива
7. Отсечной ручной кран для аварийного прекращения процесса налива оператором на poste налива
8. Дренажный клапан (Вакуумный прерыватель)
9. Датчик гаражного положения устройства налива (взрывозащита Ex-d)
10. Шланг отвода паров DN 80 мм
11. Каплесборник
12. Датчик аварийного перелива, контакт Ex-d

Устройство верхнего налива толуола

Данные используемого в процессе налива продукта:

Перекачиваемая среда:	Толуол
Производительность:	до 60 м³/ч

Технические характеристики устройства верхнего налива

Климатическое исполнение устройства:	- 40/ +65°C
Рабочее давление	до 10 бар
Диаметр устройства налива	DN 80 мм
Материальное исполнение:	углеродистая сталь + алюминий
Материал уплотнения	PTFE
Размеры:	
D (плечо №1)	2000 мм
E (плечо №2)	2100 мм
G (опускная труба)	1380-3050 мм
Рабочая зона устройства	4 м

Комплектация устройства верхнего налива:

1. Шарнирный трубопровод DN 80 мм с шарнирами из нерж. стали AISI 304L
2. Герметизирующая крышка из нерж. стали AISI 304L, диаметр 600 мм

3. Телескопический автоматический наливной терминал
4. Пружинный балансир. Угол отклонения – 30°/ + 30°
5. Блокиратор рабочего положения устройства налива
6. Блокиратор гаражного положения устройства налива
7. Отсечной ручной кран для аварийного прекращения процесса налива оператором на poste налива
8. Дренажный клапан (Вакуумный прерыватель)
9. Датчик гаражного положения устройства налива (взрывозащита Ex-d)
10. Шланг отвода паров DN 50 мм
11. Каплесборник
12. Датчик аварийного перелива, контакт Ex-d.

Установка верхнего разогрева и размыва мазута

Технические характеристики устройства верхнего разогрева и размыва:

Рабочая температура:	от -40 до +220°C
Диаметр устройства	DN 80 мм
Рабочее давление:	до 20 бар
Материал изготовления:	09Г2С + AISI304L
Материал уплотнения:	PTFE

Исполнение устройства: правостороннее или левостороннее.

Размеры устройства:

Поворотная первая секция С	1900 мм
Вторая несущая секция А	2100 мм
Вертикальный телескопический терминал В	2239/3774 мм

Комплектация устройства верхнего разогрева и размыва:

Отсечной затвор возле шарнира терминала DN-80 мм;
 Продувочный ручной клапан возле затвора бабочка;
 Пружинный балансир;
 Конус из нерж. стали с манометром для контроля давления внутри цистерны;
 Датчик уровня;
 4 шарнира двухрядных DN-80 мм;
 Форсуночная головка распыления горячего продукта на конце терминала.
 Диаметры форсунок и их количество зависит от производительности насоса подачи продукта на размыв и прорабатывается отдельно. Требуется согласование с заказчиком;
 Каплесборник;
 Пульт включения/выключения насоса подачи продукта размыва;
 Термоизоляция;
 Трубы подачи и возврата пара к паровой рубашке с фланцевыми соединениями;
 Датчик парковки;
 Блокиратор парковки;
 Телескопический терминал с пневмоприводом;

Пневмосистема управления устройством вертикального перемещения и выхода терминала с функцией дожима конуса к горловине цистерны или танк контейнера;

Датчик прижатия конуса к горловине;

Паровая рубашка обогрева устройства;

Электрообогрев с термостатом до +20°C всей пневмосистемы устройства в зимний период. Данная опция рекомендуется заводом изготовителем с целью исключения замерзания конденсата в цилиндрах и клапанах системы при низких температурах;

Шланг отвода паров мазута и пара ДУ-50 мм из нерж. стали AISI304L с отсечным краном для контроля и регулировки давления внутри цистерны;

Шланг подачи пара под конус ДУ-50 мм из нерж. стали AISI304L с отсечным краном для поддержания теплового баланса внутри цистерны и создания небольшого повышенного давления;

Установки верхнего герметичного налива нефти в автомобильные цистерны

Данные используемого в процессе слива-налива продукта:

Перекачиваемая среда:	нефть
Температура окружающей среды:	-40 / +39°C
Рабочее давление:	до 10 бар

Технические характеристики

Климатическое исполнение устройства:	-40 / +65°C
Диаметр устройства слива-налива	DN 100 мм
Баланс	противовес
Исполнение устройства	левостороннее
Подвод продукта	сверху или снизу по согласованию
Материальное исполнение:	09Г2С + AISI 304L*+ Алюминий
Материал уплотнения	PTFE+HNBR
Размеры:	
D (Поворотная секция)	2000 мм
E (Вторая секция)	2100 мм
G (Вертикальный телескопический терминал)	1550-3100 мм

Комплектация устройства верхнего налива:

1. 3 шарнира из нерж. стали AISI 304L
2. Отсечной шаровой кран, нерж. стали AISI 304L
3. Первая поворотная консоль из 09Г2С
4. Вторая несущая секция из алюминия
5. Тяга дистанционного привода отсечного шарового крана
6. Пружинный балансир
7. Концевой алюминиевый шарнир
8. Телескопический автоматический наливной терминал** с производительностью по сырой нефти не более 80 м³/час
9. Герметичный конус из алюминия с покрытием NBR с креплением под датчик перелива

10. Базовый фланец DN100 PN10
11. Блокиратор парковки
12. Блокиратор рабочего положения устройства
13. Вакуумный прерыватель, ручной
14. Каплесборник
15. Электрообогрев с корректировкой устройства налива до +50°C
16. Термостат электрообогрева, шаг 5°C
17. Термоизоляция устройства налива, керамическая вата + алюминиевый кожух (кроме наливного терминала)
18. Шланг отвода паров DN 80 мм из рабочей зоны, из многослойного маслобензостойкого материала NBR, армированный
19. ЗИП на 2 года эксплуатации:
 - 2 рем. комплекта шарнира
 - 1 рем. комплект алюминиевого шарнира
 - 1 рем. комплекта телескопического терминала
 - по 2 фланцевые прокладки каждого типа

Дополнительные опции:

Датчик рабочего положения устройства

Датчик откр/закр шарового крана

Датчик аварийного перелива

Датчик потока

Датчик парковочного положения устройства

Кабельное подключение всех выбранных датчиков с выводами в клеммную коробку, с учетом стоимости коробки

Ответный фланец с монтажным комплектом

Перекидной мости на 4 ступени:

Длина 1710 мм, высота перепада 1075 мм

Материал изготовления: 09Г2С оцинкованная; в составе с блокиратором гаражного положения перекидного мостика

Примечания:

*В данном случае (климатическое исполнение -40°C) применяется материал изготовления 09Г2С (трубы, фланцы, колени), нержавеющая сталь AISI 304 L(шарниры) и алюминий (трубы, шарнир терминала, телескопический терминал, конус) по некоторым объективным причинам:

-Температурное исполнение -40°C, закалённый шарнир из стали 09Г2С применяется только до -20°C.

**При наливе сырой нефти не рекомендуется применять наливной телескопический терминал с ручным приводом, из-за возможности блокирования внутренней трубы терминала в зимний период, вызванной застыванием сырой нефти между этой трубой и корпусом телескопа. Применение в данном случае, автоматического самовозвратного терминала, устраняет это явление.

Также необходимо соблюдать технические данные телескопического терминала по объёму наливаемого продукта и не превышать данные завода изготовителя.

В случае, если объём наливаемого продукта выше предложенного заводом

изготовителем, необходимо использовать фиксированный терминал налива $h=1550$ мм с производительностью по объёму продукта до $160 \text{ м}^3/\text{час}$.

ПЗ 22.Изучение способов хранения газа, нефти и нефтепродуктов предотвращающих загрязнение окружающей среды.

Нефтепродукты представляют собой смесь углеводородов, различающихся размером молекул. Также к нефтепродуктам относят отдельные химические вещества, которые могут быть получены при переработке нефти и сопутствующего газа. Среди нефтепродуктов выделяют виды топлива, такие как дизельное топливо, сжиженный нефтяной газ, бензин и керосин, а также некоторые другие вещества, которые могут использоваться в качестве топлива, растворители, смазочные материалы, сырьё для химической промышленности. Продуктами нефтепереработки также являются асфальт, парафин, вазелин, гудрон, мазут и пластмассы. Нефтепродукты получают в процессе перегонки нефти, когда, в зависимости от температуры, от нефти отделяются молекулы углеводородов, имеющие определенный вес и размер, переходя в пар.

Источники загрязнения

Прежде чем изучать отдельные источники получения низко- и высокомолекулярных парафиновых углеводородов, остановимся на важнейших физических константах этих углеводородов.

Особенно важную роль играют эти источники получения газообразных парафинов в странах, где отсутствуют сколько-нибудь значительные нефтяные месторождения, но имеются большие запасы ископаемых углей и крупные гидрогенизационные установки. Так как эти условия существуют в Германии, необходимо несколько подробнее рассмотреть указанные процессы.

ФРГ. До 1953 года промышленность органического синтеза ФРГ базировалась почти исключительно на углехимии. Развитие производства синтетических материалов заставило западногерманскую химическую промышленность исследовать новые источники получения алифатических и ароматических соединений, которые уже не могли быть получены в достаточном количестве из углехимического сырья.

Образование насыщенных циклических углеводородов нефти протекало, видимо, двумя путями. Один из этих путей не сопровождался слишком глубокими преобразованиями молекул нефтематеринского вещества. В результате из органических соединений, содержащих функциональные, благодаря процессам перераспределения водорода, образовались насыщенные углеводороды, имеющие так называемый «реликтовый характер», т.е. образовались водороды, сохранившие характерные черты строения веществ. Действительно, источники получения таких родов, как холестан, лупан, фриделан, гаммацеран и т.д., достаточно сами по себе ясны, и химизм образования этих соединений особой сложности не представляет. Наиболее яркий реликтового происхождения нефтяных углеводородов отметить среди углеводородов алифатического ряда, где семейство алканов изопреноидного типа состава изготавливалось из непердельного спирта – фитола.

Результаты спектрального определения элементарного состава механических примесей, выделенных из различных бензинов, позволяют установить основные источники загрязнения бензинов.

Рассмотрим, какое влияние может оказать применение альтернативных топлив на содержание токсичных компонентов в отработавших газах автомобиля. При использовании синтетических жидких продуктов из угля, сланцев и природных битумов содержание вредных веществ в отработавших газах двигателя будет на уровне нефтяных аналогов. Экологические последствия применения топлив, как правило, оцениваются по удельным выбросам CO, и NO*. Однако для более объективной оценки этих топлив необходимо принимать во внимание все источники загрязнения окружающей среды, что в ряде случаев может изменить картину. Например, при использовании спиртовых топлив наряду со снижением выбросов CO и NO* отмечается повышенный выброс альдегидов и углеводородов.

Для уменьшения загрязнения нефтепродуктами продуктами коррозии все резервуары, трубопроводы и арматура складов и баз должны быть изготовлены из коррозионно-устойчивых материалов и иметь антикоррозионное покрытие. Для увеличения эффективности фильтрования и уменьшения загрязнения топлив и масел все резервуары должны быть оборудованы воздушными фильтрами на дыхательных устройствах, отстойниками и устройствами для слива воды и грязи, плавающими топливозаборниками и другой вспомогательной арматурой. Топлива в перспективной схеме целесообразно выдавать из расходных резервуаров закрытым способом через сепараторы для отделения нерастворенной воды и фильтры с тонкостью фильтрации 5 мкм. Дыхательные клапаны автотопливозаправщиков должны быть оборудованы воздушными фильтрами. Технику заправлять необходимо закрытым способом через фильтры с тонкостью фильтрации 5 мкм. Перспективная схема фильтрования должна быть применена в первую очередь для авиационных топлив, в дальнейшем ее необходимо распространить для бензинов, дизельных топлив и некоторых других продуктов.

Большое значение для предотвращения загрязнения нефтепродуктов имеет своевременная зачистка резервуаров, трубопроводов, цистерн, танкеров и других технических средств, поскольку она значительно повышает чистоту хранимых нефтепродуктов. Порядок зачистки резервуаров определен соответствующими инструкциями и руководствами. Резервуары зачищают в порядке планового обслуживания, а также при подготовке к ремонту и консервации, подготовке к заполнению нефтепродуктом более высокого сорта по сравнению с ранее хранившимся, после полного освобождения при наличии в них загрязненных остатков или продуктов коррозии. Работы по зачистке резервуаров выполняются бригадой из трех человек: оператора, шофера-моториста, кочегара-слесаря. К работам по зачистке резервуаров допускаются лица, сдавшие зачеты по правилам техники безопасности. Особое внимание необходимо уделять предотвращению загрязнения нефтепродуктов при транспортировании танкерами.

При нагревании нефтепродуктов в резервуарах и при понижении атмосферного давления происходит расширение жидкой фазы и паровоздушной смеси и при определенном перепаде давления паровоздушная смесь выходит в атмосферу! В этом цикле загрязнения нефтепродуктов не происходит. Загрязнение пылью наблюдается при «вдохе» резервуара, когда температура продукта понизится или повысится атмосферное давление. В этом случае загрязненный воздух (если отсутствует фильтрация) поступает внутрь резервуара.

Нефтепродукты загрязняются в результате попадания пыли и грязи из атмосферы, плохой зачистки емкостей и других технических средств, в результате процессов коррозии и окисления. Следовательно, загрязнение топлив и масел можно уменьшить ограничением или устранением этих процессов. Для предотвращения загрязнения нефтепродуктов из атмосферы их прием, выдачу, перекачку необходимо вести таким образом, чтобы в резервуары попадал воздух, лишенный этих примесей. Больше всего воздуха. Со времени получения до применения нефтепродукты многократно перекачиваются, перевозятся различными видами транспорта, иногда длительное время хранятся в различных условиях на складах, базах, автозаправочных станциях (АЗС). При хранении, транспортировании и перекачке нефтепродукты контактируют с внешней средой: воздухом, влагой и техническими средствами (резервуарами, насосами, трубопроводами и др.) – и неизбежно загрязняются.

Основные источники и причины загрязнения нефтепродуктов

При хранении нефти и тяжелых нефтепродуктов иногда применяют специальные методы, предотвращающие выпадение отложений на дно резервуара. Один из методов заключается в механическом перемешивании. Перемешивание осуществляют обычно пропеллерными, турбинными, винтовыми мешалками. Иногда, особенно за рубежом, применяют мешалки специальных типов. В процессе работы мешалки создается вихревой поток, взмучивающий накопившийся осадок. После длительной работы осадок распределяется равномерно по всему продукту, а затем удаляется вместе с ним. Для предотвращения образования осадков применяют и специальные размывочные машины, с помощью которых в процессе подачи размывается осадок на дне резервуаров. Для предотвращения выпадения на дно резервуаров осадков, парафина и смолистых веществ применяют специальные присадки, которые не позволяют коагулировать мелким частицам в более крупные. Но эти методы не решают принципиальной задачи предотвращения загрязнения нефтепродуктов. Присутствующие в нефти и тяжелых нефтепродуктах загрязнения остаются в их составе и следуют дальше по пути применения. Бесспорно, одними из самых эффективных физических методов предотвращения накопления загрязнений в нефтепродуктах являются фильтрация, центрифугирование и предварительный отстой. Химические методы предотвращения загрязнения нефтепродуктов сводятся к введению антиокислительных и антикоррозионных присадок, а также к подбору соответствующего химического состава, топлив и масел.

Загрязнения нефтепродуктов

Парафин низкотемпературной гидрогенизации. При каталитической гидрогенизации смолы швелования бурых углей на стационарном сульфидном никель-вольфрамовом катализаторе под давлением водорода 300 ат происходит деструктивная гидрогенизация кислородных и сернистых компонентов смолы. При этом битумы, смолы и другие высокомолекулярные сернистые и кислородные соединения превращаются в углеводороды. Эти реакции необходимо проводить при более мягких температурных условиях, в противном случае, возможно, что в результате термического разложения асфальтены и смолы будут отлагаться на катализаторе еще до того, как произойдет их восстановительное разложение. Это создает опасность необратимого загрязнения катализатора и постепенного падения его активности.

Следует иметь в виду, что по мере углубления отбора солярового дистиллата при вакуумной перегонке мазута коксуетость дистиллата увеличивается; кроме того, в нем повышается концентрация соединений, понижающих активность катализатора. Загрязняя катализатор, эти металлы оказывают неблагоприятное влияние на его свойства. С увеличением загрязнения катализатора примесями уменьшается выход бензина, и повышаются выход кокса и количество водорода в газах крекинга.

При вакуумной перегонке мазутов и гудронов часть содержащих металл соединений сырья попадает в соляровый дистиллят. По мере накопления металлов на поверхности катализатора активность и избирательность его ухудшаются, выход бензина падает, а легких газов и кокса возрастает; плотность крекинг-газов при этом уменьшается из-за образования повышенных количеств водорода и метана. Поэтому нередко о степени загрязнения катализатора судят на основании анализов легкой, метан-водородной части крекинг-газов.

Молибденовые катализаторы, особенно переведенные в сульфидную форму, весьма активны в реакциях гидрогенолиза сернистых соединений.

Катализатор загружают в реактор в окисной форме, которая переводится в сульфидную под действием сырья или циркулирующего газа. Поэтому активность первоначально возрастает, а затем стабилизируется. Скорость падения активности катализатора после достижения стабильного уровня определяется скоростью загрязнения катализатора. Последняя, в свою очередь, зависит от скорости полноты гидрирования коксообразующих компонентов, присутствующих в исходном сырье или образующихся из промежуточных продуктов реакции, особенно если процесс проводится в условиях, затрудняющих протекание реакций гидрирования.

Суммарный температурный коэффициент скорости реакции гидрирования положительный. С повышением температуры жесткость гидроочистки возрастает пропорционально, приводя к снижению содержания серы, азота, кислорода и металлов в очищенном потоке. Расход водорода увеличивается, иногда достигает максимума, а затем может снижаться вследствие протекания реакций дегидрирования. Однако при повышении температуры до области, в которой возможно протекание нерегулируемых реакций

гидрокрекинга, расход водорода возрастает до чрезвычайно больших величин. Образование кокса на катализаторе обнаруживает отчетливую зависимость от температуры процесса. Поэтому температуру необходимо всегда поддерживать, возможно, низкой, насколько это совместимо с требуемым качеством продукта, чтобы свести до минимума скорость загрязнения катализатора. Если стремятся предотвратить интенсивное протекание гидрокрекинга, то температуру процесса поддерживают в пределах 260–415° С. В области температур 400–455° С реакции гидрокрекинга становятся преобладающими.

Высокая начальная гидрирующая активность большинства свежих катализаторов уменьшается по мере отработки катализатора и стабилизируется на приблизительно постоянном уровне. Но некоторые катализаторы в начальный период работы переходят в сульфидную форму, и активность их возрастает. Скорость падения активности после достижения стабильного уровня определяется скоростью загрязнения катализатора, которая в свою очередь зависит от полноты гидрирования коксообразующих компонентов. Эти коксообразующие компоненты могут присутствовать в исходном сырье или могут образоваться из промежуточных продуктов реакции, если процесс проводится в условиях, затрудняющих протекание гидрирования.

Почти любая нефтяная фракция, находящаяся при температуре крекинга в газообразном или жидком состоянии, может подвергаться воздействию катализаторов крекинга. Иногда с целью уменьшения содержания непредельных углеводородов и понижения молекулярного веса переработке подвергается даже бензин. Керосины, легкие и тяжелые газойли, кипящие в интервале температур 200–500°, являются обычным сырьем каталитического крекинга. На установках с псевдоожиженным или движущимся слоем катализатора иногда перерабатывают тяжелые нефтяные остатки, однако из-за высокого коксообразования и возможности загрязнения катализатора растворенными в остатке металлами такой процесс экономически маловыгоден.

Суммарный температурный коэффициент скорости реакции гидрирования положительный. С повышением температуры жесткость гидроочистки возрастает пропорционально, приводя к снижению содержания серы, азота, кислорода и металлов в очищенном потоке. Расход водорода увеличивается, иногда достигает максимума, а затем может снижаться вследствие протекания реакций дегидрирования. Однако при повышении температуры до области, в которой возможно протекание нерегулируемых реакций гидрокрекинга, расход водорода возрастает до чрезвычайно больших величин. Образование кокса на катализаторе обнаруживает отчетливую зависимость от температуры процесса. Поэтому температуру необходимо всегда поддерживать, возможно, низкой, насколько это совместимо с требуемым качеством продукта, чтобы свести до минимума скорость загрязнения катализатора. Если стремятся предотвратить интенсивное протекание гидрокрекинга, то температуру процесса поддерживают в

пределах 260–415° С. В области температур 400–455° С реакции гидрокрекинга становятся преобладающими.

Высокая начальная гидрирующая активность большинства свежих катализаторов уменьшается по мере отработки катализатора и стабилизируется на приблизительно постоянном уровне. Но некоторые катализаторы в начальный период работы переходят в сульфидную форму, и активность их возрастает. Скорость падения активности после достижения стабильного уровня определяется скоростью загрязнения катализатора, которая в свою очередь зависит от полноты гидрирования коксообразующих компонентов. Эти коксообразующие компоненты могут присутствовать в исходном сырье или могут образоваться из промежуточных продуктов реакции, если процесс проводится в условиях, затрудняющих протекание гидрирования.

По сравнению с почти постоянным выходом дебутанизованного бензина с концом кипения 204 °С имели место колебания выходов легкого и тяжелого бензинов. Однако это не является результатом загрязнения катализатора и последующего восстановления активности катализатора после регенерации.

Причины и источники загрязнения нефтепродуктов механическими примесями

Со времени получения до применения нефтепродукты многократно перекачиваются, перевозятся различными видами транспорта, иногда длительное время хранятся в различных условиях на складах, базах, автозаправочных станциях. При хранении, транспортировании и перекачке нефтепродукты контактируют с внешней средой: воздухом, влагой и техническими средствами – и неизбежно загрязняются.

Основные источники и причины загрязнения нефтепродуктов:

При нагревании нефтепродуктов в резервуарах и при понижении атмосферного давления происходит расширение жидкой фазы и паровоздушной смеси и при определенном перепаде давления паровоздушная смесь выходит в атмосферу! В этом цикле загрязнения нефтепродуктов не происходит. Загрязнение пылью наблюдается при «вдохе» резервуара, когда температура продукта понизится или повысится атмосферное давление. В этом случае загрязненный воздух поступает внутрь резервуара.

Предотвращение загрязнения нефтепродуктов

Нефтепродукты загрязняются в результате попадания пыли и грязи из атмосферы, плохой зачистки емкостей и других технических средств, в результате процессов коррозии и окисления. Следовательно, загрязнение топлив и масел можно уменьшить ограничением или устранением этих процессов. Для предотвращения загрязнения нефтепродуктов из атмосферы их прием, выдачу, перекачку необходимо вести таким образом, чтобы в резервуары попадал воздух, лишенный этих примесей. Больше всего воздуха Особое внимание необходимо уделять предотвращению загрязнения нефтепродуктов при транспортировании танкерами.

Большое значение для предотвращения загрязнения нефтепродуктов имеет своевременная зачистка резервуаров, трубопроводов, цистерн, танкеров и

других технических средств, поскольку она значительно повышает чистоту хранимых нефтепродуктов. Порядок зачистки резервуаров определен соответствующими инструкциями и руководствами. Резервуары зачищают в порядке планового обслуживания, а также при подготовке к ремонту и консервации, подготовке к заполнению нефтепродуктом более высокого сорта по сравнению с ранее хранившимся, после полного освобождения при наличии в них загрязненных остатков или продуктов коррозии. Работы по зачистке резервуаров выполняются бригадой из трех человек: оператора, шофера-моториста, кочегара-слесаря. К работам по зачистке резервуаров допускаются лица, сдавшие зачеты по правилам техники безопасности. При хранении нефти и тяжелых нефтепродуктов иногда применяют специальные методы, предотвращающие выпадение отложений на дно резервуара. Один из методов заключается в механическом перемешивании. Перемешивание осуществляют обычно пропеллерными, турбинными, винтовыми мешалками. Иногда, особенно за рубежом, применяют мешалки специальных типов. В процессе работы мешалки создает вихревой поток, взмучивающий накопившийся осадок. После длительной работы осадок распределяется равномерно по всему продукту, а затем удаляется вместе с ним. Для предотвращения образования осадков применяют и специальные размывочные машины, с помощью которых в процессе подачи размывается осадок на дне резервуаров. Для предотвращения выпадения на дно резервуаров осадков, парафина и смолистых веществ применяют специальные присадки, которые не позволяют коагулировать мелким частицам в более крупные. Но эти методы не решают принципиальной задачи предотвращения загрязнения нефтепродуктов. Присутствующие в нефти и тяжелых нефтепродуктах загрязнения остаются в их составе и следуют дальше по пути применения. Бесспорно, одними из самых эффективных физических методов предотвращения накопления загрязнений в нефтепродуктах являются фильтрация, центрифугирование и предварительный отстой. Химические методы предотвращения загрязнения нефтепродуктов сводятся к введению антиокислительных и антикоррозионных присадок, а также к подбору соответствующего химического состава, топлив и масел.

Для уменьшения загрязнения нефтепродуктов продуктами коррозии все резервуары, трубопроводы и арматура складов и баз должны быть изготовлены из коррозионно-устойчивых материалов и иметь антикоррозионное покрытие. Для увеличения эффективности фильтрования и уменьшения загрязнения топлив и масел все резервуары должны быть оборудованы воздушными фильтрами на дыхательных устройствах, отстойниками и устройствами для слива воды и грязи, плавающими топливозаборниками и другой вспомогательной арматурой. Топлива в перспективной схеме целесообразно выдавать из расходных резервуаров закрытым способом через сепараторы для отделения нерастворенной воды и фильтры с тонкостью фильтрации 5 мкм. Дыхательные клапаны автотопливозаправщиков должны быть оборудованы воздушными фильтрами. Технику заправлять необходимо закрытым способом через

фильтры с тонкостью фильтрации 5 мкм. Перспективная схема фильтрования должна быть применена в первую очередь для авиационных топлив, в дальнейшем ее необходимо распространить для бензинов, дизельных топлив и некоторых других продуктов.

ПЗ 23. Изучение способов и средств очистки внутренней полости трубопровода.

В процессе эксплуатации происходит постепенное уменьшение пропускной способности трубопроводов в связи: с накоплением отложений парафина, с повышением шероховатости стенок труб в результате их внутренней коррозии и накопления продуктов коррозии и механических примесей, а также скопления в низких местах трубопроводов воды, а в верхних точках трубопроводов воздушных пробок. Уменьшение пропускной способности ведет к резкому снижению эффективности работы трубопроводов, существенному увеличению затрат на прокачку нефтесодержащей жидкости. Накопление отложений в продуктопроводах, кроме этого приводит к ухудшению качества перекачиваемых продуктов из-за загрязнения их механическими примесями.

С целью поддержания пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений, а также для подготовки участка нефтепровода к внутритрубной инспекции и переиспытаниям должна проводиться очистка внутренней полости магистрального нефтепровода пропуском очистных устройств.

Существуют следующие виды очистки:

- *периодическая* – для удаления парафиновых отложений, скоплений воды и газа с целью поддержания проектной пропускной способности нефтепроводов и предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов;
- *целевая* – для удаления остатков герметизаторов после проведения ремонтных работ на линейной части магистральных нефтепроводов;
- *преддиагностическая* – для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости нефтепровода в соответствии с техническими характеристиками внутритрубных инспекционных приборов.

Очистка производится в соответствии с разработанными и утверждёнными главным инженером эксплуатирующей организации инструкциями для каждого участка магистральных нефтепроводов.

Периодическая и преддиагностическая очистка трубопровода осуществляется пропуском не менее двух очистных устройств в соответствии с Положением о проведении работ по очистке внутренней полости магистральных нефтепроводов. Время между пуском очистного устройства с закрытыми байпасными отверстиями на нём и очистного устройства с открытыми байпасными отверстиями не должно превышать 24 часа.

Целевую очистку допускается проводить пропуском одного очистного устройства с закрытыми байпасными отверстиями.

Планирование работ по очистке нефтепровода проводится путём формирования годового и на его основе месячных планов работ с учётом:

- требований периодической очистки;
- годового плана внутритрубной диагностики;
- необходимости проведения целевой очистки после проведения ремонтных работ в соответствии с планом остановок нефтепровода.

При наличии на участках нефтепроводов резервных ниток подводных переходов через реки и болота, лупингов и обводных линий сначала планируется их очистка, а потом очистка непосредственно участка. Лупинги, резервные нитки и переемы между параллельными трубопроводами должны быть отключены от основного трубопровода на период прохождения очистных устройств, калибров и диагностических приборов.

Для восстановления качества нефти (содержание солей, механических примесей, воды и пр.), ухудшающегося в процессе очистки, разрабатываются мероприятия по исправлению качества некондиционной нефти. Мероприятия должны предусматривать выделение свободных резервуаров для локализации некондиционной нефти, организацию дополнительного контроля качества нефти, компаундирование и другие работы до доведения качества нефти до установленных норм. Очистка нефтепроводов должна выполняться очистными устройствами, имеющими полный комплект разрешительной и эксплуатационной документации, в том числе:

- сертификат соответствия государственным стандартам;
- разрешение Госгортехнадзора России на применение;
- заключение о взрывобезопасности;
- паспорт;
- формуляр;
- руководство по эксплуатации;
- инструкция по монтажу;
- ведомость запасных принадлежностей;
- ведомость эксплуатационных документов.

Очистные устройства рекомендуется оборудовать низкочастотными передатчиками во взрывозащищенном исполнении, которые в комплекте с наземными переносными детекторами позволяют контролировать прохождение очистных скребков по участку нефтепровода и обнаруживать места их возможной остановки (застревания).

Периодичность очистки определяется индивидуально для каждого нефтепровода в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемого продукта, но не реже одного раза в квартал.

При снижении пропускной способности в нефтепроводах в промежутках между периодическими очистками на 2 % и более необходимо проводить внеочередные очистки.

Для освобождения от воды внутренней полости нефтепровода, работающих на сниженных режимах, рекомендуется 1 раз в неделю вести перекачку нефти по схеме «через резервуары» со скоростью более 1,5 м/с в течение не менее 2 часов.

При проведении очистки оформляют следующую документацию:

- акт готовности очистного скребка к пропуску;

- акт готовности трассы к пропуску очистного скребка;
- акт приёма очистного скребка.

трубопровод полость очистка

1. Способы очистки внутренней полости трубопроводов

Очистка полости трубопроводов выполняется одним из следующих способов:

- промывкой с пропуском очистных поршней или поршней-разделителей;
- продувкой с пропуском очистных поршней, а при необходимости и поршней-разделителей;
- продувкой без пропуска очистных поршней.

Очистка полости линейной части и лупингов нефтепроводов, газопроводов и нефтепродуктопроводов должна, как правило, выполняться продувкой воздухом с пропуском ерша-разделителя.

1.1 Технология проведения очистки

Промывка или продувка осуществляется одним из следующих способов:

- с пропуском очистного или разделительного устройства;
- без пропуска очистного или разделительного устройства.

Промывку и продувку с пропуском очистных или разделительных устройств следует выполнять на трубопроводах диаметром 219 мм и более.

Промывку и продувку без пропуска очистных или разделительных устройств допускается производить:

- на трубопроводах диаметром менее 219 мм;
- на трубопроводах любого диаметра при наличии крутоизогнутых вставок радиусом менее пяти диаметров трубопровода или при длине очищаемого участка менее одного километра.

Очистку полости подводных переходов трубопроводов диаметром 219 мм и более, прокладываемых с помощью подводно-технических средств, производят:

- промывкой с пропуском поршня-разделителя в процессе заполнения водой для проведения первого этапа гидравлического испытания;
- продувкой с пропуском поршня или протягиванием очистного устройства перед проведением первого этапа пневматического испытания.

Промывка

Промывке подвергают трубопроводы любого назначения, испытание которых предусмотрено в проекте гидравлическим способом.

Пропуск очистного или разделительного устройства по трубопроводу осуществляется под давлением жидкости, закачиваемой для гидравлического испытания.

Впереди очистного или разделительного устройства для смачивания и размыва загрязнений заливают воду в объеме 10-15 % объема полости очищаемого трубопровода.

Принципиальная схема производства работ при промывке с пропуском очистного или разделительного устройства приведена на рис. 1.

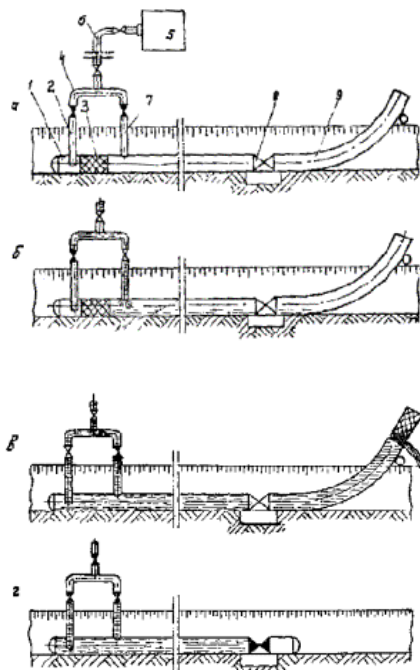


Рис.1. Принципиальная схема производства работ при промывке трубопроводов:

а - подготовка участка к проведению промывки; б - подача воды перед поршнем-разделителем; в - пропуск поршня-разделителя в потоке воды; г - подготовка участка к испытанию; 1 - очищаемый участок; 2 и 7- перепускные патрубки с кранами; 3 - поршень-разделитель; 4 -коллектор; 5 - наполнительные агрегаты; 6 - подводящий патрубок; 8- линейная арматура; 9 -сливной патрубок.

Пропуск очистного или разделительного устройства в потоке жидкости обеспечивает удаление из трубопровода не только загрязнений, но и воздуха, что исключает необходимость установки воздухопускных кранов (кроме кранов, предусмотренных проектом для эксплуатации), повышает надежность обнаружения утечек с помощью манометров.

Промывка считается законченной, когда очистное или разделительное устройство выйдет из трубопровода не разрушенным.

При промывке без пропуска очистного или разделительного устройства качество очистки обеспечивается скоростным потоком жидкости.

Принципиальная схема промывки без пропуска очистных и разделительных устройств приведена на рис. 2.

Скорость потока жидкости при промывке без пропуска очистных и разделительных устройств должна составлять не менее 5 км/ч.

Протяженность участков трубопроводов диаметром более 219 мм, промываемых без пропуска очистных или разделительных устройств, устанавливается с учетом гидравлических потерь напора в трубопроводе и располагаемого напора насосного оборудования.

Промывка без пропуска очистного или разделительного устройства считается законченной, когда из сливного патрубка выходит струя незагрязненной жидкости.

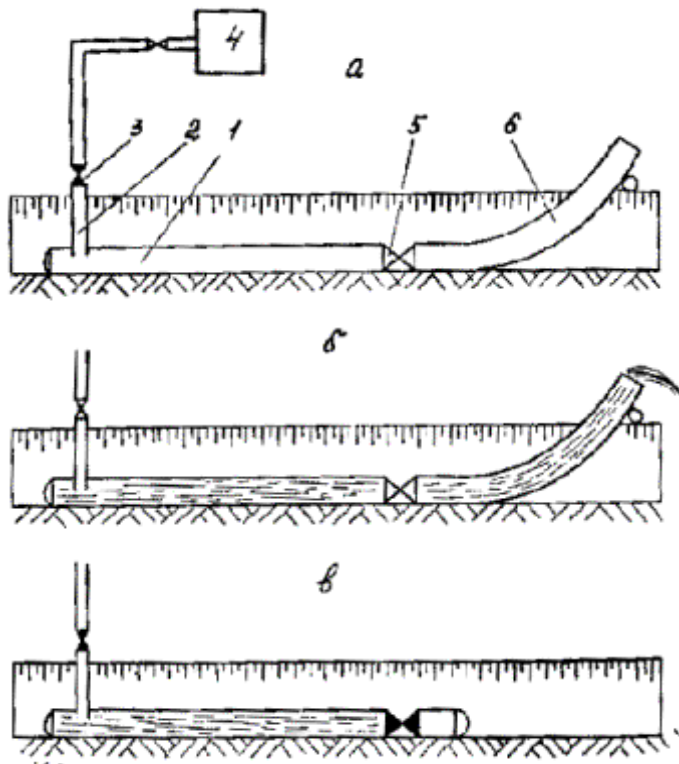


Рис.2. Принципиальная схема промывки без пропуска очистных или разделительных устройств:

а - подготовка участка к проведению промывки; б - подача воды; в - подготовка участка к испытанию; 1 - очищаемый участок; 2 -подводящий патрубок; 3 - кран; 4 - наполнительные агрегаты; 5- линейная арматура; 6 - сливной патрубок.

ПЗ24. Изучение и вычерчивание схем очистки сточных вод.

Если при расчете необходимой степени очистки сточных вод концентрация взвешенных веществ должна быть снижена на 40-50%, а величина показателя БПКП_{0Лн} – на 20-30%, то можно ограничиться механической очисткой. Сточная вода, поступающая на очистную станцию, проходит через решетки, песколовки, отстойники и обеззараживается при использовании хлора.

Отбросы с решеток направляются в дробилку и в виде пульпы сбрасываются в канал перед или за решеткой. Возможен вариант вывоза отбросов на полигон. Осадок из песколовок перекачивается на песковые площадки. Из отстойников осадок направляется в метантенки с целью окисления органических веществ. Для обезвоживания сброженного осадка используются иловые площадки, дренажная вода с этих площадок перекачивается в канал перед контактным резервуаром.

При больших расходах сточных вод – от 50 тыс. м³/сут до 2-3 млн. м³/сут и более применяется технологическая схема, приведенная на рис. 9.2.

Механическая очистка сточных вод производится на решетках, в песколовках и отстойниках.

Для интенсификации осаждения взвешенных веществ перед первичными отстойниками могут использоваться преаэраторы, в которые подается определенная часть избыточного активного ила в качестве биофлокулятора.

Сырой осадок из первичных отстойников направляется в метантенки.

Биологическая очистка сточных вод по этой схеме осуществляется в аэротенке. Аэротенк представляет собой открытый резервуар, в котором находится смесь активного ила и осветленной сточной воды.

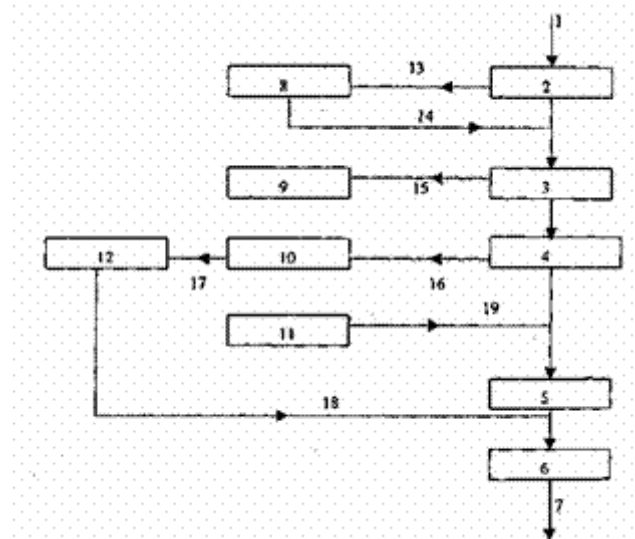


Рис. 9.1. Технологическая схема очистной станции с механической очисткой сточных вод:

1 – сточная вода; 2 – решетки; 3 – песколовки; 4 – отстойники; 5 – смесители; 6 – контактный резервуар; 7 – выпуск; 8 – дробилки; 9 – песковые площадки; 10 – метантенки; 11 – хлораторная; 12 – иловые площадки; 13 – отбросы; 14 – пульпа; 15 – песчаная пульпа; 16 – сырой осадок; 17 – сброженный осадок; 18 – Дренажная вода; 19 – хлорная вода

Для нормальной жизнедеятельности микроорганизмов активного ила в аэротенк должен поступать воздух, который подается воздуходувками, установленными в машинном здании. Смесь очищенной сточной воды и активного ила из аэротенка направляется во вторичный отстойник, где осаживается активный ил и основная его масса возвращается в аэротенк. В системе аэротенк — вторичный отстойник масса активного ила увеличивается за счет его прироста, поэтому часть его (избыточный активный ил) удаляется из вторичного отстойника и подается в

илоуплотнитель, при этом объем ила уменьшается в 4-6 раз, а уплотненный избыточный ил перекачивается в метантенк. Очищенная сточная вода обеззараживается (обычно хлорируется) в контактном резервуаре и сбрасывается в водоем.

Сброженный осадок из метантенков направляется для механического обезвоживания на вакуум-фильтры или фильтр-прессы. Обезвоженный осадок может подвергаться термической сушке и использоваться в качестве удобрения.

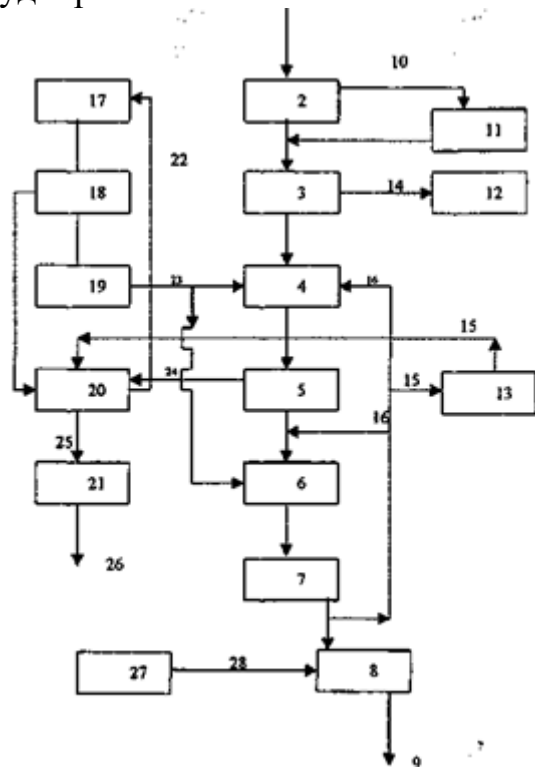


Рис. 9.2. Технологическая схема очистной станции с биологической очисткой сточных вод в аэротенках:

1 – сточная вода; 2 – решетки; 3 – песколовки; 4 – преаэраторы; 5 – первичные отстойники; 6 – аэротенки; 7 – вторичные отстойники; 8 – контактный резервуар; 9 – выпуск; 10 – отбросы; 11 – дробилки; 12 – песковые площадки; 13 – илоуплотнители; 14 – песок; 15 – избыточный активный ил; 16 – циркуляционный активный ил; 17 – газгольдеры; 18 – котельная; 19 – машинное здание; 20 – метантеки; 21 – цех механического обезвоживания сброженного осадка; 22 – газ; 23 – сжатый воздух; 24 – сырой осадок; 25 – сброженный осадок; 26 – на удобрение; 27 – хлораторная установка; 28 – хлорная вода

На рис. 9.3 приведена технологическая схема биологической очистки сточных вод на биофильтрах. Такие схемы используются для расходов сточных вод порядка 10- 20 тыс. м³/сут.

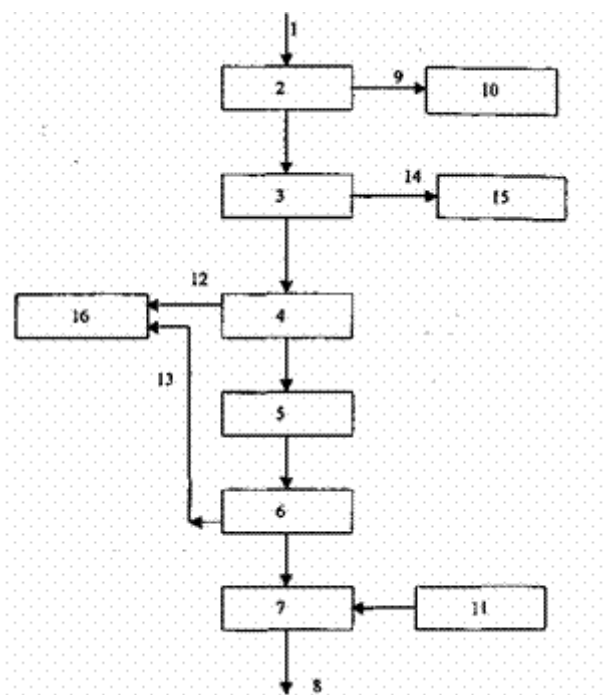


Рис. 9.3. Технологическая схема очистной станции с биологической очисткой сточных вод на биофильтрах:

1 – сточная вода; 2 – решетки; 3 – песколовки; 4 – первичные отстойники; 5 – биофильтры; 6 – вторичные отстойники; 7 – контактный резервуар; 8 – выпуск; 9 – отбросы; 10 – дробилки; 11 – хлораторная установка; 12 – осадок из первичных отстойников; 13 – биопленка из вторичных отстойников; 14 – песок; 15 – бункер песка; 16- иловые площадки

После сооружений механической очистки (решетки, песколовки и первичные отстойники) вода поступает на биофильтры и затем во вторичные отстойники, в которых задерживается биологическая пленка (биопленка), выносимая водой из биофильтров, далее вода направляется в контактный резервуар, дезинфицируется и сбрасывается в водоем.

Проходя через фильтрующую загрузку биофильтра, загрязненная вода оставляет в ней взвешенные и коллоидные органические вещества, не осевшие в первичных отстойниках, которые создают биопленку, густо заселенную микроорганизмами. Микроорганизмы биопленки окисляют органические вещества и получают необходимую для своей жизнедеятельности энергию. Таким образом, из сточной воды удаляются органические вещества, а в теле биофильтра увеличивается масса биологической пленки.

Отработанная и омертвевшая пленка смывается протекающей сточной водой и выносится из биофильтра.

Для нормального хода процесса очистки в биофильтрах иногда необходимо осуществлять рециркуляцию осветленной во вторичных отстойниках воды, т.е. подавать перед биофильтрами и смешивать с водой из первичных отстойников. Необходимость рециркуляции определяется расчетом.

Физико-химическая очистка городских сточных вод применяется для очистки расходов – 10-20 тыс. м³/сут. На рис. 9.4 приведена технологическая схема физико-химической очистки сточных вод.

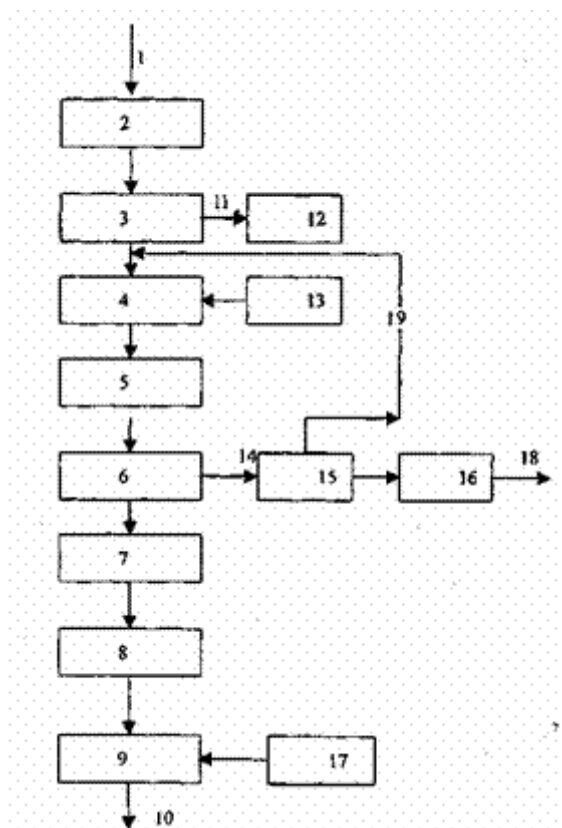


Рис. 9.4. Технологическая схема очистной станции с физико-химической очисткой сточных вод:

1 – сточная вода; 2 – решетки; 3 – песколовки; 4 – смеситель; 5 – камера хлопьеобразования; 6 – горизонтальные отстойники; 7 – барабанные сетки 8 – фильтры; 9 – контактный резервуар; 10 – выпуск в водоем; 11 – песок 12 – бункер песка; 13 – приготовление и дозирование реагентов; 14 – осадок 15 – осадкоуплотнители; 16 – центрифуги; 17 – хлораторная; 18 – шлам; 19 – отстоенная вода

Вода, прошедшая решетки и песколовки, направляется в смеситель, куда в определенных дозах подаются растворы реагентов – минеральных коагулянтов и органических флокулянтов. При введении в сточную воду минеральных коагулянтов образуются оксигидраты металлов, на которых собираются взвешенные, коллоидные и частично растворенные вещества, флокулянты укрупняют хлопья оксигидратов и улучшают их структурно-механические свойства. После камер хлопьеобразования осадки отделяются от очищенной воды в горизонтальных отстойниках. Для глубокой очистки от взвешенных веществ используются барабанные сетки и двухслойные фильтры или фильтры с восходящим потоком воды. Обеззараженная хлором вода сбрасывается в водоем. Осадок из отстойников уплотняется и обезвоживается на центрифугах.

Приведенные технологические схемы широко распространены как в отечественной, так и зарубежной практике, при этом имеются станции, работающие измененным схемам.

Технологические схемы очистки производственных сточных вод могут решаться при использовании самых разнообразных методов очистки, включая физико-химические методы, биологический метод и т.д. Это зависит от специфики загрязняющих сточные воды веществ, их концентрации и ПДК

сброса в городскую канализацию. При разработке технологий очистки производственных сточных вод основной тенденцией должно быть максимальное повторно-оборотное использование очищенных вод на предприятиях. Атмосферные воды с промплощадок могут быть загрязнены такими же веществами, что и производственные, поэтому эти воды с промплощадок очищаются совместно с производственными. Атмосферные сточные воды с территорий городов могут очищаться на отдельных очистных сооружениях при использовании, в основном, механических методов. За рубежом атмосферные воды очищаются на городских очистных сооружениях совместно с бытовыми сточными водами, однако, и за рубежом в настоящее время определилась тенденция очистки атмосферных вод на автономных очистных сооружениях.

Раздел 2. Автоматизация производственных процессов

Тема 2.3. Принципы построения схем автоматизации.

Практическое занятие № 1. Изучение функциональных схем автоматизированных систем управления производственными процессами

Системой автоматизации НА предусматриваются следующие защиты: температура подшипников; уровень заполнения камер утечек; защита при повышении вибрации; защита по минимальном давлению; защиты при не завершении программы запуска или остановке агрегатов.

СУ предусматривает работу в режиме; автоматический/резервный/испытательный.

В автоматическом режиме предусматривается выполнение заданной программы, его включение и отключение при получении одной соответствующей команды из операторной. В режиме «резервный» осуществляется автоматический пуск агрегата при отключении из-за неисправности одного из работающих агрегатов устройства защиты.

Одновременно с переводом агрегата в режим резервный осуществляется автоматическая программа запуска включающая: открытие задвижек на входе и выходе агрегата; включение индивидуальных вспомогательных систем; подключение к централизованным вспомогательным системам.

При любом режиме должен исключаться пуск и работа агрегата, если не включены устройства автоматической защиты насосной и данного агрегата, либо эти условия сработали и не деблокированы.

Особенности технологического процесса транспорта природного газа. Схема автоматизации ГПА с электроприводом

Транспорт природного газа

Природный газ подается в трубы магистральных газопроводов головной компрессорной станцией под высоким начальным давлением, максимальная величина которого ограничивается механической прочностью труб.

Частишки газа при движении в трубах испытывают сопротивление, которое зависит от их скорости, параметров газа и характеристик труб.

Вследствие наличия этого сопротивления, называемого гидравлическим, давление газа вдоль газопровода падает.

Для частичной компенсации снижения давления и обеспечения пропускной способности вдоль газопровода сооружаются компрессорные станции, на которых производится компримирование (сжатие).

Такие КС размещаются на расстоянии 80...120 км друг от друга и имеют мощность порядка 80 МВт.

КС обеспечивает повышение давления газа от 5,5 до 7,5 МПа при диаметре трубопровода 1420 мм.

Основной производственной единицей КС является компрессорный цех (КЦ),

количество цехов обычно до 6, реже 7 - 11.

1. Основное технологическое оборудование промежуточной НПС

Промежуточная, нефтеперекачивающая станция (НПС) предназначена для сообщения перекачиваемой нефти энергии в виде напора, которая впоследствии расходуется на преодоление потоком гидравлического сопротивления трубопровода.

В состав промежуточной НПС (см. рис. 1) входит следующее технологическое оборудование:

- *Узел подключения НПС*
- *Площадка фильтров – грязеуловителей*
- *Блок гашения ударной волны (БГУВ) типа "Аркрон".*
- *Ёмкость для сброса энергии ударной волны.*
- *Насосные агрегаты и площадка агрегатных задвижек.*
- *Камера (площадка) регулирования давления (КРД).*

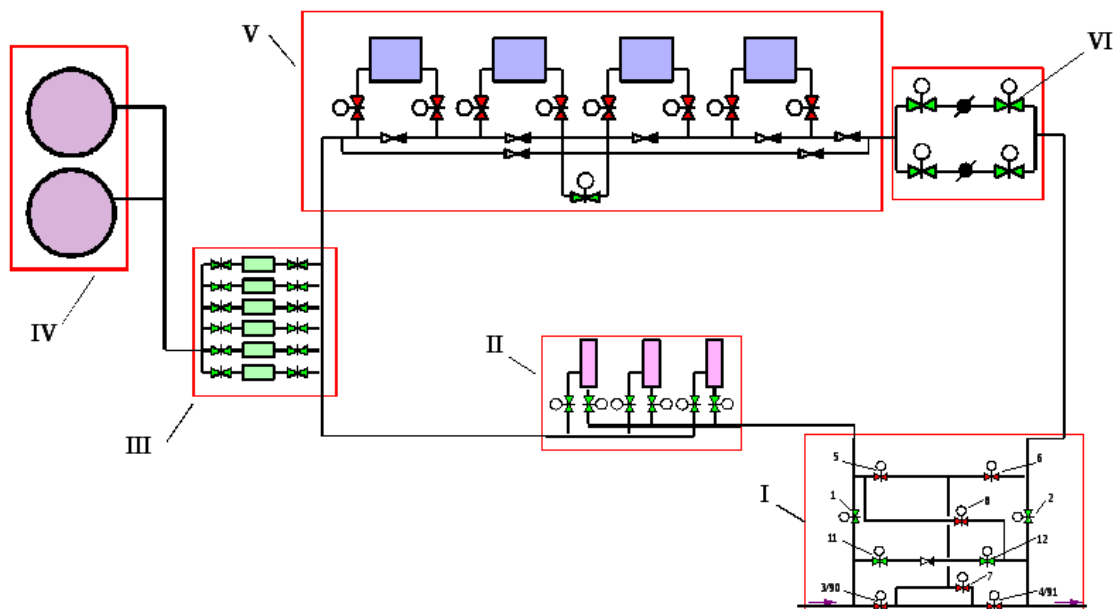


Рисунок 1. Технологическая схема промежуточной НПС

I - УПС НПС; II - площадка фильтров-грязеуловителей;

III - система сглаживания ударной волны;

IV - емкости (РВС 400) для сброса энергии ударной волны;

V - насосные агрегаты и площадка агрегатных задвижек; VI - площадка регулирующих заслонок.

1. Виды защиты НПС

Объём автоматизации каждого объекта алгоритм работы системы автоматики можно проследить по принципиальным схемам автоматизации. На схемах автоматизации отображается:

технологическая схема объекта;

место расположение приборов, датчиков (преобразователей, сигнализаторов) и технологические параметры, которые они контролируют;

объём и последовательность выполнения защитных функций системы автоматики.

В соответствии с разделением технологического оборудования НПС по объектам, система автоматики НПС включает в себя:

автоматику магистральных агрегатов;

автоматику подпорных агрегатов;

общестанционную автоматику;

автоматику вспомогательных систем;

автоматику аварийных систем (пожаротушение);

систему автоматического регулирования давления.

Основной функцией системы автоматики НПС является обеспечение безаварийной работы объектов и оборудования магистрального нефтепровода (т.е. выполнение защитных функций).

Защитные функции системы автоматики разделяются на два вида (см. рис. 2):

агрегатные защиты;

общестанционные защиты.

К агрегатным защитам относятся:

защиты магистрального насосного агрегата;

защиты подпорного насосного агрегата.

К общестанционным защитам относятся:

технологические защиты, которые имеют две ступени срабатывания;

аварийные защиты.

В зависимости от срабатывания вида защиты автоматика НПС выполняет переключения технологического оборудования в соответствии с алгоритмом.

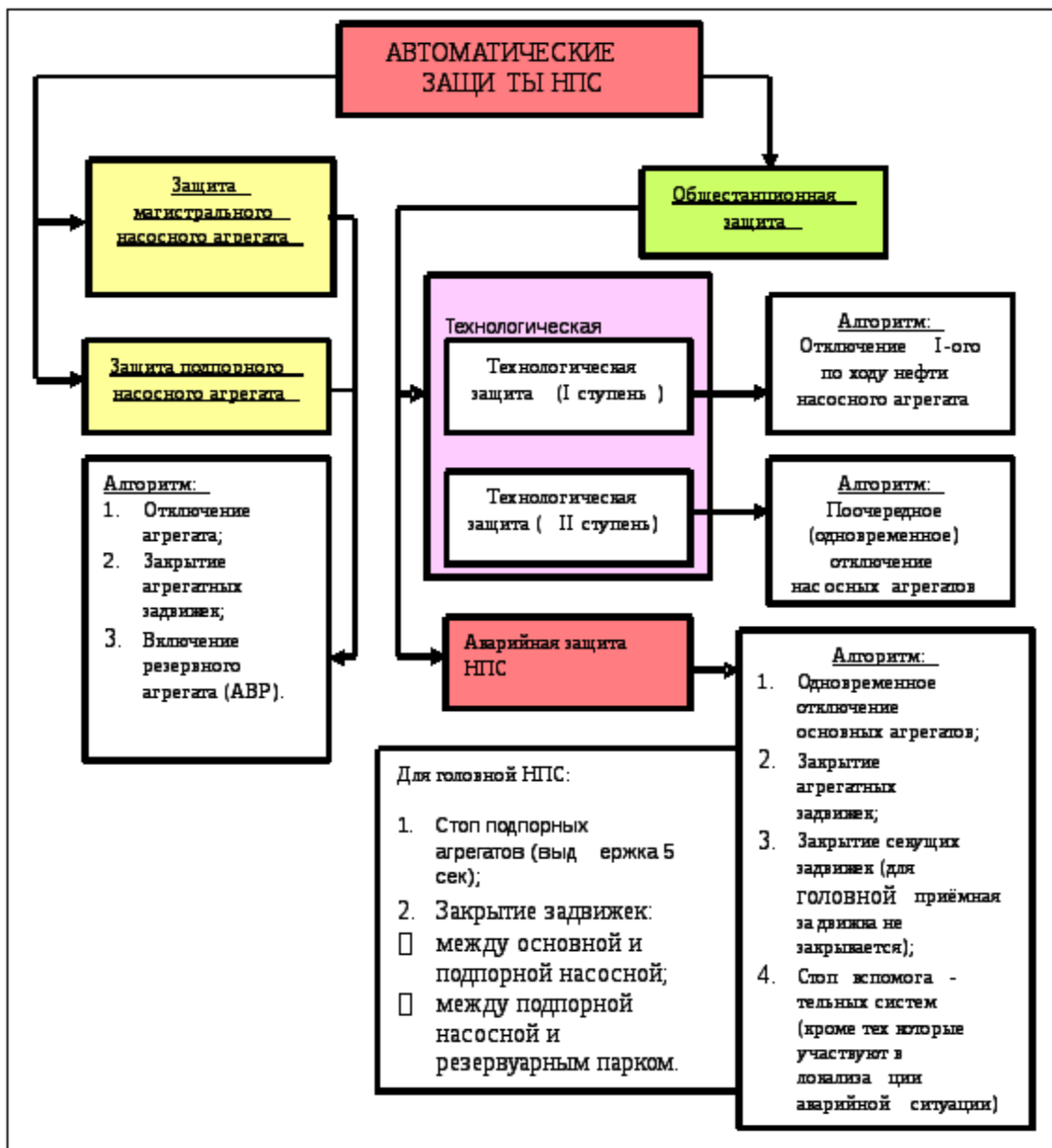


Рисунок 2 Защитные функции СА

2. Автоматизация НПС

Общестанционная автоматика обеспечивает безаварийную организацию эксплуатации объектов НПС, выводит из работы оборудование (отключение оборудования, закрытие задвижек) при отклонении фактического параметра от нормативно-технологического параметра.

Технологические защиты.

При работе технологического участка МН в режиме «из насоса в насос» технологическая защита не допускает изменения давления:

на приёме НПС ниже нормативно-технологического, исходя из условий коопитации магистрального насоса;

на выходе НПС выше нормативно-технологического, исходя из условий прочности трубопровода;

на выходе насосов выше нормативно-технологического, исходя из условий прочности трубопровода.

В ОАО «Транснефть» для регулирования давления на приёме и выходе НПС используется метод дросселирования, в результате чего возникает необходимость контролировать давление нагнетания насосов (давление в коллекторе). Технологическая защита не допускает повышения **давления на выходе насосов** выше нормативно-технологического, исходя из условий прочности трубопровода коллектора.

В процессе регулирования давления на дросселирующем органе (на регулирующих заслонках) создаётся перепад давления, который может привести к закрытию заслонок. Для предотвращения этого явления предусмотрена технологическая защиты **по максимальному перепаду давления(15-20 кг/см²) на регулирующих заслонках.**

Технологическая защита НПС имеет две ступени срабатывания:

I-ая ступень (предельные значения давления) предусматривает отключение первого по ходу насосного агрегата;

II-ая ступень (аварийные значения давления) предусматривает поочередное или одновременное отключение насосных агрегатов.

Технологическая защита **«Максимальное давление по перепаду на регулирующих заслонках»** имеет одну ступень – предельное значение.

Срабатывание защиты по минимальному давлению на приёме осуществляется с выдержкой времени до 15 секунд, которая необходима для исключения срабатывания защиты при прохождении воздушных пробок, запуске агрегатов, отключений агрегатов на соседних станциях.

В таблице 1 приведены примерные нормативно-технологические значения технологической защиты и давления задания на регуляторах.

1.			
Примерные нормативно-технологические значения технологической защиты и давления задания на регуляторах			
Параметр	Величина давления задания на регуляторах (кг/см ²)	Нормативно-технологическое предельное значение давления (I-ая ступень технологической защиты (кг/см ²))	Нормативно-технологическое аварийное значение давления (II-ая ступень технологической защиты (кг/см ²))
Давление приема НПС	8	6	4
Давление нагнетания насосов	-	60	62
Давление на	45	47	49

выходе НПС			
Максимальный перепад давления на регулирующих заслонках		18	

Аварийная защита НПС.

Перечень аварийных защит приведён в таблице 2.

При срабатывании аварийных защит на НПС проходит:

одновременное отключение работающих магистральных и подпорных агрегатов (с выдержкой времени до 5 сек после отключения магистральных агрегатов);

закрытие агрегатных задвижек;

закрытие секущих задвижек;

остановка вспомогательных систем.

На головной НПС дополнительно закрываются задвижки:

между основной насосной и подпорной насосной;

между подпорной насосной и резервуарном парком.

2.		
Перечень аварийных защит НПС		
№ п/п	Наименование защит	Примечания
1	Пожар на объектах НПС	Требуется подтверждение двух датчиков
2	Аварийная загазованность на объектах НПС	30% от НКПР (12600 мг\м ³)
3	Повышенная загазованность на объектах НПС продолжительностью более 10 мин	10% от НКПР (4200 мг\м ³)
4	Затопление насосного зала	
5	Затопление маслосистемы (маслоприямка)	
6	Отключение кнопкой по месту «Аварийная остановка НПС»	При угрозе несчастного случая, выхода нефти, появлении дыма, воспламенения, искрения вращающихся частей.

7	Аварийный максимальный уровень в резервуарах сбора утечек	
8	Аварийный максимальный уровень в резервуарах сброса ударной волны	Настройка максимального уровня производится с учётом объёма сброса нефти во время аварийной остановки НПС по этой защите.
9	Аварийный максимальный уровень в маслобаках	На случай попадания нефти в маслосистему
10	Авария вспомогательных механизмов	Выход из строя основного и резервного механизмов вспомогательных систем – I
11	Минимальное давление воздуха в безпромвальной камере.	
12	Отключение кнопкой «Аварийная остановка НПС» из операторной	

Принципиальная схема автоматизации насосной станции

В принципиальной схеме автоматизации представлена технологическая схема основной насосной головой НПС.

Приборы, контролирующие давление на приёме НПС, устанавливаются на приборной стойке (03.1) насосного зала:

манометр (PI-01);

два датчика давления (РТ-01) и (РТ-02) имеющие разные пределы измерения; датчик давления (датчик, имеющий малый предел измерения обеспечивает технологическую защиту первой ступени по минимальному значению давления на приёме НПС);

реле давления (PS-01) обеспечивает технологическую защиту второй ступени по минимальному значению давления на приёме НПС;

реле давления (PS-01)* при максимальном значении давления на приёме НПС даёт команду на открытие задвижки № 15, для защиты резервуарного парка.

На приборной стойке 10.1 установлены приборы, контролирующие давление до и после регулирующих заслонок:

датчики давления (РТ-01) и (РТ-02) обеспечивают технологическую защиту первой ступени по максимальному значению давления;

реле давления (PS-01) и (PS-02) обеспечивают технологическую защиту второй ступени по максимальному значению давления манометра (PI-01) и (PI-02) позволяют контролировать давление по месту;

датчик перепада давления (PDI-01) контролирует степень засорённости фильтров грязеуловителей.

В случае затопления насосного зала срабатывает реле уровня (LS01) и даётся команда на остановку НПС.

При аварийной остановке НПС задвижка №30 закрывается, отсекая тем самым подпорную насосную от основной насосной. При этом закрываются задвижки между резервуарным парком и подпорной насосной, а также на выходе НПС. На схеме эти задвижки не указаны. Задвижка приёма головной НПС не закрывается. Кнопки (SB01) и (SB02) предназначены для аварийной остановки НПС.

Тема 2.4. Автоматизация оборудования перекачивающих и компрессорных станций

Практическое занятие № 1. Изучение схем автоматизации компрессорных станций с газомоторными компрессорами, с газотурбинными установками и с электроприводными газоперекачивающими агрегатами.

В газотурбинных установках контроль и сигнализация осуществляется по большому числу параметров. Основные из них включены в систему аварийно-предупредительной защиты и сигнализации. К ним относятся:

- температура подшипников компрессора;
- давление топливного газа;
- давление газа на входе и выходе компрессора;
- температура газа на входе и выходе компрессора;
- частота вращения валов ТВД, ТНД, СТ;
- перепад давления на конфузоре нагнетателя;
- перепад давления между газом и маслом уплотнения в полости нагнетателя;
- осевой сдвиг ротора нагнетателя;
- вибрация подшипников двигателя и нагнетателя;
- температура продуктов сгорания.

Объем перекачиваемого газа в нагнетателе зависит от степени сжатия, которая, в свою очередь, зависит от оборотов двигателя. Датчики частоты вращения типа «ДЧВ-2500А» установлены на ТВД, ТНД и СТ (позиции 12, 16, 29). Сигнал, преобразованный в унифицированный (4-20 мА), поступает на вход модуля управления расходом топлива платы ТТСМ. Модуль управления расходом топлива изменяет степень открытия топливного регулирующего клапана.

Основная задача топливного регулирующего клапана состоит в таком изменении расхода топлива, которое обеспечит стабилизацию частоты вращения силовой турбины на заданном уровне. Контроль за скоростью вращения валов ТВД и ТНД позволяет определить степень загрузки агрегата, предотвращает работу агрегата на запрещенных оборотах.

Измерение температуры выхлопных газов на выходе из газогенератора необходимо для создания необходимого соотношения топливо/воздух в камере сгорания. Резкие скачки температур или повышение сверх номинальных значений могут привести к тепловым деформациям частей турбины, в результате чего может возникнуть понижение прочности материала и его свойств. Преобразователь термоэлектрический (позиция 13) установлен в полости между ТНД и СТ. Сигнал по температуре поступает на вход модуля управления расходом топлива платы ТТСМ. Модуль GT изменяет степень открытия топливного регулирующего клапана. Верхняя предельная уставка по температуре выхлопных газов 650 С.

Измерение давления технологического газа на входе и выходе нагнетателя осуществляется датчиком давления типа «Honeywell STD97L», установлен на трубопроводе после нагнетателя. Унифицированный сигнал (4-20 мА) с датчика давления поступает на вход функционального модуля противопомпажного регулирования. Модуль AS предотвращает помпаж нагнетателя на всех режимах работы агрегата путем управления клапаном рециркуляции компримируемого газа.

Система уплотнения вала нагнетателя необходима для того, чтобы обеспечивать герметичность газовых полостей и не допускать выброс газа в машинный зал. Защита по перепаду давления между газом и маслом уплотнения в полости нагнетателя (позиция 1) останавливает агрегат при снижении перепада давления менее 0,05 МПа, осуществляется с помощью преобразователя измерительного разности давлений типа «Honeywell STD924».

При эксплуатации турбоустановок повреждения опорных и упорных подшипников приводят к длительным простоям турбин. Подшипники турбин фиксируют положение вращающегося ротора относительно неподвижных деталей цилиндра и воспринимают различные нагрузки. Температуру этих подшипников целесообразно измерять отдельными показывающими или регистрирующими приборами. Защита по температуре упорного и заднего подшипников нагнетателя (позиция 2 и 10) осуществляется с помощью термометров сопротивления типа «ТСПУ 205», установленных на вкладышах упорных подшипников. Подшипниковые термопреобразователи имеют инерционность от 4 до 8 с. Основными причинами повышения температуры опорных подшипников являются: уменьшение расхода масла, которое может произойти вследствие попадания посторонних предметов в маслопроводы, засорения дроссельных шайб на подводящих маслопроводах, снижения давления масла за маслоохладителями и др. При повышении температуры выше 80 С происходит остановка ГПА по аварии, так как может произойти выплавление рабочей поверхности.

Одним из основных параметров системы управления является сигнал по расходу. Он используется не только в алгоритмах антипомпажной защиты, но и распределения нагрузки между агрегатами. Для измерения расхода газа применяются конфузоры (позиция 18-1, 28-1), создающие местный перепад давления, который с помощью датчики (позиция 18-2, 28-2) преобразуется в нормированный электрический выходной сигнал, поступающий на функциональный модуль противопомпажного регулирования.

Измерение температуры газа на входе нагнетателя (позиция 25), выходе нагнетателя (позиция 24) и температуры воздуха на входе в КНД (позиция 3) осуществляется с помощью термометра сопротивления марки ТСПУ. Выходной сигнал поступает на функциональный модуль противопомпажного регулирования. При повышении температуры на выходе нагнетателя газ разогревает изоляцию трубы. Контроль за этим параметром позволяет не допустить этой аварийной ситуации.

Важным параметром для регулирования является давление воздуха за осевым компрессором (позиция 33), используемое для создания необходимого соотношения топливо/воздух в камере сгорания. Измерение осуществляется с помощью датчика типа «Honeywell STD97L». Унифицированный сигнал (4 - 20 мА) поступает на вход модуля управления расходом топлива платы ТТСМ. Модуль GT изменяет степень открытия топливного регулирующего клапана. Защита по давлению воздуха снижает обороты турбины при превышении давления выше 0,78 МПа.

Контроль осевого сдвига ротора и вибрации газогенератора и силовой турбины предотвращает разрушение конструкции агрегата.

Перечень приборов, используемых для автоматизации газоперекачивающего агрегата, приведён в таблице 1.

Таблица 1 - Приборы, используемые для автоматизации ГПА

Позиционное обозначение	Наименование	Ко л-во	Примечание
1, 7, 17, 27, 18-2, 28-2	Датчик перепада давления HW STD924 - E1G - 00000	6	
2, 3, 5, 6, 10, 11, 24, 25	Термопреобразователь сопротивления ТСПУ 205	8	
4	Датчик разряжения Метран-100-ДВ	1	
8, 19, 22, 23, 26, 33	Датчик давления HW STD97L - E1G - 00000	6	
9, 31	Датчик абсолютной вибрации МВ-46	2	
12, 16, 29	Датчик частоты вращения ДЧВ-2500А	3	
13	Преобразователь термоэлектрический ТХАУ 002-01.17	1	
14, 15, 20, 21, 30	Датчик вихретоковый ВД-16	5	
18-1, 28-1	Устройство сужающее УСБ100-6,4-ХЛ2	2	
32, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43	Кран соленоидный	8	
34	Клапан топливный регулирующий «АМОТ»	1	

35	Прибор контроля пламени «Пламя»	1	
36	Клапан антипомпажный «Mokveld»	1	

Система защиты обеспечивает защиту агрегата во время пуска и остановки, также автоматически выполняет операции, необходимые для восстановления нормального режима в процессе работы. При аварийном режиме она останавливает агрегат и подает аварийный сигнал обслуживающему персоналу.

Защитные устройства предотвращают повреждение агрегата и обеспечивают безопасность обслуживающего персонала при возникновении аварийных состояний. Все системы защиты действуют независимо от системы управления с тем, чтобы при возникновении неисправности в системах управления, системы защиты не вышли бы из строя. Во всех случаях быстрое отключение турбины и остановка агрегата при возникновении опасного состояния осуществляется предотвращением подачи топливного газа к камере сгорания стопорным клапаном.

Система защиты ГПА предохраняет агрегат в случае отклонения показателей за допустимые пределы: давления масла смазки, осевого сдвига роторов, температуры подшипников, перепада «масло-газ», температуры продуктов сгорания, давления топливного газа, частоты вращения роторов, вибрации подшипников, а также в случаях погасания факела в камере сгорания.

Приведем краткое описание основных компонентов ПАЗ.

Защита по давлению масла смазки. Эта защита останавливает агрегат при падении давления в смазочных системах турбины и нагнетателя ниже установленных величин. Низкое давление масла смазки может нарушить условия смазки и вызвать разрушение подшипников ГПА. Поэтому необходимо проверить включение защиты по маслу. Измерение давления производится электроконтактными манометрами. Эти манометры имеют в своей конструкции две контактные группы для уставок, одна из которых замыкается при понижении давления ниже заданного, а другая при превышении заданного давления.

Защита по погасанию факела. Система обнаружения пламени выполняет две функции. Во время нормального запуска агрегата светочувствительные элементы фотореле обнаруживают установление пламени в камере сгорания и разрешают продолжать последовательность запуска агрегата. В противном случае прекращается подача топливного газа и, таким образом, исключается возможность его скопления в турбине, а следовательно, и возможность взрыва. В случае срыва пламени во время работы немедленно прекращается подача топливного газа в камеру сгорания, в результате чего исключается поступление несгоревшего топлива в патрубок турбины, где могло бы произойти зажигание в результате соприкосновения топливного газа с горячими поверхностями, что опасно как для обслуживающего персонала, так и для самого оборудования.

Защита по осевому сдвигу роторов. При осевом сдвиге возможно задевание вращающихся деталей агрегата за неподвижные и разрушение отдельных узлов агрегата.

Защита по перепаду давления между маслом уплотнения и газом в полости нагнетателя. Для предотвращения протечек газа по валу из нагнетателя в машинный зал применяется

система уплотнения нагнетателя. Для поддержания постоянной разности давления между маслом и газом применяется регулятор перепада давления (РПД).

Защита от превышения температуры газа. При нормальных условиях эксплуатации температура газа обычно поддерживается регулированием расхода топлива. Однако при неисправностях в системе регулирования количество подаваемого топлива, а значит, и температура газа могут превысить установленные пределы. Это может привести к выгоранию лопаток проточной части, разрушению лопаточного аппарата. В начале система защиты от превышения температуры газа включает предупредительный звуковой сигнал и световой сигналы, что указывает на необходимость разгрузки турбины, предотвращая тем самым ее отключение. Если же температура газа будет продолжать повышаться, то система защиты останавливает агрегат. Система защиты спроектирована таким образом, что является независимой от системы регулирования температуры газа.

Защита по превышению частоты вращения роторов ТВД, ТНД. Система защиты от превышения частоты вращения предназначена для защиты газовой турбины от возможных повреждений, вызываемых превышением максимальной частоты вращения валов ТНД, ТВД. При превышении частоты вращения может произойти отрыв лопаток, разрушение замков и дисков, могут появиться осевые сдвиги и разрушения подшипников.

Защита по температуре подшипников. Система защиты по температуре подшипников выдает предупреждающий и аварийный сигналы при возрастании температуры выше допустимой, что может привести к разрушению подшипников, осевым сдвигам, повышенной вибрации.

Система защиты от вибраций. Защита агрегата от вибрации осуществляется с помощью датчиков, размещаемых на корпусах подшипников ГПА. Повышенная вибрация может привести к нарушению условий смазки и разрушению подшипников, задеванию вращающихся деталей в проточной части. Имеется два уровня вибрации. При достижении первого уровня включается предупредительная сигнализация. При достижении второго уровня срабатывает аварийная сигнализация и происходит остановка агрегата.

Описание защит ГПА приведено в таблице 2.

Таблица 2 - Защиты ГПА

№ сценария	Позиционное обозначение по ФСА	Условие срабатывания	Действие защиты
1	GE 21	Превышение вибрации ЗОН (гор) выше 115 мкм	Закрытие стопорного клапана
2	GE 14	Превышение осевого сдвига Н выше $\pm 0,8$ мм.	Закрытие стопорного клапана
3	GE 15	Превышение вибрации ПОН (вер) выше 115 мкм.	Закрытие стопорного клапана

4	SE 16	Превышение частоты вращения СТ выше 5100 об/мин.	Частичное закрытие ТРК
5	SE 29	Превышение частоты вращения ТНД выше 5800 об/мин	Частичное закрытие ТРК
6	SE 12	Превышение частоты вращения ТВД выше 7900 об/мин	Частичное закрытие ТРК
7	GE 31	Превышение вибрации ГГ выше 55 мм/с.	Закрытие стопорного клапана
8	GE 9	Превышение абсолютной вибрации СТ выше 45 мм/с	Закрытие стопорного клапана
9	GE 30	Превышение вибрации ПОН (гор) выше 115 мкм.	Закрытие стопорного клапана
10	GE 20	Превышение вибрации ЗОН (вер) выше 115 мкм.	Закрытие стопорного клапана
11	PDT 1	Снижение перепада Р между газом и маслом уплотнения < 0,05 МПа	Закрытие стопорного клапана, 12 крана, открытие 9 крана
12	FE 28-1	Снижение перепада Р на конфузоре Н < 0,05 МПа	Открытие крана 6р
13	TT 2	Превышение температуры заднего подшипника Н выше 70 °С	Закрытие стопорного клапана
14	PT 23	Превышение давления газа на	Открытие крана 6р

		выходе нагнетателя выше 7,3 МПа	
15	ТТ 10	Превышение температуры упорного подшипника нагнетателя выше 70 °С	Закрытие стопорного клапана
16	ТЕ 13	Превышение температуры выхлопных газов выше 650 °С	Частичное закрытие ТРК
17	ВА 35	Отсутствие пламени в камере сгорания	Закрытие ТРК, стопорного клапана
Примечание: гор. - горизонтальный; вер. - вертикальный.			

Практическое занятие № 2. Изучение схем автоматизации компрессорных станций.

В газотурбинных установках контроль и сигнализация осуществляется по большому числу параметров. Основные из них включены в систему аварийно-предупредительной защиты и сигнализации. К ним относятся:

- температура подшипников компрессора;
- давление топливного газа;
- давление газа на входе и выходе компрессора;
- температура газа на входе и выходе компрессора;
- частота вращения валов ТВД, ТНД, СТ;

- перепад давления на конфузоре нагнетателя;
- перепад давления между газом и маслом уплотнения в полости нагнетателя;
- осевой сдвиг ротора нагнетателя;
- вибрация подшипников двигателя и нагнетателя;
- температура продуктов сгорания.

Объем перекачиваемого газа в нагнетателе зависит от степени сжатия, которая, в свою очередь, зависит от оборотов двигателя. Датчики частоты вращения типа «ДЧВ-2500А» установлены на ТВД, ТНД и СТ (позиции 12, 16, 29). Сигнал, преобразованный в унифицированный (4-20 мА), поступает на вход модуля управления расходом топлива платы ТТСМ. Модуль управления расходом топлива изменяет степень открытия топливного регулирующего клапана.

Основная задача топливного регулирующего клапана состоит в таком изменении расхода топлива, которое обеспечит стабилизацию частоты вращения силовой турбины на заданном уровне. Контроль за скоростью вращения валов ТВД и ТНД позволяет определить степень загрузки агрегата, предотвращает работу агрегата на запрещенных оборотах.

Измерение температуры выхлопных газов на выходе из газогенератора необходимо для создания необходимого соотношения топливо/воздух в камере сгорания. Резкие скачки температур или повышение сверх номинальных значений могут привести к тепловым деформациям частей турбины, в результате чего может возникнуть понижение прочности материала и его свойств. Преобразователь термоэлектрический (позиция 13) установлен в полости между ТНД и СТ. Сигнал по температуре поступает на вход модуля управления расходом топлива платы ТТСМ. Модуль GT изменяет степень открытия топливного регулирующего клапана. Верхняя предельная уставка по температуре выхлопных газов 650 С.

Измерение давления технологического газа на входе и выходе нагнетателя осуществляется датчиком давления типа «Honeywell STD97L», установлен на

трубопроводе после нагнетателя. Унифицированный сигнал (4-20 мА) с датчика давления поступает на вход функционального модуля противопомпажного регулирования. Модуль AS предотвращает помпаж нагнетателя на всех режимах работы агрегата путем управления клапаном рециркуляции компримируемого газа.

Система уплотнения вала нагнетателя необходима для того, чтобы обеспечивать герметичность газовых полостей и не допускать выброс газа в машинный зал. Защита по перепаду давления между газом и маслом уплотнения в полости нагнетателя (позиция 1) останавливает агрегат при снижении перепада давления менее 0,05 МПа, осуществляется с помощью преобразователя измерительного разности давлений типа «Honeywell STD924».

При эксплуатации турбоустановок повреждения опорных и упорных подшипников приводят к длительным простоям турбин. Подшипники турбин фиксируют положение вращающегося ротора относительно неподвижных деталей цилиндра и воспринимают различные нагрузки. Температуру этих подшипников целесообразно измерять отдельными показывающими или регистрирующими приборами. Защита по температуре упорного и заднего подшипников нагнетателя (позиция 2 и 10) осуществляется с помощью термометров сопротивления типа «ТСПУ 205», установленных на вкладышах упорных подшипников. Подшипниковые термопреобразователи имеют инерционность от 4 до 8 с. Основными причинами повышения температуры опорных подшипников являются: уменьшение расхода масла, которое может произойти вследствие попадания посторонних предметов в маслопроводы, засорения дроссельных шайб на подводящих маслопроводах, снижения давления масла за маслоохладителями и др. При повышении температуры выше 80 С происходит остановка ГПА по аварии, так как может произойти выплавление рабочей поверхности.

Одним из основных параметров системы управления является сигнал по расходу. Он используется не только в алгоритмах антипомпажной защиты, но и распределения нагрузки между агрегатами. Для измерения расхода газа применяются конфузоры (позиция 18-1, 28-1), создающие местный перепад давления, который с помощью датчики (позиция 18-2, 28-2) преобразуется в нормированный электрический выходной сигнал, поступающий на функциональный модуль противопомпажного регулирования.

Измерение температуры газа на входе нагнетателя (позиция 25), выходе нагнетателя (позиция 24) и температуры воздуха на входе в КНД (позиция 3) осуществляется с помощью термометра сопротивления марки ТСПУ. Выходной сигнал поступает на функциональный модуль противопомпажного регулирования. При повышении температуры на выходе нагнетателя газ разогревает изоляцию трубы. Контроль за этим параметром позволяет не допустить этой аварийной ситуации.

Важным параметром для регулирования является давление воздуха за осевым компрессором (позиция 33), используемое для создания необходимого соотношения топливо/воздух в камере сгорания. Измерение осуществляется с помощью датчика типа «Honeywell STD97L». Унифицированный сигнал (4 - 20 мА) поступает на вход модуля управления расходом топлива платы ТТСМ. Модуль GT изменяет степень открытия топливного регулирующего клапана. Защита по давлению воздуха снижает обороты турбины при превышении давления выше 0,78 МПа.

Контроль осевого сдвига ротора и вибрации газогенератора и силовой турбины предотвращает разрушение конструкции агрегата.

Перечень приборов, используемых для автоматизации газоперекачивающего агрегата, приведён в таблице 1.

Таблица 1 - Приборы, используемые для автоматизации ГПА

Позиционное обозначение	Наименование	Кол-во	Примечание
1, 7, 17, 27, 18-2, 28-2	Датчик перепада давления HW STD924 - E1G - 00000	6	
2, 3, 5, 6, 10, 11, 24, 25	Термопреобразователь сопротивления ТСПУ 205	8	
4	Датчик разряжения Метран-100-ДВ	1	

8, 19, 22, 23, 26, 33	Датчик давления HW STD97L - E1G - 00000	6	

Практическое занятие № 3. Изучение схем автоматизации перекачивающих станций.

Принципиальные электрические схемы (ПЭС) определяют полный документированный состав приборов, аппаратов и устройств, а также связей между ними, которые обеспечивают решение задач управления, регулирования, защиты, измерения и сигнализации. Они служат для изучения принципа действия системы и необходимы как при выполнении наладочных работ, так и в эксплуатации. Кроме того, на основании принципиальных схем разрабатываются другие документы проекта: монтажные схемы щитов и пультов, схемы внешних соединений и т. п.

На принципиальных электрических схемах все аппараты (реле, пускатели, переключатели) изображают в отключенном состоянии. При необходимости изображения какого-нибудь аппарата во включенном состоянии это оговаривается на поле чертежа.

Электрические схемы выполняют в соответствии со стандартами ГОСТ 2.701-84 и ГОСТ 2.702-85 на отдельные установки и участки автоматизированной системы (например, схема управления насоса, схемы регулирования температуры реактора и др.). В эти схемы включают: элементы схемы, устройства и взаимосвязи между ними.

Элемент схемы - составная часть схемы, которая выполняет определенную функцию в изделии и не может быть разделена на части (реле, трансформатор, резистор, диод и т. д.).

Устройство - совокупность элементов, выполняющая определенную функцию и представляющая собой единую конструкцию (блок, прибор, плата и т. д.). Линия взаимосвязи - отрезок линии, указывающий на наличие связи между элементами и устройствами.

Условные графические обозначения элементов электрических схем регламентируются рядом стандартов и обычно совпадают с условными обозначениями, принятыми в мировой практике. Однако иногда, особенно в электросхемах на импортное оборудование, встречаются графические изображения, отличные от российских стандартов. Устройства (за исключением исполнительных механизмов) показывают упрощенно в виде прямоугольников. При этом в кружках, располагаемых по контуру прямоугольника, показывают обозначения входных и выходных линий связи и питания. Допускается не приводить на принципиальных схемах обозначения выводов электроаппаратов, если они приведены в технической документации на щиты пульты. Буквенно-цифровые обозначения элементов и устройств на электрических схемах регламентированы ГОСТ 2.710-81.

Все технические средства, отображенные на принципиальной схеме, должны быть однозначно определены и записаны в перечень элементов и устройств по форме в соответствии с ГОСТ 2.702-75.

Перечень может быть выполнен либо на поле чертеже, либо отдельным документом. Часто элементы записывают группами, соответственно местам их установки.

Чтение схемы обычно начинают с основной надписи, располагаемой в нижнем правом углу листа. Здесь указывается наименование объекта, название изделия, дата выпуска чертежа и др. Затем необходимо ознакомиться с таблицей перечня элементов, отраженных на схеме, с различными пояснениями и примечаниями. Все это позволяет установить вид и тип данной схемы, ее построение и связь с другими документами.

В принципиальных электрических схемах элементы могут изображаться двумя способами: совмещенным и разнесенным.

При совмещенном способе составные части элементов или устройств изображают на схеме в непосредственной близости друг к другу.

При разнесенном способе составные части элементов и устройств или отдельные элементы устройств изображают на схеме в разных местах таким образом, чтобы отдельные цепи изделия были изображены наиболее наглядно.

При совмещенном способе все части каждого прибора, технические средства автоматизации и электрического аппарата располагают в непосредственной близости и заключают в прямоугольный, квадратный или круглый контур, выполненный сплошной тонкой линией.

Разнесенный способ изображения является преимущественным при выполнении схем автоматизации, т.к. при этом способе отчетливо видны все электрические цепи, что облегчает чтение схем. В этом случае составные части приборов, аппаратов, технические средства автоматизации располагают в разных местах таким образом, чтобы отдельные цепи были изображены наиболее наглядно. Принадлежность изображаемых контактов, обмоток и других частей к одному и тому же аппарату устанавливается по позиционным обозначениям, проставленным вблизи изображений всех частей одного и того же аппарата.

Для облегчения чтения принципиальных электрических схем используются следующие приемы:

- а) нумеруются все возможные цепи;
- б) под обозначением реле помещается табличка с указанием мест расположения контактов;
- в) вблизи позиционных обозначений у изображения контакта указывается номер цепи, в которую включена соответствующая обмотка.

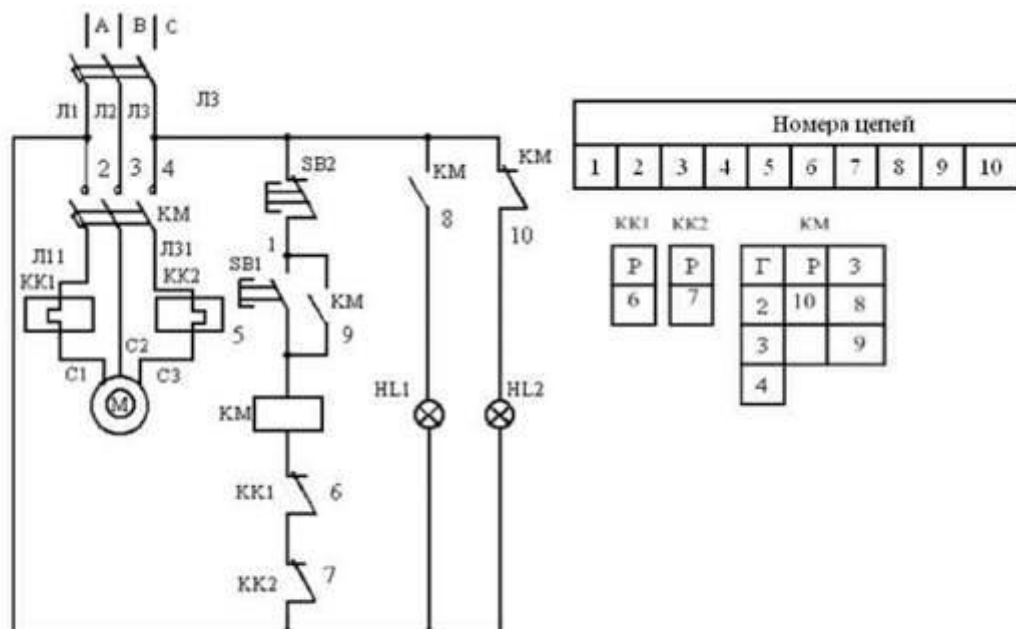


Рис. 50 Принципиальная схема, выполненная разнесенным способом

На схеме (рис.50), выполненной разнесенным способом, приведены три таблички, которые размещены под обозначением реле КК1, КК2, КМ. В табличках под КК1 и КК2 нет столбцов Г (главные) и З (замыкающие), т.к. ни главных, ни замыкающих контактов тепловые реле не имеют, а в столбцах Р (размыкающие) указано 6 и 7, т.к. контакты КК1 и КК2 введены в цепь 6 и 7 соответственно. В табличке под обмоткой КМ в столбце Г имеются цифры 2, 3 и 4. Это говорит о том, что магнитный пускатель своими главными контактами разрывает силовые цепи 2,

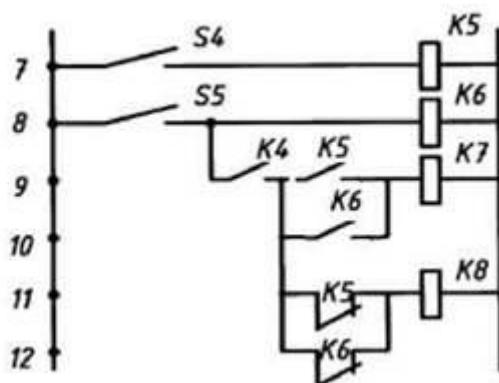


Рис. 51 Схема релейной автоматики

3 и 4. В столбце 3 два адреса: 8 и 9, в столбце Р – адрес 10 и одна свободная клетка. Это означает, что пускатель имеет два замыкающих и два размыкающих контакта, причем один размыкающий контакт свободен. Схемы релейной автоматики рекомендуется выполнять строчным способом: условные графические обозначения устройств и их составных частей, входящих в одну цепь, изображают последовательно друг за другом по прямой, а отдельные цепи – рядом, в виде параллельных горизонтальных или вертикальных строк. Строки нумеруют арабскими цифрами (рис. 51).

Иногда на ПЭС показывают такие устройства, как приборы, регуляторы и т.п., имеющие собственные принципиальные схемы. В этом случае на ПЭС эти устройства

изображаются упрощенно, т.е. показываются только входные и выходные цепи и цепи подачи питающего напряжения.

В ПЭС условные графические обозначения составных частей электрических аппаратов, приборов и ТСА, входящих в одну цепь, изображают последовательно друг за другом по прямой, а отдельные цепи – либо одну под другой (при этом образуются параллельные строки), либо вертикально одну за другой.

Линии связи между аппаратами показывают полностью, но в некоторых случаях они могут быть оборваны; обрывы линий в этом случае заканчиваются стрелками.

Автоматизация большинства объектов неразрывно связана с управлением технологическими механизмами с электроприводами. Такими механизмами являются насосы, вентиляторы, задвижки, клапаны и т.п., а в качестве электроприводов используются в основном реверсивные и нереверсивные асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором. Схемы управления таких устройств обычно строятся на базе релейно-контактных элементов.

Как правило, схема управления технологическим оборудованием (электроприводом исполнительного устройства) предусматривает местное, дистанционное и автоматическое управление.

Местное управление осуществляется оператором с помощью органов управления, например, кнопочных постов, расположенных в непосредственной близости от механизма. Дистанционное управление осуществляется со щитов и пультов объекта автоматизации. При этом технологические механизмы находятся вне поля зрения оператора и их положение контролируется по сигналам “Включено” – “Отключено”, “Закрыто” – “Открыто”. Автоматическое управление обеспечивается с помощью регуляторов, а также различных программных устройств, предусматривающих автоматическое управление электроприводом с соблюдением заданных функциональных зависимостей (одновременности или определенной последовательности включения).

Вид управления (ручной или дистанционный) электроприводом выбирается с помощью переключателя цепей управления (переключателя вида управления).

Для получения начальных навыков по проектированию принципиальных схем выберем типовую принципиальную схему (рис. 52) управления электродвигателем насоса и перечень элементов к ней. Все элементы рассматриваемой схемы имеют одно- или двухбуквенные коды. Например, двигатель М, контактор КМ1, переключатель 1SA1, сигнальная лампочка 1HL1 и т. д.

Соединительные провода обозначены арабскими цифрами, при этом номера проводов, имеющие общую точку, одинаковы. Так, кнопка 1SB1 соединена с 1SB2 и замыкающим дополнительным контактом КМ 1.1 контактора КМ1 проводами, обозначенными числом 102. При этом собственные маркировки аппаратов не обозначены, что необходимо в последующем учесть при составлении монтажных схем.

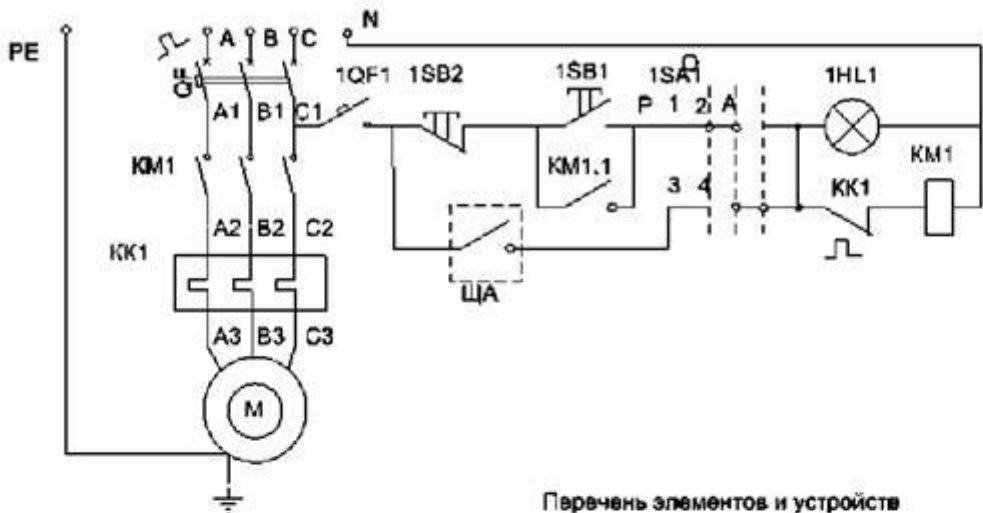
Анализируя выбранную схему управления двигателем насоса, можно сделать заключение, что катушка магнитного пускателя КМ1 будет замыкать рабочие контакты, а, следовательно, и подавать напряжение на двигатель М при нажатии кнопок 1SB2. Причем это можно осуществить только в ручном режиме, когда переключатель 1SA1 находится в положении Р. При этом контактор КМ1 через свой собственный контакт КМ 1.1 заблокируются. Выключается двигатель М в этом режиме при нажатии на кнопку 1SB1.

В положении А переключателя 1SA1 (автоматизированный режим управления) электрический двигатель насоса будет включаться автоматически с помощью контакта ЦА, который управляется

контроллером и показан в другом месте принципиальной схемы. На это указывает пунктирная линия вокруг контактов и ссылка на определенный номер листа принципиальной схемы (ЩА).

При перегрузке двигателя вентилятора срабатывает тепловое реле КК1, размыкающий контакт которого прекращает подачу напряжения на катушку контактора КМ1.

Связь принципиальной схемы с перечнем элементов осуществляется через позиционные обозначения. При этом в таблице «Перечень элементов и устройств» в графе «Наименование», кроме названия типа и марки, приводятся основные технические характеристики элемента или устройства. Например, для двигателя М указывается номинальные мощность, частота вращения, напряжение и ток. В отдельных случаях допускается все сведения об элементах помещать около условных графических обозначений (например, параметры реле, резисторов).



Перечень элементов и устройств

Позиционное обозначение	Наименование	Количество	Примечание
На механизме			
М	Двигатель асинхронный 3ф, тип MDXMA90, 1,5кВт.1410 мин ⁻¹ , 380В, 3,5А	1	
На щите местного управления (ЩМУ)			
QF	Выключатель автоматический ТемDin 3С, I=10А; U=380В	1	
КМ1	Контактор типа 11МС6.10 I=6А, U=220В, 1зам.доп.контакт	1	
КК1	Реле тепловое, тип 11RF9.5, I=3-5А	1	
1QF1	Выключатель автоматический, тип ТемDin 1С, I=1А; U=220В	1	
1SB1	Кнопка управления, тип 8LM2ТВ104.1 размерный контакт, толкатель красного цвета	1	На двери ЩМУ1
1SB2	Кнопка управления, тип 8LM2ТВ102.1.1 зам.контур, толкатель черного цвета	1	На двери ЩМУ1
1SA1	Переключатель 3-поз, стабильный, тип 8LM2ТС130		На двери ЩМУ1
1НЛ1	Арматура светосигнальная внешняя, тип 8LP2ТН1223.1 с лампой накаливания 220В переменного тока	1	На двери ЩМУ1

Рис. 52 Пример принципиальной электрической схемы

Схемы внешней проводки

Схема соединений внешних проводок (ГОСТ 21.409-93, РМ 4-6-92) это комбинированная схема, на которой изображаются электрические и трубные связи между приборами и средствами автоматизации, установленными на технологическом, инженерном оборудовании и коммуникациях (трубопроводах, воздухопроводах и т.п.), вне щитов и на щитах, а также связи между щитами, пультами, комплексами или отдельными устройствами комплексов. Эта схема показывает соединения составных частей изделия (установки) и определяет провода, жгуты, кабели или трубопроводы, которыми осуществляются эти соединения, а также места их присоединений и ввода (разъемы, платы, зажимы и т.п.). Схематическими (монтажными) пользуются при разработке других конструкторских документов, в первую очередь, чертежей, определяющих прокладку и способы крепления проводов,

жгутов, кабелей или трубопроводов в изделии (установке), а также для осуществления присоединений и при контроле, эксплуатации и ремонте изделий (установок).

В отличие от чертежей общих видов схемы соединений щитов и пультов выполняют без соблюдения масштабов. На схеме соединений изображают все элементы и устройства, входящие в состав щита или пульта. При этом их расположение должно примерно соответствовать действительному размещению в изделии. Устройства изображают в виде прямоугольников или условных графических обозначений с отображением всех выводов (контактов) для подключения проводников. На схеме указывается: для проводов - марка, сечение и, при необходимости, расцветка; для кабелей - марка, количество и сечение жил. Схемы соединений выполняют различными способами, но во всех случаях должны быть обозначены все контактные элементы, через которые осуществляются электрические соединения, и отходящие от них проводники. На простых схемах полностью показывают все проводники, которыми соединяются аппараты, приборы и другие элементы, и чтение таких схем не вызывает трудностей.

В случае сложных устройств для упрощения выполнения и чтения схем соединений рядом с обозначением каждого аппарата или прибора в пределах схемы проставляют его порядковый номер (в числителе), начиная с первого, и позиционное обозначение (в знаменателе), соответствующее принципиальной схеме. Концы проводников маркируют, то есть наносят адресное обозначение второго конца провода: первое число - порядковый номер аппарата; второе - номер его вывода, к которому подключен его конец. Кроме того, для лучшего понимания схемы и ее связи с принципиальной схемой рядом с проводником ставят обозначение цепи.

Технические средства, для которых на схемах приводят подключения электропроводок, изображают упрощенно внешними очертаниями или в виде прямоугольников. Входные и выходные элементы (контакты) устройств показывают в виде кружков (для круглых штепсельных разъемов) или прямоугольников (например, для сборок колодок зажимов, рейки с набором зажимов).

Схемы соединений в общем случае должны содержать:

- 1) первичные приборы;
- 2) внешние приборы, групповые установки приборов;
- 3) щиты (распределительная колодка, DIN –рейка в шкафу), комплексы;
- 4) внешние электрические и трубные проводки;
- 5) защитное заземление и зануление систем автоматизации;

6) технические требования (указания);

7) перечень элементов.

Внешние электрические проводки выполняют отдельными сплошными толстыми линиями. При этом проводки, проложенные в коробах, изображают двумя параллельными тонкими линиями на расстоянии 3-4 мм друг от друга. Для каждой проводки над изображающей ее линией указывают техническую

характеристику (тип, марка кабеля, провода, трубы и т. д.) и длину проводки. Кабелям и жгутам проводов присваивают порядковые номера. Порядковые номера кабелей в коробах присваивают с добавлением буквы «К».

Маркировку жил кабелей и проводов на схемах соединений и подключения проставляют в соответствии с принципиальными электрическими схемами и указаниями руководящего материала РМ4-106.

Для каждой внешней электрической проводки приводят ее техническую характеристику и длину: для проводов - марку, сечение и, при необходимости, расцветку, а также длину [14]. Длину указывают один раз на линии проводки, отходящей непосредственно от первичного прибора, при этом указывают полную длину провода или жгута до места его подключения к зажимам щитов, коробок, приборов. При прокладке в одной защитной трубе нескольких проводов перед маркой проставляют их количество, например 4ПТВ 2х2,5М; для кабелей - марку, количество и сечение жил и, при необходимости, количество занятых жил, которые указывают в прямоугольнике, помещаемом справа от обозначения данных кабеля, а также длину кабелей, для трубы - диаметр и длину.

Около графических обозначений соединительных, протяжных коробок над полкой линии-выноски указывают их обозначения и порядковый номер, например: КСК-8 №1. Под полкой линии-выноски соединительных коробок указывают обозначения чертежей их установки.

Провода и их соединения, расположенные снаружи должны быть уложены в короба (например, трубы, каналы, лотки) за исключением надежным способом защищенных кабелей, которые могут прокладываться без защитного короба с использованием или без использования открытых кабельных трасс или опорных конструкций.

Короба должны обеспечивать минимальную степень защиты IP33 (ГОСТ 14254).

Номера проводок указывают в окружностях, помещаемых в разрыве линий. Пример схемы подключения внешних проводок управления электроприводом, приведенным на рис. 33, показан на рис. 37. Здесь подвод питания осуществляется от электросети кабелем №1 марки ВВГ, пятижильным, сечением 1,5 мм², проложенным в пластмассовой трубе длиной 5 м. Электродвигатель М1 связан со щитом местного управления ЩМУ1 трассами 2К и 3К, каждая из которых выполнена 4 медными проводами марки ПВ сечением 1,5 мм, уложенными в пластмассовом коробе длиной 4м. Дистанционное управление двигателями от центрального щита управления ША осуществляется с помощью 4-жильного контрольного кабеля КВВГ сечением 1,0 мм, проложенного в пластмассовой трубе длиной 7м.

Схемы соединений следует выполнять, отдельными документами для каждого блока автоматизируемого объекта, монтаж которого может быть осуществлен независимо от других блоков. При этом в наименовании документа дополнительно указывают наименование блока.

Схемы соединений и подключения внешних проводок выполняется на основании следующих материалов:

- схем автоматизации технологических процессов;
- принципиальных электрических, пневматических, гидравлических схем;
- технических описаний и инструкций по эксплуатации на приборы и средства автоматизации, примененные в проекте;
- таблиц соединений и подключения проводок щитов и пультов, выполняемых в соответствии с указаниями по РМ4-107;
- чертежей расположения технологического, сантехнического, энергетического и т.п. оборудования и коммуникаций с отборными и приемными устройствами, а также строительных чертежей со всеми необходимыми для прокладки внешних проводок закладными и приварными конструкциями, эстакадами, туннелями, каналами, проемами и т.д.

Обязательным предварительным этапом работы по выполнению схем соединений и подключения должны быть: проверка наличия на чертежах технологии производств и инженерных систем всех *закладных и отборных устройств*, необходимых для установки первичных измерительных преобразователей на коммуникациях и оборудовании.

При этом следует учитывать рекомендации руководящего материала РТМ 36.22.13.

Схемы соединений и подключения выполняется без соблюдения масштаба на одном или нескольких листах формата не более А1 (594x841) по ГОСТ 2.301.

Действительное пространственное расположение устройств и элементов схем либо не учитывается вообще, либо учитывается приближенно.

Толщина линий, изображающих устройства и элементы схем, в том числе кабели, провода, трубы, должна быть от 0,4 до 1 мм по ГОСТ 2.303.

На схемах должно быть наименьшее количество изломов и пересечений проводок.

Расстояние между соседними параллельными проводками, а также между соседними изображениями приборов и средств автоматизации, должно быть не менее 3-х мм.

Рис. 1 Таблица с поясняющими надписями схем внешней проводки

На схемах соединений в верхней ее части, а при большой насыщенности схемы приборами в верхней и нижней частях, в зеркальном изображении, размещают таблицу с поясняющими надписями в соответствии с рис.1

Наименование параметра	Давление	
	Разделитель жидкости	Сепаратор
Место отбора импульса		
Тип датчика	Метран 3051С	Метран
Позиция	8а	24а

Размеры строк таблицы следует принимать исходя из размещаемых в этих графах текстов надписей.

В строку "Позиция" вносятся позиции приборов по схеме автоматизации и позиционные обозначения электроаппаратуры, присвоенные ей по принципиальным электрическим схемам. Для элементов систем автоматизации, не имеющих

самостоятельной позиции (отборные устройства и т.п.), указывают позицию прибора, к которому они относятся, с предлогом "к". Пример: к 1а.

Под таблицей изображают приборы и средства автоматизации, устанавливаемые непосредственно на технологическом оборудовании и коммуникациях (первичные приборы, исполнительные механизмы).

Для приборов, не имеющих номеров электрических внешних выводов (например, соединительные коробки) на схеме соединений изображают упрощенно в виде прямоугольника, без сборок зажимов и без сальников в соответствии.

В лотках для прокладки кабеля, соединительных и ответвительных коробках могут допускаться отверстия диаметром 6 мм для удаления воды, если предполагается ее скопление в этих кабельных конструкциях.

Открытые короба и лотки для прокладки кабеля должны жестко закрепляться на достаточном удалении от подвижных частей технологического оборудования, чтобы уменьшить опасность повреждения или износа. В местах, где необходим проход людей, открытые короба и лотки должны монтироваться на высоте как минимум 2 м над рабочей площадкой.

Кабельные короба должны использоваться только в качестве механической защиты.

Ввиду того, что кабельные подводы (лотки), которые защищены лишь частично, не рассматриваются в качестве коробов или кабельных несущих систем, то используемые кабели должны быть пригодны для установки на кабельных лотках.

Жесткие металлические каналы и арматура должны быть изготовлены из гальванизированной стали или материала, устойчивого к коррозии, и приспособлены к условиям эксплуатации. Не рекомендуется использовать различные материалы, которые при контакте могут являться источником гальванической коррозии.

В промышленных машинах предполагаются следующие классические способы проводки между кожухами и отдельными элементами (используемые обозначения соответствуют МЭК 60364-5-523; рисунок 54):

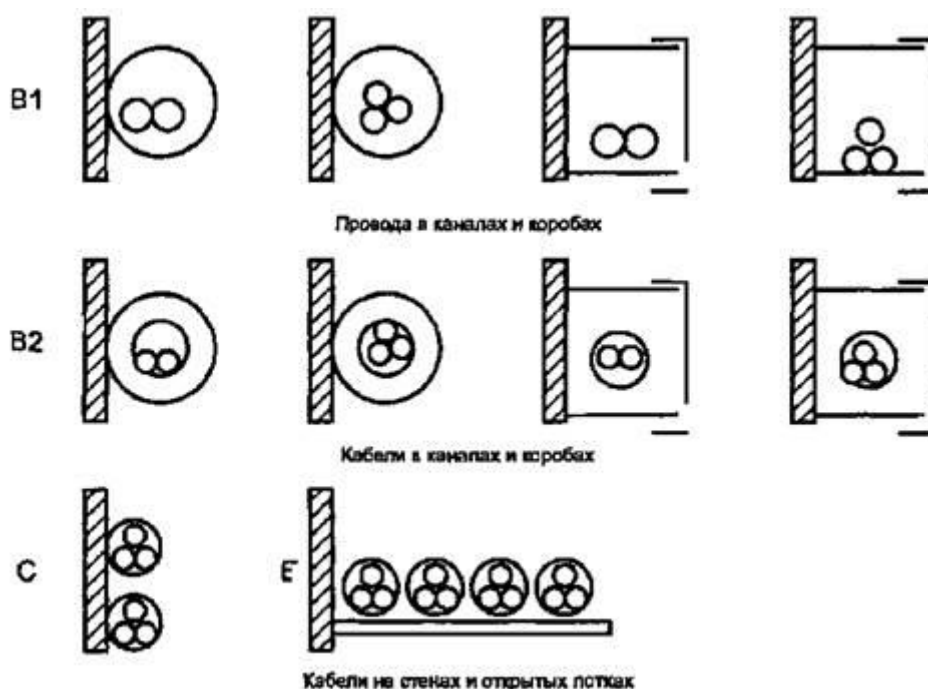


Рис. 2 Методы укладки кабелей и проводов

Здесь показаны:

В1 - коробка и кабель-несущие каналы для поддержки и защиты проводов (одножильные кабели);

В2 - то же, что В1, но с многожильными кабелями;

С - кабели, прокладываемые на стенах без коробов и каналов;

Е - кабели, прокладываемые в открытых горизонтальных или вертикальных трассах (шинопроводах)

Для преобразователей термоэлектрических, термопреобразователей сопротивления), а также для пневматических исполнительных механизмов применяют графические условные обозначения, принятые для этих приборов на схемах автоматизации (ГОСТ 21.404). В нижней части формата располагают внешние приборы, щиты и др. технические средства. В случае принятых проектных решений на щите показывается DIN- рейка с контактной группой (рис. 55).

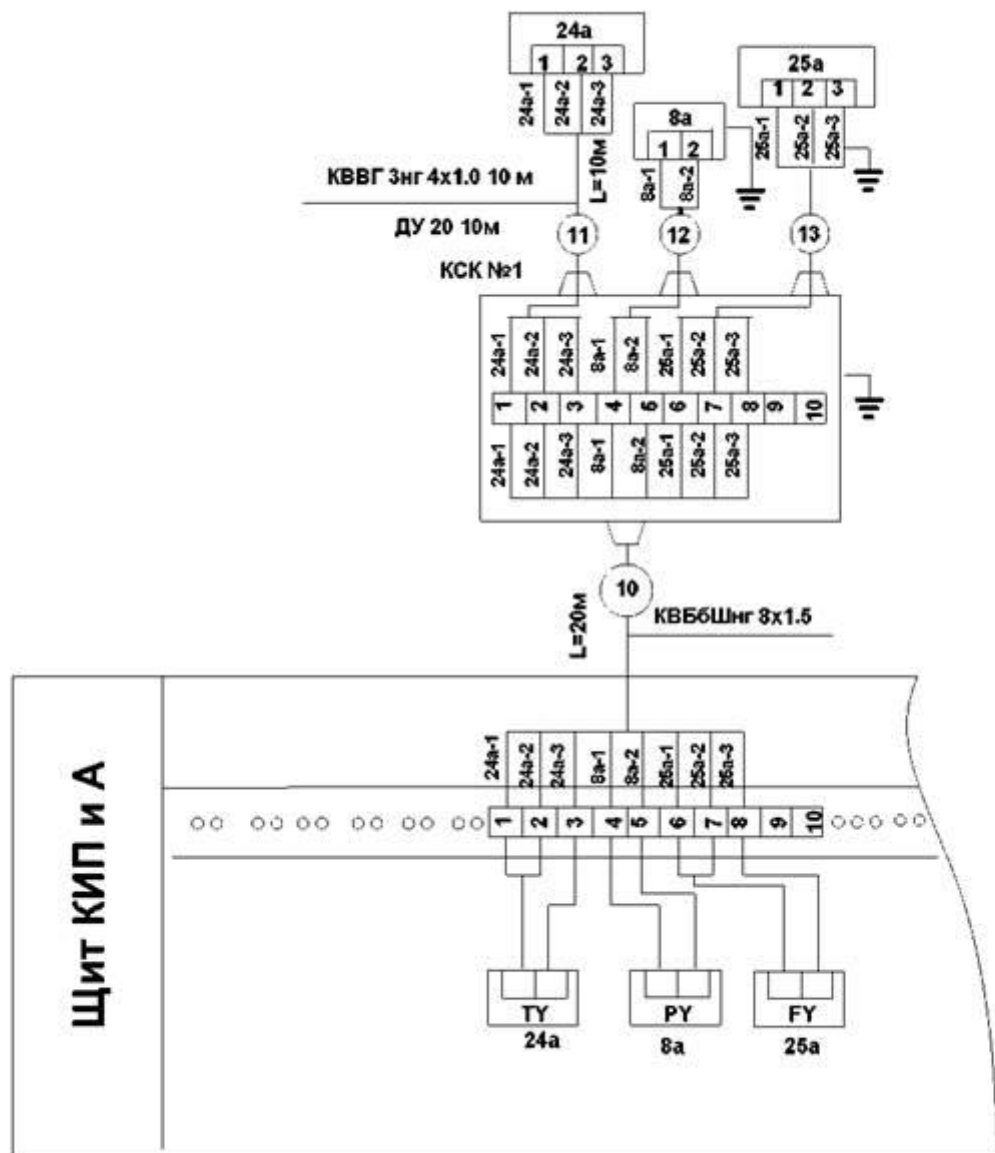


Рис.3 Фрагмент схемы внешних проводов

При расположении таблиц с поясняющими надписями в верхней и нижней частях поля чертежа шкафы местного управления изображают в виде прямоугольников в средней части чертежа. При расположении таблицы только сверху шкафы изображают в нижней части поля чертежа. Внутри прямоугольника указывается наименование шкафа. На части схемы подключения шкафа приводят и наносят:

- изображения устройств, к которым подключают проводки (например, DIN- рейку, колодки щитовых приборов);
- подключение к ним жил кабелей, проводов и труб и их обозначения;
- отрезки кабелей, труб в соответствии со схемой соединений.

Отрезки кабелей и труб, противоположные подключению, заканчивают фигурной скобкой со ссылкой на обозначение и/или номер листа основного комплекта, на котором приведена схема соединений.

Монтажные чертежи и схемы соединений показывают взаимное расположение приборов и устройств на щитах и пультах и их взаимосвязь. В АС различают схемы шкафа управления оборудованием полевого уровня (рис. 40) и внешней проводки коммуникационного шкафа (рис.56).

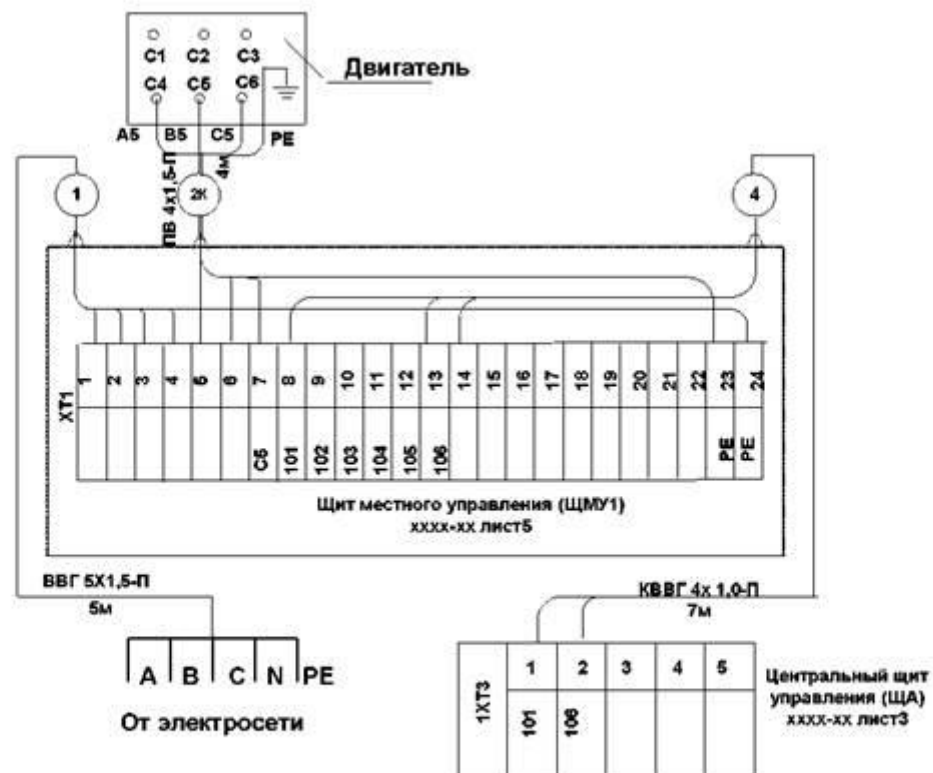


Рис. 56 Пример схемы подключения внешних проводов насоса полевого уровня АС

Здесь на рис 4 показана внешняя проводка для схемы управления двигателем для примера, рассмотренного лекции 16 (рис.52). На рис. 5 показана связь между релейной контактной группой дистанционного управления этим же двигателем и устройством дискретного вывода.

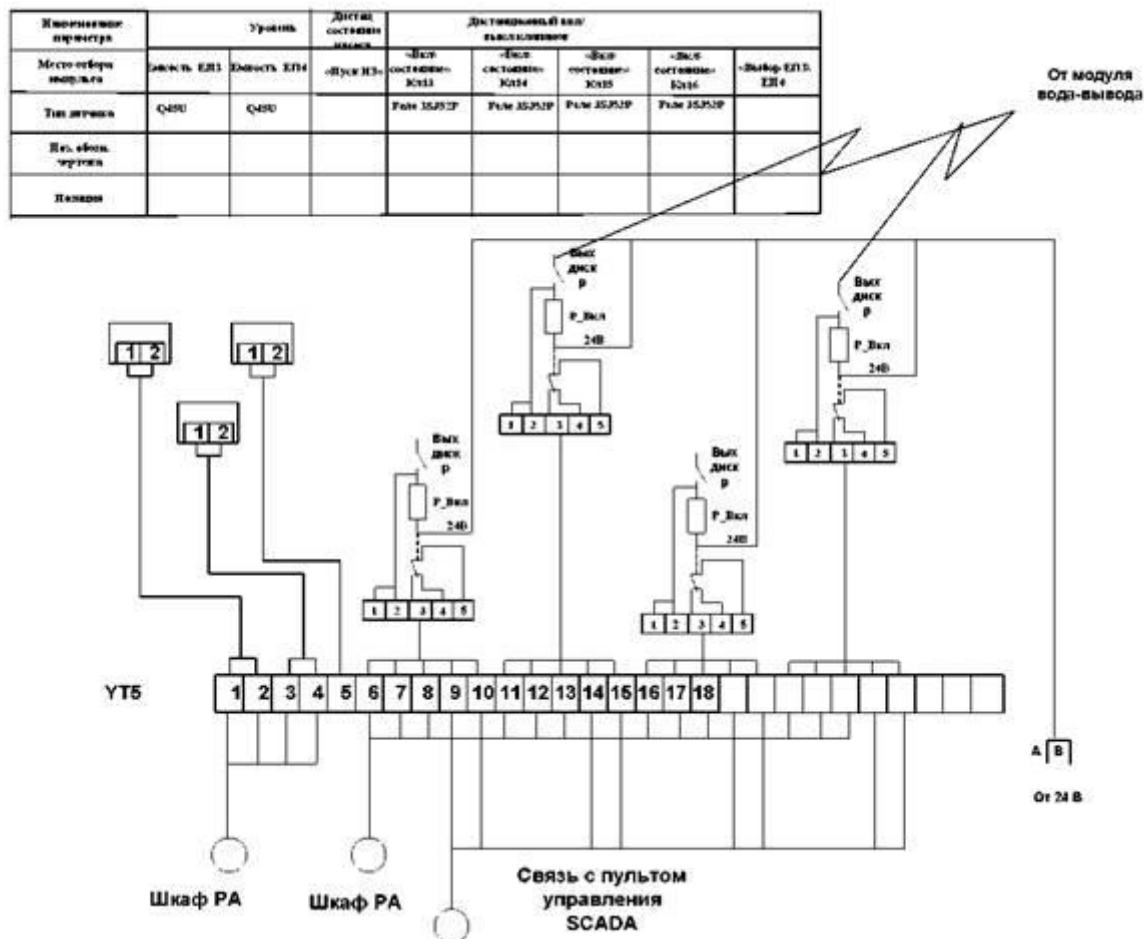


Рис. 5 Пример схемы подключения внешних проводок устройства ввода вывода SCADA Шкафы и схемы расположения

Конструкция шкафов, а также места установок и расположения на них устройств изображаются на чертежах общих видов. Чертежи общих видов должны выполняться в строгом соответствии со стандартом ЕСКД. В зависимости от функционального назначения щита и его конструктивных особенностей эскизный чертеж шкафа содержит:

- спецификацию, в которую кроме технических средств автоматизации входят изделия для установки и монтажа, кабели и провода;
- вид спереди;
- вид на внутренние плоскости;
- таблицу надписей.

В отличие от чертежей общих видов схемы соединений шкафов и пультов выполняют без соблюдения масштабов. На схеме соединений изображают все элементы и устройства, входящие в состав шкафа или пульта. При этом их расположение должно примерно соответствовать действительному размещению в изделии. Устройства изображают в виде прямоугольников или условных графических обозначений с отображением всех выводов (контактов) для подключения проводников. На схеме указывается: для проводов - марка, сечение и, при необходимости, расцветка; для кабелей - марка, количество и сечение жил. Схемы соединений выполняют различными способами, но во всех случаях должны быть обозначены все контактные элементы, через которые осуществляются

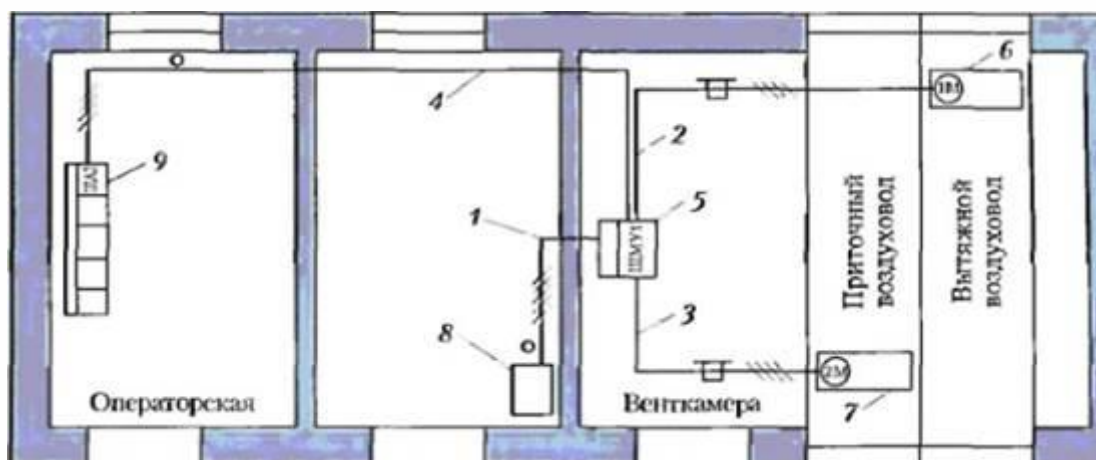
В случае сложных устройств для упрощения выполнения и чтения схем соединений рядом с обозначением каждого аппарата или прибора в пределах схемы проставляют его порядковый номер (в числителе), начиная с первого, и позиционное обозначение (в знаменателе), соответствующее принципиальной схеме. Концы проводников маркируют, то есть наносят адресное обозначение второго конца провода: первое число - порядковый номер аппарата; второе - номер его вывода, к которому подключен его конец. Кроме того, для лучшего понимания схемы и ее связи с принципиальной схемой рядом с проводником ставят обозначение цепи.



управления местного уровня (ЩМУ1) показан на рис.58. Расположение аппаратуры на схеме примерно соответствует фактическому размещению в конструкции шкафа. Рядом с каждым аппаратом проставлен порядковый номер и позиционное обозначение. Так, возле клеммной колодки - 1/XT1, вводного автоматического выключателя - 2/QF и т. д. Внутри каждого элемента проставлена нумерация выводов, соответствующая заводской маркировке. Монтаж силовых цепей показан прямым соединением проводников между аппаратами. Соединения цепей управления выполнены адресным методом. Так, электрическая цепь 104 (пример лекции 16, рис. 33) выполнена следующим образом.

Правильное взаимодействие всех элементов автоматики и нормальная работа всей системы возможна только при соединении их в соответствии со схемами подключения внешних проводок.

Схема расположения определяет относительное расположение составных частей АС, а при необходимости также жгутов, проводов, кабелей, трубопроводов и т.п. Схемами расположения пользуются при разработке других конструкторских документов, а также при эксплуатации и ремонте АС.



660

Практическое занятие № 4. Изучение схем автоматизации процессов сооружения перекачивающих и компрессорных станций.

Состав работ, выполняемых при сооружении насосных и компрессорных станций

Началу строительных работ предшествует **подготовительный этап**. В ходе него осуществляют:

- устройство строительной площадки и подъездных путей;
- подведение и разводку линий энерго- и водоснабжения;
- сооружение временных помещений для проживания и бытового обслуживания рабочих, а также для размещения прибывающих оборудования и материалов; ,
- доставку на строительную площадку топлива, оборудования и строительных материалов.

Для быстрого развертывания строительно-монтажных работ прежде всего осваивают строительную площадку: ограждают территорию, прокладывают дороги, сооружают растворно-бетонный узел, склады. Одновременно размещают заказы на поставку строительных материалов, на изготовление железобетонных и металлических конструкций.

В качестве источников воды выбирают артезианские скважины или естественные водоемы. Количество подаваемой воды должно быть достаточным, чтобы обеспечить ее потребление на хозяйственно-питьевые, производственные и противопожарные нужды. Для подачи воды сооружают временную насосную и подводящие водоводы.

Для временного энергоснабжения строительной площадки используются постоянные или временные источники энергии.

В качестве постоянных используются линии электропередач (ЛЭП), подключение к которым производится через понижающие трансформаторные подстанции. Роль временных источников энергии выполняют передвижные электростанции, силовыми установками в которых являются двигатели внутреннего сгорания.

Рабочих, занятых на строительстве, расселяют в благоустроенных жилых городках, скомплектованных из передвижных домиков различного типа. Жилые городки оборудуются дорожками, кюветами для стока воды и наружным освещением. Обязательным элементом городков являются столовая и санитарно-гигиенические сооружения.

Работы, выполняемые в ходе **основного этапа**, подразделяются на общестроительные и специальные. К **общим строительным работам** относят разбивочные, земляные, бетонные, монтажные работы по сооружению зданий и работы по устройству кровли.

К **специальным строительным работам** относят работы по монтажу перекачивающих агрегатов, основного и вспомогательного технологического оборудования, технологических трубопроводов, резервуаров для нефти и нефтепродуктов, систем водоснабжения, канализации, отопления и вентиляции, систем контрольно-измерительных приборов и автоматики, телемеханики и связи.

20.2. Общестроительные работы на перекачивающих станциях Разбивочные работы

Прежде чем начать какие-либо работы, связанные со строительством любого объекта НС или КС, основные оси и размеры сооружений переносят с чертежей на местность. Работы, выполняемые при этом называют **разбивочными**.

Предварительно создают опорную геодезическую сеть, привязанную в горизонтальном и высотном положении к государственной триангуляционной и нивелирной сети. Опорные точки на строительной площадке закрепляют реперами - бетонными, металлическими или деревянными столбами диаметром 12... 15 см и длиной 2 м.

Привязку проекта НС или КС к местности осуществляют в системе прямоугольных координат. Для этого на генеральный план наносят строительную сетку квадратов, а затем в соответствии с ней производят разбивку осей зданий.

Земляные работы

В ходе земляных работ на площадках НС и КС производят планировку территории, отрывают котлованы под фундаменты зданий, роют траншеи для прокладки трубопроводов и инженерных сетей.

Целью **планировки территории** является выравнивание территории строительной площадки. Эти работы производят с помощью бульдозеров. Ими грунт, срезаемый с холмов, перемещается во впадины. Если срезанного грунта недостаточно для засыпки впадин, то недостающий грунт завозят извне.

При **отрывке котлованов** на строительстве НС и КС используются две схемы выполнения работ: разработку отдельных котлованов (под фундаменты стен, колонн, агрегатов) и устройство общего котлована сразу под все здание с тем, чтобы можно было выполнить все работы нулевого цикла, а затем свободное пространство засыпать.

Первую схему применяют, когда объем подземного строительства невелик или когда на строительной площадке нет землеройных машин достаточной мощности.

Значительно более распространена на строительстве НС и КС вторая схема. Для разработки грунта в этом случае применяют одноковшовые экскаваторы с прямой и обратной лопатой. В легких грунтах для разработки котлованов применяют бульдозеры.

Для защиты мест производства земляных работ от притока ливневых и талых вод устраивают дренажные каналы. С целью предотвращения притока грунтовых вод там, где их уровень высок, прибегают к местному водопонижению. Для этого вокруг котлованов отрывают дренажные траншеи или колодцы, а также монтируют иг-лофильтровые установки или сооружают трубчатые колодцы с глубинными насосами.

Бетонные работы

В ходе бетонных работ изготавливаются фундаменты под здания, сооружения и оборудование на НС и КС.

По характеру работы их можно подразделить на две основные группы: фундаменты под статические нагрузки и фундаменты под динамические нагрузки.

Фундаменты первой группы сооружают под стены зданий, колонны, стойки, отдельно стоящие колонны, стенки резервуаров и т.п. Их основное назначение - воспринимать расчетную нагрузку и равномерно распределять ее воздействие на грунт. Кроме того, осадка не должна превышать расчетной величины.

Под статические нагрузки сооружают одиночные, ленточные и свайные фундаменты.

Одиночные фундаменты применяют под одиночные сосредоточенные нагрузки (колонны, мачты, опоры). Возводят их из бетона, железобетона или бутобетона. Фундамент в плане имеет форму параллелепипеда. При необходимости под опору в центре фундамента делается выемка требуемых размеров (рис. 20.1).

Ленточные (сплошные) фундаменты устраивают под линейно распределенные нагрузки (стены зданий). Такие фундаменты бывают монолитными и сборными (рис. 20.2). Их применяют при глубине заложения не более 4 м.

Свайные фундаменты в целом дешевле других и поэтому используются достаточно широко. В обязательном порядке их устраивают под здания и сооружения, сооружаемые на слабых или просадочных грунтах, когда прочный грунт находится на большой глубине (рис. 20.3). Сваи воспринимают нагрузку от сооружений и передают ее на прочный грунт. По способу погружения различают сваи **забивные** (погружаемые в грунт при помощи вибро- или дизель-молота) и **набивные** (изготавливаемые на месте).

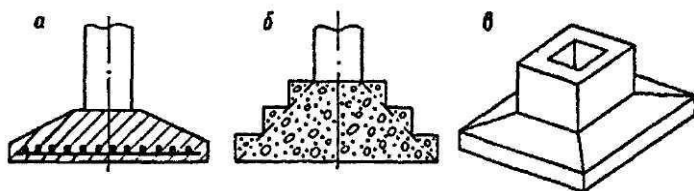


Рис. 1. Одиночные фундаменты:

а - железобетонный; б - бетонный, изготавливаемый на месте установки; в - заводского изготовления

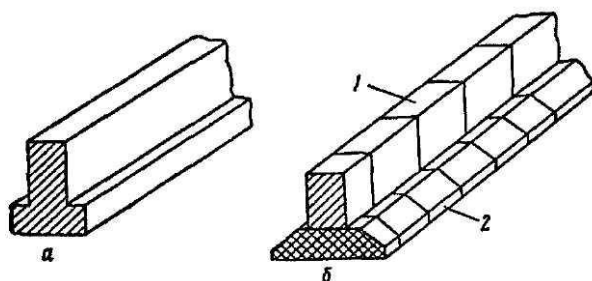


Рис. 2. Ленточный фундамент: а - монолитный; б - сборный; 1 - стеновой блок; 2 - блок-подушка

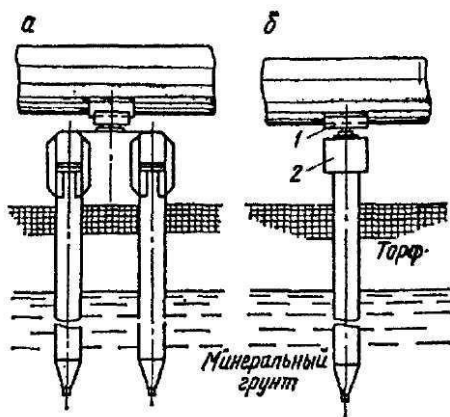


Рис. 3. Схема свайной опоры:

а - шарнирная; б - скользящая; 1 - металлическая опорная подушка; 2 - сборная железобетонная насадка

Достоинствами свайных фундаментов является простота их устройства и возможность передавать нагрузки от сооружений на глубокие слои грунта без рытья котлованов. Кроме того, благодаря свайным фундаментам удастся исключить тепловое воздействие зданий и сооружений на вечномерзлые грунты.

Глубину заложения фундамента назначают ниже глубины промерзания грунта.

Под насосы, компрессоры, газотурбинные установки и другое оборудование с подвижными частями сооружают фундаменты, рассчитанные не только на статическую, но и на **динамическую нагрузку**. Фундаменты данного типа бывают массивные и рамные. Их общий вид показан на рис. 3

При сооружении фундаментов под динамические нагрузки необходимо выполнять ряд требований. Так, фундамент под перекачивающий агрегат (насос и электродвигатель, нагнетатель и газовую турбину и т.п.) должен быть общим. Фундамент агрегата не должен жестко соединяться со стенами здания и фундаментом под них.

Основным материалом для устройства фундаментов является бетон - искусственный камень, получаемый при затвердевании смеси из вяжущего компонента (цемент), воды и заполнителей (песок, щебень, гравий и т.д.). Для увеличения прочности бетонных изделий в них предварительно помещают металлическую арматуру (железобетон). Уменьшение расхода бетона достигается при использовании в качестве наполнителя природного камня равной с бетоном прочности (бутобетон).

Устройство фундамента начинается с разбивки его осей и контуров. Следующая операция - устройство **опалубки**. Как правило, для этого используют обрезные доски, строганные с одной стороны.

После установки опалубки фундамента сваривают и устанавливают арматурный каркас, а также анкерные болты (под оборудование). Далее в опалубку загружают бетонную смесь слоями 20...30 см с обязательным уплотнением вибраторами. Перерыв между укладкой слоев бетона не должен превышать 2 ч.

В настоящее время для изготовления фундаментов под статическую нагрузку все шире используются железобетонные изделия (блоки различного размера).

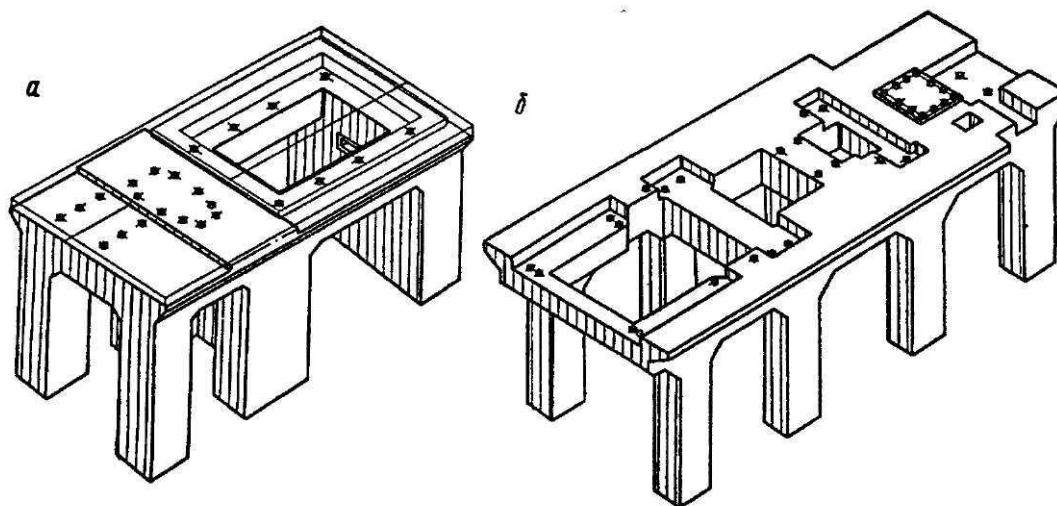


Рис.4. Фундаменты под компрессорные агрегаты: а - с электроприводом; б - с газотурбинным приводом

Монтажные работы по сооружению зданий

Здания насосных и компрессорных цехов (рис. 20.5) состоят из следующих элементов и узлов: колонн, стен, подкрановых балок и покрытия.

Колонны являются основной несущей конструкцией каркаса промышленных зданий НС и КС. Как правило, они бывают железобетонными. В отдельных случаях используются металлические колонны.

Стены зданий цехов обычно собираются из железобетонных и асбоцементных панелей, которые крепятся к колоннам с помощью сварки. Стены из панелей не являются несущими и полезной нагрузки от веса других частей зданий не воспринимают. Кирпичная же стена может быть несущей.

Подкрановые балки являются составной частью каркаса здания, а также по ним укладывают пути для мостового крана. Подкрановые балки изготавливают, в основном, из обычного или предварительно напряженного железобетона, реже - из металла.

Покрытие насосных и компрессорных цехов выполняется из железобетонных панелей и плит. Они укладываются на балки и фермы, которые в свою очередь опираются на колонны или на несущие стены.

В процессе монтажа зданий сначала устанавливают, выверяют и замоноличивают колонны. Затем сооружают цокольную часть стен из крупных бетонных блоков или кирпича. После этого монтируют панели, на две грани которых для обеспечения герметизации швов наклеены прокладки из пороизола, пенопласта или губчатой валиковой резины диаметром 30 мм. Завершаются монтажные работы установкой балок и ферм, а также плит перекрытия.

Устройство кровли

При устройстве кровли поверх железобетонных плит выполняют цементную и асфальтобетонную **стяжки**, а затем наклеивают **рубероид**.

Назначение стяжек - выравнивание поверхности кровли и создание гидроизоляционного слоя. Толщина стяжки от 10 до 30 мм.

Перед наклейкой рубероида поверхность стяжки покрывают грунтовочным составом (40...50 % масла зеленого и 60...50 % битума БНИ-IV по весу). Рубероид наклеивают на битумную мастику.

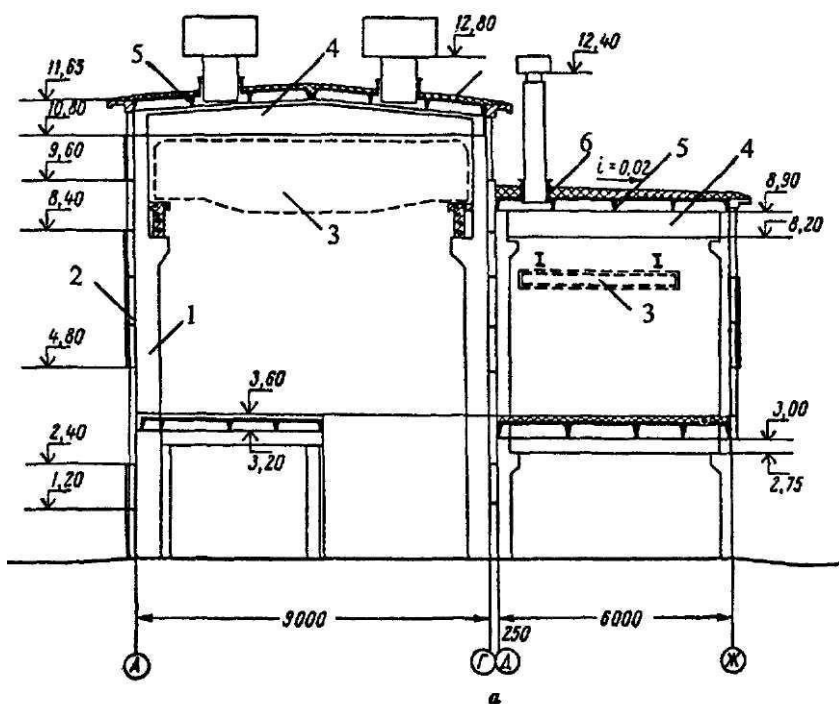


Рис.5. Разрез компрессорного цеха:

1 - колонна; 2 - стена; 3 - подкрановая балка; 4 - ферма; 5 - железобетонные панели или плиты; 6 - гидроизоляционный слой.

Тема 2.5. Автоматизация оборудования и сооружения предприятий хранения и распределения газа, нефти и нефтепродуктов.

Практическое занятие № 1. Изучение схем автоматизации резервуарных парков.

Требование к системе автоматизации резервуарного парка

В резервуарных парках с резервуарами объемом свыше 10000 м³ или при числе резервуаров меньшей вместимости свыше 6 необходимо предусматривать управление из местного диспетчерского пункта (МДП).

Автоматизация РП предусматривает:

- автоматическую защиту;
- централизацию управления резервуарным парком;
- автоматическое пожаротушение .

Автоматическая защита РП предусматривает:

- автоматическую защиту резервуаров от переливов;
- автоматическую защиту от превышения давления в трубопроводах подачи нефтепродуктов в резервуарный парк и технологических трубопроводах РП.

Система управления РП предусматривает:

- сигнализацию максимального и минимального уровней нефтепродуктов во всех резервуарах;
- аварийную сигнализацию при срабатывании защит;

- дистанционное управление задвижками резервуарного парка.

Система измерения массы нефтепродуктов предусматривает:

- дистанционное измерение уровня нефтепродукта в каждом резервуаре;
- дистанционное измерение массы нефтепродукта в каждом резервуаре;
- дистанционное измерение плотности нефтепродукта (при необходимости).

При использовании уровнемеров для коммерческих операций, основная абсолютная погрешность измерения не должна быть выше $\pm 3,0$ мм.

В результате достижения в резервуаре максимального аварийного уровня нефтепродукта (например, если произошел отказ в работе сигнализатора максимального уровня) автоматическая защита от перелива должна обеспечивать закрытие его приемной задвижки и переключение потока нефтепродукта в другой резервуар.

Для автоматической защиты резервуара от перелива нужно использовать датчик максимального аварийного уровня, не связанный с датчиком измерителя текущего уровня.

В резервуарах с плавающей крышей следует устанавливать три сигнализатора максимального аварийного уровня, повторяющих друг друга.

Установка максимального аварийного уровня резервуара производится выше максимального уровня, допустимого по конструкции резервуара, на величину, которая соответствует количеству нефтепродукта, который может поступить в резервуар за время закрытия его приемной задвижки с учетом инерционности датчика максимального аварийного уровня.

В системах управления (СУ) резервуарными парками должна предусматриваться блокировка задвижек для предотвращения смешения разных видов (марок) последовательно перекачиваемых нефтепродуктов.

Микропроцессорная система автоматизации (МПСА) ПС должна предусматривать:

- функционирование централизованной или распределенной системы автоматизации с возможностью расширения выполняемых функций без изменения структуры программного обеспечения;
- работу системы автоматизации ПС автономно и в составе многоуровневой автоматизированной системы управления трубопроводным транспортом нефтепродуктов;
- установку по месту или дистанционно системного времени и поддержание отсчета времени

1.6 Анализ существующей схемы автоматизации ЛПДС «Черкассы»

Автоматизируемое оборудование оснащено приспособлениями для установки датчиков контроля и исполнительных механизмов.

Все исполнительные механизмы оснащены приводами с электрическими сигналами управления. Запорная арматура трубопроводов внешней и внутренней обвязки ЛПДС оснащена датчиками сигнализации крайних положений (открыто, закрыто).

При реализации системы автоматики обеспечивается выполнение следующих задач:

- анализ режимов технологического оборудования;
- контроль технологических параметров;
- управление и контроль задвижек;
- контроль готовности к запуску магистральных и подпорных насосных агрегатов;
- обработка предельных значений параметров по магистральному насосному агрегату;
- управление и контроль магистрального и подпорного насосных агрегатов;
- управление и контроль приемной задвижки магистрального насосного агрегата;
- корректировка уставки регулирования при пуске магистрального агрегата;
- задание уставок регулирования;
- регулирование давления;
- управление и контроль маслонасосов;
- управление и контроль вытяжного вентилятора насосного отделения;
- управление и контроль насоса откачки утечек;
- обработка измеряемых параметров;
- приеме и передача сигналов в системы телемеханики.

Состояние и параметры работы оборудования ЛПДС отображаются на экране АРМ оператора ЛПДС в виде следующих видеокадров:

- общая схема насосной станции;
- схема отдельных магистральных агрегатов и вспомогательных систем;
- схема энергохозяйства;
- схема прилегающих участков трассы.

Блок ручного управления (БРУ) ЛПДС, установленный в операторной (ЩСУ) предусматривает:

- световую сигнализацию от:
 - 1) датчиков аварийного давления на входе, в коллекторе и на выходе ЛПДС;
 - 2) каналов средств загазованности;
 - 3) датчика переполнения резервуара-сборника;
 - 4) датчика затопления насосной;
 - 5) реле аварии ЗРУ;
- кнопки подачи команд управления;
- аварийного отключения ЛПДС;
- отключения магистральных и насосных агрегатов;
- включения магистральных и насосных агрегатов;
- открытия и закрытия задвижек подключения станции.

В настоящее время, при постоянном уменьшении добычи нефти, снижается объем перекачиваемой нефти. В связи с этим используют систему автоматического регулирования режима перекачки. Система предназначена для контроля и регулирования давления на приеме и на выходе перекачивающих насосных станций магистральных нефтепроводов. Система использует регулирующие заслонки с электрическим приводом для регулирования давления на приеме и на выходе нефтепроводов методом дросселирования потока на выходе.

2. Патентная проработка

2.1 Выбор и обоснование предмета поиска

Рассмотрим пример модернизации автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) линейно-производственной диспетчерской станции «Черкаassy» ОАО «Уралтранснефтепродукт».

Одним из параметров измеряемых в резервуаре линейно-производственной диспетчерской станции является определение уровня продукта. На ЛПДС для этих целей внедрения в систему автоматизации резервуарного парка радарного уровнемера «Micropilot M FMR 230» вместо ранее используемого уровнемера Н2-105 системы «КОР-ВОЛ». Также предлагается замена программируемого логического контроллера «Modicon» вместо релейной системы автоматики.

При проведении патентного поиска внимание уделено поиску и анализу определения уровня жидких, газообразных или сыпучих тел путем измерения параметров электромагнитных или звуковых волн, направленных непосредственно в жидкие или сыпучие тела в технологических объектах нефтегазовой промышленности. Патентный поиск для контроллера «Modicon» не проводился, так как не является изобретением. Программные комплексы являются интеллектуальной собственностью, которая охраняется авторскими правами.

2.2 Регламент патентного поиска

Патентный поиск производился с использованием фонда УГНТУ по источникам патентной документации Российской Федерации.

Глубина поиска - пять лет (2008-2012 гг.). Поиск производился по индексу международной патентной классификации (МПК) G01F 23/28 - «Индикация или измерение уровня жидких, газообразных или сыпучих тел, например индикация изменения объема, индикация с помощью сигнальных устройств путем измерения параметров электромагнитных или звуковых волн, направленных непосредственно в жидкие или сыпучие тела».

При этом использовались следующие источники патентной информации:

- документы справочно-поискового аппарата;
- полные описания к патентам России;
- официальный бюллетень Российского агентства по патентам и товарным знакам.

2.3 Результаты патентного поиска

Результаты просмотра источников патентной информации приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Результаты патентного поиска

Страна	Индекс МПК	Номера просмотренных патентов	Выявленные аналоги	
Россия	G01F23/28	№ 2419074-2468340	№ 2419074 «Ультразвуковой уровнемер»	
			№ 2443981 «Резонансный акустический уровнемер»	
			№ 2454637 «Устройство и способ измерения уровня жидкости»	
			№ 2468340 «Способ определения уровня жидкости и поплавковый уровнемер для его осуществления»	

2.4 Анализ результатов патентного поиска

Устройство и способ измерения уровня жидкости по патенту № 2454637. Изобретения относятся к акустическим методам измерения и контроля и могут быть использованы для определения глубины уровня жидкости (границы раздела фаз) в скважинах, колодцах и резервуарах. Акустический уровнемер содержит последовательно соединенные микропроцессор, генератор импульсов, акустический преобразователь и блок регистрации, соединенный с микропроцессором. Способ измерения уровня жидкости и степени загазованности трубного пространства в скважине включает излучение акустического импульса, регистрацию сигналов, отраженных от поверхности жидкости измерительным приемником, при этом в скважину дополнительно опускают на разную глубину калибровочные приемники и регистрируют сигнал на них в момент прохождения акустического импульса, после чего по расчетным формулам определяют указанные характеристики. Технический результат: повышение точности измерения скорости распространения импульса за счет минимизации температурной погрешности.

Резонансный акустический уровнемер по патенту № 2443981 относится к области ультразвуковой измерительной техники и предназначено для автоматического дистанционного измерения уровней жидкости различных типов в производственных и транспортных емкостях в нефтехимической, химической, горнодобывающей, пищевой и других отраслях промышленности. Сущность: резонансный акустический уровнемер содержит измерительную трубу, вдоль оси которой установлено не менее одной диафрагмы с центральным отверстием, электроакустический преобразователь и микрофон, установленные в верхней части трубы. Кроме того, уровнемер содержит генератор фазоманипулированного сигнала, подключенный к входу электроакустического преобразователя, подключенные к выходу микрофона последовательно соединенные предварительный усилитель, аналого-цифровой преобразователь, блок первого преобразования Фурье, блок логарифмирования, блок второго преобразования Фурье, блок выделения максимумов функции кепстра, блок селекции, а также последовательно соединенные блок вычисления уровня жидкости и индикатор. При этом уровнемер снабжен блоком коррекции положения максимумов функции кепстра, включенным между выходом блока селекции и входом блока вычисления уровня. Техническим результатом является повышение точности измерения уровня жидкости во всем диапазоне его изменения за счет снижения систематической ошибки определения уровня жидкости, возникающей при изменении скорости звука по длине газовой полости трубы, благодаря использованию сигналов от двух ближайших к жидкости отражательных диафрагм и поправке положения кепстрального максимума от ближайшей к жидкости отражательной диафрагмы, учитывающей влияние на него кепстрального максимума от жидкости.

Ультразвуковой уровнемер по патенту № 2419074 содержит электроакустический преобразователь, блок измерения и регистрации, вертикально закрепленный звукопровод, заполненный жидкостью, на конце которого установлен электроакустический преобразователь. Отражатель в конце звукопровода выполнен в виде угольника с прямым углом между сторонами и горизонтальной площадкой между ними, который ориентирован относительно звукопровода таким образом, что часть излучения от электроакустического преобразователя попадает на горизонтальную площадку под прямым углом, а часть - на сторону угольника под углом в 45° к поверхности. Технический результат: повышение надежности, упрощение и повышение точности измерения уровня жидкости в резервуарах, в том числе и подземных.

Способ определения уровня жидкости и поплавковый уровнемер для его осуществления по патенту № 2468340 относится к измерительной технике и может быть использовано для измерения уровня жидкости преимущественно в резервуарах. Сущность: способ определения уровня жидкости включает формирование и подачу электрического импульса заданной длительности, преобразование сформированного электрического импульса в ультразвуковые колебания в звукопроводе, формирование постоянного магнитного поля на уровне измеряемой жидкости, преобразование ультразвуковых колебаний в

электрические колебания с использованием обратного магнитострикционного эффекта, усиление электрических колебаний, формирование импульса отсчета для измерения интервала времени прохождения ультразвуковых колебаний, определение по известной скорости звука в звукопроводе и измеренному интервалу времени уровня жидкости. При этом усиление электрического колебания и формирование импульса отсчета осуществляют на уровне измеряемой жидкости. Технический результат: повышение надежности и точности определения уровня жидкости.

Патентные исследования показали, что на сегодняшний день существует достаточно большое количество уровнемеров, работающих на основе электромагнитных или звуковых волн, разнообразных по своему устройству и обладающих как достоинствами, так и недостатками.

Таким образом, использование уровнемеров, позволяющих определить уровень жидкости в резервуарах на основе применения свойств индикации с помощью сигнальных устройств путем измерения параметров электромагнитных или звуковых волн, направленных непосредственно в жидкие или сыпучие тела, вполне актуально.

3. Автоматизация ЛПДС «Черкассы»

3.1 Общие сведения об автоматизации резервуарного парка

В задачи автоматизации резервуарного парка входят дистанционный контроль за наполнением и опорожнением резервуаров; дистанционное управление задвижками на приемных и нагнетательных трубопроводах резервуаров; контроль параметров, обеспечивающих учет нефти, накапливаемой и хранимой в резервуарах.

В резервуарных парках используются электрические схемы контроля и управления. Приборы и датчики, установленные на резервуарах, соединяются с диспетчерским пунктом кабельными линиями связи. В помещении диспетчерского пункта располагаются вторичная измерительная и сигнализирующая аппаратура, пульта дистанционного управления.

Контроль за наполнением и опорожнением резервуара осуществляется с помощью уровнемеров, обеспечивающих как местное, так и дистанционное измерение уровня продукта. Аварийный сигнал уровнемера при заполнении резервуара используется для автоматического отключения насосов, а также открытия или закрытия электроуправляемых задвижек на трубопроводных коммуникациях.

Кроме аварийного сигнала схемой автоматизации резервуара предусматривается подача предупредительных сигналов о достижении максимального и минимального допустимых уровней. Контроль за температурой продукта для количественного учета осуществляется специальными многоэлементными термометрами.

При отстое воды в процессе хранения продукта возникает необходимость в выполнении операции по контролю за уровнем воды и ее сбросом в канализацию.

Во всех резервуарах независимо от сорта хранимого продукта осуществляется операция по периодическому отбору пробы продукта для определения качественного состава и его плотности.

Резервуарные парки, входящие в состав магистрального трубопровода, разделяются на резервуарные парки головных, промежуточных и конечных станций. Число резервуаров на них достигает нескольких десятков. Особенностью работы резервуаров на станциях магистральных трубопроводов является повышенная скорость наполнения и опорожнения.

При больших скоростях наполнения и опорожнения резервуаров требуется также автоматическое подключение резервуаров к приемным и раздаточным трубопроводам. Последнее требование особенно важно для резервуарных парков головных перекачивающих станций магистральных нефтепроводов, где скорость наполнения и опорожнения резервуаров определяется производительностью магистральных насосов [1]. Из всех перечисленных выше задач автоматизации резервуарного парка в данном дипломном проекте рассмотрена задача, связанная с количественным учетом продукта, находящегося в пределах резервуарного парка. На ЛПДС «Черкассы» эта задача решена с помощью программно-аппаратного комплекса микропроцессорной системы автоматики,

разработанного на базе контроллера «Modicon TSX Quantum» производства фирмы «Schneider Electric» и радарного уровнемера «Micropilot M FMR 230».

3.2 Структура системы автоматизации

В резервуарных парках используются преимущественно электрические схемы контроля и управления.

Структура системы автоматизации строится по трехуровневому иерархическому принципу:

- нижний уровень;
- средний уровень;
- верхний уровень.

Рисунок 3.1 - Структура системы автоматизации резервуарного парка

3.2.1 Нижний уровень.

К нижнему уровню системы автоматизации относятся:

- датчики технологических параметров;
- исполнительные механизмы.

3.2.2 Средний уровень.

К среднему уровню системы автоматизации относятся программно-аппаратные модули (блоки) управления узлов и агрегатов РП НПС на базе программируемых логических контроллеров (ПЛК) Modicon серии Quantum производства компании Schneider Electric.

Сетевые модули, установленные в контроллерах, используют два независимых канала подключения.

Контроллеры обеспечивают:

- сбор информации от датчиков, устанавливаемых по месту;
- обработку и передачу информации о состоянии объектов на верхний уровень системы автоматизации ЛПДС «Черкассы»;
- обработку информации с узлов учета нефти;
- автоматическое управление технологическим оборудованием резервуарного парка и контроль его работы;
- прием информации с верхнего уровня системы автоматизации, и формирование управляющих воздействий на исполнительные механизмы.

Для работы системы автоматики резервуарного парка и системы автоматизации ЛПДС «Черкассы» используется мост Modbus Plus Bridge и коммуникационный контроллер фирмы «Элеси».

3.2.3 Верхний уровень.

Верхний уровень системы автоматизации РП ЛПДС «Черкассы», АРМ оператора-технолога, реализован на базе персонального компьютера.

Верхний уровень системы автоматизации обеспечивает:

- прием информации о состоянии объекта;
- мониторинг технологического процесса и получение трендов измеряемых технологических параметров;
- оперативное управление технологическим процессом;
- архивацию событий нижнего уровня, действий оператора и команд РДП;
- формирование базы данных.

На принтер оператора-технолога выводится следующая информация:

- таблицы, отображаемые на видеомониторе;
- периодические отчеты о работе РП;
- перечни аварийных ситуаций за сутки, неделю, месяц;
- перечни неисправностей с указанием времени их возникновения;
- иная информация, формируемая АРМ оператора-технолога.

Компьютеры из состава АРМ-ов работают независимо друг от друга и связаны с контроллерами среднего уровня по собственным независимым полевым шинам.

3.3 Функциональная схема автоматизации резервуарного парка

Назначением системы является автоматизация технологических процессов резервуарного парка ЛПДС «Черкассы». Она должна обеспечивать автономное

поддержание режима работы РП с автоматического рабочего места оператора-технолога из МДП и из вышестоящего уровня управления по каналам телемеханики.

Целями создания системы являются:

- 1) автоматизация РП ЛПДС в соответствии с «Техническими требованиями на разработку системы автоматизации ЛПДС ОАО «Уралтранснефтепродукт»;
- 2) расширение функциональных возможностей автоматизации по сравнению с существующими средствами;
- 3) достижение высоких технико-экономических показателей работы за счет автоматизированного поддержания наиболее рационального режима работы технологического оборудования;
- 4) повышение уровня надежности, эффективности работы и живучести технологического оборудования и средств автоматизации;
- 5) повышение экологической безопасности производства;
- 6) снижение трудозатрат на техническое обслуживание и ремонт.

Работа функциональной схемы автоматизации резервуарного парка ЛПДС «Черкаскы» состоит в следующем. Контроль за наполнением и опорожнением резервуара осуществляется при помощи уровнемера 3. При больших скоростях наполнения, учитывая опасность перелива, на резервуаре дополнительно устанавливается сигнализатор предельного уровня 1, при достижении максимального уровня взлива продукта в резервуаре, предусматривается автоматическое закрытие соответствующих входных задвижек на узле переключения системой противоаварийной защиты (ПАЗ). При откачки продукта в резервуаре ведется контроль предельного нижнего уровня, при помощи уровнемера 2. Для подачи извещения о пожаре, при повышении температуры контролируемой среды выше допустимой, устанавливается извещатель пожарный тепловой 5. При поступлении сигналов загазованности от газоанализатора 6 на площадке резервуаров производится включение световой и звуковой сигнализации.

Все приборы, установленные на резервуарах ЛПДС «Черкаскы», обеспечивают своевременное обнаружение отклонений от нормальной работы резервуарного парка, что позволяет избежать аварийных ситуаций, облегчает работу эксплуатационного персонала.

В состав приборов, установленных на резервуар, входили: сигнализатор предельного уровня СУЖ-П-И; уровнемер Н2-105 системы «КОР-ВОЛ»; извещатель пожарный тепловой ИП 103-1В; газоанализатор ССС-903 М.

Перечень приборов, устанавливаемых на резервуар, приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Перечень оснащения резервуара комплексом КИП

Позиция	Наименование	Кол.	
1, 2	Сигнализатор предельного уровня СУЖ-П-И	2	
3	Уровеньмер радарный Micropilot FMR 230	1	
4	Извещатель пожарный тепловой ИП 103-1В	1	
5	Газоанализатор стационарный взрывозащищенный ССС-903М	1	

Надежность функционирования систем обеспечения безопасности опасных объектов промышленности целиком зависит от состояния электронных и программируемых электронных систем, связанных с безопасностью. Эти системы называются системой противоаварийной защиты. Такие системы должны быть способны сохранять свою работоспособность даже в случае отказа других функций АСУ ТП нефтеперекачивающей станции.

Рассмотрим главные задачи, возлагаемые на такие системы:

- предотвращение аварий и минимизация последствий аварий;

- блокирование (предотвращения) намеренного или ненамеренного вмешательства в технологию объекта, могущего привести к развитию опасной ситуации и инициировать срабатывание ПАЗ.

При наступлении максимального уровня в резервуаре, предусматривается автоматическое закрытие соответствующих входных задвижек на узле переключения системой ПАЗ. При поступлении сигналов о пожаре на резервуарах (при срабатывании не менее двух датчиков в двух лучах пожарной сигнализации) производится:

- автоматическое закрытие входных задвижек резервуаров на узле переключения (системой ПАЗ);

- включение пожаротушения резервуаров;

Алгоритмическое содержание функций ПАЗ состоит в реализации следующего условия: при выходе значений определенных технологических параметров, характеризующих состояние процесса или оборудования, за установленные (допустимые) пределы должно проводиться отключение (останов) соответствующего агрегата или всей станции.

Входную информацию для группы функций противоаварийной защиты содержат сигналы о текущих значениях контролируемых технологических параметров, поступающие на логические блоки (программируемые контроллеры) от соответствующих первичных измерительных преобразователей, и цифровые данные о допустимых предельных значениях этих параметров, поступающие на контроллеры с пульта АРМ оператора. Выходная информация функций противоаварийной защиты представлена совокупностью управляющих сигналов, посылаемых контроллерами на исполнительные органы систем защиты.

Функции противоаварийной защиты и дистанционного управления должны выполняться в АСУ ТП РП с помощью программных логических контроллеров или промышленных компьютеров и сохранять свою работоспособность даже в случае прекращения функционирования системы АСУ или нарушения связи с ней, обеспечивая необходимый уровень полноты безопасности. К противоаварийной защите относятся сигнализаторы уровня СУЖ-П-И. Перечень ПАЗ, устанавливаемых на приборах резервуара, приведен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Перечень ПАЗ

№ сцен. защ.	Позицион.обознач.	Условие срабатывания	Действие защиты
1	1-1	$L > L_{уст}$ в 13 м	Закрытие задвижки ZD1
2	4-1	$L < L_{уст}$ н 0,5 м	Закрытие задвижки ZD2

Практическое занятие № 2. Изучение схем автоматизации управления запорной арматурой.

Назначение функциональных схем, методика и общие принципы их выполнения

Схемы функциональные разъясняют определенные процессы, протекающие в отдельных функциональных цепях изделия или в изделии в целом. Этими схемами пользуются для изучения принципов работы изделия, а также при их наладке, контроле, ремонте.

Функциональная схема по сравнению со структурной более подробно раскрывает функции отдельных элементов и устройств.

Функциональные схемы являются основным техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащение объекта управления

приборами и средствами автоматизации (в том числе средствами телемеханики и вычислительной техники).

Объектом управления в системах автоматизации технологических процессов является совокупность основного и вспомогательного оборудования вместе с встроенными в него запорными и регулирующими органами, а также энергии, сырья и других материалов, определяемых особенностями используемой технологии.

Задачи автоматизации решаются наиболее эффективно тогда, когда они прорабатываются в процессе разработки технологического процесса.

В этот период нередко выявляется необходимость изменения технологических схем с целью приспособления их к требованиям автоматизации, установленным на основании технико-экономического анализа.

Создание эффективных систем автоматизации предопределяет необходимость глубокого изучения технологического процесса не только проектировщиками, но и специалистами монтажных, наладочных и эксплуатационных организаций.

При разработке функциональных схем автоматизации технологических процессов необходимо решить следующее:

- получение первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;
- непосредственное воздействие на технологический процесс для управления им;
- стабилизация технологических параметров процесса;
- контроль и регистрация технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования. Указанные задачи решаются на основании анализа условий работы технологического оборудования, выявленных законов и критериев управления объектом, а также требований, предъявляемых к точности стабилизации, контроля и регистрации технологических параметров, к качеству регулирования и надежности.

Функциональные задачи автоматизации, как правило, реализуются с помощью технических средств, включающих в себя: отборные устройства, средства получения первичной информации, средства преобразования и переработки информации, средства представления и выдачи информации обслуживающему персоналу, комбинированные, комплектные и вспомогательные устройства. Результатом составления функциональных схем являются:

- 1) выбор методов измерения технологических параметров;
- 2) выбор основных технических средств автоматизации, наиболее полно отвечающих предъявляемым требованиям и условиям работы автоматизируемого объекта;
- 3) определение приводов исполнительных механизмов регулирующих и запорных органов технологического оборудования, управляемого автоматически или дистанционно;
- 4) размещение средств автоматизации на щитах, пультах, технологическом оборудовании и трубопроводах и т.п. и определение способов представления информации о состоянии технологического процесса и оборудования.

Современное развитие всех отраслей промышленности характеризуется большим разнообразием используемых в них технологических процессов.

Практически не ограничены и условия их функционирования и требования по управлению и автоматизации. Однако, базируясь на опыте проектирования систем управления и автоматизации, можно сформулировать некоторые общие принципы, которыми следует руководствоваться при разработке функциональных схем автоматизации:

- 1) уровень автоматизации технологического процесса в каждый период времени должен определяться не только целесообразностью внедрения определенного комплекса технических средств и достигнутым уровнем научно-технических разработок, но и перспективой модернизации и развития технологических процессов. Должна сохраняться возможность наращивания функций управления;
- 2) при разработке функциональных и других видов схем автоматизации и выборе технических средств должны учитываться: вид и характер технологического процесса, условия пожаро- и взрывоопасные, агрессивность и токсичность окружающей среды и

т.д.; параметры и физико-химические свойства измеряемой среды; расстояние от мест установки датчиков, вспомогательных устройств, исполнительных механизмов, приводов машин и запорных органов до пунктов управления и контроля; требуемая точность и быстродействие средств автоматизации;

3) система автоматизации технологических процессов должна строиться, как правило, на базе серийно выпускаемых средств автоматизации и вычислительной техники. Необходимо стремиться к применению однотипных средств автоматизации и предпочтительно унифицированных систем, характеризующихся простотой сочетания, взаимозаменяемостью и удобством компоновки на щитах управления. Использование однотипной аппаратуры дает значительные преимущества при монтаже, наладке, эксплуатации, обеспечении запасными частями и т. п.

4) в качестве локальных средств сбора и накопления первичной информации (автоматических датчиков), вторичных приборов, регулирующих и исполнительных устройств следует использовать преимущественно приборы и средства автоматизации Государственной системы промышленных приборов (ГСП);

5) в случаях, когда функциональные схемы автоматизации не могут быть построены на базе только серийной аппаратуры, в процессе проектирования выдаются соответствующие технические задания на разработку новых средств автоматизации;

6) выбор средств автоматизации, использующих вспомогательную энергию (электрическую, пневматическую и гидравлическую), определяется условиями пожаро- и взрывоопасное автоматизируемого объекта, агрессивности окружающей среды, требованиями к быстродействию, дальности передачи сигналов информации и управления и т.д.;

7) количество приборов, аппаратуры управления и сигнализации, устанавливаемой на оперативных щитах и пультах, должно быть ограничено. Избыток аппаратуры усложняет эксплуатацию, отвлекает внимание обслуживающего персонала от наблюдения за основными приборами, определяющими ход технологического процесса, увеличивает стоимость установки и сроки монтажных и наладочных работ. Приборы и средства автоматизации вспомогательного назначения целесообразнее размещать на отдельных щитах, располагаемых в производственных помещениях вблизи технологического оборудования.

Перечисленные принципы являются общими, но не исчерпывающими для всех случаев, которые могут встретиться в практике проектирования систем автоматизации технологических процессов. Однако для каждого конкретного случая их следует иметь в виду при реализации технического задания на автоматизацию проектируемого объекта.

2. Изображение технологического оборудования и коммуникаций

Технологическое оборудование и коммуникации при разработке функциональных схем должны изображаться, как правило, упрощенно, без указания отдельных технологических аппаратов и трубопроводов вспомогательного назначения. Однако изображенная таким образом технологическая схема должна давать ясное представление о принципе ее работы и взаимодействии со средствами автоматизации.

На технологических трубопроводах обычно показывают ту регулирующую и запорную арматуру, которая непосредственно участвует в контроле и управлении процессом, а также запорные и регулирующие органы, необходимые для определения относительного расположения мест отбора импульсов или поясняющие необходимость измерений. Технологические аппараты и трубопроводы вспомогательного назначения показывают только в случаях, когда они механически соединяются или взаимодействуют со средствами автоматизации. В отдельных случаях некоторые элементы технологического оборудования допускается изображать на функциональных схемах в виде прямоугольников с указанием наименования этих элементов или не показывать вообще.

Около датчиков, отборных, приемных и других подобных по назначению устройств следует указывать наименование того технологического оборудования, к которому они относятся.

Технологические коммуникации и трубопроводы жидкости и газа изображают условными обозначениями в соответствии с ГОСТ 2.784-70, приведенными в табл. 1, а также ГОСТ 21.408-93 СПДС.

Для более детального указания характера среды к цифровому обозначению может добавляться буквенный индекс, например вода чистая - 1ч, пар перегретый - 2п, пар насыщенный - 2н и т. п. Условные числовые обозначения трубопроводов следует проставлять через расстояния не менее 50 мм.

Детали трубопроводов, арматура, теплотехнические и санитарно-технические устройства и аппаратура показываются условными обозначениями по ГОСТ 2.785-70 и стандартам СПДС.

Условные цифровые обозначения трубопроводов для жидкостей и газов по ГОСТ 2.784-70

Таблица 1

Наименование среды, транспортируемой трубопроводом	Обозначение	Наименование среды, транспортируемой трубопроводом	Обозначение
Вода	-1-1-	Жидкое горючее	-15-15-
Пар	-2-2-	Горючие и взрывоопасные газы:	
Воздух	-3-3-	водород	-16-16-
Азот	-4-4-	ацетилен	-17-17-
Кислород	-5-5-	фреон	-18-18-
Инертные газы:		метан	-19-19-
аргон	-6-6-	этан	-20-20-
неон	-7-7-	этилен	-21-21-
гелий	-8-8-	пропан	-22-22-
криптон	-9-9-	пропилен	-23-23-
ксенон	-10-10-	бутан	-24-24-
Аммиак	-11-11-	бутилен	-25-25-
Кислота (окислитель)	-12-12-	Противопожарный трубопровод	-26-26-
Щелочь	-13-13-	Вакуум	-27-27-
Масло	-14-14-		

Для жидкостей и газов, не предусмотренных табл. 1, допускается использовать для обозначения другие цифры, но обязательно с необходимыми пояснениями новых условных обозначений.

Если обозначения трубопроводов на технологических чертежах не стандартизированы, то на функциональных схемах автоматизации следует применять условные обозначения, принятые в технологических схемах.

У изображения технологического оборудования, отдельных его элементов и трубопроводов следует давать соответствующие поясняющие надписи (наименование технологического оборудования, его номер, если таковой имеется, и др.), а также указывать стрелками направление потоков. Отдельные агрегаты и установки технологического оборудования можно изображать оторвано друг от друга с соответствующими указаниями на их взаимосвязь.

На трубопроводах, на которых предусматривается установка отборных устройств и регулирующих органов, указывают диаметры условных проходов.

3. Изображение средств автоматизации на функциональных схемах

Приборы, средства автоматизации, электрические устройства и элементы вычислительной техники на функциональных схемах автоматизации показываются в соответствии с ГОСТ 21.404-85, ГОСТ 21.408-93 и отраслевыми нормативными документами. Общие

требования к выполнению функциональных схем систем автоматизации изложены в **ГОСТ 24.302-80** (п.п.2.1 - 2.4)

При отсутствии в стандартах необходимых изображений разрешается применять нестандартные изображения, которые следует выполнять на основании характерных признаков изображаемых устройств.

ГОСТ 21.404-85 предусматривает систему построения графических и буквенных условных обозначений по функциональным признакам, выполняемым приборами.

В стандарте установлены два способа построения условных обозначений: упрощенный и развернутый.

Для упрощенного способа построения достаточно основных условных обозначений и буквенных обозначений.

Развернутый способ построения условных графических обозначений может быть выполнен путем комбинированного применения основных и дополнительных обозначений.

Сложные приборы, выполняющие несколько функций, допускается изображать несколькими окружностями, примыкающими друг к другу.

Методика построения графических условных обозначений для упрощенного и развернутого способов является общей.

В верхней части окружности наносятся буквенные обозначения измеряемой величины и функционального признака прибора.

В нижней части окружности наносится позиционное обозначение (цифровое или буквенно-цифровое), служащее для нумерации комплекта измерения или регулирования (при упрощенном способе построения условных обозначений) или отдельных элементов комплекта (при развернутом способе построения условных обозначений).

Порядок расположения буквенных обозначений в верхней части (слева направо) должен быть следующим: обозначение основной измеряемой величины; обозначение, уточняющее (если необходимо) основную измеряемую величину; обозначение функционального признака прибора.

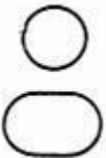
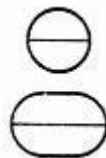
Функциональные признаки (если их несколько в одном приборе) также располагаются в определенном порядке.

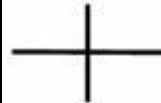
Пример построения условного обозначения прибора для измерения, регистрации и автоматического регулирования перепада давления приведен на **рис. 1**.

При построении условных обозначений приборов следует указывать не все функциональные признаки прибора, а лишь те, которые используются в данной схеме. Так, при обозначении показывающих и самопишущих приборов (если функция «показание» не используется) следует писать **TR** вместо **TIR**, **PR** вместо **PIR** и т.п.

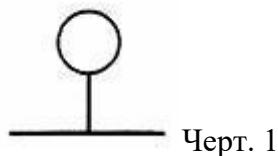
Основные условные обозначения приборов и средств автоматизации по ГОСТ 21.404-85

Таблица 2

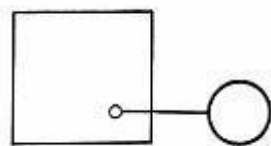
Наименование	Обозначение
1. Прибор, устанавливаемый вне щита (по месту): а) основное обозначение б) допускаемое обозначение	
2. Прибор, устанавливаемый на щите, пульте: а) основное обозначение б) допускаемое обозначение	
3. Исполнительный механизм. Общее обозначение	

4. Исполнительный механизм, который при прекращении подачи энергии или управляющего сигнала: а) открывает регулирующий орган б) закрывает регулирующий орган в) оставляет регулирующий орган в неизменном положении	
5. Исполнительный механизм с дополнительным ручным приводом. Примечание. Обозначение может применяться с любым из дополнительных знаков, характеризующих положение регулирующего органа при прекращении подачи энергии или управляющего сигнала	
6. Линия связи. Общее обозначение	
7. Пересечение линий связи без соединения друг с другом	
8. Пересечение линий связи с соединением между собой	

Отборное устройство для всех постоянно подключенных приборов изображают сплошной тонкой линией, соединяющей технологический трубопровод или аппарат с прибором (**черт.1**). При необходимости указания конкретного места расположения отборного устройства (внутри контура технологического аппарата) его обозначают кружком диаметром 2 мм (**черт.2**).



Черт. 1



Черт. 2

Буквенные обозначения.

Основные буквенные обозначения измеряемых величин и функциональных признаков приборов должны соответствовать приведенным в **табл. 3**.

Буквенные условные обозначения по ГОСТ 21. 404-85

Таблица 3

Обозначение	Измеряемая величина		Функциональный признак прибора		
	Основное обозначение измеряемой величины	Дополнительное обозначение, уточняющее измеряемую величину	Отображение информации	Формирование выходного сигнала	Дополнительное значение
A	+	-	Сигнализация	-	-
B	+	-	-	-	-

C	+	-	-	Автоматическое регулирование, управление	-
D	Плотность	Разность, перепад	-	-	-
E	Электрическая величина	-	+	-	-
F	Расход	Соотношение, доля, дробь	-	-	-
G	Размер, положение, перемещение	-	+	-	-
H	Ручное воздействие	-	-	-	Верхний предел измеряемой величины
I	+	-	Показание	-	-
J	+	Автоматическое переключение, обегание	-	-	-
K	Время, временная программа	-	-	+	-
L	Уровень	-	-	-	Нижний предел измеряемой величины
M	Влажность	-	-	-	-
N	+	-	-	-	-
O	+	-	-	-	-
P	Давление, вакуум	-	-	-	-
Q	Величина, характеризующая качество: состав, концентрация и т.п.	Интегрирование, суммирование по времени	-	+	-
R	Радиоактивность	-	Регистрация	-	-
S	Скорость, частота	-	-	Включение, отключение, переключение, блокировка	-
T	Температура	-	-	+	-
U	Несколько разнородных измеряемых величин	-	-	-	-
V	Вязкость	-	+	-	-
W	Масса	-	-	-	-
X	Нерекомендуемая резервная буква	-	-	-	-
Y	+	-	-	+	-
Z	+	-	-	+	-

Дополнительные буквенные обозначения, отражающие функциональные признаки приборов по ГОСТ 21. 404 - 85

Таблица 4

Наименование	Обозначение	Назначение
Чувствительный элемент	E	Устройства, выполняющие первичное преобразование: преобразователи термоэлектрические, термопреобразователи сопротивления, датчики пирометров, сужающие устройства расходомеров и т.п.
Дистанционная передача	T	Приборы беспкальные с дистанционной передачей сигнала: манометры, дифманометры, манометрические термометры
Станция управления	K	Приборы, имеющие переключатель для выбора вида управления и устройство для дистанционного управления
Преобразование, вычислительные функции	Y	Для построения обозначений преобразователей сигналов и вычислительных устройств

Дополнительные обозначения, отражающие функциональные признаки преобразователей сигналов и вычислительных устройств по ГОСТ 21. 404-85

Таблица 5

Наименование	Обозначение
1. Род энергии сигнала: электрический пневматический гидравлический	E P G
2. Виды форм сигнала: аналоговый дискретный	A D
3. Операции, выполняемые вычислительным устройством: суммирование умножение сигнала на постоянный коэффициент k перемножение двух и более сигналов друг на друга деление сигналов друг на друга возведение величины сигнала f в степень n извлечение из величины сигнала корня степени n логарифмирование дифференцирование интегрирование изменение знака сигнала ограничение верхнего значения сигнала ограничение нижнего значения сигнала	Σ k $\times$ $:$ f_n $\sqrt[n]{}$ $\lg$ dx/dt $\int$ $x(-1)$ $\max$ $\min$

4. Связь с вычислительным комплексом: передача сигнала на ЭВМ вывод информации с ЭВМ	Bi B0

При построении условного обозначения сигнализатора уровня, блок сигнализации которого является бесшкальным прибором и снабжен контактным устройством и встроенными сигнальными лампами, следует писать:

- а) LS - если прибор используется только для дистанционной сигнализации отклонения уровня, включения, выключения насоса, блокировок и т. д;
- б) LA - если используются только сигнальные лампочки самого прибора;
- в) LSA - если используются обе функции в соответствии с а) и б);
- г) LC - если прибор используется для позиционного регулирования уровня.

Размеры графических условных обозначений по **ГОСТ 21.404-85** приведены в **табл. 6**. Условные графические обозначения на схемах должны выполняться линиями толщиной **0,5 - 0,6 мм**.

Горизонтальная разделительная черта внутри обозначения и линии связи должны выполняться линиями толщиной **0,2 - 0,3 мм**.

В обоснованных случаях (например, при позиционных обозначениях, состоящих из большого числа знаков) для обозначения первичных преобразователей и приборов допускается вместо окружности применять обозначения в виде эллипса.

Примеры построения условных обозначений, устанавливаемых **ГОСТ 21.404-85**, приведены в **табл. 7**.

При использовании условных обозначений по **ГОСТ 21.404-85** необходимо руководствоваться следующими правилами:

- 1) буква **A** (см. **табл. 3**) применяется для обозначения функции сигнализации при упрощенном способе построения условных обозначений, а также при развернутом способе, когда для сигнализации используются лампы, встроенные в сам прибор. Во всех остальных случаях для обозначения контактного устройства прибора применяется буква **S** и при необходимости символ ламп, гудка, звонка. Сигнализируемые предельные значения измеряемых величин следует конкретизировать добавлением букв **H** и **L**. Эти буквы наносятся вне графического обозначения, справа от него (см. **табл. 7, пп. 31, 32**). Букву **S** не следует применять для обозначения функции регулирования (в том числе позиционного);
- 2) для конкретизации измеряемой величины около изображения прибора (справа от него) необходимо указывать наименование или символ измеряемой величины, например "напряжение", "ток", рН, О₂ и т. д. (см. **табл. 7, пп. 41-43**);
- 3) в случаях необходимости около изображения прибора допускается указывать вид радиоактивности, например альфа -, бета - или гамма - излучение (см. **табл. 7, п. 44**);

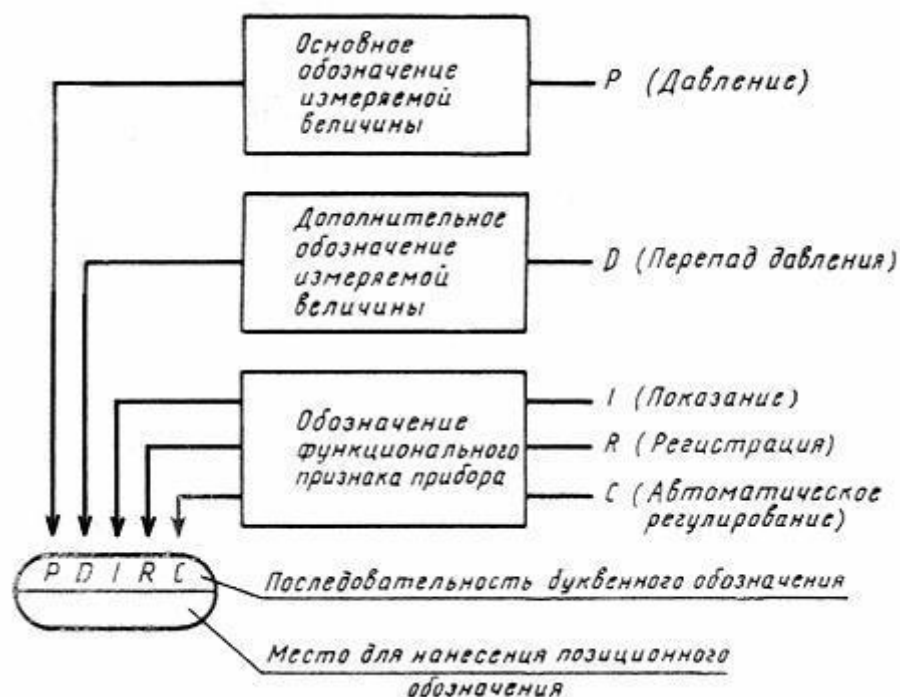
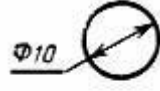
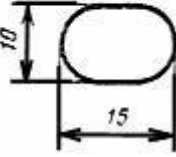
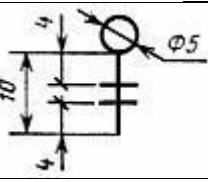


Рис. 2. Пример построения условного обозначения прибора для измерения, регистрации и автоматического регулирования перепада давления

Размеры графических условных обозначений приборов и средств автоматизации по ГОСТ 21. 404-85

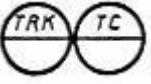
Таблица 6

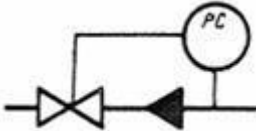
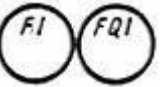
Наименование	Обозначение
Прибор: а) основное обозначение допускаемое обозначение	 
Исполнительный механизм	

Примеры построения условных обозначений по ГОСТ 21.404 - 85

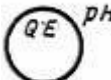
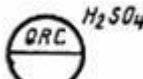
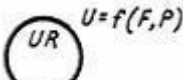
Таблица 7

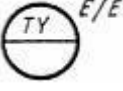
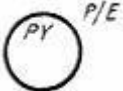
N п/п	Обозначение	Наименование
1		Первичный измерительный преобразователь (чувствительный элемент) для измерения температуры, установленный по месту. Например: преобразователь термоэлектрический (термопара), термопреобразователь сопротивления, термобаллон манометрического термометра, датчик пирометра и т.п.

2		Прибор для измерения температуры показывающий, установленный по месту. Например: термометр ртутный, термометр манометрический и т.п.
3		Прибор для измерения температуры показывающий, установленный на щите. Например: милливольтметр, логометр, потенциометр, мост автоматический и т.п.
4		Прибор для измерения температуры бесшкальный с дистанционной передачей показаний, установленный по месту. Например: термометр манометрический (или любой другой датчик температуры) бесшкальный с пневмо- или электропередачей
5		Прибор для измерения температуры однотоочный, регистрирующий, установленный на щите. Например: самопишущий милливольтметр, логометр, потенциометр, мост автоматический и т.п.
6		Прибор для измерения температуры с автоматическим обеганием устройством, регистрирующий, установленный на щите. Например: многоточный самопишущий потенциометр, мост автоматический и т.п.
7		Прибор для измерения температуры регистрирующий, регулирующий, установленный на щите. Например: любой самопишущий регулятор температуры (термометр манометрический, милливольтметр, логометр, потенциометр, мост автоматический и т.п.)
8		Регулятор температуры бесшкальный, установленный по месту. Например: дилатометрический регулятор температуры
9		Комплект для измерения температуры регистрирующий, регулирующий, снабженный станцией управления, установленный на щите. Например: вторичный прибор и регулирующий блок системы "Старт"
10		Прибор для измерения температуры бесшкальный с контактным устройством, установленный по месту. Например: реле температурное
11		Байпасная панель дистанционного управления, установленная на щите
12		Переключатель электрических цепей измерения (управления), переключатель для газовых (воздушных) линий, установленный на щите
13		Прибор для измерения давления (разрежения) показывающий, установленный по месту. Например: любой показывающий манометр, дифманометр, тягомер, напоромер, вакуумметр и т.п.

14		Прибор для измерения перепада давления показывающий, установленный по месту. Например: дифманометр показывающий
15		Прибор для измерения давления (разрежения) бесшкальный с дистанционной передачей показаний, установленный по месту. Например: манометр (дифманометр) бесшкальный с пневмо- или электропередачей
16		Прибор для измерения давления (разрежения) регистрирующий, установленный на щите. Например: самопишущий манометр или любой вторичный прибор для регистрации давления
17		Прибор для измерения давления с контактным устройством, установленный по месту. Например: реле давления
18		Прибор для измерения давления (разрежения) показывающий с контактным устройством, установленный по месту. Например: электроконтактный манометр, вакуумметр и т.п.
19		Регулятор давления, работающий без использования постороннего источника энергии (регулятор давления прямого действия) "до себя".
20		Первичный измерительный преобразователь (чувствительный элемент) для измерения расхода, установленный по месту. Например: диафрагма, сопло, труба Вентури, датчик индукционного расходомера и т.п.
21		Прибор для измерения расхода бесшкальный с дистанционной передачей показаний, установленный по месту. Например: дифманометр (ротаметр), бесшкальный с пневмо- или электропередачей
22		Прибор для измерения соотношения расходов регистрирующий, установленный на щите. Например: любой вторичный прибор для регистрации соотношения расходов
23		Прибор для измерения расхода показывающий, установленный по месту. Например: дифманометр (ротаметр), показывающий
24		Прибор для измерения расхода интегрирующий, установленный по месту. Например: любой бесшкальный счетчик-расходомер с интегратором
25		Прибор для измерения расхода показывающий, интегрирующий, установленный по месту. Например: показывающий дифманометр с интегратором

26		Прибор для измерения расхода интегрирующий, с устройством для выдачи сигнала после прохождения заданного количества вещества, установленный по месту. Например: счетчик-дозатор
27		Первичный измерительный преобразователь (чувствительный элемент) для измерения уровня, установленный по месту. Например: датчик электрического или емкостного уровнемера
28		Прибор для измерения уровня показывающий, установленный по месту. Например: манометр (дифманометр), используемый для измерения уровня
29		Прибор для измерения уровня с контактным устройством, установленный по месту. Например: реле уровня, используемое для блокировки и сигнализации верхнего уровня
30		Прибор для измерения уровня бесшкальный, с дистанционной передачей показаний, становленный по месту. Например: уровнемер бесшкальный с пневмо- или электропередачей
31		Прибор для измерения уровня бесшкальный, регулирующий, с контактным устройством, установленный по месту. Например: электрический регулятор-сигнализатор уровня. Буква Н в данном примере означает блокировку по верхнему уровню
32		Прибор для измерения уровня показывающий, с контактным устройством, установленный на щите. Например: вторичный показывающий прибор с сигнальным устройством. Буквы Н и L означают сигнализацию верхнего и нижнего уровней
33		Прибор для измерения плотности раствора бесшкальный, с дистанционной передачей показаний, установленный по месту. Например: датчик плотномер с пневмо- или электропередачей
34		Прибор для измерения размеров показывающий, установленный по месту. Например: показывающий прибор для измерения толщины стальной ленты

35	   	Прибор для измерения любой электрической величины показывающий, установленный по месту. Например: Напряжение * Сила тока * Мощность * * Надписи, расшифровывающие конкретную измеряемую электрическую величину, располагаются либо рядом с прибором, либо в виде таблицы на поле чертежа.
36		Прибор для управления процессом по временной программе, установленный на щите. Например: командный электропневматический прибор (КЭП), многоцепное реле времени
37		Прибор для измерения влажности регистрирующий, установленный на щите. Например: вторичный прибор влагомера
38		Первичный измерительный преобразователь (чувствительный элемент) для измерения качества продукта, установленный по месту. Например: датчик pH-метра
39		Прибор для измерения качества продукта показывающий, установленный по месту. Например: газоанализатор показывающий для контроля содержания кислорода в дымовых газах
40		Прибор для измерения качества продукта регистрирующий, регулирующий, установленный на щите. Например: вторичный самопишущий прибор регулятора концентрации серной кислоты в растворе
41		Прибор для измерения радиоактивности показывающий, с контактным устройством, установленный по месту. Например: прибор для показания и сигнализации предельно допустимых концентраций а- и b - лучей
42		Прибор для измерения скорости вращения, привода регистрирующий, установленный на щите. Например: вторичный прибор тахогенератора
43		Прибор для измерения нескольких разнородных величин регистрирующий, установленный по месту. Например: самопишущий дифманометр-расходомер с дополнительной записью давления. Надпись, расшифровывающая измеряемые величины, наносится справа от прибора
44		Прибор для измерения вязкости раствора показывающий, установленный по месту. Например: вискозиметр показывающий
45		Прибор для измерения массы продукта показывающий, с контактным устройством, установленный по месту. Например: устройство электронно-тензометрическое, сигнализирующее

46		Прибор для контроля погасания факела в печи бесшкальный, с контактным устройством, установленный на щите. Например: вторичный прибор запально-защитного устройства. Применение резервной буквы В должно быть оговорено на поле схемы
47		Преобразователь сигнала, установленный на щите. Входной сигнал электрический, выходной сигнал тоже электрический. Например: преобразователь измерительный, служащий для преобразования т.э.д.с. термометра термоэлектрического в сигнал постоянного тока
48		Преобразователь сигнала, установленный по месту. Входной сигнал пневматический, выходной - электрический
49		Вычислительное устройство, выполняющее функцию умножения. Например: множитель на постоянный коэффициент К
50		Пусковая аппаратура для управления электродвигателем (включение, выключение насоса; открытие, закрытие задвижки и т.д.). Например: магнитный пускатель, контактор и т.п. Применение резервной буквы N должно быть оговорено на поле схемы
51		Аппаратура, предназначенная для ручного дистанционного управления (включение, выключение двигателя; открытие, закрытие запорного органа, изменение задания регулятору), установленная на щите. Например: кнопка, ключ управления, задатчик
52		Аппаратура, предназначенная для ручного дистанционного управления, снабженная устройством для сигнализации, установленная на щите. Например: кнопка со встроенной лампочкой, ключ управления с подсветкой и т.п.

4) буква **U** может быть использована для обозначения прибора, измеряющего несколько разнородных величин. Подробная расшифровка измеряемых величин должна быть приведена около прибора или на поле чертежа (см. табл. 7, п. 46);

5) для обозначения величин, не предусмотренных данным стандартом, могут быть использованы резервные буквы. Многократно применяемые величины следует обозначать одной и той же резервной буквой.

Для одноразового или редкого применения может быть использована буква **X**. При необходимости применения резервных буквенных обозначений они должны быть расшифрованы на схеме. Не допускается в одной и той же документации применение одной резервной буквы для обозначения различных величин;

6) для обозначения дополнительных значений прописные буквы **D, F, Q** допускается заменять строчными **d, f, q**;

7) в отдельных случаях, когда позиционное обозначение прибора не помещается в окружность, допускается нанесение его вне окружности;

8) буква **E** (см. табл. 7) применяется для обозначения чувствительных элементов, т. е. устройств, выполняющих первичное преобразование. Примерами первичных преобразователей являются термометры термоэлектрические (термопары), термометры сопротивления, датчики пирометров, сужающие устройства расходомеров, датчики индукционных расходомеров и т. п.;

9) буква **T** означает промежуточное преобразование - дистанционную передачу сигнала. Ее рекомендуется применять для обозначения приборов с дистанционной передачей

показаний, например бесшкальных манометров (дифманометров), манометрических термометров с дистанционной передачей и т.п.

10) буква **К** применяется для обозначения приборов, имеющих станцию управления, т. е. переключатель выбора вида управления (автоматическое, ручное);

11) буква **У** рекомендуется для построения обозначений преобразователей сигналов и вычислительных устройств;

12) порядок построения условных обозначений с применением дополнительных букв следующий: на первом месте ставится буква, обозначающая измеряемую величину, на втором - одна из дополнительных букв **Е**, **Т**, **К** или **У**. Например, первичные измерительные преобразователи температуры (термометры термоэлектрические, термометры сопротивления и др.) обозначаются **ТЕ**, первичные измерительные преобразователи расхода (сужающие устройства расходомеров, датчики индукционных расходомеров и др.) - **FE**; бесшкальные манометры с дистанционной передачей показаний - **РТ**; бесшкальные расходомеры с дистанционной передачей - **FT** и т. д.;

13) при применении обозначений из **табл. 5** надписи, расшифровывающие вид преобразования или операции, выполняемые вычислительным устройством, наносятся справа от графического изображения прибора;

14) в обоснованных случаях во избежание неправильного понимания схемы допускается вместо условных обозначений приводить полное наименование преобразуемых сигналов. Также рекомендуется обозначать некоторые редко применяемые или специфические сигналы, например кодовый, время-импульсный, число-импульсный и т. д.;

15) при построении обозначений комплектов средств автоматизации первая буква в обозначении каждого прибора, входящего в комплект, является наименованием измеряемой комплектом величины. Например, в комплекте для измерения регулирования температуры первичный измерительный преобразователь следует обозначать **ТЕ**, вторичный регистрирующий прибор - **TR**, регулирующий блок - **ТС** и т. п.

При построении условных обозначений по **ГОСТ 21.404-85** предусматриваются следующие исключения:

1) все устройства, выполненные в виде отдельных блоков и предназначенные для ручных операций, должны иметь на первом месте в обозначении букву **Н** независимо от того, в состав какого измерительного комплекта они входят, например, переключатели электрических цепей измерения (управления), переключатели газовых (воздушных) линий обозначаются **НС**, байпасные панели дистанционного управления - **НС**, кнопки (ключи) для дистанционного управления, задатчики - **Н** и т.п.;

2) при обозначении комплекта, предназначенного для измерения нескольких разнородных величин, первичные измерительные преобразователи (датчики) следует обозначать в соответствии с измеряемой величиной, вторичный прибор - **UP**;

3) в отдельных случаях при построении обозначений комплектов, предназначенных для измерения качества косвенным методом, первая буква в обозначении датчика может отличаться от первой буквы в обозначении вторичного прибора (например, для измерения качества продукта пользуются методом температурной депрессии). Датчиками температуры при этом являются термометры сопротивления, вторичным прибором - автоматический мост. Обозначение такого комплекта при развернутом способе будет слетим: датчики - **ТЕ**, вторичный прибор - **QR** (см. **табл.7, п. 43**).

Щиты, стativeы, пульты управления на функциональных схемах изображаются условно в виде прямоугольных произвольных размеров, достаточных для нанесения графических условных обозначений устанавливаемых на них приборов, средств автоматизации, аппаратуры управления и сигнализации по **ГОСТ 21.404-85**.

Комплектные устройства (машины централизованного контроля, управляющие машины, полуконтакты телемеханики и др.) обозначаются на функциональных схемах также в виде прямоугольников.

Функциональные связи между технологическим оборудованием и установленными на нем первичными преобразователями, а также со средствами автоматизации, установленными на щитах и пультах, на схемах показываются тонкими сплошными линиями. Каждая связь

обозначается одной линией независимо от фактического числа проводов или труб, осуществляющих эту связь. К условным обозначениям приборов и средств автоматизации для входных и выходных сигналов линии связи допускается подводить с любой стороны, в том числе сбоку и под углом. Линии связи должны наноситься на чертежи по кратчайшему расстоянию и проводиться с минимальным числом пересечений.

Допускается пересечение линиями связи изображений технологического оборудования и коммуникаций. Пересечение линиями связи условных обозначений приборов и средств автоматизации не допускается.

Функциональные части и связи между ними на схеме изображают в виде условных графических обозначений, установленных соответствующими ГОСТами ЕСКД. Отдельные функциональные части допускается изображать в виде прямоугольников. Графическое построение схемы должно давать наиболее наглядное представление о последовательности процессов, иллюстрируемых схемой. Элементы и устройства на схеме могут быть изображены совмещенным или разнесенным способом.

Для каждой функциональной группы, устройства, элемента должны быть указаны обозначение, наименование и тип. Наименование не указывают, если функциональная группа или элемент изображены в виде условного графического обозначения.

Функциональные схемы применяются, как правило, совместно с принципиальными, поэтому буквенно-цифровые обозначения элементов и устройств на этих документах должны быть одинаковыми. Перечень элементов в этом случае для функциональной схемы не разрабатывают, так как пользуются данными принципиальной электрической схемы. Если функциональная схема разрабатывается самостоятельно (без принципиальной схемы), буквенно-цифровые обозначения присваивают элементам и устройствам по общим правилам, выполняют перечень элементов, в котором для каждого элемента и устройства указывают тип и документ (ГОСТ, ТУ и др.), на основании которого они применены.

На функциональных схемах рекомендуется указывать технические характеристики функциональных частей (рядом с графическими обозначениями или на свободном поле схемы), диаграммы и таблицы, параметры в характерных точках.

4. Позиционные обозначения приборов и средств автоматизации)

Всем приборам и средствам автоматизации, изображенным на функциональных схемах, присваиваются позиционные обозначения (позиции), сохраняющиеся во всех материалах проекта.

На стадии проекта позиционные обозначения выполняют арабскими цифрами в соответствии с нумерацией и заявочной ведомостью приборов, средств автоматизации и электроаппаратуры.

На стадии рабочей документации при одностадийном проектировании позиционные обозначения приборов и средств автоматизации образуются из двух частей: обозначение арабскими цифрами номера функциональной группы и строчными буквами русского алфавита номеров приборов и средств автоматизации в данной функциональной группе.

Буквенные обозначения присваиваются каждому элементу функциональной группы в порядке алфавита в зависимости от последовательности прохождения сигнала - от устройств получения информации к устройствам воздействия на управляемый процесс (например, приемное устройство - датчик, вторичный преобразователь - задатчик - регулятор - указатель положения - исполнительный механизм, регулирующий орган).

Позиционные обозначения отдельных приборов и средств автоматизации, таких как регулятор прямого действия, манометр, термометр и др., состоят только из порядкового номера.

Позиционные обозначения должны присваиваться всем элементам функциональных групп, за исключением:

- а) отборных устройств;
- б) приборов из средств автоматизации, поставляемых комплектно с технологическим оборудованием;

в) регулирующих органов и исполнительных механизмов, входящих в данную систему автоматического управления, но заказываемых и устанавливаемых в технологических частях проекта.

Обозначения на функциональных схемах электроаппаратуры на стадии рабочей документации или при одностадийном проектировании должны соответствовать обозначениям, принятым в принципиальных электрических схемах.

При определении границ каждой функциональной группы следует учитывать следующее обстоятельство: если какой-либо прибор или регулятор связан с несколькими датчиками или получает дополнительные воздействия под другим параметром (например, корректирующий сигнал), то все элементы схемы, осуществляющие дополнительные функции, относятся к той функциональной группе, на которую они оказывают воздействие.

Регулятор соотношения, в частности, входит в состав той функциональной группы, на которую оказывается ведущее воздействие по независимому параметру. То же относится и к прямому цифровому управлению, где входным цепям контура регулирования присваивается одна и та же позиция.

В системах централизованного контроля с применением вычислительной техники, в схемах телеизмерения, в сложных схемах автоматического управления с общими для разных функциональных групп устройствами все общие элементы выносятся в самостоятельные функциональные группы.

Позиционные обозначения в функциональных схемах проставляют рядом с условными графическими обозначениями приборов и средств автоматизации (по возможности с правой стороны или над ними).

5. Требования к оформлению и примеры выполнения функциональных схем

Функциональная схема выполняется в соответствии с ГОСТ 21.404-85, ГОСТ 21.408-93 и другими нормативными документами, в виде чертежа, на котором схематически условными изображениями показывают: технологическое оборудование, коммуникации, органы управления и средства автоматизации с указанием связей между технологическим оборудованием и средствами автоматизации, а также связей между отдельными функциональными блоками и элементами автоматики.

Функциональные схемы автоматизации могут разрабатываться с большей или меньшей степенью детализации. Однако объем информации, представленный на схеме, должен обеспечить полное представление о принятых основных решениях по автоматизации данного технологического процесса и возможность составления на стадии проекта заявочных ведомостей приборов и средств автоматизации, трубопроводной арматуры, щитов и пультов, основных монтажных материалов и изделий, а на стадии рабочего проекта - всего комплекса проектных материалов, предусмотренных в составе проекта.

Функциональную схему автоматизации выполняют, как правило, на одном листе, на котором изображают средства автоматизации и аппаратуру всех систем контроля, регулирования, управления и сигнализации, относящуюся к данной технологической установке. Вспомогательные устройства, такие как редукторы и фильтры для воздуха, источники питания, реле, автоматы, выключатели и предохранители в цепях питания, соединительные коробки и другие устройства и монтажные элементы, на функциональных схемах не показывают.

Сложные технологические схемы рекомендуется расчленять на отдельные технологические узлы и выполнять функциональные схемы этих узлов в виде отдельных чертежей на нескольких листах или на одном.

Для технологических процессов с большим объемом автоматизации функциональные схемы могут быть выполнены отдельно по видам технологического контроля и управления. Например, отдельно выполняются схемы автоматического управления, контроля и сигнализации и т.п.

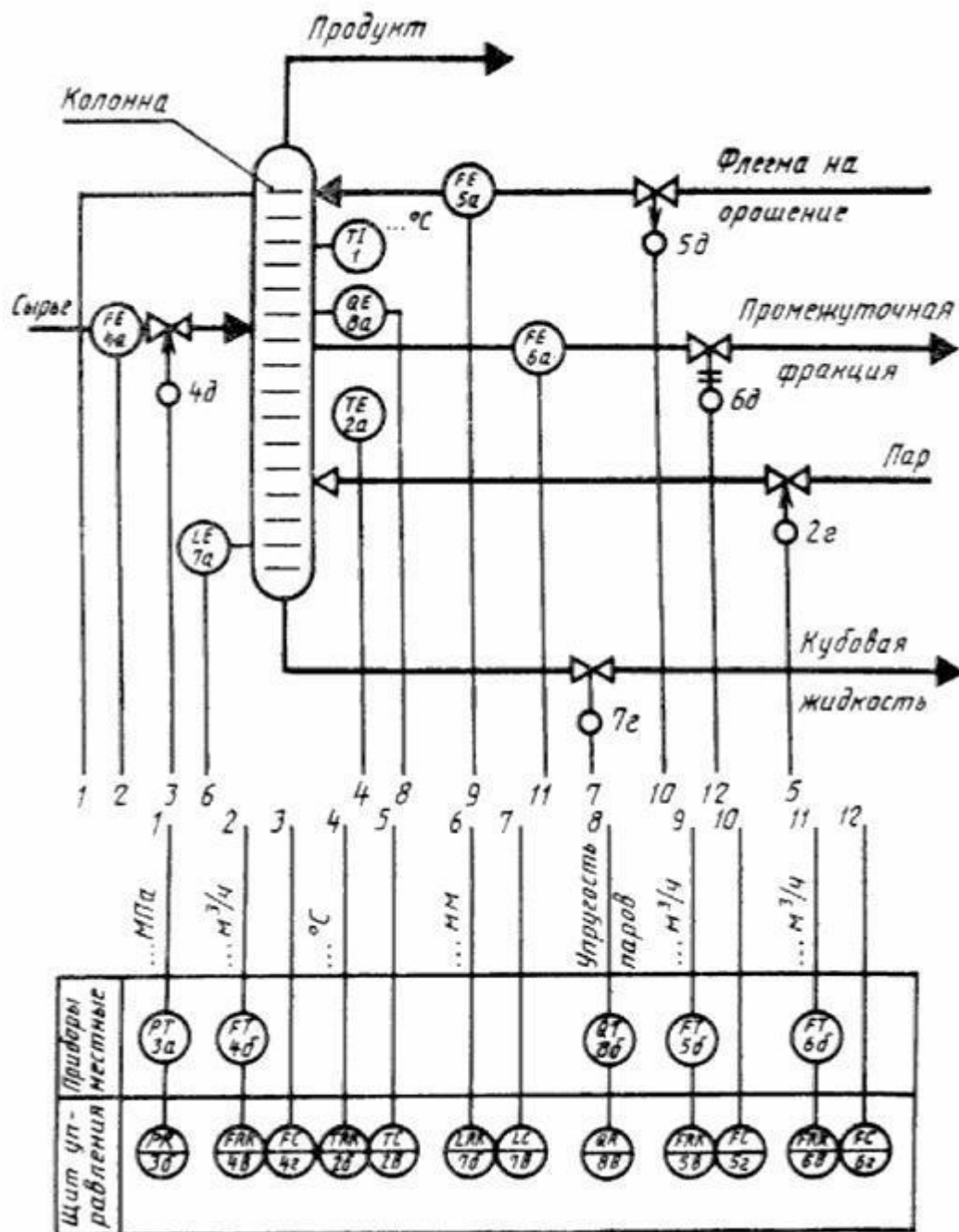


Рис. 3. Пример выполнения схемы автоматизации развернутым способом

Функциональные схемы автоматизации могут быть выполнены двумя способами: развернутым, с условным изображением щитов и пультов управления в виде прямоугольников (как правило, в нижней части чертежа), в которых показываются устанавливаемые на них средства автоматизации; упрощенным, с изображением средств автоматизации на технологических схемах вблизи отборных и приемных устройств, без построения прямоугольников, условно изображающих щиты, пульты, пункты контроля и управления.

При выполнении схем по первому способу на них показываются все приборы и средства автоматизации, входящие в состав функционального блока или группы, и место их установки. Преимуществом этого способа является большая наглядность, в значительной степени облегчающая чтение схемы и работу с проектными материалами.

Пример выполнения функциональных схем по первому способу дан на **рис.3**.

Технологическое оборудование в этом случае изображают в верхней части схемы.

При построении схем по второму способу, хотя он и дает только общее представление о принятых решениях по автоматизации объекта, достигается сокращение объема

документации. Чтение функциональных схем, выполненных таким образом, затруднено, не отображают организацию пунктов контроля и управления объектом. Примеры выполнения функциональных схем по второму способу даны на **рис. 4**.

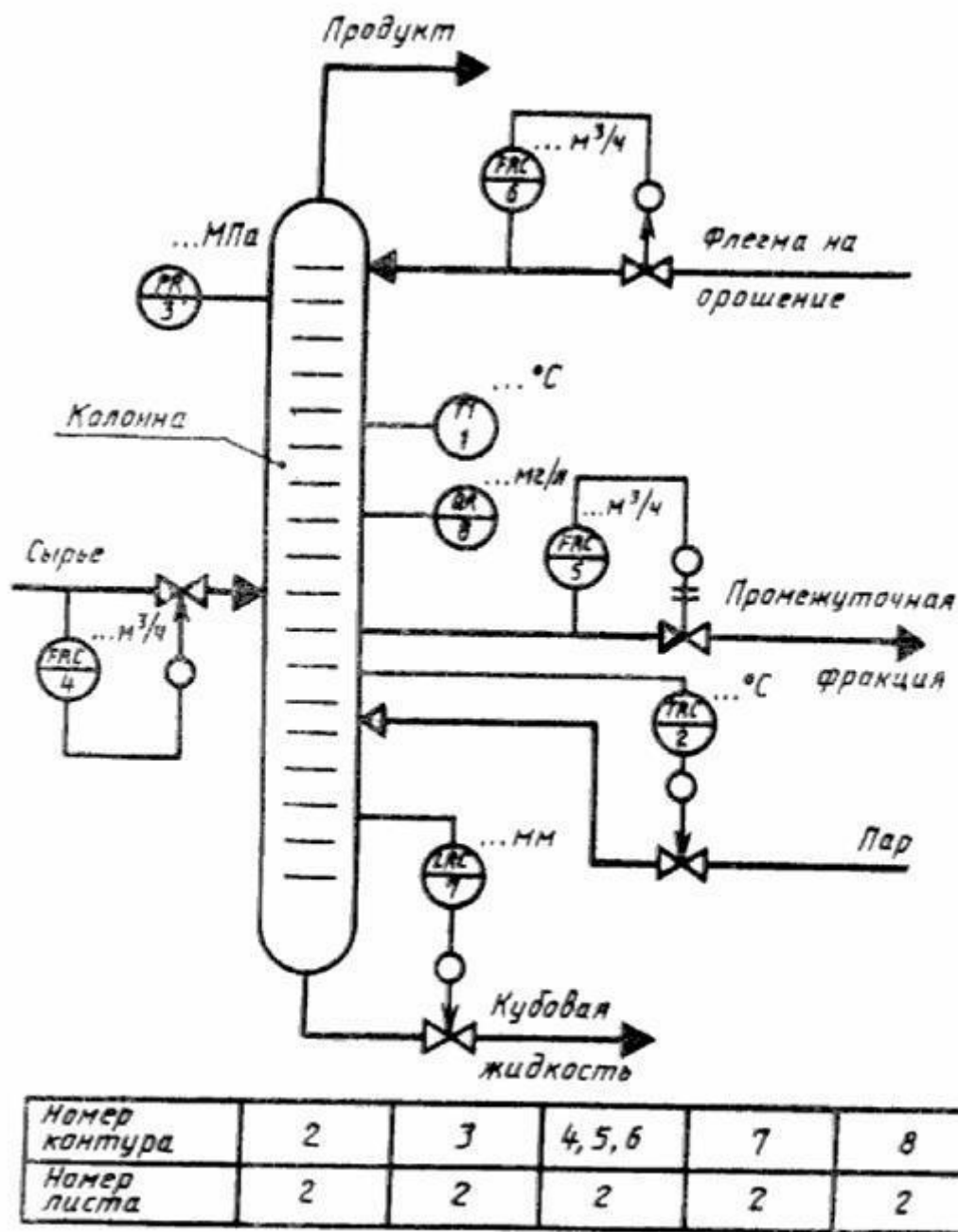


Рис. 4. Пример выполнения схемы автоматизации упрощенным способом

Как уже указывалось, приборы и средства автоматизации при выполнении функциональных схем как первым, так и вторым способом могут быть изображены развернуто, упрощенно или комбинированно.

При развернутом изображении на схемах показывают: отборные устройства, датчики, преобразователи, вторичные приборы, исполнительные механизмы, регулирующие и запорные органы, аппаратуру управления и сигнализации, комплектные устройства (машины централизованного контроля, телемеханические устройства) и т.д.

При упрощенном изображении на схемах показывают: отборные устройства, измерительные и регулирующие приборы, исполнительные механизмы и регулирующие органы. Для изображения промежуточных устройств (вторичных приборов, преобразователей, аппаратуры управления и сигнализации и т.п.) используются общие обозначения в соответствии с действующими стандартами на условные обозначения в схемах автоматизации.

Комбинированное изображение предполагает показ средств автоматизации в основном развернуто, однако некоторые узлы изображают упрощенно.

Приборы и средства автоматизации, встраиваемые в технологическое оборудование и коммуникации или механически связанные с ними, изображают на чертеже в непосредственной близости от них. К таким средствам автоматизации относятся: отборные устройства давления, уровня, состава вещества, датчики, воспринимающие воздействие измеряемых и регулирующих величин (измерительные сужающие устройства, ротаметры, счетчики, термометры расширения и т.п.), исполнительные механизмы, регулирующие и запорные органы.

Для датчиков и приборов, указывающих положение регулирующих органов, исполнительных механизмов и т. п., необходимо показывать существующую механическую связь.

Прямоугольники щитов и пультов следует располагать в такой последовательности, чтобы при размещении в них обозначений приборов и средств автоматизации обеспечивалась наибольшая простота и ясность схемы и минимум пересечений линий связи.

В прямоугольниках можно указывать номера чертежей общих видов щитов и пультов. В каждом прямоугольнике с левой стороны указывают его наименование.

Приборы и средства автоматизации, которые расположены вне щитов и не связаны непосредственно с технологическим оборудованием и трубопроводами, условно показывают в прямоугольнике "Приборы местные". При вычерчивании функциональной схемы следует избегать дублирования одинаковых ее частей, относящихся как к технологическому оборудованию, так и к средствам автоматизации.

На чертежах функциональных схем должны быть приведены пояснения, на основании каких документов они разработаны. Допускается также на свободном поле схемы давать краткую техническую характеристику автоматизируемого объекта, поясняющие таблицы, диаграммы и т.п.

Для облегчения понимания сущности автоматизируемого объекта, возможности выбора диапазонов измерения и шкал приборов, установок регуляторов на функциональных схемах указывают предельные рабочие (максимальные или минимальные) значения измеряемых или регулируемых технологических параметров при установившихся режимах работы

Эти значения в единицах шкалы выбираемого прибора или в международной системе единиц без буквенных обозначений указываются на линиях связи от отборных устройств датчиков до приборов. Для приборов, встраиваемых непосредственно в технологическое оборудование или трубопроводы (термометры расширения, расходомеры постоянного перепада и т.п.) и располагаемых вне прямоугольников, предельные значения величин указывают под позиционными обозначениями приборов или вблизи обозначений.

Над основной надписью, по ее ширине сверху вниз, на первом листе чертежа располагают таблицу не предусмотренных стандартами условных обозначений, принятых в данной функциональной схеме; при необходимости эти таблицы можно выполнять на отдельных листах.

Пояснительный текст располагают обычно над таблицей условных обозначений (или над основной надписью) или в другом свободном месте.

Контуры технологического оборудования на функциональных схемах рекомендуется выполнять линиями толщиной **0,6 - 1,5 мм**; трубопроводные коммуникации **0,6 - 1,5 мм**; приборы и средства автоматизации **0,5 - 0,6 мм**, линии связи **0,2 - 0,3 мм**; прямоугольники, изображающие щиты и пульты, **0,6 - 1,5 мм**.

При выполнении функциональных схем обоими способами с изображением приборов по **ГОСТ 21.404-85** отборное устройство для всех постоянно подключенных приборов не имеет специального обозначения, а представляет собой тонкую сплошную линию, соединяющую технологический трубопровод или аппарат с первичным измерительным преобразователем или прибором.

При необходимости указания точного места расположения отборного устройства или точки измерения (внутри контура технологического аппарата) в конце тонкой линии изображается окружность диаметром.

Допускается запорную и регулируемую арматуру (например, задвижки, заслонки, шиберы, направляющие аппараты и т.п.), участвующую в системах автоматизации и заказываемую по технологической части проекта, изображать на функциональных схемах в соответствии с действующими стандартами.

Подвод линий связи к символу прибора допускается изображать в любой точке окружности (сверху, снизу, сбоку).

При необходимости указания направления передачи сигнала на линиях связи допускается наносить стрелки.

Практическое занятие № 3. Изучение схем автоматизации приемораздаточных устройств, хранилищ сжиженного газа, насосного и компрессорного отделений, баллононаполнительных цехов.

Автоматизацию технологического процесса следует внедрять поэтапно, начиная с разработки *схем автоматизации процессов*.

Автоматический контроль и управление технологическими процессами должны улучшать их технико-экономические показатели. Эффективность автоматизации в каждом отдельном случае определяется конкретно расчетами с учетом индивидуальных особенностей автоматизируемого процесса, но существует ряд общих требований, которым должна удовлетворять любая система автоматизации и которые следует учитывать при разработке схем автоматизации. К этим требованиям следует отнести:

- максимальная простота, т.е. минимальное в пределах технической и экономической целесообразности количество функций, выполняемых системой, и минимальное количество машин, приборов, устройств и соединительных проводов, входящих в систему;
- гибкость, т.е. простой и быстрый переход от автоматического управления к ручному и наоборот, возможность управления из нескольких мест;
- четкость действия, как при нормальных, так и аварийных режимах, любое повреждение в системе не должно сопровождаться дальнейшим развитием аварии;
- использование типовых средств сбора, передачи и переработки информации, типовых регуляторов, выпускаемых в достаточно широком ассортименте приборостроительной промышленностью.

Кроме того, исходя из требований работоспособности и качества регулирования, автоматические системы регулирования, входящие в схемы автоматизации, должны:

- обладать устойчивостью, т.е. способностью возвращаться в положение равновесия после прекращения действия причин, выведших систему из этого состояния;
- иметь ошибки воспроизведения управляющих воздействий или отклонение регулируемых величин из-за действия возмущений не больше допустимых значений;
- не иметь большую ошибку по регулируемой величине, когда это связано требованиями технологического процесса;
- иметь оптимальный переходный процесс в течение времени регулирования;
- обладать наибольшим отклонением регулируемой величины от заданной в ходе процесса не более некоторой допустимой, зависящей от технологических особенностей процесса.

Если переходный процесс в системе имеет колебательный характер, то могут предъявляться требования по ограничению амплитуды или частоты колебаний.

Схемы автоматизации технологических процессов являются основными техническими документами, определяющими структуру и объем автоматизации промышленных объектов и являющимися исходными данными для проектирования систем управления.

Схемы автоматизации включают технологическую схему, содержащую основные технологические аппараты и машины, изображенную в упрощенном варианте и расположенную в верхней части листа, и средства автоматизации, входящие в состав систем контроля, регулирования, которые обозначаются с помощью условных графических обозначений и линий связи.

Проектируемые схемы автоматизации должны учитывать требования технологии и ее особенности, поэтому в разработке их обязательно должны принимать участие технологи-обогатители. Это подчеркивает важность данного раздела для студентов-обогатителей.

Правила выполнения и чтение схем автоматизации

При автоматизации технологических процессов используется большая группа приборов и средств автоматизации, с помощью которых осуществляют измерение, регулирование, управление и сигнализацию. При разработке схем автоматизации целесообразно обозначать элементы автоматики символически.

Ранее для изображения схем автоматизации технологических процессов (их называли функциональными схемами автоматизации) использовали ОСТ 36-27-77. В настоящее время применяют обозначения, установленные ГОСТ 21.404-85 "Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах", основные обозначения приведены в табл. 1.

Для всех постоянно подключенных приборов отборное устройство изображают сплошной тонкой линией, соединяющей технологический трубопровод или аппарат с прибором (рис. 9.1, а). Когда требуется указать конкретное место расположения отборного устройства (внутри контура технологического аппарата), его обозначают кружком диаметром 2 мм (рис. 9.1, б).

Часто возникает необходимость на схемах автоматизации вводить условные графические обозначения электроаппаратуры (сигнальные лампы, звонки, сирены, гудки, электродвигатели и т.д.), которые должны соответствовать стандартам ЕСКД.

Для полного обозначения прибора или средства автоматизации на схемах в его условное графическое обозначение в виде круга или овала вписывают условное буквенное обозначение, определяющее назначение, выполняемые функции и особенности работы средств автоматизации.

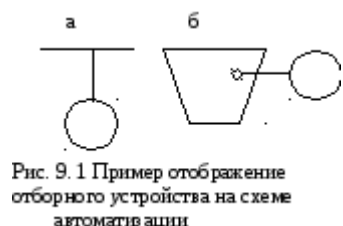


Рис. 9.1 Пример отображение отборного устройства на схеме автоматизации

Функции, выполняемые прибором, обозначают с помощью букв (табл. 2).

В стандарте предусмотрены дополнительные буквенные обозначения, применяемые для указания функциональных дополнительных признаков приборов, преобразователей и вычислительных устройств (табл. 3).

Табл. 1 Условные графические обозначения приборов и средств автоматизации

№	Наименование	Обозначение
1.	Прибор, установленный вне щита, пульты (по месту) - основное обозначение	
2.	Прибор, установленный на щите, пульте	
3.	Исполнительный механизм	
4.	Линия связи (передача информации, общее обозначение)	
5.	Пересечение линий связи без соединения	
6.	Пересечение линий связи с соединением между собой	
7.	Регулирующий орган	
8.	Лампа сигнальная	
9.	Звуковая сигнализация звонок гудок	

В таблице 4 приведены основные буквенные обозначения измеряемых величин. Эти буквы в условном обозначении приборов и средств автоматизации стоят первыми.

Общий принцип построения условного обозначения прибора автоматики показан на рис. 9.2.

В соответствии с ГОСТ 21 404-85, построение условных обозначений приборов и средств автоматизации можно выполнить двумя способами: упрощенным и развернутым.

Табл. 2 Буквенные условные обозначения функций, выполняемые прибором

Обозначение	Функциональные признаки прибора		
	Отображение информации	Формирование выходного сигнала	Дополнительное значение
А	Сигнализация	-	-
С	-	Автоматическое регулирование, управление	-
Н	-	-	Верхний предел
І	Показание		-
Л	-	-	Нижний предел

R	Регистрация	-	-
S	-	Включение, отключение, переключение,	-

Табл. 3 Дополнительные буквенные обозначения функциональных признаков приборов

Обозначение	Наименование	Назначение
E	Чувствительный элемент	Устройства, выполняющие первичное преобразование: термпары, терморезисторы, датчики пирометров, сужающие устройства расходомеров и т.п.
T	Дистанционная передача	Приборы бесшкальные с дистанционной передачей сигнала, манометры
K	Станция управления	Приборы, имеющие переключатель вида управления (автоматическое, выключено, ручное).
Y	Вычислительные функции	Для построения и обозначения преобразователей сигналов и вычислительных устройств

Упрощенный способ построения изображений приборов и средств автоматизации, осуществляющих сложные функций (измерение, регулирование, сигнализация) и выполненных в виде отдельных блоков, заключается в изображении таких приборов одним условным обозначением. При этом первичные измерительные преобразователи и вспомогательную аппаратуру не изображают.

Табл. 4 Основные буквенные обозначения измеряемых величин

Обозначение	Измеряемая величина	
	Основное наименование измеряемой величины, основное значение первой буквы в обозначении	Дополнительное наименование, уточняющее измеряемую величину
D	Плотность	Разность, перепад
E	Любая электрическая величина	-
F	Расход	Соотношение, доля
G	Размер, положение, перемещение	-
H	Ручное воздействие, задание	-
J	-	Автоматическое переключение, обегание
K	Время, временная программа	-
L	Уровень	-

M	Влажность	-
P	Давление, вакуум	-
Q	Величина, характеризующая качество (зольность, концентрация)	Интегрирование, суммирование во времени
R	Радиоактивность	-
S	Скорость, частота	-
T	Температура	-
U	Несколько различных измеряемых величин	-
V	Вязкость	-
W	Масса	-

При развернутом методе построения условных изображений каждый прибор, блок, входящий, регулирующий или управляющий комплект средств автоматизации, изображают отдельным условным обозначением. Пример фрагмента схемы автоматизации при различных методах построения показан на рис. 9.3.

На схеме "а" все элементы системы контроля и регулирования уровня условно собраны в единый элемент (LIRC), на схеме "б" показаны чувствительный элемент первичного датчика уровня с преобразователем и дистанционной передачей показаний (LET), регистрирующий вторичный прибор (LIR), регулятор уровня (LC) и задатчик (Н). Здесь первичный датчик уровня (LET) располагается по месту (на объекте), а нижние приборы – на пульте (на приборах показан горизонтальный диаметр).

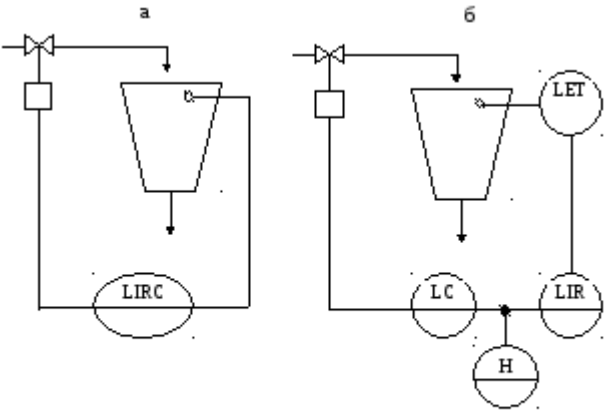


Рис. 9.3 Пример построения упрощенной (а) и развернутой (б) схемы автоматизации уровня среды в объекте.



Рис. 9.2 Принцип построения условного обозначения прибора

автоматизации, применяемые в схемах автоматизации, включают графические, буквенные и цифровые обозначения. При этом в верхнюю часть графического изображения (круг, овал) вписывают буквенное обозначение измеряемой величины и функционального

Подвод линии связи к прибору осуществляют в любой точке графического обозначения (сверху, снизу, сбоку). Если необходимо указать направление передачи сигнала, то на линии связи наносят стрелки.

Таким образом, условные обозначения приборов и средств

признака прибора, определяющего его значение, а в нижнюю часть вписывают позиционное обозначение прибора или комплекта средств автоматизации.

В условном буквенном обозначении принят следующий порядок расположения букв: основное обозначение измеряемой величины; обозначение функциональных признаков прибора.

В системах автоматического контроля, регулирования и управления широко используют устройства ручного управления: ключи управления для выбора рода работы системы (автоматическое, ручное, выключено), кнопки ("Больше", "Меньше"), переключатели, задатчики и т.п. Буквенные обозначения таких устройств, выполненных в виде блоков и предназначенных для ручных операций, независимо от того, в состав какого компонента они входят, должны начинаться с буквы Н. В табл. 5 приведены примеры условных обозначений таких устройств.

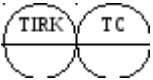
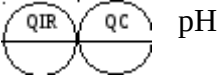
В табл. 6 показаны примеры построения и чтения условных обозначений приборов для контроля различных технологических параметров.

Табл. 5 Условные обозначения устройств ручного управления

Условное обозначение прибора на схеме	Характеристика условного обозначения прибора
	Аппаратура, предназначенная для ручного управления (включение, отключение двигателя, задание регулятору)
	Ручной переключатель (выбор режима работы системы регулирования)
	Аппаратура для ручного управления, снабженная устройством сигнализации и установленная на щите, например, кнопка с встроенной лампочкой.

Табл. 6 Примеры обозначений приборов контроля параметров

Условное обозначение прибора на схеме	Характеристика условного обозначения прибора
	Первичный измерительный преобразователь (чувствительный элемент) для измерения температуры, установленный по месту (термопара, терморезистор)
	Прибор контроля температуры, бесшкальный, с дистанционной передачей показаний, установленный по месту, например термометр манометрический бесшкальный
	Регулятор давления, бесшкальный, установленный по месту, например, регулятор прямого действия
	Прибор для измерения давления, бесшкальный, с контактным устройством, например реле давления, (включение, отключение), установленный по месту

	Прибор для измерения давления, показывающий, с контактным устройством, установленный по месту, например, показывающий манометр с электрическими контактами
	Пусковая аппаратура (магнитные пускатели, контакторы и т.п.)
	Прибор для измерения уровня, показывающий, с сигнализацией верхнего и нижнего уровней, установленный на щите
	Комплект для измерения и регулирования температуры, показывающий, регистрирующий, со станцией управления, установленный на щите, например, вторичный прибор КСП со встроенным регулятором
	Комплект для измерения и регулирования качества (рН среды), показывающий, регистрирующий, установленный на щите

Особенности выполнения и чтения схем автоматизации

В верхней части поля чертежа изображают технологическое оборудование и коммуникации в упрощенном виде, без указания технологических аппаратов и трубопроводов вспомогательного назначения. На технологических трубопроводах показывают ту регулирующую и запорную арматуру, которая непосредственно участвует в контроле и управлении процессом. Технологические аппараты и трубопроводы на схеме автоматизации изображают в соответствии с требованиями стандартов.

Если автоматизируемый узел содержит несколько однотипных машин, то на схеме показывается одна машина.

Приборы, средства автоматизации на схемах автоматизации технологических процессов показывают по ГОСТ 21.404-85.

Щиты и пульты систем контроля и регулирования технологических процессов изображают на схемах в нижней части поля чертежа в виде прямоугольников, размеры которых определяются местом, необходимым для изображения в них условных графических обозначений приборов и средств автоматизации, устанавливаемых на них.

Управляющие машины и машины централизованного контроля (при их наличии) изображают также в виде прямоугольников и располагают на поле чертежа ниже изображения щитов.

Рекомендуется следующая последовательность разработки схемы автоматизации:

1. Тщательно изучается технологическая схема автоматизируемого узла.
2. Определяются основные объекты контроля и регулирования.
3. В каждом объекте выделяются технологические факторы, которые необходимо только контролировать.
4. Выбрать способы контроля технологических факторов (непрерывный, дискретный, с сигнализацией верхнего или

- нижнего значения, способ сигнализации пр.).
5. Определяются факторы, которые необходимо регулировать (стабилизировать).
 6. Для каждого регулируемого фактора выбрать входной канал управления,
-

РМ 4-2-96 Системы автоматизации. Схемы автоматизации. Указания по выполнению.
Пособие к ГОСТ 21.408-93

Методические рекомендации по проектированию схем автоматизации и структурных схем контуров контроля и управления, включаемых в состав рабочей документации систем автоматизации (СА) по рекомендациям ГОСТ 21.408 и РМ4-59. Эти рекомендации применимы также при разработке указанных схем на стадии «проект (рабочий проект)», а также схем автоматизации и структурных схем контуров контроля и управления при разработке документации технического обеспечения автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) по ГОСТ 34.201. При разработке РМ учтены также требования и рекомендации стандартов, утвержденных после выхода ГОСТ 21.408.

Рекомендации применяют при разработке СА объектов, на которые распространяются требования СНиП 3.05.07 и ГОСТ 21.408. (Уточненный перечень объектов - см. РМ4-59, приложение 2). Для остальных объектов применяют в той мере, в которой оно не противоречит специальным требованиям нормативных документов по созданию СА этих объектов.

1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Схема автоматизации является основным техническим документом, определяющим структуру (иерархию) пунктов контроля и управления, функции систем контроля и управления автоматизируемого объекта, оснащение СА техническими средствами: приборами и средствами автоматизации, щитами, пультами, вычислительной техникой и т.п.

1.2. Схемы автоматизации разрабатывают на всех стадиях проектирования. Они используются для обоснования основных проектных решений при экспертизе и утверждении проекта (рабочего проекта), для подготовки и производства работ по монтажу и наладке систем автоматизации, обучение операторов-технологов работе на автоматизированной установке.

Схемы автоматизации включают в основной комплект рабочей документации марки А... по ГОСТ 21.408 стадии «рабочая документация». На их основе осуществляется разработка остальной документации этой стадии.

1.3. Схемы автоматизации разрабатываются после изучения технологии производства (или технологии инженерной системы), особенностей его функционирования, действий производственного персонала по пуску, остановке техпроцесса, поддержанию требуемого режима и работе в аварийных ситуациях, правил безопасной эксплуатации и охраны труда конкретного производства (оборудования), задания на автоматизацию объекта, опыта эксплуатации СА на аналогичных действующих объектах.

1.4. Технические решения по автоматизации объекта, отраженные на схемах автоматизации, должны отвечать требованиям СНиП 3.05.07, нормам технологического проектирования конкретного объекта, а также правилам и нормам безопасности и охраны труда для данного производства (*например, «Общим правилам взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»*).

При строительстве промышленных объектов с применением прогрессивных методов монтажа оборудования технические решения должны предусматривать возможность выполнения работ по монтажу СА этими методами (*например, при комплектно-блочном методе строительства объектов следует соблюдать рекомендации ВСН 516, ВСН 519*).

1.5. Схему автоматизации допускается совмещать со схемой соединений (монтажной), выполняемой в составе основного комплекта марки ТХ по ГОСТ 21.401, или с другими схемами подобного назначения (*например, со схемами инженерных систем*). В этом случае следует соблюдать дополнительные рекомендации.

1.6. При разработке рабочей документации допускается использовать схемы автоматизации, разработанные на стадии проект с соблюдением следующих условий:

- 1) если при утверждении проекта в эти схемы (или соответствующие технологические схемы) не были внесены существенные изменения;
- 2) если технические решения по автоматизации объекта, отраженные на этих схемах не устарели к моменту разработки рабочей документации.

1.7. Основные правила выполнения схем автоматизации, в том числе - при выполнении основного комплекта рабочих чертежей отдельными документами, определены в пособии РМ4-59.

При разработке схем с помощью средств САПР следует соблюдать рекомендации п. 3.1.13 РМ4-59.

1.8. Все приведенные в данном РМ примеры схем автоматизации не могут служить образцами для определения объема автоматизации технологических процессов и состава контуров контроля и управления. Они приведены лишь для иллюстрации методов оформления схем и служить справочными данными не могут.

1.9. Основные термины по СА, оборудованию, коммуникациям, технологическим и инженерным системам приняты по РМ4-239. При этом для краткости изложения различные виды технологического и инженерного оборудования и коммуникаций (трубопроводов, воздухо- и газоходов, водо- и газопроводов и т.п.) - все вместе в целом в дальнейшем называется оборудованием (или ТОУ), а трубопроводные коммуникации - трубопроводами.

2. ОБЩИЕ ПРАВИЛА ВЫПОЛНЕНИЯ СХЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

2.1. Схемы автоматизации разрабатывают в целом на технологическую (инженерную) систему или ее часть - технологическую линию, узел, установку или агрегат, аппарат, блок оборудования (см. ВСН 516). В инженерных системах схемы автоматизации разрабатывают отдельно по каждому сооружению внешних сетей (насосной станции, тепловому пункту и т.п.) или по отдельным системам вентиляции, кондиционирования воздуха и др.

Во всех случаях разработки схемы на часть ТОО производят оценку возможности последующего применения этих схем в других комплектах рабочей документации и (при необходимости) выпускают их по рекомендациям РМ4-59, п. 2.12.

2.2. На схеме автоматизации изображают:

- 1) схему технологического процесса объекта автоматизации - оборудование и коммуникации автоматизируемого объекта (ТОО);
- 2) системы автоматизации - контуры контроля, автоматического регулирования и управления и входящие в них технические средства. При этом под контуром контроля, регулирования и управления понимается совокупность отдельных функционально связанных или независимых приборов и других технических средств, выполняющих определенную задачу по контролю, регулированию, сигнализации, управлению и т.п.;
- 3) линии связи между отдельными техническими средствами автоматизации в контурах или между контурами (при необходимости);
- 4) необходимые пояснения (таблицы условных обозначений, применяемости; ссылки на схемы и чертежи смежных комплектов РД, о применяемости повторяющихся элементов схемы и т.п.

2.3. Системы управления электроприводами оборудования, не имеющие связи с контурами контроля и автоматического регулирования физико-химических параметров ТОО, на схемах автоматизации, как правило, не показывают.

2.4. Схемы автоматизации выполняют двумя способами:

- 1) развернутый, при котором на схеме изображают состав и место расположения технических средств автоматизации каждого контура контроля и управления;
- 2) упрощенный, при котором на схеме изображают основные функции контуров контроля и управления (без выделения входящих в них отдельных технических средств автоматизации и указания места расположения).

2.5. Изображение ТОО.

2.5.1. ТОО на схемах автоматизации (не зависимо от способа их выполнения) рекомендуется изображать в соответствии со схемой соединений, принятой в основном комплекте марки ТХ, схемами и чертежами (планами и разрезами) расположения оборудования и трубопроводов других систем, или схемами инженерных систем по стандартам СПДС шестой группы. При этом рекомендуется:

изображать на схеме то оборудование и коммуникации, которые оснащают средствами автоматизации одного контура (или взаимосвязанных контуров), но изображение которых в технологической (инженерной) рабочей документации приведено в разных схемах и чертежах или в разных основных комплектах.

Пример: для ТОО котельной установки рекомендуется приводить тепловую схему установки по ГОСТ 21.606 и изображать на ней: воздухопроводы и газопроводы на основании чертежей расположения оборудования, а также газопроводы по чертежам основного комплекта марки ГСВ (по ГОСТ 21.609);

упрощать изображение оборудования, не показывая на схеме оборудование (полностью или отдельные его части), коммуникации и их элементы, которые не оснащаются техническими средствами автоматизации и не влияют на работу СА.

Пример: конденсатоотводчики, глушители шума в сантехсистемах, грязевики, предохранительные устройства.

2.5.2. При отсутствии в основном комплекте марки ТХ схемы соединений (или другого ее аналога) ТОО изображают с учетом требований следующих стандартов:

- оборудование - по ГОСТ 2.790, ГОСТ 2.791, ГОСТ 2.792, ГОСТ 2.793, ГОСТ 2.794, ГОСТ 2.795, ГОСТ 21.205;

- коммуникации в зависимости от транспортируемых сред в соответствии с приложением 3 ГОСТ 14202;

- пересечения трубопроводных коммуникаций - по ГОСТ 21.206;

- трубопроводную запорную арматуру, используемую в системах автоматизации (не регулирующую) - по ГОСТ 21.205.

При необходимости изображения видов, разрезов и сечений оборудования их выполняют по ГОСТ 2.305, штриховку - по ГОСТ 2.306.

2.5.3. Рядом с изображением технологического оборудования должны быть даны поясняющие надписи (либо наименование оборудования, либо их позиции, если таковые имеются на технологической схеме).

2.5.4. На коммуникациях наносят стрелки по ГОСТ 2.721, указывающие направления потока веществ. Коммуникации, идущие к начальным или конечным аппаратам и устройствам, в которых нет приборов и средств автоматизации, на схеме обрывают. В месте обрыва ставят стрелки и дают пояснение. *Пример. «От насосов» или «К фильтру».*

2.5.5. На концах линий и коммуникаций, переходящих с одного листа схемы на другой лист или схему, указывают наименования этих линий или присвоенные им обозначения и в скобках - номер листа или обозначение схемы, где показано продолжение этих линий.

2.5.6. Технологическое оборудование допускается не изображать на схеме в случаях, когда точки контроля и управления в технологических цехах немногочисленны (например, в рабочей документации по диспетчеризации). В этом случае, в верхней части схемы вместо изображения технологического оборудования приводят таблицу по рисунку 1, в графах которой указывают наименование оборудования и коммуникаций.

9.

Вход в цех гидрогенизации	
Исходный продукт	Азот

Рисунок 1

В этом случае схему автоматизации рекомендуется выполнять развернутым способом. 2.6. Контурсы контроля, автоматического регулирования и управления, входящие в них технические средства и одиночные приборы изображают по ГОСТ 21.404. Буквенные

обозначения измеряемых величин и функциональных признаков приборов или контуров указывают в верхней части окружности (овала).

Более подробные рекомендации по изображению систем автоматизации, а также линий связи между контурами и отдельными приборами, в зависимости от способа выполнения схем автоматизации, приведены в следующих разделах РМ.

2.7. При разработке схем автоматизации отдельных технологических узлов следует выполнять указания ВСН 516 и применять образцы выполнения схем, приведенные в Об.89КБМ.

2.8. Однотипные объекты управления (отделения, системы, установки, агрегаты, аппараты), не связанные между собой и имеющие одинаковое оснащение системами автоматизации, относящиеся к ним технические средства автоматизации изображают на схемах один раз.

На схемах дают пояснения.

Пример. «Схема составлена для агрегата 1; для агрегатов 2 - 5 схемы аналогичны».

При выполнении схемы автоматизации на нескольких листах или при разработке схем автоматизации на части технологических систем, на взаимосвязанных схемах (или последующих ее листах) дают соответствующие ссылки.

Пример. «Схему автоматизации компрессора см. 16315-AXT-015» или «Схему автоматизации реактора см. лист 2».

2.9. На схеме автоматизации (на первом листе, если схема выполнена на нескольких листах) дают пояснения, на основании какого документа она разработана.

Пример. «Схема автоматизации разработана на основании схемы 34652-ТХ ... «ВНИИВПроект».

2.10. Над основной надписью, по ее ширине, сверху вниз располагают при необходимости таблицу на предусмотренных стандартами условных обозначений. Форма таблицы приведены в РМ-59. Заполнение таблицы рекомендуется производить в следующем порядке:

условные обозначения технологических коммуникаций;

условные обозначения приборов и средств автоматизации, которые не представляется возможным изобразить по действующим стандартам;

буквенно-цифровые сокращения, принятые для условных обозначений отдельных блоков или устройств (или выполняемых ими функций) агрегатированных комплексов, вычислительных машин, комплектов (пунктов) телемеханики и т.п.;

резервные буквенные обозначения, примененные для обозначения отсутствующих в ГОСТ 21.404 контролируемых величин или функциональных признаков приборов.

Примечание. Применение буквы N для обозначения пусковой аппаратуры по ГОСТ 21.404 можно не оговаривать.

2.11. Толщину линий на схеме выбирают на основании требований ГОСТ 2.303 и ГОСТ 21.404.

В частности, рекомендуется использовать линии следующей толщины:

- 1) контурные (для агрегатов, установки, технологических аппаратов) - 0,2 - 0,5 мм;
- 2) коммуникаций - 0,5 - 1,5 мм;
- 3) обозначений приборов и средств автоматизации - 0,5 - 0,6 мм;
- 4) линий связи - 0,2 - 0,3 мм;
- 5) прямоугольников, изображающих щиты, пульты, агрегатированные комплексы и т.п. - 0,5 - 1 мм;
- 6) выносок - 0,2 - 0,3 мм.

При одинаковой толщине линий различного назначения их рекомендуется вычерчивать (для выделения) по толщине в противоположных (большем и меньшем) пределах.

2.12. Размеры цифр и букв для позиций, позиционных обозначений и надписей выбирают на основании ГОСТ 2.304.

Рекомендуется применять следующие размеры шрифта:

- 1) для позиций - цифры - 3,5 мм; буквы (строчные) - 2,5 мм;
- 2) для позиционных обозначений - буквы и цифры - 3,5 мм;
- 3) для пояснительного текста и надписей - 3,5 ... 5 мм.

2.13. Расстояние между параллельными линиями связи должно быть не менее 3 мм.

2.14. Пояснение и текстовые надписи на схеме выполняются согласно требованиям ГОСТ 2.316 и ГОСТ 21.101.

В надписях и текстах не допускаются сокращения слов за исключением общепринятых, а также установленных ГОСТ 7.12 и приложением к ГОСТ 2.316.

3. РАЗВЕРНУТЫЙ СПОСОБ ВЫПОЛНЕНИЯ СХЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

3.1. Изображение технических средств автоматизации.

3.1.1. При развернутом способе на схеме автоматизации изображают все контуры систем автоматизации, входящие в каждый контур приборы и средства автоматизации и место их расположения: на ТОО, по месту вблизи оборудования и коммуникаций, на устройствах пунктов управления: щитах, постах, пультах, комплексах технических средств и т.п. В составе контуров изображают приборы и средства автоматизации, имеющиеся у заказчика (на складе или демонтируемых при реконструкций СА и используемые в новых системах).

3.1.2. На схемах не приводят вспомогательное оборудование и аппараты, участвующие в реализации функций контроля и управления: реле, аппаратуру электро- и пневмопитания, аппараты подготовки проб для приборов контроля состава и качества вещества и т.п.

3.1.3. Приборы, встраиваемые в технологические коммуникации, показывают в разрыве линии изображения коммуникаций в соответствии с рисунком 2, устанавливаемые на технологическом оборудовании с помощью закладных устройств (бобышек, штуцеров, гильз и т.п.) показывают рядом с изображением этого оборудования или коммуникации - в соответствии с рисунком 3.

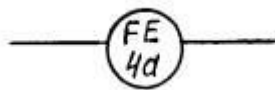
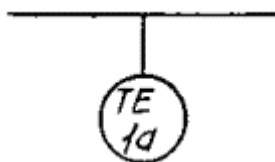


Рисунок 2



10. Рисунок 3

3.1.4. Остальные технические средства автоматизации показывают условными графическими обозначениями в прямоугольниках, расположенных в нижней части схемы (ниже изображения ТОУ). Каждому прямоугольнику присваивают заголовки по приведенным ниже рекомендациям.

Первым располагают прямоугольник, в котором показаны внештитовые приборы, конструктивно не связанные с технологическим оборудованием с заголовком «Приборы местные», ниже - прямоугольники, в которых показаны щиты и пульты, а также комплексы технических средств (при необходимости).

Заголовки прямоугольников, предназначенных для изображения щитов и пультов, указывают в соответствии с наименованиями, принятыми в эскизных чертежах общих видов, для комплексов технических средств - в соответствии с их записью в спецификации оборудования.

3.1.5. Приборы и средств автоматизации, условные обозначения которых не представляется возможным построить с помощью ГОСТ 21.404, допускается обозначать произвольными условными обозначениями с обязательным пояснением их на схеме. При этом:

для буквенных обозначений измеряемых величин и функциональных признаков приборов используют приведенные в нем резервные буквы;

электроаппараты, включаемые в состав контуров контроля и управления (сигнальные лампы, гудки звонки), а также электродвигатели приводов оборудования, изображают условными обозначениями по соответствующим стандартам ЕСКД: ГОСТ 2.722, ГОСТ 2.732, ГОСТ 2.741.

3.1.6. Для однотипных технологических объектов (или их частей), имеющих общие щиты, пульты, комплексы с аппаратурой и приборами, на схеме рекомендуется показывать технологическое оборудование одного объекта (части). Приборы и средства автоматизации, устанавливаемые на щите, показывают полностью для всех объектов.

При этом возможны следующие варианты:

- приборы, применяемые для контроля (регулирования) однотипны, контролируемые параметры имеют одинаковые значения; при этом все повторяющиеся приборы показывают на щите один раз, а около их обозначения проставляется количество в штуках ;
- приборы, применяемые для контроля (регулирования) однотипны, контролируемые параметры имеют различные значения; при этом следует показывать на щите все приборы. Около линий связи, соединяющих приборы и средства автоматизации с управляемым объектом (без показанного технологического оборудования), дают пояснения. *Пример. «От реакторов 2 - 3»*(рисунк 5).

Пример выполнения схемы автоматизации для однотипных технологических объектов с приборами, устанавливаемыми на общем щите (контролируемые параметры имеют одинаковые значения)

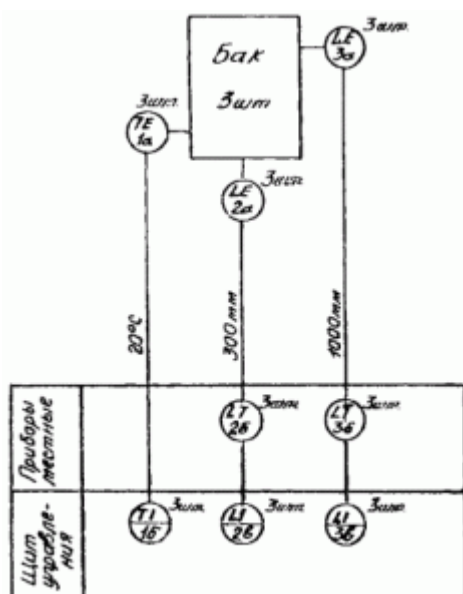


Рис. 4

Пример выполнения схемы автоматизации для однотипных технологических объектов с приборами, устанавливаемыми на общем щите (контролируемые параметры имеют различные значения)

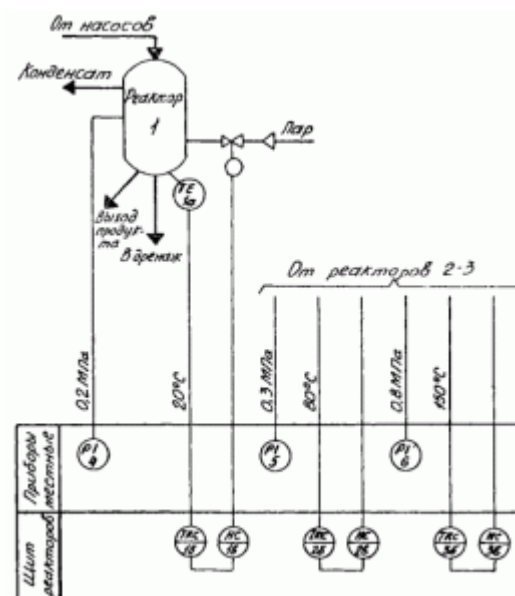


Рис. 5

3.1.7. При использовании многоточечного прибора для контроля какого-либо параметра в нескольких однотипных аппаратах на схеме показывают только один технологический аппарат и один датчик, а около прибора показывают линии связи от остальных датчиков (рисунок 5).

3.1.8. Прямоугольники, изображающие комплексы технических средств (агрегатированных комплексов типа «Номинал», КТС «ЛИУС-2» и др. средств микропроцессорной техники), рекомендуется разделять горизонтальными линиями на части, число которых соответствует количеству блоков или устройств, выполняющих основные функции по обработке информационных сигналов и выдачи сигналов управления. В этом случае кроме наименования всего комплекса рекомендуется приводить сокращенные наименования или типы отдельных его блоков, выполняющих функции измерения, регулирования, сигнализации и др. Указанные наименования или типы блоков наносят с левой стороны прямоугольника рядом с наименованием комплекса (рисунок 7).

Точки входа и выхода сигналов на прямоугольниках соответствующих блоков показывают кружками диаметром 1,5 - 2 мм. Для удобства пользования схемой и подсчета общего количества используемых каналов разрешается около кружков указывать количество и буквенно условное обозначение используемых каналов. Принятые условные обозначения блоков и каналов должны быть обязательно пояснены на схеме.

Пример пневматической управляющей установки «Номинал» показан на рисунке 6, в которую входит стойка «Номинал 2», «Номинал 2А» и «Ритминал СЗ».

Колонка цифр в левой части показывает предельное количество точек, для которых можно реализовать указанные функции, колонка цифр в правой части показывает фактическое количество таких точек, использованных для автоматизации данного технологического процессов выбранными стойками.

Аналогично вышеописанному оформляется схема автоматизации с применением персональной электронной вычислительной машины (ПЭВМ). Примеры выполнения такой схемы приведены на рисунке 8, в приложении 1.

Пример изображения на схеме автоматизации измерения температуры в нескольких однотипных аппаратах с помощью многоточечного прибора

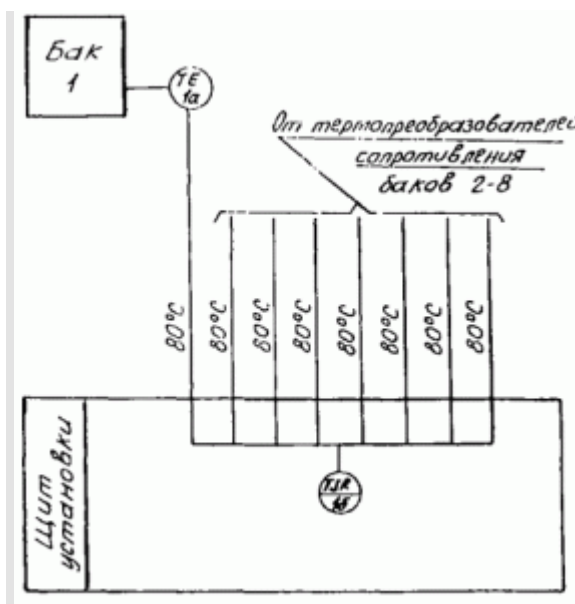


Рис. 6

Пример выполнения схемы автоматизации с применением пневматического комплекса «Номинал»

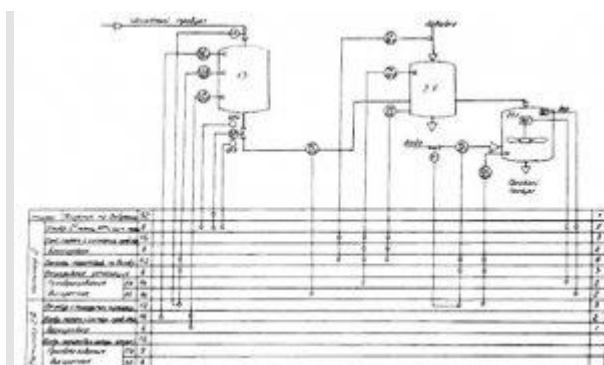


Рис. 7

Пример выполнения схемы автоматизации с применением электронной вычислительной машины (технологическая часть схемы условно не показана)

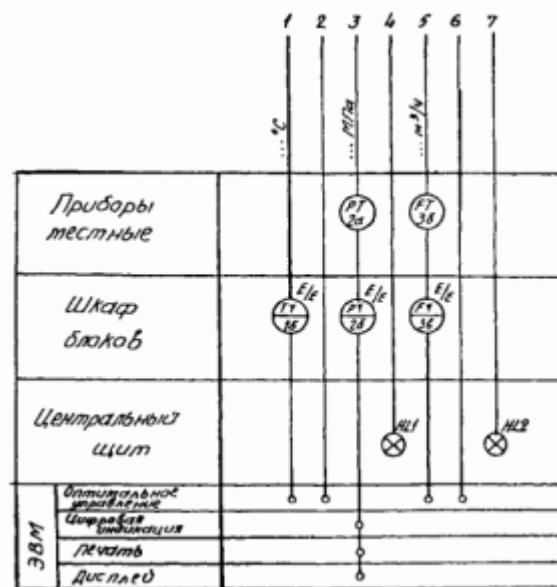


Рис. 8

3.1.9. Устройства телемеханики показывают на схемах также в виде прямоугольников. Эти прямоугольники располагают внутри прямоугольников щитов и местных приборов. Например, контролируемый пункт изображают под прямоугольником «Приборы местные», а пункт управления - в верхней части прямоугольника «Щит диспетчера». При пользовании в проекте нескольких устройств телемеханики каждому устройству присваивается свой отличительный номер. Пример. КП1, КП2, КП3 - контролируемые пункты, ПУ1, ПУ2, ПУ3 - пункты управления. Связь приборов и средств автоматизации с устройствами телемеханики показывают линиями связи. Места входа и выхода линий связи в прямоугольниках комплектов телемеханики показывают кружками диаметром 1,5 - 2 мм. При необходимости рядом с кружками проставляют условные обозначения, характеризующие виды сигналов.

Пример. ТИ - телеизмерение, ТС - телесигнализация, ТУ - телеуправление и т.д.

Все принятые условные обозначения должны быть расшифрованы на схеме.

3.1.10. Системы управления электроприводами (автоматическое, в т.ч. - программное, многорежимное и др. управление; блокировки по технологическим параметрам; взаимные блокировки электроприводов) допускается:

блокировки при их небольшом объеме (не более 3 - 4^х) показывать в виде линий связи между контактными устройствами приборов и приводами оборудования (или между взаимосвязанными приводами) в случае их однозначного воздействия;

при многорежимном управлении электроприводами с большим количеством взаимозависимостей - не изображать блокировки между различным оборудованием, включение и отключение которого производят по различным взаимозависимостям в одном и том же режиме или в разных режимах по нескольким (более 3 - 4) параметрам или при сложной комбинации включений и отключений взаимосвязанного оборудования. В этом случае приводят указания на обозначения принципиальных электрических схем, в которых они отражены все блокировки и режимы;

приводить на поле схемы автоматизации (или последующими ее листами) схемы (таблицы) блокировочных зависимостей;

изображать системы управления по правилам изображения агрегатированных комплексов, средств ЭВМ, телемеханики (см. пп. 3.1.8; 3.1.9).

3.1.11. При расположении изображения щита или комплекса технических средств только на одном листе прямоугольник щита справа замыкается линией. При необходимости изображения их на последующих листах одной схемы или последующих схемах автоматизации изображения этих прямоугольников не замыкается с правой стороны. В этом месте делают соответствующую надпись.

Пример: При расположении изображения щита на трех листах на первом листе делают надпись: «Лист 2», на втором листе - «Лист 3», на третьем листе прямоугольник щита замыкается линией.

Аналогичные надписи выполняют на взаимосвязанных схемах автоматизации, имеющих общие пункты управления. В этом случае вместо номера листа пишут обозначение последующей схемы. Наименование щита, располагаемое слева на листах 2 и 3 или последующих схемах выполняется так же, как на листе 1.

3.1.12. При разработке в рабочей документации сложных многоуровневых систем автоматизации с применением на каждом уровне различного оборудования (например, проектнокомпануемых комплексов для локальных информационно-управляющих систем на нижнем или среднем уровне управления и ПЭВМ - на верхнем) рекомендуется дополнительно разрабатывать схемы структурные комплекса технических средств (КТС). Содержание схемы структурной КТС принимают по РД 50-34.698, пример выполнения схемы приведен в приложении 4.

3.1.13. При разработке проектно-сметной документации систем автоматизации для объектов, проектируемых с применением узлов или блоков агрегатированного оборудования, необходимо дополнительно учитывать следующие указания:

3.1.13.1. Приборы и средства автоматизации, располагаемые на блоке оборудования, изображают на схеме блока (схеме автоматизации, совмещенной схеме с оборудованием блока). Линии связи от приборов на блоке выводят на изображение контура (границы) блока.

Такие схемы могут быть разработаны как в конструкторской документации блока, так и предусмотрены в основных комплектах рабочих чертежей соответствующих ТОО технологических или инженерных марок, а также разработаны в виде задания (части задания) на изготовление блока.

3.1.13.2. Блоки на схеме автоматизации ТОО изображают в виде прямоугольника, к которому подведены линии, обозначающие подключаемые к блоку технологические коммуникации (рисунок 8). Внутри прямоугольника приводятся надписи, указывающие наименование и тип блока, а также обозначение схемы автоматизации из конструкторской документации блока или схемы блока по технологической (инженерной) документации.

3.1.13.3. В контуре прямоугольника показываются номера (обозначения) линий связи от приборов, установленных на блоке. Расположение номеров линий связи в прямоугольнике должно соответствовать их расположению на схемах блока. Эти линии соединяют с изображениями приборов и средств автоматизации, расположенные в пунктах управления.

3.1.13.4. Схему автоматизации блока выполняют в виде фрагмента технологической схемы с изображением установленных на блоке приборов и средств автоматизации. Правила изображения технологического оборудования и коммуникаций, а также приборов

и средств автоматизации принимают по данному РМ. Линии связи от приборов, входящих в блоки, к приборам и средствам автоматизации, установленным вне блока, рекомендуется выносить на одну - две базовые линии, расположенные (по возможности) ниже технологического оборудования. Концы линий связи маркируют порядковыми номерами слева направо, начиная с цифры 1.

Пример выполнения схемы автоматизации с применением блоков агрегированного оборудования

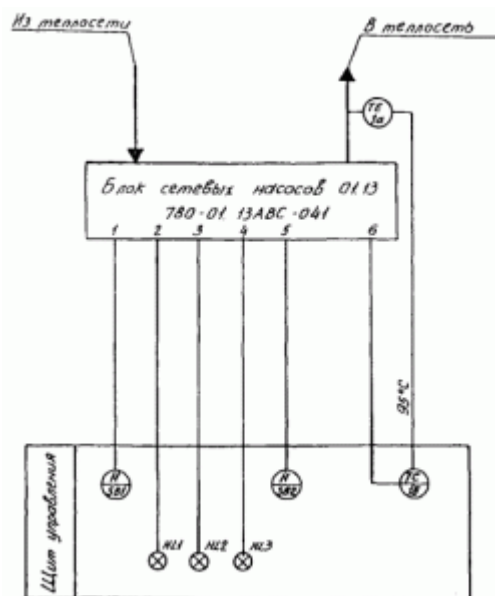


Рис. 9

3.2. Изображение линий связи

3.2.1. Линии связи между приборами и средствами автоматизации на схеме автоматизации изображаются одной тонкой сплошной линией независимо от вида сигналов и количества проводов или труб.

3.2.2. Подвод линий связи к символу прибора допускается изображать в любой точке окружности (сверху, снизу, сбоку).

3.2.3. Линия связи должны изображаться по возможно кратчайшему расстоянию с минимальным числом изгибов и пересечений.

3.2.4. Допускается пересечение линиями связи изображений технологического оборудования. Пересечение линиями связи обозначений приборов и средств автоматизации не допускается.

3.2.5. При пересечении, ответвлении и слиянии линиями связи следует рассматривать два случая:

- 1) пересечение (ответвление, слияние) без функционального взаимодействия (без соединения) друг с другом;
- 2) пересечение (ответвление, слияние) без функционального взаимодействия (с соединением) друг с другом.

В случае функционального взаимодействия (соединения) линий связи в месте пересечения ставится точка.

Примером пересечения (ответвления) линий связи с соединением их и без соединения служит линия блокировки (рисунок 9). Точки ставят в местах пересечения линий блокированных с линиями связи параметров вызывающих останов или запрет пуска компрессора и линий управления электродвигателем компрессора. В местах пересечения линии блокировки с линиями связи параметров, которые подлежат только сигнализации и не вызывают остановки компрессора, точка не ставится.

Примером слияния линий связи является изображение обвязки многоточечного прибора для измерения температуры (см. рисунок 6).

3.2.6. Линии связи должны четко отобразить функциональные связи приборов (элементов) от начала прохождения сигнала (воздействия) до конца. При необходимости указания направления передачи сигнала на линиях связи допускается нарисовать стрелки.

Пример выполнения на схеме автоматизации пересечения линий связи с соединением и без соединения друг с другом

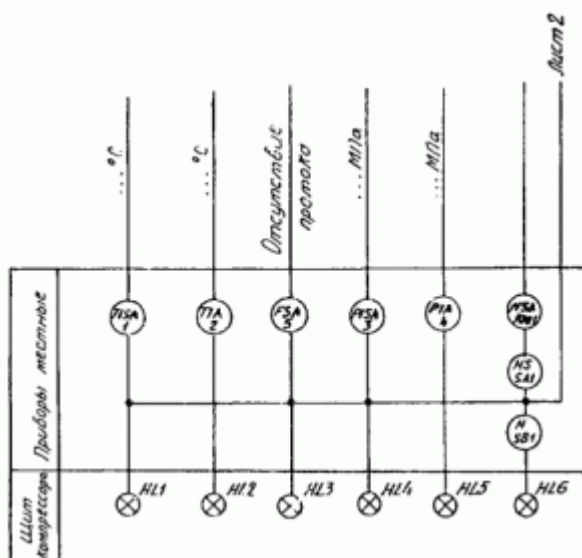


Рис. 10

3.2.7. Для сложных объектов с большим количеством применяемых приборов и средств автоматизации, когда изображение непрерывных линий связи затрудняет чтение схемы, допускается их изображать с разрывом (адресный метод изображения линий связи). Места разрывов линий связи нумеруют арабскими цифрами в порядке их расположения в прямоугольнике с заголовком «Приборы местные» или «Щит...» (рисунок 11).

Допускается комбинированное выполнение линий связи: непрерывными линиями и адресным методом для тех участков схем, где нанесение непрерывных линий затруднительно.

3.2.8. На участках линий связи со стороны приборов, изображенных в прямоугольниках щитов и пультов или прямоугольнике «Приборы местные» слева, непосредственно у подхода их и первому прямоугольнику, указывают предельные рабочие (максимальные или минимальные) значения измеряемых или регулируемых величин параметров. Эти

величины указывают в единицах шкалы выбираемого прибора или в соответствии с ГОСТ 8.417 (СТ СЭВ 1052). Разрежение (вакуум) обозначается знаком «минус».

Для приборов, встраиваемых непосредственно в технологическое оборудование и не имеющих линии связи с другими приборами, предельные значения величин параметров указывают рядом с обозначением приборов (см. рисунок 11, Т1, поз. обозн. 2).

3.2.9. Надписи типа «Регулирование» на линиях связи, идущих к регулирующим органам, а также типа «Управление насосом», «Управление вентилятором», «Управление задвижной» и т.п. на соответствующие линии связи наносить не рекомендуется. При необходимости на линиях связи для систем управления допускается приводить обозначения принципиальных электрических схем управления соответствующими электроприводами (см. п. 3.1.10).

3.2.10. Выносные линии с полками, служащие для записи на них краткого пояснения функций, выполняемых аппаратурой, изображаются как показано на схеме (см. приложение 2).

11. Пример изображения разрывов линий связи

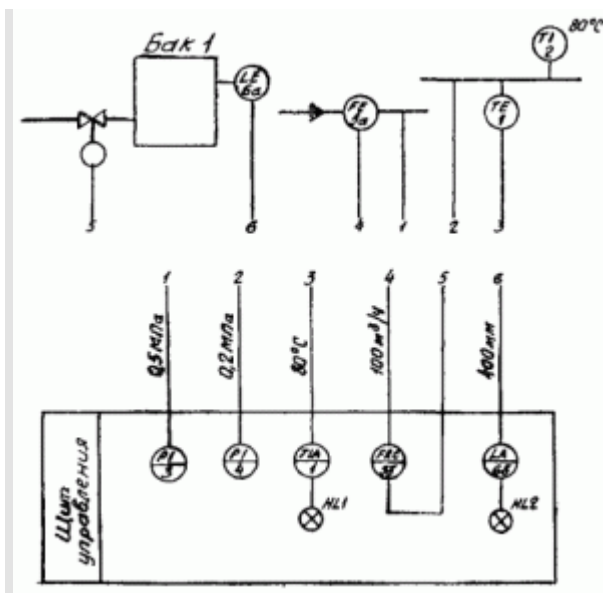


Рис. 11

3.2.11. На концах линий связи, переходящих с одного листа схемы на другой лист или схему, указывают номер листа или обозначение схемы, где показано продолжение этих линий. Такие пояснения дают на каждом из взаимосвязанных листов или схем (см. рисунок 10).

3.3. Позиционные обозначения приборов, средств автоматизации и электроаппаратов.

3.3.1. Позиционные обозначения приборов и средств автоматизации должны состоять, как правило, из двух частей: цифрового обозначения, присваиваемого контуру контроля и управления, и буквенного обозначения (прописными буквами русского алфавита), присваиваемых каждому отдельному элементу, входящему в контур в порядке алфавита в зависимости от последовательности прохождения сигнала (от устройства получения информации к устройствам воздействия на управляемый процесс).

3.3.2. При большом количестве приборов и средств автоматизации допускают применение позиционного обозначения, состоящего из буквенно-цифрового обозначения, где первый знак должен соответствовать условному обозначению измеряемой величины по ГОСТ 21.404, последующие знаки - порядковому номеру контура в пределах этой измеряемой величины.

3.3.3. Местным приборам, не входящим в контуры, например, показывающим термометрам, манометрам и т.п., допускается присваивать позиционные обозначения, состоящие только из цифрового обозначения.

3.3.4. Во избежание разночтений буквы «З» и «О», имеющие начертание, похожее на начертание цифр, применять не допускается.

3.3.5. Присвоение позиционных обозначений контурам, а также отдельным приборам и средствам автоматизации рекомендуется производить при записи их в спецификацию оборудования, изделий и материалов в пределах цеха, отделения, системы и т.п. по параметрическим группам в следующей последовательности (см. РМ4-206):

1) приборы для контроля и регулирования (температуры, давления и разрежения, расхода, количества, уровня, состава и качества вещества);

2) прочие приборы, регуляторы, комплектные устройства.

3.3.6. Контурам, состоящим из нескольких датчиков и одного вторичного прибора, присваивают позиционное обозначение, содержащее общее цифровое обозначение и несколько буквенных обозначений. При этом одинаковым датчикам следует присваивать одинаковые буквенные обозначения, разным - разные. Вторичному прибору присваивают последующее буквенное обозначение.

3.3.7. Порядок присвоения позиционных обозначений приборам и средствам автоматизации в контурах контроля и управления, функционирующих совместно с техническими средствами управляющего вычислительного комплекса (УВК), принимают в соответствии с вышеприведенными пунктами.

3.3.8. Одинаковым по типам и характеристикам местным приборам рекомендуется присваивать одинаковые позиционные обозначения независимо от места их установки.

3.3.9. Одинаковым контурам и их элементам, установленным на однотипном оборудовании, присваивают одинаковые позиционные обозначения. Одинаковым контурам и их элементам, установленным на разнотипном оборудовании, присваивают разные позиционные обозначения.

3.3.10. Позиционные обозначения приборов и средств автоматизации, присвоенные им по спецификации оборудования, изделий и материалов, сохраняются во всех остальных материалах проектно-сметной документации.

Для стыковки схем автоматизации с принципиальными электрическими схемами, на которых выходным устройством приборов и средств автоматизации присваивается позиционные обозначения по ГОСТ 2.710 и РМ4-105, позиционные обозначения приборов по спецификации оборудования, изделий и материалов указывают в графе «Примечание» перечня элементов соответствующей принципиальной электрической схемы.

3.3.11. Электроаппаратура (электроизмерительным приборам, сигнальным лампам, табло, гудкам, звонкам, ключам управления, кнопкам, магнитным пускателям и т.п.),

изображаемой на схемах автоматизации, присваивают буквенно-цифровые позиционные обозначения, принятые в соответствии с требованиями ГОСТ 2.710 и РМ4-106 в принципиальных электрических схемах.

3.3.12. Позиционные обозначения приборов и средств автоматизации и позиционные обозначения электроаппаратов, изображенных с помощью условных обозначений по ГОСТ 21.404, проставляют в нижней части графического условного обозначения - окружности или овала. Если позиционное обозначение не помещается в окружности, допускается нанесение его вне пределов окружности - с правой стороны (при необходимости со смещением вверх или вниз).

3.3.13. Позиционные обозначения электроаппаратов (ламп, табло, гудков, звонков и т.п.), изображенной на схемах по стандартам ЕСКД, наносят с правой стороны графического условного обозначения (при необходимости со смещением вверх или вниз).

3.4. Разработка схем автоматизации изделий индивидуального изготовления

3.4.1. Схемы автоматизации изделий индивидуального изготовления включаются в комплект конструкторской документации СА по РМ4-261. Обозначение схем присваивается по ГОСТ 2.701.

3.4.2. Изображение технологической схемы изделий индивидуального изготовления выполняется по правилам раздела 2, п. 2.5 данного РМ. При этом в случаях, предусмотренным п. 2.5.2, оборудование и коммуникации изображают по ГОСТ 2.780, ГОСТ 2.782, ГОСТ 2.785, ГОСТ 2.788, ГОСТ 2.789.

3.4.3. Приборы и средства автоматизации изображаются развернутым способом, по правилам подраздела 3.1 данного РМ.

3.4.4. Всем приборам и средствам автоматизации, выходные устройства которых изображены на принципиальных электрических схемах, присваивают буквенно-цифровые позиционные обозначения, принятые в соответствии с требованиями ГОСТ 2.710 и РМ4-106 на принципиальных электрических схемах.

3.4.5. Приборам и средствам автоматизации, не имеющим электрических выходных устройств, присваивают условные позиционные обозначения по правилам подраздела 3.3. Эти позиционные обозначения проставляют только в схемах автоматизации и схемах соединений. При этом на поле схемы автоматизации дается пояснение: *«Позиционные обозначения приборам ... (перечисляют позиционные обозначения) ... присвоены условно»*.

3.4.6. При необходимости разработки групповой схемы автоматизации (с таблицей переменных составных частей) ее следует выполнять с соблюдением требований ГОСТ 2.113 и настоящего РМ.

4. УПРОЩЕННЫЙ СПОСОБ ВЫПОЛНЕНИЯ СХЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

4.1. При упрощенном способе выполнения схем автоматизации на них наносят контуры контроля и управления, а также одиночные приборы, их наносят рядом с изображением технологического оборудования и коммуникации (или в их разрыве) по рисункам 1 и 2. Состав технических средств контура приводят в других листах (документах) основного комплекта.

В нижней части схемы рекомендуется приводить таблицу контуров в соответствии с приложением 3. В таблице контуров указывают номера контуров и номер листа

(обозначение документа) основного комплекта, на котором приведен состав каждого контура.

4.2. Контур (независимо от количества входящих в него элементов) изображают в виде окружности (овала), разделенной горизонтальной чертой. В верхнюю часть окружности записывают буквенное обозначение, определяющее измеряемый (регулируемый) параметр и функции, выполняемые данным контуром, в нижнюю - номер контура. Для контуров систем автоматического регулирования, кроме того, на схеме изображают исполнительные механизмы, регулирующие органы и линию связи, соединяющую контур с исполнительными механизмами.

Предельные рабочие значения измеряемых (регулируемых) величин указывают рядом с графическими обозначениями контуров или в дополнительной графе таблицы контуров.

4.3. Состав каждого контура должен быть приведен на:

- принципиальной (электрической, пневматической) схеме контроля, регулирования и управления;
- схеме соединений внешних проводов.

4.4. Когда на указанных схемах сложно привести полный состав элементов контура, разрабатывают структурную схему контура, пример выполнения которой приведен на рисунке 12.

4.5. Пример выполнения схемы автоматизации упрощенным способом приведен в приложении 3.

Пример изображения состава контура измерения, регулирования и сигнализации уровня на структурной схеме КТС

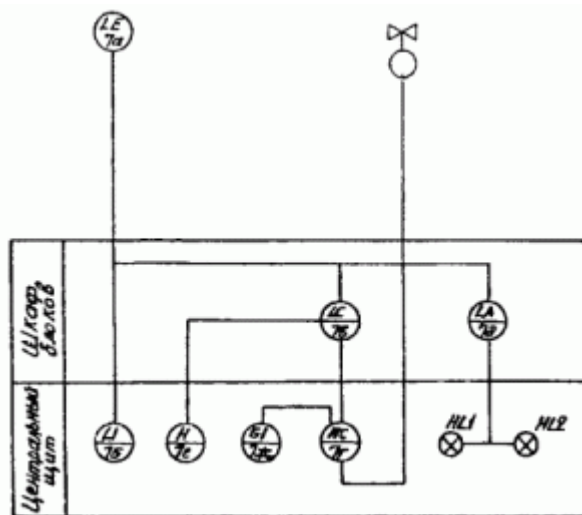


Рис. 12

4.6. Таблица контуров в зависимости от объема автоматизации может располагаться либо на свободном поле схемы автоматизации (приложение 3), либо на последующих листах схемы формата А4 (рисунок 12).

Одиночные приборы в таблицу не вносятся. Контура, имеющие одинаковый состав, который может быть изображен на одном документе, вносят в таблицу один раз. При этом в графе «Номер контура» перечисляют обозначения этих контуров.

4.7. В качестве типовых принципиальных электрических схем для контуров САР, реализуемых на аппаратуре завода МЗТА и Чебоксарского завода, рекомендуются схемы, разработанные в руководящих материалах РМ4-36, РМ4-52 ч. V, РМ4-52 ч. III.

4.8. На схемах соединений внешних проводок может быть показан состав простых контуров с однозначными связями (например: преобразователь термоэлектрический - потенциометр, термопреобразователь сопротивления - мост).

4.9. С целью повышения уровня унификации и увеличения объема повторного применения проектной документации рекомендуется отображать состав простых контуров в основном на схемах соединений внешних проводок, разрабатываемых отдельно для каждого контура. Это позволит сократить общий объем работ, как по выполнению схем автоматизации, так и схем соединений внешних проводок.

При этом следует соблюдать приведенные ниже правила:

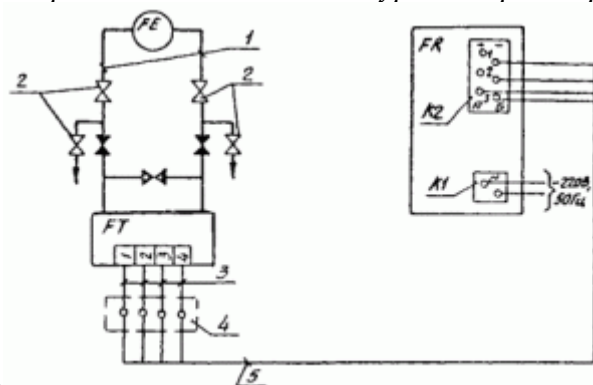
- 1) схему выполняют с соблюдением общих правил по изображению приборов, проводок и т.п. по РМ4-6 ч. III;
- 2) приборы, устанавливаемые на щитах, пультах, комплексах, изображают с помощью монтажных символов по аналогии с изображением местных приборов;
- 3) для проводок, объединяемых в магистральные потоки, подключения к соединительным коробкам, щитам и т.п. показывают условно (без клеммных зажимов). Фактическое их подключение отображают на общей схеме соединений внешних проводок, где показывают структуру объединения проводок от отдельных контуров в потоки. Пример изображения состава контура измерения расхода на схеме соединений внешних проводок приведен на рисунке 14 (тип соединительной коробки поз. 4 и кабеля поз. 5 не указан, так как эти данные показывают на общей схеме соединений внешних проводок).

Пример выполнения таблицы контуров, располагаемой на последующих листах схемы автоматизации

№ контура	Обозначение проектного документа	Предельное значение измеряемой (регулируемой) величины	№ контура	Обозначение проектного документа	Предельное значение измеряемой (регулируемой) величины
1	XXX-AXT-XX	... °C	13	XXX-AXT-XX	... м ³ /ч
2	XXX-ATX-XX	... °C	14	УО4.XXX.XX	... м ³ /ч
3	XXX-AXT-XX	... °C	15	XXX-AXT-XX	... м
4	XXX-AXT-XX	... °C	16	XXX-AXT-XX	... м
5	XXX-АОВ-XX	... °C	17	XXX-AXT-XX	... м
6	XXX-AXT-XX	... МПа	18	XXX-AXT-XX	мг/л
7	XXX-AXT-XX	... МПа			
8	XXX-АОВ-XX	... МПа			
9	УО4.XXX.XX	... МПа			

№ контура	Обозначение проектного документа	Предельное значение измеряемой (регулируемой) величины	№ контура	Обозначение проектного документа	Предельное значение измеряемой (регулируемой) величины
10	УО4.XXX.XX	... МПа			
11	XXX-AXT-XX	... м ³ /ч			
12	XXX-AXT-XX	... м ³ /ч			

Пример изображения состава контура измерения расхода на схеме соединений внешних



проводок

Приборы местные		Щит контроля	
Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примеч.
1	Труба стальная бесшовная		
2	Вентиль запорный В-501 d _y = 10 мм	4	
3	Кабель контрольный КВВГ 5?1,0		
4	Коробка соединительная		
5	Кабель контрольный		

4.10. Схемы структурные контуров рекомендуется разрабатывать для стадии проект (см. РТМ 36.22.8) и для сложных контуров контроля и регулирования, когда:

между приборами и средствами автоматизации имеются сложные взаимосвязи и принципиальные схемы не могут отразить функциональные взаимодействия составляющих элементов контура,

большинство приборов и средств автоматизации контура размещены на щите (пульте) и показывать для такого контура все взаимосвязи на схеме соединений внешних проводов становится нецелесообразно.

4.11. Для каждого контура разрабатывают самостоятельную структурную схему. Структурную схему выполняют с применением условных обозначений по ГОСТ 21.404. При необходимости допускается применение нестандартизованных условных обозначений с пояснением их на схемах. На схеме изображают все элементы контура, места их расположения, направление прохождения сигнала.

Линии связи между элементами указывают условно, одной линией независимо от количества проводов (труб).

Пример изображения состава контура на структурной схеме приведен на рис. 14.

4.12. Допускается принципиально электрическую (пневматическую) схему контура измерения совмещать со схемой соединений внешних проводок. Многократно применяемые структурные схемы разрабатывают с учетом возможности их повторного применения по рекомендациям РМ4-59 (пп. 2.12, 3.1.15).

4.13. Документы повторного применения всех видов, раскрывающие состав контуров, рекомендуется выполнять с соблюдением следующих правил:

- 1) основную надпись на документах выполняют по форме 3 ГОСТ 21.101;
- 2) документам повторного применения присваивают наименования по типу:

Контур САР температуры.

Схема электрическая принципиальная;

Контур измерения расхода.

Схема соединений внешних проводок;

Контур измерения и сигнализации уровня.

Схема структурная КТС;

3) документы повторного применения записывают в ведомость ссылочных и прилагаемых документов по ГОСТ 21.101 (в раздел «Прилагаемые документы»);

4) при наличии в документах повторного применения переменных данных, (позиции и типы приборов, обозначения элементов и цепей, маркировки, типы и длины проводок и т.п.), их представляют в таблице применяемости контуров (рисунок 15).

4.14. Таблицы применяемости контуров разрабатывают самостоятельными текстовыми документами с соблюдением следующих правил:

- 1) наименование таблиц должно состоять из наименования схемы соответствующего контура (п. 4.13) и слов: «Таблица применяемости»;
- 2) содержание и форму таблиц устанавливает разработчик, исходя из объема переменных данных;

4.15. Допускается схемы контуров разрабатывать в конкретных комплектах проектной документации с использованием заранее заготовленных бланков схем. Эти бланки должны содержать:

- 1) графическое изображение состава контура и его связей;
- 2) форму таблицы применяемости;
- 3) основную надпись по ГОСТ 21.101 (форма 1), на которой рекомендуется заполнить графы 4, 7, 8.

Бланк должен быть выполнен на кальке электрографическим способом, обеспечивающим получение хороших четких копий.

Разработка схем контуров в данном случае сводится к заполнению таблицы применяемости необходимыми переменными данными и оставшихся незаполненными граф основной надписи.

13. Пример выполнения таблицы применяемости схемы контура измерения расхода

Поз.диафрагмы	Поз. дифманометра	Тип вентиля	Труба		Кабель	
			Марка	Длина	Марка	Длина
34a	34б	В-501; d _y = 10	Труба 14?2 ГОСТ 8734-75	4	КРВГ 5?1 ГОСТ 1508-78	6
35a	35б	То же	То же	10	То же	12
36a	36б	?	?	8	?	10
37a	37б	?	?	12	?	18
38a	38б	?	?	16	?	20
39a	39б	?	?	6	?	8
134a	134б	14нж 19п d _y = 10	Труба 14?2 17Х18Н9 ГОСТ 9941-81	10	КРВГ 5?1 ГОСТ 1508-781	12
135a	135б	То же	То же	6	То же	8
136a	136б	?	?	4	?	10
137a	137б	?	?	8	?	15

5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИЗОБРАЖЕНИЮ ПРИБОРОВ И СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ НА СОВМЕЩЕННЫХ СХЕМАХ

5.1. Разработка схем автоматизации, совмещенных со схемами технологических (инженерных) систем, позволяет экономить трудозатраты на изображение технологической схемы производства и ее рекомендуется применять в комплексных организациях и фирмах, в которых имеются как специалисты по проектированию технологии производств, так и специалисты по автоматизации технологических и др. процессов.

Данную рекомендацию затруднительно применять при автоматизации ряда объектов, для которых разные системы ТОУ изображают в рабочей документации нескольких марок.

Например, для технологии нагревательных и термических операций цехов обработки металлов в рабочей документации не разрабатывают схемы соединений по ГОСТ 21.401. При этом на схемах автоматизации требуется изображение как самих печей, так и систем внутреннего газоснабжения, вентсистем подачи воздуха на горение, которые разрабатывают в разных основных комплектах рабочих чертежей.

5.2. Схемы выполняются по правилам, распространяющимся на технологическую (инженерную) рабочую документацию, включая ее обозначение и наименование.

Правила изображения приборов и средств автоматизации и присвоения им позиций принимается по данному РМ.

5.3. Приборы и средства автоматизации на совмещенных схемах допускается изображать как развернутым, так и упрощенным способами.

При изображении приборов развернутым способом допускается не изображать прямоугольники «Приборы местные», нанося условные обозначения установленных по месту приборов на свободном поле схемы. Все местные щиты управления на схеме должны быть изображены.

Прямоугольники щитов и пультов рекомендуется изображать как правило, в нижней части схемы.

5.4. Разработчики СА могут изображать на схеме условные обозначения приборов и средств автоматизации, щитов и пультов, линии связи между средствами автоматизации.

При упрощенном способе изображения контуров могут быть нанесены также и разработчиками схем соединения технологической рабочей документации (схем инженерных систем).

Во всех случаях совмещенные схемы должны иметь согласующие подписи разработчиков СА.

5.5. Схема включается в ведомость ссылочных и прилагаемых документов (в раздел «Прилагаемые документы») «Общих данных» по рабочим чертежам по ГОСТ 21.408 основного комплекта рабочих чертежей СА.

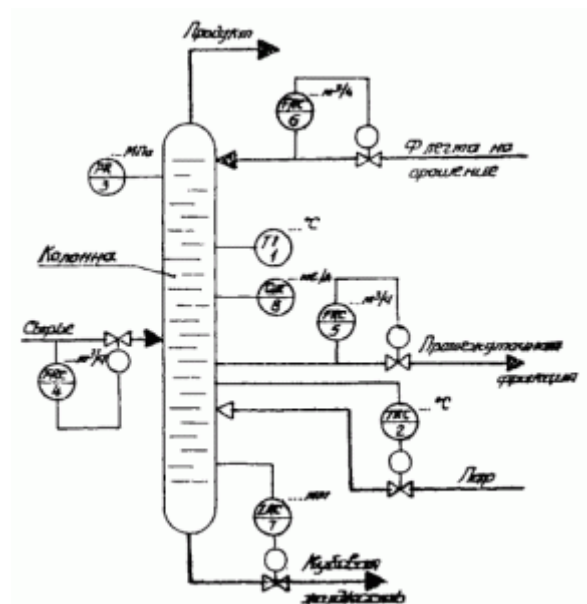
Схема прикладывается к каждому экземпляру основного комплекта рабочих чертежей СА.

На схеме должна быть приведена таблица графических и буквенных условных обозначений приборов и средств автоматизации, которые не представляется возможным построить по действующим стандартам (см. п. 2.10).

5.6. При совмещении схемы автоматизации, выполняемой упрощенным способом, таблицы с указанием номеров контуров и обозначениями проектных документов, в которых раскрыт состав контуров, следует приводить в составе основного комплекта рабочих чертежей СА в качестве самостоятельного документа вместо схем автоматизации. Правила выполнения этих таблиц приведены в разделе 4.

Приложение 1

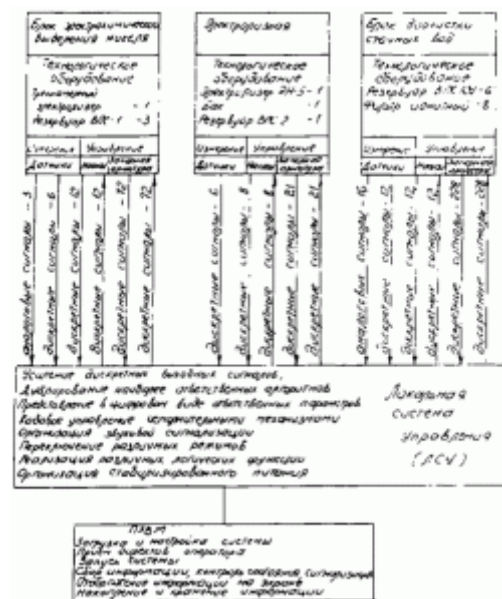
Пример выполнения схемы автоматизации с применением ЭВМ



№ контура	2	3	4, 5, 6	7	8
Обозначение проектного документа	XXX-ATX-XX	XXX-ATX-XX	XXX-ATX-XX	XXX-ATX-XX	XXX-ATX-XX

Приложение 4

Пример выполнения схемы структурной



Практическое занятие № 4. Изучение схем автоматизации автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС), автомобильных газопроводных станций (АГЗС).

История возникновения автомобильных газонаполнительных компрессорных станций начинается в 1930-х годах прошлого века. Впервые концепция развития сети АГНКС появилась в Италии и получила дальнейшее развитие во всем мире. На сегодняшний день в мире передвигается свыше 4,6 миллионов машин на сжатом природном газе. Построено около 9000 АГНКС в разных странах.

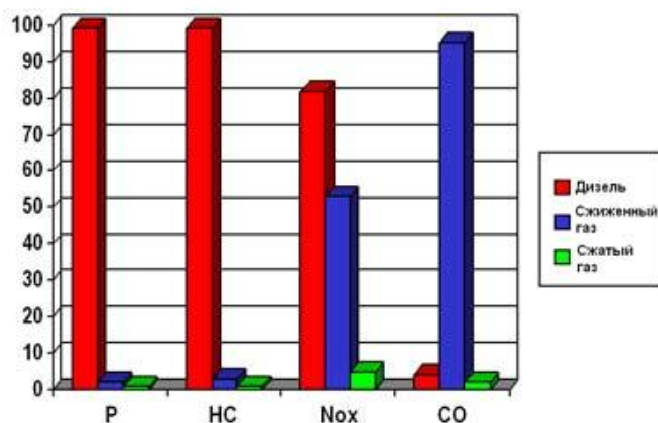
Главные рычаги для развития АГНКС, как альтернативного вида топлива

Уменьшение вредных выбросов – защита окружающей среды

Эксплуатация машин на природном газе может уменьшить или устранить:

- Свинцовый уровень и уровень угарного газа от бензиновых двигателей
- Выхлопов от дизельных двигателей
- Уровень шума от дизелей
- Сокращение вредных выбросов

Количество вредных выбросов, в зависимости от вида топлива



Пояснения к графику:

Угарный газ является ядовитым и вызывает появление смога. Его выбросы могут существенно быть уменьшены переводом двигателей автомобилей на сжатый газ, дающим более полное горение.

Оксиды азота вызывают смог и кислотный дождь. Природный газ не содержит никакого азота, хотя некоторые оксиды азота могут быть сформированы из-за азота, присутствующего в воздушной смеси горения.

Выбросы углеводородов играют ключевую роль при образовании смога и содействуют возникновению так называемого парникового эффекта. Выброс углеводородов уменьшается почти в два раза при использовании природного газа.

Для справки (источник: ГК "Ростехнологии"):

- ООН (энергетическая комиссия) утвердила перевод 25% автопарка Европы на альтернативные виды топлива к 2020 году. Мероприятия включают переход на природный газ (10%), биогаз (8%) и водородное топливо.
- Всемирная организация здравоохранения признала отработанные газы дизельных двигателей канцерогенными. Выбросы автотранспорта сокращают продолжительность жизни на 4 года, детская смертность увеличивается на 1%.
- В России от последствий загрязнения воздуха ежегодно умирают 300-350 тыс. человек. Это произведенные 110 млрд. руб. ВВП ежегодно. Экологический ущерб от автотранспорта оценивается в 180-300 млрд. руб. Природный газ -экологичное моторное

топливо, он обеспечивает сокращение выбросов в атмосферу сажи и высокотоксичных веществ. Уменьшение на 10% выбросов приведет к росту ВВП более, чем на 10 млрд. руб. ежегодно и увеличению товарооборота.

Уменьшение износа & обслуживания

- Природный газ воспламеняется медленнее, чем бензиновый или дизельный двигатель, в результате уменьшается износ и увеличивается ресурс двигателя.
- В природном газе отсутствует свинец, что увеличивает ресурс свечей зажигания в бензиновых двигателях в два – три раза.
- Исключается возможность попадания жидкой фазы в цилиндры двигателя, в результате чего уменьшается смывание масляной пленки со стенок цилиндров и, как следствие, износ цилиндропоршневой группы, отсутствует нагар. Это дает возможность снизить расход масла на 15-20% и увеличить моторесурс двигателя в 1,5 раза.

Более эффективное использование ресурсов

- Существует национальная поддержка NGV – технологий из-за экономии природных ресурсов и возможности предоставить альтернативу топливу из нефти, запасы которого в мире становятся все меньше.
- Большое количество АГНКС, способствуют развитию разветвленной сети газовых магистралей.

Экономия

- В отличие от традиционных видов моторного топлива природный газ подвергается значительно меньшему числу переделов и производится практически на самой заправочной станции. Автомобильная газонаполнительная компрессорная станция (АГНКС) в отличие от АЗС или АГЗС не просто заправка, а завод по производству и реализации топлива. Таким образом, основные затраты сконцентрированы непосредственно на заводе, т.е. на местах, а не у перепродавцов промежуточного продукта, искусственно завышающих его конечную стоимость для автомобилистов!
 - Во многих странах мира сжатый природный газ стоит на 30-70% дешевле бензина или дизельного топлива. В России по Постановлению Правительства 1993 года, стоимость КППГ не может превышать 50% стоимости бензина А-76. С учетом региональных особенностей метан стоит в 2,2-2,5 раз дешевле бензина А92 или дизельного топлива.
 - Возврат средств на переоснащение автомобиля зависит от его типа и среднегодового пробега.
 - За последние 5 лет экономический эффект от замещения дизельного топлива природным газом вырос на 70%: в 2009 году экономия составляла 9,3 руб., а в 2013 году – уже 15,7 руб. По расчетам ГК "Ростехнологии, выгоды от перехода на природный газ одного грузового автомобиля составляют более 700 тыс. руб (в ценах 2013 года) при пробеге 100 тыс. км в год с половинной нагрузкой:
- | | |
|--|----------------|
| - Выгода от заправки природным газом (экономия на топливе) | + 730 тыс. руб |
| - Экономия на AdBlue (мочевина) | + 35 тыс.руб. |

- Потери от увеличения снаряженной массы за счет газобаллонного- 4 тыс. руб. оборудования
- Потери от увеличения грузоподъемности - 17 тыс. руб.
- ИТОГО ВЫГОДА: + 744 тыс.руб.

Сохранность

Наличие в топливном баке автомобиля горючей жидкости, которая достаточно легко конвертируется в денежные знаки, создает для наемного недобросовестного водителя искушение трансформировать казенное добро в собственное. Именно такие водители громче и категоричнее других говорят о неудобствах работы на природном газе, который исключает такую возможность.

Безопасность

Метан, легче воздуха, и в случае аварийного разлива он быстро испаряется, в отличие от тяжёлого сжиженного пропана, который накапливается в естественных и искусственных углублениях и создает опасность взрыва.

Прогнозы развития мирового рынка газомоторного топлива:

В 2008-2012 гг. объем потребления природного газа как моторного топлива в мире увеличился в 3 раза. Среднегодовой темп прироста составил 27%.

По консервативным оценкам, мировой спрос на природный газ в качестве моторного топлива составит 118 млрд.м³ к 2020 г. В России-же в 2012 году объем потребления природного газа в качестве моторного топлива по сравнению с 2011 годом увеличился всего на 5% - до 390 млн. м3.

История создания АГНКС России

Решение о создании в стране сети АГНКС правительство СССР приняло в декабре 1983 г. Россия была тогда мировым лидером по добыче не только природного газа, но и нефти, поэтому появление АГНКС не было обусловлено острой необходимостью. Страна не испытывала дефицита нефтепродуктов, как, впрочем, и особой тревоги за экологию. Программа была перспективной, инновационной, шла в русле мировых тенденций по расширению использования экологически более чистых видов топлива. Вместе с тем командно-административная система экономики позволяла без особой оглядки на эффективность и окупаемость финансировать создание сети мощных АГНКС и массовый перевод на газ государственного автотранспорта. В результате в начале 90-х гг. в России действовало около 200 АГНКС общей производительностью более 2 млрд м3 газа в год, а по количеству переведенных на сжатый газ автомобилей (около 40 тыс.) мы уступали лишь Аргентине, Италии и США. Самая первая московская АГНКС, рассчитанная на 500 заправок в сутки, была построена в 1983 г. в поселке Развилка на пересечении Московской кольцевой автодороги и

Каширского шоссе и оснащена итальянским оборудованием. В 1985-87 гг. на МКАД открылись еще 6 АГНКС-500, но уже оснащенных отечественным компрессорным оборудованием завода "Борец". Мощные АГНКС, где сетевой природный газ низкого давления (6-12 атм.) сжимается до рабочего давления в 200 атм., как производственные объекты размещали в стороне от жилых кварталов. Флагманом развития АГНКС в СССР была Московская область. При этом биография появления метановых заправок подмосковья и постигшие их "несчастья" в постперестроечное время характерны для других областей нашей страны тоже... Так например к 1987 году АГНКС были построены в 6-ти крупнейших городах Московской области: Ногинске, Подольске, Коломне, Серпухове, Щелково и Сергиевом Посаде. Это были станции на 500 заправок в сутки на базе оборудования немецкого производства (ГДР). Параллельно на Сумском машиностроительном объединении было налажено производство АГНКС блочно-контейнерного исполнения вдвое меньшей производительности (250 заправок в сутки), и в 1987-91 гг. на подготовленных площадках были смонтированы восемь таких станций: 3 на МКАД, а также в Воскресенске, Дмитрове, Орехово-Зуеве, Раменском и Ступино. Всего к началу 90-х в московском регионе построили 21 АГНКС проектной мощностью около 200 млн м³ газа в год (около 10% общероссийского показателя), однако разветвленной системы обеспечения сжатым метаном и сервисного обслуживания автомобилей с газобаллонным оборудованием (ГБО) создано не было. С отменой государственного заказа производство автомобилей с ГБО было свернуто (в основном это были грузовые автомобили ЗИЛ), а уже существовавший парк начал сокращаться. По данным журнала "Нефть и капитал" (№1, 2003 года) за I полугодие 1996 г, 20 АГНКС Управления "Мосавтогаз" ФГУП "СГ-транс", рассчитанные на 250-500 заправок в сутки, заправляли ежедневно в среднем лишь по 16 автомобилей. Выработка газомоторного топлива с начала 90-х сократилась с 43,6 млн м³ до 1,9 млн м³, и составляла к середине 1996 г. в среднем лишь 2,4% от проектной мощности и, хотя по отдельным станциям показатели различалась, максимально она не превышала 5%. Говорить о рентабельной работе в таких условиях не приходилось, несмотря на то, что порог рентабельности АГНКС, по расчетам ВНИИГАЗа, невысок - он достигается уже при загрузке мощности на 25-27%.

Не желая развивать профильный бизнес, руководство "Мосавтогаза" законсервировал 9 из 20 АГНКС, имевших минимальный оборот, оставив там лишь дежурный персонал. Деятельность управления в эти годы в основном ограничивалась передачей площадок АГНКС в аренду частным компаниям для реализации сжиженного углеводородного газа (пропан-бутана), спрос на который резко возрос в период бензинового кризиса 1999 г., так что выручка от сдачи в аренду земельных участков значительно превышала доходы предприятия от уставной деятельности. Неизбежным следствием стали финансовые нарушения, кроме того оборудование АГНКС было демонтировано и продано за копейки.

На сегодняшний день эта ситуация начинает кардинально изменяться. По данным Минэнерго России (департамента переработки нефти и газа) существует два сценария развития существующей сети (из примерно 200 штук) АГНКС России до 2030 года:

1 сценарий (Сохранение текущих темпов роста)
к 2020 году количество заправок увеличится вдвое (около 400 шт.)
к 2030 году количество заправок увеличится в пять раз (около 1000 шт.)

2 сценарий (Комплексное развитие)
к 2020 году количество заправок увеличится 8,5 раз (около 1700 шт.)
к 2030 году количество заправок увеличится в 17,5 раз (около 3500 шт.)

АГНКС – автомобильная газонаполнительная компрессорная станция, которая предназначена для заправки автомобилей, автобусов, специального транспорта, сельхозтехники и других транспортных средств компримированным до 19,6 МПа природным газом.

Газомоторное топливо считается экологичным, экономным и доступным.



В рамках реализации программы по переводу автотранспорта на природный газ, Промышленная группа ТЕГАС проектирует и производит **автомобильные газонаполнительные компрессорные станции АГНКС** на базе газовых компрессоров собственного производства.

Технические характеристики:

Наименование	Параметры
Сжимаемый газ	Природный газ по ГОСТ 5542-87
Тип компрессора	Поршневой, четырехрядный, оппозитный на базе 4ГМ2,5
Избыточное давление на входе в станцию, в пределах, МПа (кгс/см ²)	0,05-1,2 (0,5-12)

Производительность станции, приведенная к нормальным условиям, Нм ³ /час	от 400 до 2900
Давление газа, заправляемого в автомобиль, конечное, МПа (кгс/см ²)	19,6 (200)
Давление газа максимальное (для заправки ПАГЗ), МПа (кгс/см ²)	24,6 (250)
Среднестатистический объем разовой заправки автомобиля, Нм ³	55
Габаритные размеры одного компрессорного блока, длина (без площадки) ширина высота (без свечи)	мм: 6000 2480 2600



В стандартный комплект поставки станции АГНКС входит: компрессорный блок, блок входных кранов, блок осушки газа, аккумуляторный блок, система автоматики и электрооборудование, заправочная колонка и т.д.

Состав оборудования АГНКС:

1. Блок-бокс

Блок-бокс предназначен для размещения установки компрессорной и осушки газа высокого давления, элементов автоматики и управления, с целью защиты их от атмосферных явлений и обеспечения эксплуатации всего оборудования при низких температурах окружающей среды. Представляет собой доработанный морской 20-футовый контейнер с размещенным внутри технологическим оборудованием. Все блок боксы вибро- и шумо-изолированы, оборудованном системами отопления, кондиционирования, вентиляцией, освещением, автоматическими системами управления

и аварийной сигнализацией, что позволяет эксплуатировать его при внешней температуре до минус 45 градусов

2. Блок входных кранов (БВК)

Блок входных кранов (БВК) предназначен для подачи и перекрытия (ручного и автоматического) поступления газа в установку компрессорную, а также для сброса газа на свечу в автоматическом или ручном режимах.

3. Установка компрессорная

В установке компрессорной установлено следующее оборудование:

- компрессор на раме с горизонтально расположенными оппозитными цилиндрами, приводимый в действие электродвигателем с прямой передачей;
- аппарат воздушного охлаждения газа и охлаждающей жидкости компрессора;
- сепаратор входной;
- бак продувок;
- предохранительные межступенчатые, входной и выходной клапана;
- система межступенчатого влагомаслоотделения;
- концевой влагомаслосепаратор;
- система разгрузки компрессора;
- маслосистема и газопроводы;
- датчики и приборы автоматики, электрооборудование.

Компрессор 4ГМ2,5 с горизонтально расположенными оппозитными цилиндрами, приводимый в действие электродвигателем с прямой передачей. После каждой ступени сжатия газ охлаждается и проходит через влагомаслоотделитель. Компрессор относится к классу компрессоров объемного действия, подающих газ из пространства низкого давления в пространство более высокого давления путем периодически повторяющихся увеличений и уменьшений рабочих полостей цилиндров.

При увеличении объема рабочая полость сообщается с всасывающим трубопроводом и производит всасывание газа. При уменьшении объема замкнутый в ней газ подвергается сжатию и затем вытесняется в нагнетательный трубопровод. Компрессор состоит из базы 4ГМ2,5 и присоединенных к базе цилиндро-поршневых групп. В состав базы входят картер в сборе с валом коленчатым, детали и узлы кривошипно-шатунного механизма, блок смазки.

4. Установка осушки газа

Установка осушки газа для работы в составе АГНКС, устанавливается после выходных трубопроводов компрессора и обеспечивает осушку и регенерацию газа производительностью до 2000 м³/час.

Цикл осушки газа в одном адсорбере длится 8 часов. После происходит переключение газа на второй адсорбер, а первый адсорбер подвергается восстановлению. Примерное полное время восстановления адсорбера около четырёх часов – остальное время нефункционирующий адсорбер находится в режиме ожидания.

Наименование	Значение
Максимальное рабочее давление в адсорберах, МПа (кгс/см ²)	24,5 (250)

Объем одного адсорбера, м3	0,1-0,25	
Максимальная температура газа регенерации, оС.	120	
Содержание влаги после осушки, не более г/нм3	0,009	
Пропускная способность нм3/ч., не более	2000	
Масса блока осушки, не более, кг,	2300	
Габаритные размеры блока осушки, не более, мм: длина x ширина x высота	2300 x2175	x1400

5. Система межблочных газопроводов

Обеспечивает внутреннюю трубную обвязку составляющих изделий, входящих в комплект поставки, начиная с входного фланца поступления газа на блок входных кранов, установку компрессорную и заканчивая выходными штуцерами на заправочные колонки.

6. Система автоматического управления (САУ)

Система автоматического управления (САУ) обеспечивает:

- прием и распределение электроэнергии между потребителями;
- управление электроприводами компрессора, вентиляторов и лубрикатора;
- пуск и остановку станции в ручном режиме;
- пуск и остановку станции в автоматическом режиме;
- контроль и индикацию технологических параметров установки и АГНКС в целом;
- световую и звуковую сигнализацию неисправностей;
- блокировку установки и станции АГНКС в целом при выходе контролируемых параметров за допустимые пределы.

Система автоматического управления (САУ) состоит из следующих элементов:

- шкаф дистанционного управления с электрооборудованием, установленный в операторской;
- местных – панели ручного управления оборудованием станции АГНКС и панели КИП, установленных в установке.

Работа станции полностью автоматизирована. Система автоматики обеспечивает контроль параметров станции, автоматическое включение и выключение, а так же автоматическое отключение станции при выходе параметров за допустимые пределы.

Система автоматического управления электрооборудованием установки (далее по тексту «система») предназначена для дистанционного и местного управления механизмами установки, а также контроля технологических параметров на базе микропроцессора. Конструктивно система представляет комплект взаимосвязанных кабельными связями устройств, приборов и аппаратов, размещенных в помещении операторской АГНКС, блоке входных кранов и блоке компрессорном.

7. Компенсатор давления объемом 2400 литров.

Компенсатор давления предназначен для хранения сжатого природного газа на автомобильных

газонаполнительных компрессорных станциях АГНКС с рабочим давлением 250 бар и служит для сглаживания неравномерности потребления газа при заправке автомобилей и создания запаса природного газа.

Наличие компенсатора давления позволяет произвести быструю заправку нескольких автомобилей без включения компрессора.

8. Колонки раздаточные с коммерческим учетом расхода газа

В комплект поставки входит:

- Крепкая структура, корпус из нержавеющей стали.
- Один или два заправочных шланга.
- Быстроразъемное соединение.
- Массовый расходомер с высокими эксплуатационными характеристиками.
- Система механической и электронной остановки заправки по избытку расхода.
- Входной фильтр газа.
- Независимые клапаны регулировки давления для каждого заправочного шланга.
- Контрастный электронный дисплей.
- Заправка полной емкости или на predetermined цену.
- Интерфейс для дистанционного контроля работы системы.
- Световой сигнал окончания заправки.

Технические характеристики:

Наименование	Значение
Максимальное избыточное давление газа, Мпа (кгс/см ²)	24,5 (250)
Давление газа, заправляемого в автомобиль, избыточное, Мпа (кгс/см ²)	19,4 (200)
Скорость заправки, м ³ /мин	28
Масса, не более, кг	185
Габаритные размеры: длина, ширина, высота, не более, мм	2090x440x830

Гарантийный срок автомобильной газонаполнительной компрессорной станции (АГНКС) составляет 12 месяцев со дня ввода в эксплуатацию, но не более 18 месяцев со дня отгрузки.

Ключевые преимущества

Преимущества:

- Снижение расходов на горюче-смазочные материалы - в качестве моторного топлива применяется природный газ или шахтный метан.
- Применение газа позволяет увеличить моторесурс двигателей, в несколько раз снизить вредность выбросов выхлопных газов в атмосферу, в 1.5 раза увеличить срок службы моторного смазочного масла.

- Удобство эксплуатации - для монтажа станции достаточно произвести подключение ее к газовой и электрической сети. Вода для технологических целей не применяется.
- Совместно с системами подготовки газа оборудование АГНКС может устанавливаться на маломощных газовых скважинах местного значения, скважинах по добыче шахтного метана из угольных пластов и нефтяных скважин с попутным метаном.
- Работа станции полностью автоматизирована. Система автоматики обеспечивает контроль параметров станции, автоматическое включение и выключение, а так же автоматическое отключение станции при выходе параметров за допустимые пределы. АГНКС изготавливается в блочно-контейнерном исполнении.

Качество продукции подтверждено сертификатом соответствия системы менеджмента качества требованиям ИСО 9001:2000.











Тема 2.6. Автоматизация и телемеханизация линейной части газонефтепроводов

Практическое занятие № 1. Изучение схем автоматизации СКЗ и слива конденсата.

Электрохимзащита

1. Станции катодной защиты предназначены для защиты технологических трубопроводов и коммуникаций ГРС от коррозии.
2. Техническую эксплуатацию станций катодной защиты осуществляет персонал ЛПУМГ.
3. Персонал ГРС осуществляет контроль за сохранностью и работоспособностью станций катодной защиты и обязан один раз в неделю снимать показания приборов, записывать их в журнал и сообщать диспетчеру ЛПУМГ.
- 4 Персонал ГРС несет ответственность за сохранность станции катодной защиты и ее коммуникаций.

Периодическое техническое обслуживание - комплекс операций по поддержанию работоспособности оборудования через установленные в эксплуатационной документации интервалы времени.

Текущий ремонт - вид ремонта, при котором обеспечивается нормальная эксплуатация оборудования до очередного планового ремонта. Во время текущего ремонта устраняют неисправности путем замены или восстановления отдельных составных частей.

При текущем ремонте обязательно проверяется техническое состояние остальных составных частей с устранением обнаруженных неисправностей и выполнением регулировочных работ.

Необходимость проведения текущего ремонта оборудования и систем определяется на основании графиков проведения планово-предупредительного ремонта, результатов плановых осмотров и замечаний в процессе эксплуатации ГРС.

При ремонте запорных кранов на линиях редуцирования и другого оборудования подача газа потребителям производится по обводной линии в соответствии с инструкцией, разрабатываемой ЛПУМГ (ПО).

При аварийной ситуации поддержание заданного давления в линии подачи газа потребителю должно также осуществляться по обводной линии станции.

При работе по обводной линии должна быть обеспечена непрерывная регистрация давления на выходе ГРС, при этом на ГРС обязательно постоянное присутствие эксплуатационного персонала.

Ремонтные работы, связанные с необходимостью отключения ГРС, должны проводиться в период наименее интенсивного отбора газа.

При проведении ремонта должны выполняться мероприятия, направленные на увеличение длительности работы оборудования, повышения технико-экономических показателей.

В процессе ремонта могут проводиться конструктивные изменения в технологических схемах по разработанному проекту, согласованному и утвержденному в установленном порядке.

В каждой службе ГРС на предстоящий осенне-зимний период должен разрабатываться план мероприятий по обеспечению безаварийной работы ГРС.

В плане подготовки ГРС к эксплуатации в осенне-зимний период, в первую очередь, должны быть предусмотрены:

осмотр и ремонт сальниковых уплотнений и фланцевых соединений;

замена в запорных кранах летней смазки на зимнюю;

смена смазки в редукторах;

проверка герметичности соединительных линий и запорной арматуры на них;

проверка и наладка системы подогрева газа, отопления и вентиляции.

Основное оборудование ГРС после ремонта проверяется в работе под нагрузкой в сроки, указанные заводом-изготовителем, но не менее 48 часов.

При отсутствии дефектов в работе в течение этого времени оборудование принимается в эксплуатацию.

Все работы, выполненные по ремонту основного оборудования, принимаются инженером ГРС по акту, к которому должна быть приложена исполнительная техническая документация.

О работах, выполняемых при ремонте вспомогательного оборудования, должна быть сделана подробная запись в паспорте оборудования или специальном ремонтном журнале.

Сборка и сварка, а также контроль качества сварных соединений должны удовлетворять требованиям действующих НТД.

Для оценки технического состояния и надежности работы технологического оборудования и коммуникаций ГРС необходимо периодически производить диагностическую проверку состояния металла труб и оборудования, работающего в условиях вибрации, переменных давлений и температур, воздействия коррозии и эрозии.

Периодичность проверки устанавливается с учетом местных условий эксплуатации, но не реже 1 раза в 5 лет.

УЗЛЫ СБОРА ПРОДУКТОВ ОЧИСТКИ ГАЗОПРОВОДА

Для удаления продуктов очистки газопровода следует предусматривать подземный коллектор-сборник, изготавливаемый из таких же труб, как и газопровод на участках I категории.

Объем коллектора-сборника следует принимать по расчету в зависимости от загрязненности газа и устанавливаемого цикла очистки, но не более:

300 м³ - для газопровода Ду 1000, Ду 1200 мм;

500 м³ - для газопровода Ду 1400 мм.

2.50. В коллекторе-сборнике следует предусматривать возможность:

выветривания газа;

передавливания жидкости в автоцистерны для вывоза на утилизацию или сжигание;

передавливания шлама в амбары или автоцистерны на вывоз и последующее обезвреживание;

очистки нижней части коллектора-сборника;

отбора проб для определения состава продуктов очистки;

контроля уровня заполнения.

Коллекторы-сборники для сбора продуктов очистки полости газопровода следует размещать на расстоянии не менее 15 метров от газопровода и от узла очистки.

Свечу для сброса газа из коллектора-сборника следует размещать на расстоянии не менее 60 м от узла очистки.

На узлах очистки газопровода, совмещенных с узлами подключения компрессорной станции, следует предусматривать освещение, телефонную связь, пешеходные дорожки до компрессорной станции, а также подъездную дорогу 5-й категории.

Практическое занятие № 2. Изучение схем автоматизации процессов сооружения линейной части продуктопровода.

В связи с постоянным увеличением добычи нефти растет сеть магистральных нефтепроводов - самого прогрессивного в техническом и экономическом отношении вида транспорта перемещения нефтепродуктов на большие расстояния. Несмотря на то что единовременные первоначальные капиталовложения в магистральные нефтепроводы сравнительно велики, себестоимость перекачки нефтепродуктов значительно ниже, а выработка на одного работающего в этой области в несколько раз выше, чем при перевозках нефтепродуктов другими видами транспорта. Темпы роста объемов перекачки по трубопроводам значительно выше, чем темпы перевозки на любом другом виде транспорта.

Магистральные нефтепродуктопроводы предназначены для транспортировки широкого ассортимента нефтепродуктов с нефтеперерабатывающих комплексов до пунктов их распределения - крупных перевалочных нефтебаз, наливных станций и распределительных нефтебаз. В связи с ростом объема и ассортимента нефтепродуктов, возникла необходимость в развитии сетей магистральных нефтепродуктопроводов.

К магистральным нефтепродуктопроводам относятся трубопроводы диаметром не менее 219 мм и протяженностью более 50 км, предназначенные для транспортировки различных видов продуктов.

Магистральные нефтепродуктопроводы, кроме собственной линейной части, имеют линейные производственно-диспетчерские станции (ЛПДС), наливные (пункты путевого сброса) и перекачивающие станции, ремонтно-восстановительные пункты (РВП) и конечные пункты (наливные станции, перевалочные морские и речные нефтебазы).

Современные магистральные нефтепроводы проектируют с учетом работы средств автоматизации и телемеханизации, необходимых для обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации трубопроводов, их объектов и оборудования.

Местом автоматизации является линейная часть магистрального нефтепровода, включающая в себя магистральный трубопровод (с отводами и ответвлениями, запорной арматурой, переходами через искусственные и естественные препятствия); сооружения линейной службы эксплуатации трубопровода (блок-посты линейных обходчиков); линии и сооружения производственно-технической связи и телемеханики; кабельные и воздушные линии электропередач; комплекс средств электрохимической защиты трубопровода от коррозии.

На линейной части нефтепроводов устанавливаются приборы, которые монтируются в коверах и технологическое оборудование в блок-боксах ПКУ (пункт контроля и управления).

Средства телемеханизации магистральных нефтепроводов предназначены для обеспечения дистанционного управления технологическим оборудованием линейной части магистрального нефтепровода из районного, территориального диспетчерского пункта и ЦДП (центральный диспетчерский пункт).

Целью автоматизации линейной части магистральных нефтепроводов являются:

- повышение безопасности и надежности эксплуатации магистральных нефтепроводов;
- оптимальное управление грузопотоками нефти по маршрутам транспортировки;
- контроль и сигнализация изменения состояния технологического оборудования;
- формирование и выдача отчетов и справок по транспорту нефти, работе оборудования, технологическому процессу и работе системы;
- дистанционное управление работой технологического оборудования.

контроль утечек на нефтепроводе.

Автоматизация и телемеханизация линейной части магистрального нефтепровода осуществляется на базе контроллера «ЭЛСИ-Т».

Контроллер предназначен для построения распределенных гибких автоматизированных программно-технических комплексов контроля и управления объектами нефтяной и газовой промышленности, энергетики, перерабатывающих отраслей, транспорта, коммунальных хозяйств и др.

Система телемеханики линейной части магистрального нефтепровода выполняет следующие функции:

1. Контроля:
2. состояние охранной сигнализации (ПКУ, узлов с запорной арматурой при необходимости);
3. состояние и положение запорной арматуры;
4. состояние средств электрохимзащиты;
5. прохождения скребка;
6. - срабатывания моментных выключателей задвижек (при необходимости);
7. минимальная температура в ПКУ.
8. Управления:
9. линейными запорными устройствами;
10. деблокировка сигнала прохождения скребка;
11. освещение;
12. Измерения:
13. давления в трубопроводе;
14. защитного потенциала "труба - земля".
15. Связи:
16. обмен информацией с районным диспетчерским пунктом (РДП) по телемеханическим протоколам

Также система линейной телемеханики "ЭЛСИ-Т" является важным компонентом в системе диспетчерского контроля и управления магистральными нефтепроводами.

В процессе автоматизации на линейной части нефтепровода установлены следующие первичные преобразователи:

Датчик прохождения очистного устройства (скребка) ДПС-5В.

Датчик избыточного давления ТЖИУ 406.

Манометр показывающий типа МП-3 с импульсной линией.

Прибор контроля прохождения очистного устройства ДПС-5В (сигнализатор) предназначен для фиксации момента и установления факта прохождения очистного устройства (скребка) по трубопроводу.

Датчик ТЖИУ 406 предназначен для измерения избыточного или абсолютного давления газа или жидкости и обеспечивает непрерывное преобразование значения измеряемого параметра в унифицированный линейно возрастающий токовый сигнал

Принцип и построение системы диспетчерского контроля и управления магистральными нефтепроводами

Система диспетчерского контроля и управления магистральными нефтепроводами ОАО АК «Транснефть» является составной частью единой автоматизированной системы управления ОАО АК «Транснефть».

СДКУ представляет собой комплекс программно-технических средств, предназначенный для управления технологическим процессом перекачки нефти и контроля за ходом технологических процессов в реальном масштабе времени, и состоит из уровней районных диспетчерских пунктов (РДП), территориальных диспетчерских пунктов (ТДП) и центрального диспетчерского пункта (ЦДП).

СДКУ представляет трехуровневую иерархическую структуру с отдельным административным управлением каждым уровнем:

-верхний уровень - уровень центрального диспетчерского пункта ЦДП ОАО АК «Транснефть»;

-средний уровень - уровень территориальных диспетчерских пунктов ТП ОАО МН

нижний уровень - уровень районных диспетчерских пунктов и филиалов ОАО МН.

Упрощенная схема системы диспетчерского контроля и управления показана на рис. 2.1.1.

СДКУ уровня ЦДП состоит из комплекса технических средств, обеспечивающих прием данных от всех ТП и предоставление этой информации в графическом, текстовом,

электронном виде на рабочие места оперативно-диспетчерского персонала и специалистов АК «Транснефть».

СДКУ уровня ТДП объединяет уровни РДП и обеспечивает отображение технологической информации в объеме требований, предусмотренных техническим заданием АК «Транснефть».

СДКУ уровня РДП создается на технологически законченном участке нефтепроводов и состоит из оборудования РДП, средств телемеханизации НПС и линейной части, средств автоматизации НПС, резервуарных парков и других систем автоматики.

Система диспетчерского контроля уровня РДП и ТДП имеют единую структуру обработки и отображения технологической информации, определенную архитектуру клиент - серверной технологии программного обеспечения СДКУ, и состоят из серверов ввода-вывода и графических рабочих станций.

Рисунок. 2.1 Упрощенная схема системы диспетчерского контроля и управления

Обмен информацией между иерархическими уровнями системы и другими системами из состава единой системы диспетчерского управления и контроля транспортом нефти должен быть реализован средствами вычислительной сети.

Вычислительная сеть объединяет локальные вычислительные сети (ЛВС) АК «Транснефть», ОАО УМН и филиалов. ЛВС включают серверное и коммутационное оборудование, средства связи, системы энергообеспечения, программные средства и персональные компьютеры (ПК), установленные на каждом уровне управления. Обмен информацией между персональными компьютерами в ЛВС осуществляется по протоколам, принятым в вычислительной сети СДКУ.

Информация о состоянии технологических объектов нефтепровода по запросам должна предоставляться с запаздыванием не более 5 минут диспетчеру ТДП и не более 5 минут диспетчеру ЦДН.

Передача информации с уровней РДП на уровень ТДП осуществляется через сеть передачи данных, организованной на базе IP маршрутизаторов и цифровых каналов связи. На уровне РДП сбор информации с объектов обеспечивается по телемеханическим протоколам.

В СДКУ уровней РДП, ТДП и ЦДП, созданных на базе инструментального пакета SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition - диспетчерское управление и сбор данных), создается принцип «прозрачности» информации, т.е. обеспечивается возможность контроля единой первичной информации на всех уровнях в реальном масштабе времени.

Применение SCADA-технологий позволяет достичь высокого уровня автоматизации в решении задач разработки систем управления, сбора, обработки, передачи, хранения и отображения информации.

Дружественность человеко-машинного интерфейса (HMI/MMI), предоставляемого SCADA - системами, полнота и наглядность представляемой на экране информации, доступность "рычагов" управления, удобство пользования подсказками и справочной системой и т. д. - повышает эффективность взаимодействия диспетчера с системой и сводит к нулю его критические ошибки при управлении.

Большое значение при внедрении современных систем диспетчерского управления имеет решение следующих задач:

выбора SCADA-системы (исходя из требований и особенностей технологического процесса);

кадрового сопровождения.

Выбор SCADA-системы представляет собой достаточно трудную задачу, аналогичную принятию решений в условиях многокритериальности, усложненную невозможностью количественной оценки ряда критериев из-за недостатка информации.

Подготовка специалистов по разработке и эксплуатации систем управления на базе программного обеспечения SCADA осуществляется на специализированных курсах различных фирм, курсах повышения квалификации. В настоящее время в учебные планы ряда технических университетов начали вводиться дисциплины, связанные с изучением

SCADA-систем. Однако специальная литература по SCADA-системам отсутствует; имеются лишь отдельные статьи и рекламные проспекты.

В АК «Транснефть» система диспетчерского контроля и управления создана на базе инструментального пакета SCADA «Genesis for Windows 3.51», который удовлетворяет и техническим характеристикам, и стоимостным характеристикам, и эксплуатационным характеристикам.

На самом нижнем уровне СДКУ находится система линейной телемеханики «ЭЛСИ-Т», которая обеспечивает сбор данных с первичных датчиков и обработку этой информации для дальнейшей передачи на вышестоящие уровни и является неотъемлемой и важной частью всей системы управления магистральными нефтепроводами.

2.2 Система линейной телемеханики контроллер «ЭЛСИ-Т»

Система телемеханики линейной части магистрального нефтепровода предназначена для централизованного контроля и управления оборудованием линейной части магистрального нефтепровода. В качестве системы линейной телемеханики используется "Контроллер ЭЛСИ-Т", который осуществляет сбор и обработку информации с первичных датчиков, формирование сигналов управления, осуществляет прием и передачу информации по последовательным каналам связи с районным диспетчерским пунктом.

Система телемеханики линейной части магистрального нефтепровода «ЭЛСИ-Т» выполняет функции:

1. Контроля:

- Контроль состояние охранной сигнализации ПКУ при помощи концевых выключателей, расположенных в ПКУ.
- Контроль прохождения скребка на магистральном нефтепроводе - при помощи датчика прохождения скребка ДПС-5В.
- Контроль срабатывания моментных выключателей задвижек («Открытие задвижки», «Закрытие задвижки»).
- Контроль минимальной температуры в ПКУ - осуществляется при помощи термореле.

2. Управления:

- Управление линейными запорными устройствами (задвижками).
- Деблокировка сигнала прохождения скребка.
- Управление освещением около ПКУ (при необходимости).

3. Измерения:

- Измерение давления в трубопроводе при помощи датчика избыточного давления ТЖИУ 406.
- Измерение защитного потенциала "труба - земля" при помощи КИК (контрольно-измерительная колонка).

4. Связи:

- Обмен информацией с районным диспетчерским пунктом (РДП) по телемеханическим протоколам.

Полное название контроллера: Контроллер "ЭЛСИ-Т" ТУ 4229-005-28829549-95.

Технические характеристики контроллера представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - технические характеристики контроллера «ЭЛСИ-Т»

Наименование параметра Ед. изм. Значение
1. Номинальное значение напряжения В 220
2. Отклонение напряжения питания переменного тока от номинального В ±44
3. Частота питающей сети Гц 50
5. Номинальное значение напряжения питания постоянного тока В 220
6. Отклонение напряжения питания постоянного тока от номинального В -20, +130
7. Потребляемая мощность, не более Вт 60
8. Габаритные размеры (без кабельной части), не более мм 435х230х220
9. Масса, не более кг 10
10. Срок службы, не менее лет 10

2.2.1 Конструкция контроллера

Конструкция контроллера представляет собой набор модулей, объединенных коммутационной панелью ТК-101.

Конструкция контроллера обеспечивает его крепление на вертикальной несущей поверхности. Крепление осуществляется за четыре крепежные отверстия в планках,

закрепленных с тыльной стороны панели. Допускается навешивать панель за две точки крепления, расположенные под крепежными планками. Крепежные планки в этом случае необходимо снять.

Подключение основного и резервного питания осуществляется через разъем панели ТК-101, расположенный с правой стороны панели. Заземление контроллера осуществляется через винт на панели ТК-101 и разъем, с помощью вилки с контактом заземления.

Выключатели питания и предохранители контроллера расположены с левой стороны панели ТК-101.

Электрические соединения модулей между собой выполняются через разъемы панели ТК-101.

Принцип работы контроллера

Контроллер реализован с применением микропроцессорной техники по модульному принципу. В состав контроллера входят:

- базовый комплект, состоящий из коммутационной панели, источника питания и процессорного модуля.
- модуля УСО (устройство связи с объектами) и другие специализированные модули, набор которых определяет функциональное назначение контроллера.

Управление контроллером осуществляется центральным процессором. Центральный процессор выполнен на базе 16-разрядного микроконтроллера i80C188EB фирмы Intel. Тактовая частота процессора 20 МГц. Требуемые функции контроллера обеспечиваются добавлением к базовому комплекту различных модулей ввода/вывода, которые, также как и базовые модули, устанавливаются на коммутационную панель.

В большинстве модулей ввода/вывода применяется микроконтроллер TP80C31BH с тактовой частотой 12 МГц. При помощи микроконтроллера реализуется целевые функции модуля. Обмен информацией между центральным процессором и микроконтроллером осуществляется через системную шину контроллера (панель ТК-101).

Конструкция модулей

Каждый модуль контроллера представляет собой функционально-законченный блок.

Основной конструкцией модуля являются печатные платы, объединенные между собой стенкой верхней, стенкой нижней и винтами.

На лицевой стороне плат расположены:

- светодиодные индикаторы, отображающие состояние модуля

штыревые соединители для установки режима работы модуля

разъем для подключения внешних связей модуля.

С лицевой стороны модуль закрыт съемной панелью, прикрепленный двумя винтами к стенкам. На передней панели нанесено наименование модуля контроллера и обозначение разъема.

Состав прикладных программ определяется функциональным назначением контроллера.

Все прикладные задачи в контроллере работают под управлением операционной системы с различными уровнями приоритета. Наивысшим приоритетом среди задач пользуются процессы операционной системы и аварийной сигнализации.

Контроллер "ЭЛСИ-Т" в своем составе имеет следующие блоки: модуль ТП-101, модуль ТС-203, модуль ТА-202, модуль ТД-121, модуль ТД-318.

2.2.4 Панель ТК-101

Панель ТК-101 предназначена для объединения модулей контроллера «ЭЛСИ-Т» и подключения питания к контроллеру.

Панель ТК-101 в зависимости от числа подключаемых модулей ввода/вывода, имеет несколько исполнений:

Панель ТК-101.8 - с количеством модулей ввода/вывода 8.

Панель ТК-101.6 - с количеством модулей ввода/вывода 6.

Панель ТК-101.4 - с количеством модулей ввода/вывода 4.

Панель ТК-101.2 - с количеством модулей ввода/вывода 2.

Подключение основного и резервного питания, заземления контроллера осуществляется через разъем, расположенный на лицевой стороне передней панели. Выключатели

питания и предохранители контроллера также расположены на лицевой стороне панели. Индикация включения питания осуществляется двумя газоразрядными индикаторами красного цвета.

Основой конструкции панели являются две металлические крышки. К крышкам крепятся предохранители, выключатели, выходной разъем и коммутационная печатная плата.

Модуль ТП-101

Модуль ТП-101 предназначен для питания контроллера "ЭЛСИ-Т", формирования сигналов аварии питающей сети и готовности выходных напряжений. Модуль выполнен в конструктиве контроллера "ЭЛСИ-Т".

В модуле ТП-101 имеется схема контроля напряжения питания 220 В, 50 Гц. При снижении напряжения до 150-170 В схема формирует сигнал в центральный процессор для сигнализации о переходе питания контроллера на резервный источник постоянного тока 220 В.

Наименование параметра	Ед. изм.	Значение
Номинальное значение напряжения	В	220
Отклонение напряжения питания переменного тока от номинального	В	+/-44
Частота питающей сети	Гц	50
Номинальное значение напряжения питания постоянного тока	В	220
Отклонение напряжения питания постоянного тока от номинального	В	-20, +130
Суммарная выходная мощность, не более	Вт	50
Порог срабатывания схемы контроля сетевого напряжения	В	150 - 170
Порог срабатывания схемы контроля напряжения 5 В	В	4,5 - 4,69
Габаритные размеры	мм	40x180x160
Масса, не более	кг	1,1

Состояние модуля в процессе эксплуатации отображается светодиодными индикаторами, которые расположены на передней панели модуля ТП-101. При включении контроллера (модуля) должны гореть индикаторы 5 В, 12 В, -12 В.

2.2.6 Модуль ТС-203

Модуль ТС-203 служит для выполнения программ обработки данных и обеспечивает управление устройствами связи с объектом (УСО), обмен данными через шину ConBUS, а также позволяет осуществлять связь с внешними географически удаленными объектами посредством встроенного модема.

УСО выполняет следующие функции:

1. Нормализация аналогового сигнала - приведение границ шкалы первичного непрерывного сигнала к одному из стандартных диапазонов входных сигналов.
2. Предварительная низкочастотная фильтрация аналогового сигнала - это ограничение полосы частот первого непрерывного сигнала с целью снижения влияния на результат измерения помех различного происхождения.

УСО обеспечивает опрос датчиков, контроль наличия в цепи напряжения, тока и т.п. А выходные формируют сигнал для управления пускателями, двигателями и прочими устройствами.

Модуль выполнен в конструктиве модулей контроллера "ЭЛСИ-Т". Модуль состоит из платы центрального процессора МС-203 и дополнительной платы модема МН-202.

Плата центрального процессора служит для выполнения программ управления внешними устройствами и обработки полученных данных. На плате центрального процессора расположены: память данных ОЗУ, память для хранения программ FLASH, часы реального времени и Watch Dog (схема автоматического перезапуска контроллера при сбое программы), соединенных между собой посредством локальной шины.

Наименование параметра	Ед. изм.	Значение
Номинальное значение напряжения	В	220
Разрядность шины данных	бит	83
Тактовая частота	МГц	204
Объем ОЗУ	Кбайт	1285
Объем энергозависимой памяти	Кбайт	326
Время сохранения информации в энергозависимой памяти, не менее	час	20000
Скорость передачи информации через встроенный модем	бит/с	12008
Габаритные размеры	мм	180x40x160
Потребляемая мощность, не более	Вт	2,5
Масса, не более	кг	1,1

Модуль ТА-202

Модуль ТА-202 предназначен для измерения гальванически разделенных токов и напряжений в составе контроллера "ЭЛСИ-Т".

Модуль выполнен в конструктиве модулей контроллера "ЭЛСИ-Т". Работа модуля основана на принципе преобразования напряжения в частоту следования импульсов и подсчет их количества в заданный интервал времени.

Модуль ТА-202 состоит из плат ТД-001 и МА-203. Плата ТД-001 предназначена для программного управления платой МА-203 и для обмена данными с модулем по шине контроллера.

Наименование параметра Ед. изм. Значение 1231 Количество гальванически разделенных каналов шт. 42 Напряжение гальванического разделения В 10003 Диапазон измерения напряжения В +104 Погрешность измерения, не более % 0,26 Время измерения с 0,1 - 107 Габаритные размеры мм 180x40x1608 Масса кг 0,8

Модуль ТД-121

Модуль ТД-121 предназначен для опроса дискретных датчиков сигнализации типа «сухой контакт» в составе контроллера "ЭЛСИ-Т".

Модуль выполнен в конструктиве модулей контроллера "ЭЛСИ-Т". Модуль ТД-121 состоит из плат ТД-001 и МД-121. Плата ТД-001 предназначена для программного управления платой МД-121 и для обмена данными с модулем по шине контроллера.

Плата ТД-121 работает под управлением платы ТД-001 и содержит два одинаковых канала, каждый из которых предназначен для опроса 16 дискретных датчиков.

Наименование параметра Ед. изм. Значение 1231 Количество гальванически разделенных каналов шт. 22 Количество принимаемых сигналов в канале шт. 163 Тип опроса датчиков сигнализации Последовательный 4 Время фильтрации дребезга сигнала мс от 4 до 300005 Ток опроса датчиков сигнализации мА 10, 206 Напряжение опроса датчиков В 12; 247 Метод фильтрации дребезга сигнала Цифровой 8 Габаритные размеры мм 180x40x1609 Масса, не более кг 0,8

Модуль ТД-318

Модуль ТД-318 предназначен для выдачи 32 сигналов управления напряжением 24 В постоянного тока в составе контроллера "ЭЛСИ-Т".

Модуль выполнен в конструктиве модулей контроллера "ЭЛСИ-Т". Модуль состоит из двух плат: платы управления МД-305 и платы сопряжения МД-306.

Плата управления МД-305 предназначена для сопряжения модуля с шиной контроллера ConBus, управления процессом выдачи сигналов управления, контроля правильности функционирования модуля.

Плата МД-306 содержит 8 гальванически разделенных каналов по 4 сигнала управления в каждом канале.

Наименование параметра Ед. изм. Значение 1231 Количество гальванически разделенных каналов шт. 82 Количество сигналов управления в канале шт. 43 Коммутируемое напряжение постоянного тока, не более В 305 Время выдачи сигналов управления, не менее с 0,16 Количество одновременно формируемых сигналов шт. до 327 Габаритные размеры мм 180x40x1608 Масса, не более кг 0,7

Технологическая

связь

Для оперативного управления всеми объектами магистрального нефтепровода вдоль трассы сооружаются линии связи. Технологическая связь обеспечивает диспетчерскую телефонную связь управления магистральными нефтепроводами (УМН) со всеми подразделениями, цехами и технологическими объектами УМН, связь с другими УМН, местную связь, каналы телемеханики и каналы передачи данных.

Под каналом связи подразумевается совокупность технических средств (аппаратура и линия связи), необходимых для независимой передачи данного сообщения.

При выборе линий связи необходимо учитывать следующие особенности:

- удаленность объекта измерений от места приема и обработки измерительной информации;
- поток информации (количество передаваемых значений измеряемой величины в единицу времени);
- скорость изменения измеряемой величины;

- требования к точности измерений;
- влияние внешних воздействий
- специфика вывода сигналов из среды объекта измерений (взрыво- и пожароопасность, химическая агрессивность и др.);
- необходимость компромисса между требуемыми и допустимым затратами.

Линией связи может служить проводная цепь (кабельная или воздушная линия), радиорелейная система или радиосвязь. На всей протяженности магистрального нефтепровода в качестве линий связи используется радиосвязь при помощи радиостанция «Моторола».

На линейной части магистрального нефтепровода сбор технологической информации осуществляется средствами телемеханики «ЭЛСИ-Т». При этом у каждого контролируемого объекта устанавливается аппаратура контролируемых пунктов (КП) телемеханики, которая связывается с различными датчиками.

Передача информации в телемеханической системе складывается из трех операций:

Сбор и обработка информации;

Формирование сигнала в передающем устройстве;

Передача его по линии.

Передача информации в телеизмерениях чаще всего осуществляется в виде электрических сигналов по общей схеме

Сигналы для передачи, как правило, модулируют, а затем восстанавливают на приемной стороне.

Надежность и достоверность передаваемых сообщений во многом зависит от качества каналов связи. Поэтому большое внимание уделяется надежности каналов связи и контролю за их работой.

Электроснабжение системы линейной телемеханики контроллера «ЭЛСИ-Т»

На магистральном нефтепроводе электроснабжение системы линейной телемеханики контроллера «ЭЛСИ-Т» производится от вдольтрассовой линии электропередач 10 кВ, которая снабжает электропотребителей линейных сооружений. Причем питание контроллера «ЭЛСИ-Т» осуществляется через трансформаторную подстанцию, расположенную на расстоянии 85 м от блок-бокса ПКУ.

Если по причине аварии на вдольтрассовой линии электропередач произойдет отключении электрической энергии, то контроллер «ЭЛСИ-Т» автоматически переходит на автономное резервное питание, которое обеспечивается источником вторичного питания СКАТ-2400.

По руководящим документам РД 153-39.4-087-01 «Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов» средства телемеханики линейной части магистрального нефтепровода должны иметь источники бесперебойного питания (ИБП), которые должны поддерживать работу средств телемеханики вместе с датчиками не менее трех часов, если после прохождения трех часов не будет подано электропитание от вдольтрассовой ЛЭП - то диспетчер должен будет остановить работу всего нефтепровода в аварийном порядке.

Источник вторичного электропитания СКАТ-2400 предназначен для обеспечения бесперебойной работы систем телемеханики, охранно-пожарной сигнализации с токами потребления от 0,5 А до 5 А. Источник СКАТ-2400 оснащен системой заряда и контроля аккумуляторной батареи. СКАТ-2400 изготовлен на унифицированной печатной плате.

Практическое занятие № 3. Изучение схем автоматизации закачки и отбора газа на станции подземного хранения газа (СПХГ), ГРП и ГРС

Контроль герметичности хранилища в пределах горного отвода

В процессе разведки должна быть проведена детализация геологического разреза с выделением всех проницаемых и непроницаемых комплексов, должны быть определены зоны замещения и предельные границы газонасыщения.

Контроль за возможным газопроявлением в вышележащих контрольных горизонтах осуществляют комплексом наземных методов и измерениями по контрольным скважинам, специально пробуренным на проницаемые объекты.

Наземные методы включают различные модификации газовой съемки, сейсморазведки, электроразведки, газогеохимических и гидрогеохимических исследований.

Измерения по контрольным скважинам включают измерение напора пластовых вод, давления среды, а также растворимости природных газов в водах, плотности и химического состава пластовых вод. Гидрогеохимические исследования выполняют по фонду наблюдательных и пьезометрических скважин 2 раза в год, месяц спустя после завершения закачки газа и в нейтральный период после отбора.

Подпочвенную газовую съемку выполняют не реже 1-го раза в 3 года. В случае выявления негерметичности хранилища подпочвенную газовую съемку выполняют ежегодно при максимальном пластовом давлении в хранилище.

При наличии разбаланса газа, выявлении межколонных проявлений, негерметичности выполняют комплексные исследовательские работы на территории горного отвода, включающие сейсморазведку, сейсмографию, электроразведку, подпочвенную газовую съемку, геофизические исследования фонда скважин.

При наличии над основным объектом хранения нескольких проницаемых горизонтов контроль осуществляют по каждому горизонту в отдельности.

Контрольные скважины располагают в сводовой части структуры. В случае возможного поступления газа в контрольные горизонты в различных зонах хранилища предусматривается сооружение нескольких скважин на контрольный горизонт.

Если в контрольном горизонте отмечено наличие переточного газа, то должна быть сооружена система наблюдательных скважин, контролирующих распространение газа по горизонту.

Количество наблюдательных скважин обосновывается в технологической схеме создания и эксплуатации газохранилища. В ней должны быть указаны:

- количество контрольных горизонтов;
- местоположение контрольных скважин по горизонтам;
- требования к контролю (частота и регулярность измерений уровней и давлений, отбора проб и проведения их анализов);
- требования к геофизическим методам контроля. Контрольные скважины с периодичностью не менее 1-го раза в 2 года следует проверять на степень сообщаемости скважин с пластом и оформлять соответствующим протоколом. При создании ПХГ до начала закачки газа в контрольных скважинах должны быть проведены фоновые измерения уровней (давления) и химического состава пластовых вод для определения реагирования контрольных горизонтов на изменение давления в объекте хранения или появление газа в контрольном горизонте.

При устойчивых геофизических показаниях повышенных значений газонасыщенности в верхних отложениях осуществляют следующие мероприятия:

- проводят геофизические исследования газонасыщений в окружающих скважинах;
- скважину останавливают и ствол ее заполняют жидкостью, после стабилизации температуры проводят глубинную термометрию скважины.

Порядок проведения геофизических работ по выявлению путей миграции газа определяется специальной программой.

При выявлении аномалии в термометрических исследованиях в интервале между пластом-коллектором и пластом, в котором по геофизическим данным выявлено газонасыщение, проводят работы по ликвидации утечек газа по этой скважине.

Если по геофизическим данным наблюдается рост зоны газонасыщения по соседним скважинам, на этот пласт сооружается специальная контрольная скважина.

Частота и объем геофизических исследований по контролю за герметичностью хранилища определяются геологической службой СПХГ по согласованию с организацией, осуществляющей авторский надзор, но не менее 2-х раз в год.

Частоту измерений уровней (давлений), отбор и анализ проб воды и газа также определяет геологическая служба по согласованию с организацией, осуществляющей авторский надзор, но не менее 2-х раз в год.

По каждой контрольной скважине по данным измерений ежегодно строят график изменения во времени уровней (давления). По графику организация, осуществляющая авторский надзор, представляет заключение:

- о качестве полученной информации;
- о возможных причинах реагирования скважины и характера связи контрольного горизонта с пластом-коллектором;
- о рекомендуемых мероприятиях по повышению степени герметичности хранилища и мероприятиях по улучшению качества информации.

6.13 На стадии проектирования ПХГ для установления геологической герметичности покрышки над объектом хранения при создании ПХГ в пористых водоносных пластах, не содержавших ранее углеводородов, необходимо проведение специальных гидродинамических исследований контрольных горизонтов.

Мониторинг насыщенности пласта коллектора (объекта хранения), контрольных горизонтов выполняется на основе постоянно действующей геолого-технологической модели ПХГ.

Контроль за верхними водоносными горизонтами

При разведке новых водоносных структур для подземного хранения газа разведочной организацией должны быть проведены работы по выявлению особенностей геологического строения верхних приповерхностных отложений, в которые возможно поступление газа.

При сооружении новых подземных хранилищ в истощенных газовых и нефтяных месторождениях такая работа должна быть проведена на стадии их создания.

При исследовании верхних приповерхностных отложений должны быть установлены:

- характер сочленения верхних приповерхностных отложений с основными осадочными породами;
- поперечный и продольный профили по приповерхностным отложениям в пределах горного отвода;
- характер залегания приповерхностных отложений;
- местоположение контрольных скважин различных категорий;
- характер водо- и газонасыщения пород, включая сезонные изменения;
- химизм пластовых вод и газов.

Контрольные скважины на приповерхностных отложениях размещают по следующей схеме:

- скважины, расположенные в местах, где возможно поступление газа в приповерхностные отложения;
- скважины, расположенные в «опасных» местах вблизи населенных пунктов;
- скважины, расположенные на пути между возможными источниками поступления газа и «опасными» местами.

При появлении газа в скважинах этой категории должны быть устранены причины появления газа, приняты меры по дегазации и по изменению технологии эксплуатации хранилища.

Гидрогазохимическое обследование скважин на приповерхностных горизонтах должно проводиться не реже 1-го раза в год в летний период.

Контрольные и наблюдательные скважины на приповерхностных отложениях должны быть оборудованы фонтанной арматурой, обеспечивающей подключение регистрирующей аппаратуры для газа и возможной разгрузки газа в случае его появления.

При создании хранилища должны быть проведены газохимические и геохимические исследования по определению фоновых данных (состав растворенного газа, в т.ч. изотопный состав углеводородов; состав грунтовых вод и их уровень). Не реже 1-го раза в 5 лет проводят комплексные исследования с целью определения изменения фоновых показателей. При расширении хранилища и увеличении площади горного отвода фоновые газогеохимические измерения выполняют до начала расширения контура ГВК.

Контроль технологических процессов, происходящих в искусственной газовой залежи

По каждому объекту эксплуатации ведется учет закачиваемого и отбираемого газа. Определяют общее количество газа в пластах на конец сезона закачки и сезона отбора с указанием количества активного и буферного газа и газа, оставшегося от разработки месторождения.

Оперативный учет закачиваемого и отбираемого газа осуществляют ежесуточно по каждой эксплуатационной скважине. Методика определения расхода газа должна быть согласована с организацией, осуществляющей авторский надзор.

Учет ведется по каждой скважине, по каждому объекту эксплуатации, включая вторичные техногенные скопления (залежи), и по хранилищу в целом,

Учет количества извлекаемых на поверхность пластовых и конденсационных вод, а также нефте(конденсат)содержащей смеси осуществляют по каждому объекту хранения и по хранилищу в целом. В газохранилищах с нефтяной оторочкой ведется учет добытой нефти.

Регламент контроля за выносом воды (водным фактором) по скважинам устанавливается в зависимости от системы сбора и подготовки газа и уровня их автоматизации. Как правило, схема должна обеспечивать измерение жидкости по каждой скважине путем периодических измерений не реже 1-го раза в 10 дней.

Измерение пластового давления осуществляют;

- 1 раз в 10 дней по выбранным скважинам, характеризующим темп изменения давления в зоне расположения скважин, и по скважинам, характеризующим изменение давления в периферийных и других участках пласта, для определения средневзвешенного давления в залежи;

- в периоды максимальной закачки и отбора рекомендуется строить карту изобар в газовой зоне.

Определение пластового давления в законтурной области осуществляют путем измерений в наблюдательных скважинах глубинными манометрами и пересчетом по уровню столба жидкости. По результатам измерений строятся карты приведенных изобар (или депрессий), по которым с учетом данных геофизических исследований определяют положение контура ГВК.

Измерения проводят:

- при создании хранилища по мере необходимости, в зависимости от геологического строения, цитологической неоднородности пласта и подвижности пластовых вод, но не реже 2-х раз в сезон;

- при циклической эксплуатации по одному разу не реже 1-го раза в течение сезона закачки и отбора газа (в начале или конце сезона).

Внешняя граница зоны газонасыщенности (контур ГВК) в хранилище должна быть выделена наблюдательными, пьезометрическими скважинами, обеспечивающими также возможность проведения промыслово-геофизических работ.

Количество их определяют технологической схемой и другими документами, но должно быть не менее 4 - 5 скважин.

В газовой зоне бурят геофизические скважины в необходимом количестве, равномерно охватывающем площадь.

Геофизические исследования проводят по наблюдательным, геофизическим и эксплуатационным скважинам с целью определения газонасыщенной мощности и

коэффициента газонасыщения в соответствии с технологической схемой создания и эксплуатации ПХГ не менее 2-х раз в сезон закачки и 1-го раза в сезон отбора и включают методы ГК + НГК или ГК+ ИНГК (ИННК).

Ежегодно должно проводиться освидетельствование наблюдательных скважин с целью определения их связи с пластом.

С целью определения энергетических и эксплуатационных характеристик пласта и скважин не реже 1-го раза в 2 года в период отбора, не реже 1-го раза в 3 года в период закачки проводят газодинамические исследования эксплуатационных скважин, включающие снятие профиля притока (приемистости), диагностику фильтра, измерение давления и температуры в пределах хранилища.

При соответствующем обустройстве ГСП и возможности проведения качественных режимных испытаний скважин в газопровод они проводятся 2 - 3 раза за сезон отбора.

Данные измерений по контролю за состоянием пласта и динамикой эксплуатации фиксируют в специальных журналах и на графиках зависимости от объема газа в хранилище и времени. Комплексный их анализ приводят в ежегодных геологических отчетах и заключениях по авторскому надзору.

В зонах, представляющих наибольшую опасность с точки зрения продвижения газа, из наблюдательных скважин в конце периода закачки следует отбирать пробу воды для проведения химического анализа растворенного газа и минеральных солей. Перед отбором пробы столб воды в скважине должен быть заменен на пластовую воду, для чего из скважины должна быть отобрана жидкость в объеме не менее одного объема ствола скважины.

По каждому объекту эксплуатации не реже 1 -го раза в год осуществляют расчет материального баланса газа в хранилище, в котором определяют общее количество газа в хранилище, соответствие между фактическим количеством газа в хранилище и расчетным (по балансу закачки и отбора), оценивают количество растворенного в пласте газа, мигрировавшего за пределы ловушки, разрабатывают предложения и технические решения, не допускающие миграцию газа за пределы ловушки.

Результаты расчетов носят качественный технологический характер.

По каждому объекту эксплуатации составляют математическую модель работы пласта, на основании этой модели на предстоящие сезоны закачки и отбора составляют прогнозные расчеты поведения хранилища (изменение дебитов, давлений, перемещение границы раздела газ-вода, изменение газонасыщенного объема, изменение газоводяного фактора, изменение действующего фонда скважин). После окончания сезона закачки и отбора проводят сопоставление фактических и расчетных показателей, оценивают степень соответствия, выявляют причины несоответствия и дают рекомендации по улучшению эффективности работы хранилища и качества математической модели.

С периодичностью не менее чем 1 раз в месяц определяют товарные качества закачиваемого и отбираемого газа, в т.ч. физико-химический анализ, калорийность.

По каждой скважине составляют математическую модель для расчета потерь давления и изменения температуры вдоль технологической цепочки «пласт - забой - устье - вход в шлейф-блок входных ниток - газосборный пункт».

Измерение и сопоставление фактических параметров с расчетными параметрами проводят не реже 1-го раза в месяц для внесения соответствующих изменений в режим работы скважин. Виды и объем геофизических исследований по контролю за распространением газа по площади и разрезу и техническим состоянием скважин определяет производственная организация, осуществляющая эксплуатацию ПХГ, и согласует организация, осуществляющая авторский контроль.

По всем эксплуатационным скважинам с периодичностью не менее 1-го раза в 3 года осуществляют отбивку забоев скважин.

Комплексное промыслово-геофизическое обследование технического состояния скважин первый раз проводят (в зависимости от группы ПХГ) через 20 - 30 лет, а повторное - через 5 - 10 лет, как правило, при ремонте. Результаты обследования оформляют актом.

Систематически, не реже 1-го раза в месяц, проводят измерение межколонных давлений и дебита газа.

Перечень работ по контролю за технологическими параметрами и герметичностью газохранилищ при их эксплуатации приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень рекомендуемых работ по контролю и наблюдениям за эксплуатацией газохранилищ

Наименование выполняемых работ	Периодичность выполнения	Вид отчетности
1 Контроль за технологическими параметрами		
1.1 Измерение и учет газа, количества выносимой воды	Постоянно	Журнал баланса газа
1.2 Измерение давления и температуры на входе и выходе	Постоянно	Журнал измерений
1.3 Определение точки росы	1 раз в сутки	Журнал
1.4 Исследования на стационарных режимах	1 раз за цикл, до и после капитального ремонта и мероприятий по интенсификации, при изменении продуктивности	Акты
1.5 Измерение дебита, давления на устье скважины на входе в ГСП, температуры на устье и на входе в ГСП, количества выносимой воды и породы	2 раза за цикл закачки и отбора	Журнал
1.6 Определение товарных качеств газа (физико-химический состав, калорийность)	1 раз в месяц	Журнал
1.7 Определение гидравлических потерь в элементах системы «пласт - скважина - ГСП»	2 раза в год	Акт, журнал
1.8 Проверка состояния забоя скважин	Ежегодно	Акт

1.9 Ревизия состояния колонны лифтовых труб	Ежегодно	Акт
2 Контроль за герметичностью		
2.1 Измерение уровня жидкости или давления	1 раз в месяц	Журнал измерений
2.2 Отбор проб воды на содержание углеводородов	1 раз в сезон закачки	Акты
2.3 Определение ГВК геофизическими методами	2 раза в сезон (в нейтральные периоды)	Отчет геологической службы
2.4 Отбор проб воды на химический анализ и содержание углеводородов	2 раза в сезон (в нейтральные периоды)	Акты
2.5 Измерение давления в межколонном пространстве скважин	Ежемесячно в сезон закачки	Журнал измерений
2.6 Комплекс ГИС (Т, ГК, НТК, ИННК)	1 раз в цикл закачки и отбора	Отчет геологической службы
2.7 Измерение межколонного расхода газа при установившемся режиме стравливания	Ежегодно	Акты
2.8 Снятие кривых восстановления при стравливании давления из межколонного пространства	Ежегодно	Акты
2.9 Отбор проб газа для определения химического состава	Ежегодно	АКТЫ
2.10 Геохимическая газовая съемка	1 раз в сезон закачки	Отчет геологической службы
2.11 Специальные гидродинамические исследования для поиска мест перетока	1 раз	Отчет геологической службы
2.12 Контроль за изменением контура газоносности	2 раза в сезон (в нейтральные периоды)	Отчет геологической службы
Примечание - При необходимости частота проведения работ может быть увеличена.		

Исследования и контроль технического состояния скважин ПХГ при эксплуатации, капитальном ремонте, технологическом и экологическом мониторинге (ГИС-техконтроль)

Главной целью ГИС-техконтроля является обеспечение получения оптимального объема геофизической информации о техническом состоянии скважин в целях:

- эффективного управления процессами создания и эксплуатации ПХГ;
- своевременной корректировки технологических и проектных решений путем повышения надежности строительства, эксплуатации, реконструкции и ликвидации скважин;
- обеспечения защиты жизни и здоровья граждан и предотвращения загрязнения наземных объектов и подземных гидрогеологических комплексов;

- своевременного проведения экспертного технического диагностирования скважин ПХГ системными геофизическими исследованиями обязательным и дополнительным комплексами методов.

Требования к ГИС при контроле технического состояния скважин и технологического оборудования

Эксплуатационная надежность и экологическая безопасность скважин ПХГ в первую очередь определяется техническим состоянием обсадных колонн, технологического оборудования и цементного кольца в заколонном пространстве.

Геофизические исследования технического состояния колонн и технологического оборудования должны обеспечивать:

- контроль диаметров, толщин и целостности обсадных колонн (кондуктора, технических и эксплуатационных колонн), глубины их башмаков и соответствие конструкции скважины проекту;
- контроль степени износа и выявление повреждений обсадных колонн (кондуктора, технических и эксплуатационных колонн), прогнозирование аварийных ситуаций в процессе эксплуатации и капитального ремонта скважины;
- контроль наличия и местоположения элементов технологической оснастки обсадных колонн (центраторов, скребков, турбулизаторов, заколонных пакеров и др.) и соответствие их проекту;
- регистрацию расположения муфт обсадных колонн (в увязке с геологическим разрезом);
- представление фактического паспорта конструктивных элементов обсадных колонн для дела скважины;
- определение глубины прихвата бурового инструмента.

Геофизические исследования надежности затрубной изоляции скважин должны обеспечивать:

- определение высоты подъема цемента за колонной и наличия сцепления цемента с колонной и породой, степени однородности и полноты заполнения цементом затрубного пространства, наличия затрубных каналов, заполненных жидкостью и газом;
- выявление заколонных перетоков флюида.

На этапе завершения строительства скважины геофизические исследования технического и технологического контроля обеспечивают информационную основу (фоновую базу) для паспортизации скважины и последующего мониторинга ее технического состояния:

- получение начальных (фоновых) геофизических характеристик изучаемого объекта (естественной гамма-активности, нейтронных параметров, естественного температурного поля, упругих свойств);
- привязку к разрезу и установку затрубных взрывных пакеров и реперов;

- оценку толщин эксплуатационной колонны и НКТ с точностью не более 0,5 мм и местоположение элементов конструкции скважин с точностью 0,5 м;

- отклонение забоя от устья скважины и геометрические характеристики ствола скважины,

При эксплуатации, капитальном и подземном ремонте скважин ГИС должны обеспечивать:

- уточнение фактической конструкции скважины;

- контроль технического состояния обсадной колонны и цементного кольца, выявление негерметичности колонн, цемента, заколонных перетоков для проектирования ремонтных работ;

- определение интервалов поступления воды в скважину;

- контроль технического состояния насосно-компрессорных труб и лифтового оборудования;

- информационное сопровождение ремонтных работ, проведение специальных исследований при различных технологических операциях в процессе ремонта (определение вырезанных участков эксплуатационных колонн, определение качества намывки гравийного фильтра и др.);

- технологические операции по установке разделительных мостов, пробок, вторичному вскрытию и интенсификации притоков;

- контроль и оформление протоколов геолого-технологических мероприятий, проводимых в скважинах (гидроразрывы пластов, обработка и иные воздействия на призабойную зону), оценку их эффективности;

- контроль и оформление записей результатов ремонтных работ для формирования дела скважины»

Комплекс ГИС при консервации и ликвидации скважин должен обеспечивать:

- уточнение фактической конструкции скважины;

- контроль технического состояния обсадной колонны и цементного кольца, выявление негерметичности колонн, цемента, наличия затрубных перетоков.

Вторичное вскрытие пластов перфорацией обсадной колонны (прострелочно-взрывным, сверлящим или другим методом) выполняется после обсадки скважины эксплуатационной колонной и при некоторых видах ремонтных работ.

Геофизическое сопровождение вторичного вскрытия пластов должно обеспечивать:

- контроль за спуском в скважину перфоратора на кабеле;

- привязку интервала перфорации к геологическому разрезу; контроль и регистрацию факта и полноты срабатывания перфоратора;

- определение фактического положения интервала перфорации;

- определение качества вторичного вскрытия пластов. Комплекс ГИС определяется задачами и техническими условиями эксплуатации и ремонта скважин. Различают общие и специальные исследования технического состояния скважин.

Общие исследования технического состояния скважин включают обязательные и дополнительные исследования.

Обязательные исследования - минимальный набор методов ГИС, обеспечивающих в относительно простых геолого-технических условиях решение установленного минимума технических задач. Обязательные исследования должны быть предусмотрены в проектах на строительство и эксплуатацию каждой скважины ПХГ и подлежат обязательному выполнению в установленные сроки.

Дополнительные исследования предназначены для расширения перечня решаемых задач или дополнения обязательного комплекса методов в тех случаях, когда он оказывается не достаточно эффективным.

Специальные исследования проводят для решения нестандартных задач, они требуют специальной аппаратуры и оборудования, специальной технологии исследований и специальной подготовки скважины для проведения работ. В каждом конкретном случае время, интервалы и комплекс специальных исследований определяются поставленной задачей и геолого-технической ситуацией в скважине. Работы выполняются по программе, подготовленной геологической службой СПХГ заказчика совместно с представителями геофизической организации.

Комплексы ГИС-техконтроля при строительстве, заканчивании скважин, эксплуатации, капитальном ремонте и мониторинге фонда скважин

Обязательный комплекс ГИС-техконтроля при строительстве скважин (таблица 1) обеспечивает контроль реализации проектных решений по их конструкции, разобщению и вторичному вскрытию пластов-коллекторов и оформлению документов дела скважины. Обязательные исследования комплексом ГИС-техконтроль проводят по всей длине колонны.

Таблица 1 - Комплекс ГИС-техконтроль при строительстве скважин

Решаемая задача	Метод ГИС	
	обязательный	дополнительный
Уточнение конструкции скважины, регистрация расположения муфт обсадных колонн в увязке с геологическим разрезом	ЛМ, ГК, МИД	ПТС, электромагнитная толщинометрия, видеокаротаж
Определение высоты подъема цемента за колонной и наличия сцепления цемента с колонной и породой, степени однородности и полноты заполнения цементом затрубного пространства	Т, АКЦ; гамма-гамма-дефектоскопия	
Выявление возможности заколонных перетоков флюида	ВЧТ	ГК, НК, шумометрия

Методы гамма-гамма-цементометрии и акустической цементометрии должны выполняться после затвердевания цемента. Измерения проводят как можно позже после цементирования. Для эксплуатационных колонн наиболее оптимальное время - сразу после или перед перфорацией, а для технических колонн и кондуктора - при каротаже в открытом стволе ниже этих колонн. Для гамма-гамма-цементометрии срок проведения исследований не имеет большого значения. Наиболее эффективные результаты методом АКЦ получаются при записи полного волнового сигнала на высоких и низких частотах.

Обязательный комплекс ГИС-техконтроль при заканчивании скважин (таблицы 2,3,) обеспечивает:

- контроль фактического положения интервала перфорации и качества вторичного вскрытия пласта;
- контроль фактического положения и качества намывки гравийных фильтров;
- формирование базы фоновых исследований для последующего мониторинга технического состояния скважин, проектирования и контроля ремонтных работ.

Таблица 2 - Комплекс ГИС-техконтроль при заканчивании скважин

Решаемая задача	Метод ГИС	
	обязательный	дополнительный
Привязка интервала перфорации к геологическому разрезу	ЛПО, ГК (НК), Т (до перфорации)	-
Определение фактического положения интервала и качества перфорации	ЛПО, МИД, Т (сразу после перфорации)	ПТС
Контроль глубины нахождения и качества гравийных фильтров	ЛМ, МИД, ГГК (измерения до и после установки фильтров)	ПТС

Таблица 3 - Комплекс фоновых исследований ГИС-техконтроль

Решаемая задача	Метод ГИС	
	обязательный	дополнительный
Основа мониторинга технического состояния эксплуатационной колонны	ЛМ + ГК, ВЧТ, МИД	ПТС
Основа мониторинга технического состояния НКТ	ЛМ + ГК, НК, МИД	ПТС
Основа мониторинга технического состояния затрубного пространства	АКЦ, НК, гамма-гамма-дефектоскопия	АК (в открытом стволе)

В процессе эксплуатации ПХГ выполняют следующие виды контроля технического состояния скважин:

- текущий контроль - во время выполнения регламентных геофизических работ по контролю эксплуатации скважин;

- внеочередной контроль - в случаях выявления нарушения герметичности скважин;
- экспертное техническое диагностирование скважин - в сроки, устанавливаемые нормативными документами в зависимости от категории скважины;
- контроль при проведении капитального ремонта скважин;
- контроль при подготовке скважин к консервации и ликвидации.

В зависимости от условий проведения исследований меняется список решаемых задач.

Комплекс ГИС-техконтроль в газовой среде позволяет исследовать состояние металлической части конструкции скважины и выявлять наличие (или отсутствие) заколонных перетоков и скоплений газа.

При этом используют:

- для исследования металлической части конструкции скважины (в том числе и через одну колонну, например НКТ) - магнитно-импульсную дефектоскопию, трубную профилометрию;
- для оценки состояния забоя скважины, его глубины и герметичности - локатор муфт (ЛМ), ГК, механическую (Рм) и/или термокондуктивную (СТИ) расходомерию, высокочувствительную термометрию (ВЧТ);
- для контроля целостности и эффективности работы забойного оборудования - комплекс гидродинамических методов контроля приборами на кабеле и магнитно-импульсную дефектоскопию;
- для выявления межколонных проявлений и скоплений газа в затрубном пространстве - высокочувствительную термометрию (ВЧТ), оптико-волоконную технологию ВЧТ, двухзондовый стационарный и импульсный нейтронный гамма (или нейтрон-нейтронный) каротаж;
- для определения мест прихвата труб - прихватаопределитель (ПО);
- для определения интервалов гидратных и солевых отложений - микрокавернометрию и трубную профилометрию.

Комплекс исследований в заглушённой скважине после поднятия НКТ позволяет детально изучить состояние обсадной колонны и заколонного пространства, в том числе и сканирующими методами.

При этом применяют:

- для детального изучения состояния обсадной колонны - трубную профилометрию (ПТС), гамма-гамма-дефектоскопию и толщинометрию, магнитно-импульсную дефектоскопию (МИД), АК-сканер;
- для обследования состояния цементного камня - акустическую цементометрию, гамма-гамма-цементометрию;
- для выявления заколонных скоплений газа - ВЧТ, двухзондовые модификации НГК и ИНГК.

ехнология поэтапного технического диагностирования скважин ПХГ включает исследования геофизическими методами в три этапа (таблица 5):

- первый этап - исследования скважины без ее глушения в газовой среде через НКТ;
- второй этап - после глушения скважины и поднятия НКТ в жидкостной среде; проводится в случае выявления дефектов или обоснованных предположений о нарушении целостности колонны и/или заколонного пространства;
- третий этап (специальные исследования) - проводится только в скважинах, режим эксплуатации которых отличается от проектного, вследствие нарушения герметичности колонны или заколонного пространства при неоднозначности выводов после проведения первых двух этапов. Эти исследования требуют специальной подготовки скважины или применения специфической аппаратуры и методов обработки данных. К таким исследованиям относятся импульсные нейтронные методы, акустический видеокартаж, методы с применением меченых веществ и т.п.

Таблица 4 - Комплекс ГИС-техконтроль по экспертному техническому диагностированию технического состояния скважин на ПХГ

Решаемая задача	Метод ГИС	
	общее исследование	расширенное исследование
1 Диагностика технического состояния действующих скважин через НКТ (газовая среда)		
1.1 Определение местоположения элементов конструкции скважин (текущий забой, пакер, башмак колонны, фильтр), выявление дефектов забойного оборудования, определение толщины НКТ и эксплуатационной колонны	ЛМ, ГК, МИД, ПТС	САТ
1.2 Выявление интервалов заколонного скопления и перетоков газа	НК, ВЧТ, термодобитометрия	Шумометрия (точечные измерения), ИНГК, ИННК
2 Исследования технического состояния эксплуатационной колонны, затрубья в водной среде (задавленная скважина)		
2.1 Изучение технического состояния колонн		
2.1.1 Измерение внутреннего диаметра колонны, определение толщины обсадной колонны	ПТС, МИД, гамма-гамма-дефектоскопия	САТ, ВАД
2.1.2 Определение коррозии обсадной колонны (изменение от номинала)	ПТС, МИД, гамма-гамма-дефектоскопия	ВАД
2.1.3 Уточнение глубины и протяженности интервалов перфорации	ГК + ЛМ (ЛПО), Т	МИД, САТ, ВАД
2.2 Изучение состояния заколонного пространства		
2.2.1 Определение качества сцепления цементного камня с колонной и породой	АКЦ	АКЦ-исследования под нагрузкой
2.2.2 Уточнение плотности цементного	Гамма-гамма-	АКЦ-исследования под

камня и его распределения в законтурном пространстве	дефектоскопия	нагрузкой
2.2.3 Выделение интервалов затрубного движения и скопления жидкости и газа. Выявление газонасыщенных интервалов в пластах-коллекторах контрольных горизонтов	ЛМ, ВЧТ, НК, шумометрия, манометрия	ИНГК-С, ИНГК (ИННК), индикаторные исследования
3 Специальные комплексные исследования		
3.1 Обнаружение трещин, порывов, одиночных отверстий ($D \geq 8$ мм), негерметичных муфт, другие места поглощения жидкости в колонне	ВЧТ, резистивиметрия - при доливке скважины или кратковременных закачках жидкости. МИД, Вл, гамма-гамма дефектоскопия, САТ, шумометрия	В каждом конкретном случае время, интервалы и комплекс исследований определяются поставленной задачей и геолого-технической ситуацией в скважине.
3.2 Определение интервалов обжата колонны породами с высокими реологическими свойствами	ВЧТ, АК, инклинометрия (непрерывная)	Исследования выполняются по технологиям,
3.3 Выделение локальных искривлений колонны, ее эллипсности, оценка целостности наружных колонн	МИД, ПТС, гамма-гамма-дефектоскопия	согласованным между недропользователем и исполнителем
3.4 Оценка состояния внутриколонного пространства (гидратные, солевые и парафиновые отложения)	ПТС, МКВ, ВЧТ	
3.5 Оценка положения и качества ремонтных пластырей	ЛМ, ВЧТ, ПТС, МИД, шумометрия (точечные измерения) - до и после установки пластыря	

При всех геофизических исследованиях и работах в обсаженной скважине для привязки глубины к геологическому разрезу обязательно в комплекс ГИС включают методы ГК и ЛМ (или МИД или ЭМДС).

Требования к ГИС, выполняемым при контроле технического состояния скважин ПХГ геофизическими методами

Объемы и качество ГИРС должны максимально гарантировать получение полной и достоверной информации, обеспечивающей оценку технического состояния скважин.

Производитель ГИС должен обеспечивать контроль соответствия объемов, сроков и качества выполнения ГИРС проекту и объективности получаемых материалов ГИС силами собственной интерпретационной службы или соответствующей службы недропользователя по согласованию с ним.

Регистрацию данных ГИС осуществляют в цифровом виде в форматах и стандартах регистрации, принятых соответствующими «Техническими инструкциями», обеспечивающем возможность передачи первичной информации по каналам связи и ее архивацию в электронных базах и банках данных. Компьютерные программы регистрации должны обеспечивать метрологический контроль и контроль качества в ходе регистрации.

Заключение по результатам ГИС должно содержать информацию о задачах исследований, объеме выполненных работ, методиках исследований и обработки данных, результатах контроля технического состояния скважины.

Оформление результатов мониторинга и отчетность

Данные всех измерений по контролю за состоянием скважин, пласта-коллектора, водоносных горизонтов и динамикой эксплуатации хранилища фиксируются в специальных журналах и в электронном виде. Объем и форма представления данных измерений должны соответствовать проекту.

При возникновении нештатных ситуаций, угрозы безопасности или отрицательных экологических последствий информация в соответствующие инстанции передается немедленно.

Вся информация, полученная при мониторинге, передается в уполномоченные государственные органы по мониторингу состояния недр Российской Федерации.

Соответствие объема, уровня и качества работ требованиям настоящего стандарта проверяют при экспертизе отчетных материалов.

Экспертиза материалов мониторинга предлагает меры по повышению эффективности работы хранилища и дает заключение о целесообразности внесения изменений в программу мониторинга.

Федеральные органы исполнительной власти, осуществляющие геологический контроль и технический надзор, в случаях выявления нарушений настоящего стандарта принимают меры в пределах своей компетенции в соответствии с положениями об их деятельности.

Приложение (справочное)

A

Виды контроля за эксплуатацией ПХГ и периодичность проведения исследований

Таблица А.1

Цель исследований	Периодичность выполнения
1 Геолого-промысловый контроль	
1.1 Учет количества закачиваемого и отбираемого газа	
1.1.1 Учет количества закачиваемого и отбираемого газа в целом по ПХГ	Ежесуточно
1.1.2 Учет расхода газа по скважинам (расчетным путем или по измерениям АСУ ТП)	Ежемесячно в период отбора и закачки газа
1.1.3 Контрольные измерения расхода газа по каждой скважине	Ежесуточно
1.1.4 Учет расхода газа по каждому ГРП	Ежесуточно
1.2 Затраты газа на технологические операции	
1.2.1 Учет затрат газа на собственные нужды газохранилища	Ежесуточно
1.2.2 Учет и оценка расхода газа на технологические операции	Ежемесячно

1.3 Баланс газа по ПХГ, ГРП и эксплуатационным скважинам	Ежемесячно
1.4 Учет количества извлекаемой жидкости	
1.4.1 Учет количества извлекаемой с газом жидкости	Ежесуточно
1.4.2 Газоконденсатные исследования скважин	1 раз в 5 лет (при необходимости)
1.5 Контроль за товарным качеством газа, добываемого из ПХГ	
1.5.1 Определение показателей качества закачиваемого и отбираемого газа	Ежемесячно
1.5.2 Определение точки росы по влаге	Ежесуточно
1.5.3 Химический анализ извлекаемой пластовой жидкости с определением шестикомпонентного состава, плотности и содержания метанола	Ежемесячно
1.6 Контроль за технологическим режимом работы эксплуатационных скважин	
1.6.1 Газодинамические исследования	1 раз в 5 лет
1.6.2 Контроль потерь давлений и температур в системе:	
- пласт - скважина	При ГИС контроле и ГДИ
- скважина - ГРП	При ГДИ
- ГРП-коллектор - ПРГ	Ежесуточно
1.6.3 Проверка состояния забоя по всему фонду скважин шаблонированием	После КРС и бурения
1.6.4 Проверка состояния забоя скважин при эксплуатации	При ГИС-контроле
1.7 Контроль за динамикой давлений в пласте	
1.7.1 Измерение устьевое статического давления по всему фонду эксплуатационных скважин	2 раза в год в нейтральные периоды
1.7.2 Измерение устьевое статического давления или уровня жидкости в наблюдательных и пьезометрических скважинах	2 раза в год в нейтральные периоды
1.7.3 Измерение устьевое давления в простаивающих эксплуатационных и наблюдательных скважинах	Ежемесячно
1.7.4 Измерение пластового давления в пьезометрических скважинах	Ежемесячно
1.7.5 Измерение уровня жидкости и устьевых давлений в контрольных скважинах	Ежемесячно в период с апреля по ноябрь
1.8 Контроль за распространением газа по пласту-коллектору	
1.8.1 В эксплуатационных и наблюдательных скважинах геофизическими методами	1 раз в 5 лет

1.8.2 Определение химического состава вод в пьезометрических скважинах	Ежемесячно
2 Контроль за герметичностью покрышки и возможным образованием техногенных залежей	
2.1 Контроль за техническим состоянием скважин	
2.1.2 Визуальный контроль за наличием поверхностных газопроявлений вокруг устьев скважин	Ежемесячно в летний период
2.1.3 Измерение межколонного давления по всему фонду скважин	2 раза в год (весной и осенью при сырой погоде)
2.1.4 ГИС-контроль технического состояния скважин	2 раза в год при максимальном и минимальном пластовом давлении
2.1.5 Переаттестация эксплуатационных скважин	1 раз в 5 лет, при необходимости при КРС 1 раз в 15 лет
2.2 Контроль за герметичностью покрышки и возможным образованием техногенных залежей	
2.2.1 Наблюдение за возможным газонасыщением контрольных горизонтов геохимическими методами	Не реже 1-го раза в год в конце периода закачки
2.3 Контроль за состоянием питьевых горизонтов	
2.3.1 Измерение давлений (уровней) по скважинам питьевых горизонтов	Ежемесячно в период с апреля по ноябрь
2.3.2 Гидрохимические исследования по скважинам, контролирующим питьевые горизонты	1 раз в квартал
2.3.3 Гидрохимические исследования в полном объеме и определение газонасыщенности	2 раза в год
2.4 Контроль за возможной загазованностью приповерхностных отложений	
2.4.1 Эколого-геохимические исследования	1 раз в 3 года в летний период
2.4.2 Контроль за влиянием наземных сооружений на приповерхностные отложения	1 раз в 3 года после закачки

Комплексная автоматизация процессов на подземных хранилищах обеспечивает их работу без участия обслуживающего персонала. Однако большое число автоматических устройств, рассредоточенных на территории хранилища, требует постоянного контроля за их работой. Кроме того, изменение давления газа в пласте, которое связано с отбором газа, а также с закрытием и открытием скважин, переходом с режима закачки на режим отбора, вызывает необходимость управления соответствующими запорными устройствами и изменения настройки регуляторов скважин. Поэтому для надёжной и бесперебойной работы автоматизированного подземного хранилища необходимо применять аппаратуру телемеханики.

Автоматизация подземных хранилищ газа предусматривает регулирование производительности хранилища, автоматическую продувку сепараторов и пылеуловителей, автоматический ввод метанола, отключение скважин при нарушении

Для автоматизации ГРС применяют системы «Байпас – 1», «Защита - 2», «Защита – 3», устройство АУПК – ГРС, регуляторы давления, предохранительные устройства, установки одоризации газа.

Система «Байпас – 1» предназначена для управления кранами линии двухпозиционного регулирования газрегулирующих станций. Линии двухпозиционного регулирования применяются для увеличения пропускной способности ГРС. Система служит для осуществления автоматических операций на линии двухпозиционного регулирования и обеспечивает подачу командного сигнала на закрытие регулирующего крана через 5 – 30 секунд после того, как выходное давление возрастает на 5% выше номинального, а также на закрытие обоих кранов с последующей их блокировкой через 5 – 30 секунд после того, как выходное давление возрастёт 10% выше номинального. При снижении давления подаётся сигнал на открытие кранов.

Система «Защита – 2» предназначена для ГРС, имеющих рабочую и резервную линии редуцирования. Система осуществляет автоматическое управление кранами в случае возникновения аварийной ситуации, выражающейся в отклонении регулируемого давления от номинального.

Классификация автоматизированных систем управления (АСУ). Принципы, лежащие в основе создания АСУ. Информационное обеспечение АСУ.

Методические указания.

Масштабы и высокие темпы развития нефтяной и газовой промышленности, необходимость обеспечения надёжной работы предприятий привели к качественно новому подходу решения проблемы автоматизации производства – созданию автоматизированных систем управления (АСУ).

Создание АСУ начинается с анализа структуры предприятия и должно решать следующие задачи:

- структура АСУ, её функциональное назначение должны соответствовать целям, стоящим перед предприятием;
- АСУ должна контролироваться людьми и ими пониматься;
- производство достоверной, надёжной, своевременной и систематизированной информации.

По сфере применения автоматизированные системы подразделяются на:

- автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП), которые служат для сбора, обработки и передачи информации о ходе технологического процесса;

- автоматизированные системы проектирования (САПР), предназначенные для автоматизации функций инженеров – проектировщиков, конструкторов, архитекторов при создании новой техники и технологии;
- интегрированные автоматизированные системы (ИАСУ) используются для автоматизации всех функций предприятия и охватывают весь цикл работ от проектирования до сбыта продукции.

Структуру АСУ составляет совокупность отдельных её частей, называемых подсистемами. Различают обеспечивающие подсистемы и функциональные.

К обеспечивающим подсистемам АСУ относятся:

- техническое;
- информационное;
- программное;
- математическое.

Техническое обеспечение – комплекс технических средств, предназначенных для работы самой АСУ, а также соответствующая документация на эти средства и технологические процессы.

Информационное обеспечение – совокупность единой системы классификации и кодирования информации, унифицированных систем документации, схем информационных потоков, циркулирующих в организации, а также методология построения баз данных.

Математическое и программное обеспечение – совокупность математических методов, моделей, алгоритмов и программ для реализации целей и задач автоматизированной системы, а также нормального функционирования комплекса технических средств.

В зависимости от выполняемых функций различают функциональные подсистемы: планирования, кадров, сбыта продукции и т.д.

Тема 2.7. Автоматизирование системы управления

Практическое занятие № 1. Изучение принципа построения автоматизированных систем управления.

ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ автоматизированных систем

Массовое проектирование АИС потребовало разработки единых теоретических положений, методических подходов к их созданию и функционированию.

Первоначально сформулированные академиком В.М. Глушковым научно-методические положения и практические рекомендации по проектированию автоматизированных

систем в настоящее время сложились как *основополагающие принципы* создания АИС: системности, развития, совместимости, стандартизации и унификации, эффективности.

Принцип системности является важнейшим при создании, функционировании и развитии АИС. Он позволяет подойти к исследуемому объекту как единому целому; выявить на этой основе многообразные типы связей между структурными элементами, обеспечивающими целостность системы; установить направления производственно-хозяйственной деятельности системы и реализуемые ею конкретные функции. Системный подход предполагает проведение двухаспектного анализа, получившего название макро- и микроподходов.

При макроанализе система или ее элемент рассматриваются как часть системы более высокого порядка. Особое внимание уделяется информационным связям: устанавливается их число, выделяются и анализируются те связи, которые обусловлены целью изучения системы, а затем выбираются наиболее предпочтительные, реализующие заданную целевую функцию. При микроанализе изучается структура объекта, анализируются ее составляющие элементы с точки зрения их функциональных характеристик, проявляющихся через связи с другими элементами и внешней средой. В процессе проектирования АИС системный подход позволяет использовать математическое описание функционирования, исследование различных свойств отдельных элементов и системы в целом, моделировать изучаемые процессы для анализа работы вновь создаваемых систем.

Для АИС управления характерна многоуровневая иерархия с вертикально соподчиненными элементами (подсистемами). Преимущества иерархических структур способствовали их широкому распространению в системах управления. Так, иерархическая структура создает относительную свободу действий над отдельными элементами для каждого уровня системы и возможность различных сочетаний локальных критериев оптимальности с глобальным критерием оптимальности функционирования системы в целом; обеспечивает относительную гибкость системы управления и возможность приспосабливаться к изменяющимся условиям, повышает надежность за счет возможности введения элементной избыточности, упорядочения направлений потоков информации.

Практическое значение системного подхода и моделирования состоит в том, что они позволяют в доступной для анализа форме не только отразить все существенное, интересующее создателя системы, но и использовать ЭВМ для исследования поведения системы в конкретных, заданных экспериментатором условиях. Поэтому в основе создания АИС в настоящее время лежит метод моделирования на базе системного подхода, позволяющий находить оптимальный вариант структуры системы и тем самым обеспечивать наибольшую эффективность ее функционирования.

Принцип развития заключается в том, что АИС создается с учетом возможности постоянного пополнения и обновления функций системы и видов ее обеспечения. Предусматривается, что автоматизированная система должна наращивать свои вычислительные мощности, оснащаться новыми техническими и программными средствами, быть способной постоянно расширять и обновлять круг задач и информационный фонд, создаваемый в виде системы баз данных.

Принцип совместимости заключается в обеспечении способности взаимодействия АИС различных видов, уровней в процессе их

совместного функционирования. Реализация принципа совместимости позволяет обеспечить нормальное функционирование экономических объектов, повысить эффективность управления народным хозяйством и его звеньями.

Принцип стандартизации и унификации заключается в необходимости применения типовых, унифицированных и стандартизированных элементов функционирования АИС. Внедрение в практику создания и развития АИС этого принципа позволяет сократить временные, трудовые и стоимостные затраты на создание АИС при максимально возможном использовании накопленного опыта в формировании проектных решений и внедрении автоматизации проектировочных работ.

Принцип эффективности заключается в достижении рационального соотношения между затратами на создание АИС и целевым эффектом, получаемым при ее функционировании.

Как правило, кроме основополагающих принципов для эффективного осуществления управления выделяют также ряд частных принципов, детализирующих общие. Соблюдение каждого из частных принципов позволяет получить определенный экономический эффект.

Один из них - *принцип декомпозиции* - используется при изучении особенностей, свойств элементов и системы в целом. Он основан на разделении системы на части, выделении отдельных комплексов работ, создает условия для более эффективного ее анализа и проектирования.

Принцип новых задач - поиск постоянного расширения возможностей системы, совершенствование процесса управления, получение дополнительных результатных показателей с целью оптимизировать управленческие решения. Это может сопровождаться постановкой и реализацией при использовании ЭВМ и других технических средств новых задач управления.

Принцип автоматизации информационных потоков и документооборота предусматривает комплексное использование технических средств на всех стадиях прохождения информации от момента ее регистрации до получения результатных показателей и формирования управленческих решений.

Принцип автоматизации проектирования имеет целью повысить эффективность самого процесса проектирования и создания АИС на всех уровнях народного хозяйства, обеспечивая при этом сокращение временных, трудовых и стоимостных затрат за счет внедрения индустриальных методов. Современный уровень разработки и внедрения систем позволяет широко использовать типизацию проектных решений, унификацию методов и средств при подготовке проектных материалов, стандартизацию подходов при проектировании отдельных элементов систем и подсистем, методы автоматизации ведения проектных работ с использованием персональных ЭВМ и организованных на их базе автоматизированных рабочих мест проектировщика.

Проблемы проектирования автоматизированных информационных систем в экономике связаны, с одной стороны, с общими теоретическими основами развития экономики и конкретного экономического объекта (предприятия, фирмы, организации, органа регионального управления, банка, налоговой службы и т.п.), а с другой - со спецификой технологии компьютерной обработки данных. Поэтому рассмотренные базовые принципы дополняются не менее важными *организационно-технологическими*, без которых невозможна разработка новых информационных технологий. Раскроем наиболее применяемые организационно-технологические принципы создания АИС.

Принцип абстрагирования заключается в выделении существенных (с конкретной позиции рассмотрения) аспектов системы и отвлечении от несущественных с целью представления проблемы в более простом общем виде, удобном для анализа и проектирования.

Принцип формализации заключается в необходимости строгого методического подхода к решению проблемы, использованию формализованных методов описания и моделирования изучаемых и проектируемых процессов, включая бизнес-процессы, функционирования системы.

Принцип концептуальной общности заключается в неукоснительном следовании единой методологии на всех этапах проектирования автоматизированной системы и всех ее составляющих.

Принцип непротиворечивости и полноты заключается в наличии всех необходимых элементов во вновь создаваемой системе и согласованном их взаимодействии.

Принцип независимости данных предполагает, что модели данных должны быть проанализированы и спроектированы независимо от процессов их обработки, а также от их физической структуры и распределения в технической среде.

Принцип структурирования данных предусматривает необходимость структурирования и иерархической организации элементов информационной базы системы.

Принцип доступа конечного пользователя заключается в том, что пользователь должен иметь средства доступа к базе данных, которые он может использовать непосредственно (без программирования).