1. **ВВЕДЕНИЕ**

Методические указания и контрольные задания для студентов-заочников по учебной дисциплине «Сооружение газонефтепроводов и газонефтехранилищ» по специальности 130502 «Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» составлены в соответствии с примерной программой дисциплины, соответствующей требованиям Государственного образовательного стандарта среднего профессионального образования (ГОС СПО) к минимуму содержания и уровню подготовки выпускников для специальности 130502 «Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» и утвержденной Учебно-методическим кабинетом по горному, нефтяному и энергетическому образованию 14 января 1999 года.

Уровень подготовки специалистов - базовый. .

Учебная дисциплина «Сооружение газонефтепроводов и газонефтехранилищ» является специальной, устанавливающей базовые знания для освоения других специальных дисциплин и производственной (профессиональной) практики.

Дисциплина «Сооружение газонефтепроводов и газонефтехранилищ» предусматривает изучение технологии ведения и организа­ции строительных работ при сооружении магистральных газонефтепроводов, насосных и компрессорных станций, газонефтехранилищ; способы сооружения газонефтепроводов, насосных и компрессорных станций, газонефтехранилищ; особенности и современные методы выполнения основных видов строительных работ в различных условиях сооружения.

Изучение дисциплины «Сооружение газонефтепроводов и газонефтехранилищ» строится на базе знания студентами математики, физики, технической механики, материаловедения, основ стандартизации, инженерной графики, основ нефтегазового производства, гидравлики, термодинамики.

Учебный материал излагается на основе современных требований к топливно-энергетическому комплексу, последних достижений отечественной и зарубежной науки и техники.

В процессе преподавания дисциплины необходимо формировать у студентов интерес к профессии, навыки самостоятельного изучения учебного материала и работы с нормативно справочной литературой, применять эффективные формы и методы обучения, позволяющих развить творческие способности студентов.

Необходимо соблюдать единство терминологии и обозначений в соответствии с действующими международными, государственными и отраслевыми стандартами.

При проведении занятий целесообразно применять наглядные пособия и технические средства обучения, широко использовать устные упражнения, упражнения с обучающими машинами, с номограммами и справочниками, внедрять элементы программированной обучения, достижения современной науки, и техники.

Рекомендуется создание программированных учебных пособий, позволяющих с минимальной помощью преподавателя усваивать изучаемый материал при самостоятельной работе студентов.

Результативность изучения курса повышает применение нетрадиционных методов форм обучения, технических средств обучения, а также систематический (в том числе и программированный) контроль за степенью усвоения материала. Занятия на уроках должны сопровождаться демонстрацией кинофильмов, диафильмов, моделей, макетов, плакатов, схем образцов техники. Необходимы, где это возможно, экскурсии на промышленные предприятия отрасли, а также вынесенные на них уроки по темам, близким к практике.

Для привития студентам навыков самостоятельной работы с использованием справочной литературы необходимо уделить особое внимание аудиторному и домашнему решению задач, выполнению расчетно-графических работ, содержание которых должно соответствовать специализации студентов, а также практическим занятиям с максимально возможной степенью их индивидуализации.

Рекомендуется создание учебных пособий, позволяющих с минимальной помощью преподавателя усваивать методику выполнения расчетно-графических работ при самостоятельной работе.

Изучение теоретического материала необходимо проводить в последовательности, ука­занной программой. При этом студент должен учитывать, что последовательность изложе­ния разделов и тем дисциплины тесно связана между собой и что, не усвоив материал оче­редного раздела и темы, нельзя переходить к изучению последующих разделов и тем.

**Для лучшего усвоения изучаемого материала рекомендуется выполнять следующие указания:**

* ознакомиться по программе с основными вопросами темы, внимательно прочитать методические указания к данной теме;
* по учебникам проработать материал темы. Сначала надо внимательно прочитать и понять содержание текста. Затем, вторично читая, необходимо составить конспект, записывая в него основные понятия и определения, назначение и особенности конструкции оборудования, назначение и сущность процессов. При составлении конспекта предлагается приводить эскизы оборудования, чертить и описывать технологические схемы, записывать ответы на отдельные вопросы для самопроверки;
* рекомендуется оставлять поля для записи дополнительных сведений по данному вопро­су, полученных при чтении дополнительной и периодической литературы.

Если в процессе изучения дисциплины возникнут неясности, разобраться в которых своими силами трудно, следует обратиться в техникум за письменной или устной консультацией.

После того как материал программы усвоен, можно приступать к выполнению контроль­ной работы. Контрольную работу можно выполнять и постепенно, отвечая на вопросы после изучения соответствующего материала. Предусматривается выполнение одной контрольной работы по дисциплине.

В итоге освоения учебной дисциплины студенты приобретают знание по вопросам сооружения газонефтепроводов и газонефтехранилищ, технологии ведения строительных работ при сооружении газонефтепроводов и газонефтехранилищ, возникновения аварийных ситуаций и их предупре­ждения; мероприятий по охране окружающей среды при сооружении газонеф­тепроводов и газонефтехранилищ..

**В результате изучения дисциплины студент должен:**

**знать:**

* основную руководящую и нормативно-техническую документа­цию по вопросам сооружения газонефтепроводов и газонефтехранилищ;
* поря­док оформления технической документации;
* технологию ведения и организа­ции строительных работ при сооружении магистральных газонефтепроводов, насосных и компрессорных станций, газонефтехранилищ;
* способы сооружения газонефтепроводов, насосных и компрессорных станций, газонефтехранилищ;
* особенности и современные методы выполнения основных видов строительных работ в различных условиях сооружения;
* новейшие достижения в области тех­нологии и организации механизированного строительства и реконструкции нефтегазовых объектов;
* правила охраны окружающей среды при сооружении газонефтепроводов и газонефтехранилищ;

**уметь:**

* выполнять расчеты технологических процессов при сооружении газонефтепроводов и газонефтехранилищ;
* организовывать работу в соответст­вии с технологическими регламентами на производственных этапах сооруже­ния объектов;
* прогнозировать и предотвращать аварийные ситуации;
* организо­вывать работы в соответствии с требованиями нормативных документов по ох­ране окружающей среды и недр;
* оформлять технико-технологическую доку­ментацию, пользоваться нормативно-справочной литературой.

Примерная программа рассчитана на 100 часов (в том числе 20 часов - практические за­нятия) для базового уровня среднего профессионального образования.

Промежуточная аттестация предусматривается в виде экзамена.

**2. ПРИМЕРНАЯ ПРОГРАММА УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Наименование разделов и тем** | **Количество аудиторных часов при очной форме обучения** | |
| **Всего** | **в т.ч. практические занятия** |
| **1** | **2** | **3** |
| Введение | 2 |  |
| Раздел 1. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕ­ЛЬСТВА ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУК­ТОВ И ГАЗА | 10 |  |
| Тема 1.1. Нормативно-техническая докумен­тация по правилам строительства газонефте­проводов и газонефтехранилищ | 2 |  |
| Тема 1.2. Общие понятия о технике и техно­логии строительства газонефтепроводов и газонефтехранилищ | 2 |  |
| Тема 1.3. Организация строительства. Проектно-сметная документация. Проект произ­водства работ | 4 |  |
| Раздел 2. СООРУЖЕНИЕ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФ­ТЕПРОВОДОВ В НОРМАЛЬНЫХ УС­ЛОВИЯХ | 40 | 14 |
| Тема 2.1. Подготовительные работы | 2 |  |
| Тема 2.2. Транспортные работы | 2 |  |
| Тема 2.3. Земляные работы | 4 | 2 |
| Тема 2.4. Сварочно-монтажные работы в ба­зовых условиях | 4 | 2 |
| Тема 2.5. Сварочно-монтажные работы в тра­ссовых условиях | 4 | 2 |
| Тема 2.6. Монтаж запорной арматуры, фа­сонных частей и захлёстов | 4 |  |
| Тема 2.7. Изоляционно-укладочные работы | 6 | 4 |
| Тема 2.8. Монтаж установок защиты магистрального трубопровода от коррозии | 2 |  |
| Тема 2.9. Очистка внутренней полости трубопровода | 2 |  |
| Тема 2.10. Гидравлическое испытание трубопровода | 4 | 2 |
| Тема 2.11. Пневматическое испытание трубо­провода | 4 | 2 |
| Тема 2.12. Ввод в эксплуатацию законченно­го строительством трубопровода | 2 |  |
| Раздел 3. СООРУЖЕНИЕ ТРУБОПРОВО­ДОВ В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ | 8 | 2 |
| Тема 3.1. Сооружение трубопроводов в усло­виях болот | 4 | 2 |
| Тема 3.2. Особенности сооружения трубопро­водов в горных условиях | 2 |  |
| Тема 3.3. Сооружение магистральных трубопроводов в районах Крайнего Севера | 2 |  |
| Раздел 4. СООРУЖЕНИЕ ПЕРЕХОДОВ ЧЕРЕЗ ИСКУССТВЕННЫЕ И ЕСТЕСТ­ВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ | 6 | 2 |
| Тема 4.1. Сооружение подводных переходов трубопроводов | 4 | 2 |
| Тема 4.2. Сооружение переходов трубопро­водов через автомобильные и железные доро­ги | 2 |  |
| Раздел 5. СООРУЖЕНИЕ ХРАНИЛИЩ ДЛЯ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ГАЗА | 14 | 2 |
| Тема 5.1. Сооружение резервуаров для хране­ния нефти и нефтепродуктов | 6 | 2 |
| Тема 5.2. Сооружение газгольдеров | 4 |  |
| Тема 5.3. Сооружение подземных хранилищ | 4 |  |
| РАЗДЕЛ 6. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕ­ЛЬНЫХ РАБОТ ПРИ СООРУЖЕНИИ НАСОСНЫХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ | 16 |  |
| Тема 6.1. Организация общих строительных работ при сооружении насосных и компрессорных станций | 4 |  |
| Тема 6.2. Монтаж блочно-комплектных на­сосных и компрессорных станций | 4 |  |
| Тема 6.3. Монтаж насосных и газоперекачи­вающих агрегатов | 4 |  |
| Тема 6.4. Монтаж основного и вспомогатель­ного технологического оборудования | 2 |  |
| Тема 6.5. Монтаж технологических трубо­проводов насосных и компрессорных станций | 2 |  |
| Раздел 7. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ | 3 |  |
| Раздел 8. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕ­ДЫ ПРИ СООРУЖЕНИИ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА | 3 |  |
| **Всего по дисциплине:** | **100** | **20** |

**СОДЕРЖАНИЕ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ**

**ВВЕДЕНИЕ**

**Студент должен знать:**

* историю, современное состояние и перспективы развития транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа;
* магистральные нефте- и газопроводы; систему нефте-и газоснабжения

Роль и значение ТХНГ. Краткая история, современное состояние и перспективы разви­тия ТХНГ. Магистральные нефте- и газопроводы. Система нефте- и газоснабжения.

Задачи и краткое содержание учебной дисциплины «Сооружение газонефтепроводов и газонефтехранилищ». Значение учебной дисциплины «Сооружение газонефтепроводов и газогнфтехранилищ» в подготовке тех­ников по специальности «Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефте­хранилищ» и ее связь с другими учебными дисциплинами.

**Методические указания**

Промышленность, транспорт и сельское хозяйство потребляют свыше 200 сортов неф­тепродуктов в виде горючего и смазочных материалов. Газ используется на электростанци­ях, в металлургии и в других областях - как наиболее совершенный и дешевый вид топлива, природный газ, кроме того, является наилучшим сырьем для химической промышленности

Повышается роль нефти и газа в топливном балансе

Бесперебойная работа всех отраслей хозяйства зависит от своевременной и качествен­ной поставки нефти, нефтепродуктов и газа. Процесс доставки и распределения осуществля­ется системой транспорта и хранения, включающей трубопроводный, водный, железнодо­рожный и автомобильный транспорт, а также широкой сетью нефтебаз, газохранилищ, авто­заправочных станций (АЗС) и газораздаточных станций, размещенных по территории всей России.

В итоге освоения учебной дисциплины студенты приобретают знание по вопросам сооружения газонефтепроводов и газонефтехранилищ, технологии ведения строительных работ при сооружении газонефтепроводов и газонефтехранилищ, возникновения аварийных ситуаций и их предупре­ждения; мероприятий по охране окружающей среды при сооружении газонеф­тепроводов и газонефтехранилищ.

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Значение ТХНГ в развитии хозяйства России
2. Краткая история развития транспорта нефти и нефтепродуктов
3. Краткая история развития хранения нефти и нефтепродуктов
4. Краткая история развития транспорта газа
5. Краткая история развития хранения газа
6. Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы
7. Магистральные газопроводы
8. Система обеспечения нефтепродуктами
9. Система газоснабжения

**Литература: 19, стр. 8-22**

**Раздел 1. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕ­ЛЬСТВА ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУК­ТОВ И ГАЗА**

**Тема 1.1. Нормативно-техническая докумен­тация по правилам строительства газонефте­проводов и газонефтехранилищ**

**Студент должен:**

**знать:**

* нормативно-техническую документацию по правилам строи­тельства газонефтепроводов и газонефтехранилищ;

**уметь:**

* использовать нормативно-техническую документацию.

Строительные нормы и правила. Ведомственные строительные нормы. Свод правил по сооружению магистральных газопроводов. Руководящие доку­менты по правилам строительства газонефтепроводов и газонефтехранилищ: состав, структура, назначение, область применения.

**Методические указания**

ОНТП 51-1-85.Общесоюзные нормы технологического проектирова­ния. Магистральные трубопроводы.

СНиП 2.05.06 - 85\*. Магистральные трубопроводы.

СНиП Ш-42-80\*. Магистральные трубопроводы.

ВСН 004-88 ... ВСН 014-88. Ведомственные строительные нормы. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов.

ВСН-39-1.9-003-98. Конструкции и способы балластировки и закреп­ления подземных переходов.

СП 101-34-96 ... СП III-34-96. Свод правил сооружения магистраль­ных газопроводов.

Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности.

**Тема 1.2. Общие понятия о технике и технологии строительства газонефтепроводов и га­зонефтехранилищ**

**Студент должен:**

**знать:**

* основы техники и технологии строительства газонефтепроводов и газонефтехранилищ.

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. Совмещённый и раздельный, трассовый и базовый способы произ­водства работ. Машины и оборудование, применяемые при строительстве.

**Методические указания**

Для выполнения проектных и изыскательских работ обычно между заказчиком и подрядчиком-проекти­ровщиком заключается соответствующий договор, по кото­рому подрядчик обязуется по заданию заказчика разработать техническую документацию и выполнить требуемые изыска­тельские работы, а заказчик обязуется принять и оплатить эти работы.

Задание на проектирование и исходные данные, необхо­димые для составления технической документации, заказчик должен до начала работ по договору передать подрядчику. Одновременно с ним передаются другие материалы: обосно­вание инвестиций строительства объекта, отвод земельного участка.

Основным проектным документом на строительство объ­ектов является, как правило, технико-экономическое обосно­вание (ТЭО) (проект) строительства. На основании утверж­денного в установленном порядке ТЭО (проекта) строитель­ства разрабатывается рабочая документация. Решение о разработке ТЭО (проекта) строи­тельства принимается заказчиком после проведения экспер­тизы, согласования и утверждения "Обоснования инвести­ций". Такому решению заказчика часто предшествует заклю­чение предполагаемого объекта в соответствующие инвести­ционные программы.

Инструкцией о порядке разработки, согласования утверж­дения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений (СНиП 11-01 — 95) техни­ко-экономическое обоснование строительства определено в качестве основного проектного документа на строительство объекта.

Разработка ТЭО выполняется по заданию заказчика про­ектной организацией, имеющей соответствующую лицензию и достаточный опыт работы.

Заказчик выдает проектировщику следующие исходные материалы:

* обоснование инвестиций данного объекта с заключением экспертизы;
* решение местного органа исполнительной власти о согла­совании места размещения объекта;
* акт выбора земельного участка (трассы) для строительства и прилагаемые к нему материалы;
* материалы инженерно-геологических и гидрологических изысканий;
* технические условия на присоединение к внешним инже­нерным сетям и коммуникациям;

Проект строительства — это техническая документация, в которую обычно включаются: технико-экономическое обос­нование, чертежи, записки и некоторые другие материалы, необходимые для организации и проведения строительства. Одной из важнейших частей этой документации являются материалы выполненных инженерных изысканий (исследо­ваний).

Инженерные изыскания должны обеспечивать комплексное изучение природных условий района, площадки, участка, трассы проектируемого строительства, местных строительных материалов и источников водоснабжения и по­лучение необходимых и достаточных материалов для разра­ботки экономически целесообразных и технически обосно­ванных решений при проектировании и строительстве объ­ектов с учетом рационального использования и охраны при­родной среды.

На основании материалов, полученных при выполнении инженерных изысканий, проектная организация разрабатывает проектную документацию для строительства и эксплуатации объекта.

Строительство магистральных трубопроводов должно вестись поточным методом передвижными механизированными колоннами или комплексами, обеспечивающими непрерывность производства всех работ в строгой технологической последовательности.

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 совмещенный метод приобретает все большее значение для строительства трубопроводов. Совмещенный 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.

В отдельных случаях (при пересечении водных преград, автомо­бильных и железных дорог, ущелий) исключается возможность при­менения совмещенной технологии. В этих случаях необходимо применять раздельные способы производства стро­ительно-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 ее 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.

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.

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Кем разрабатывается проектная документация на строительство магистральных трубопроводов.
2. Назначение технико-экономического обоснования (ТЭО) на строительство магистральных трубопроводов.
3. Исходные материалы для разработки ТЭО.
4. Состав проекта строительства.
5. Способы строительства магистральных трубопроводов.

**Литература: 20, стр. 22-33; 61-68; 3, стр. 30-35**

**Тема 1.3. Организация строительства.**

**Проектно-сметная документация. Проект производства работ**

**Студент должен:**

**знать:**

* объём, состав, порядок разработки и утверждения проектно-сметной документации;
* назначение проекта производства работ;

**уметь:**

* разбираться в схемах и чертежах проектной документации.

Объём, состав, порядок разработки и утверждения проектно-сметной до­кументации. Стадийность проектирования. Схемы и чертежи проекта. Согласо­вания. Технологические карты на виды работ. Проект производства работ. Гра­фик производства работ. Стройгенплан.

**Методические указания**

Состав рабочей документации определяется соответствующими государственными стандартами Системы проектной документации для строительства (СПДС) и уточня­ется заказчиком и проектировщиком в заключаемом дого­воре.

Рекомендуемый состав рабочей документации следующий:

* Рабочие чертежи, предназначенные для производства строительных и монтажных работ.
* Рабочая документация по ГОСТ 21.501 — 81 на строи­тельные изделия (выполняется в случаях, специально огово­ренных в контрактной документации или в задании заказчика на разработку рабочей документации).
* Спецификации оборудования, изделий и материалов по основным комплектам рабочих чертежей по ГОСТ21.110 – 81.
* Ведомости и сводные ведомости объемов строительных и монтажных работ по ГОСТ 21.101 – 81 (выполняется в случаях, специально оговоренных в договорной документации или в задании заказчика на разработку рабочей документации).
* Другая документация, предусмотренная соответствующими стандартами.
* Сметная документация (объектные и локальные сметы выполняются при одностадийном проектировании, а при проектировании рабочей документации в случаях, специально оговоренных в задании заказчика на проектирование).

В составе рабочего проекта кроме рабочей документации разрабатываются следующие материалы: общая пояснитель­ная записка, содержащая исходные данные для проектирова­ния, основные технико-экономические показатели запроек­тированного объекта, генеральный план, перечень зданий и сооружений, которые намечено строить по типовым проек­там, дополнительные чертежи, разрабатываемые при привяз­ке типовых и повторно применяемых индивидуальных про­ектов, а также разделы организации строительства и сметной документации.

Сооружение магистральных трубопроводов ведется по разрабаты­ваемым проектам: 1) организации строительства и 2) производства работ.

Проект организации строительства является основной частью проектного задания на сооружение маги­стральных трубопроводов. Он разрабатывается ведущей проектной организацией с учетом перспективных планов развития сети маги­стральных трубопроводов.

Проект организации строительства содержит данные о необхо­димом количестве материалов, изделий, оборудования для сооруже­ния трубопроводов, на основании которых составляется заявка на материально-техническое снабжение.

Проект производства работ составляется no-рабочим чертежам на строительство отдельных участков и сооружений магистральных трубопроводов и разрабатывается генеральными под­рядными и субподрядными строительными и монтажными организа­циями. В нем учитываются решения, принятые в проекте организа­ции строительства, а также план организационно-технических меро­приятий строительно-монтажной организации. Проект производства работ служит руководством при сооружении объектов магистраль­ных трубопроводов или их комплексов.

**Проект организации строительства содержит:**

* Сводный календарный план строительства с выделением комплексов и основных объектов магистрального нефтепровода (головные сооружения, компрессорные или насосные станции, аварийно-ре­монтные пункты — АРП, крупные переходы);
* календарный план работ, выполняемых в подготовительный период;
* сводные объемы основных строительных, монтажных и специаль­ных работ с распределением по комплексам строительства (линей­ные работы, промплощадки, крупные переходы);
* сводную потребность в строительных конструкциях, деталях, полуфабрикатах и основных материалах;
* стройгенплан трубопровода;

К проекту организации строительства прикладывается поясни­тельная записка, в которой содержится расчет количества свароч­ных баз, линейных строительных и монтажных колонн и специализи­рованных бригад, рекомендация о направлении движения колонны. В записке приводятся также схема производства линейных работ, расчет необходимого количества механизмов и машин.

В проект производства работ входят:

* линейный график работ по участку со спрямленной трассой, устанавливающей последовательность и сроки выполнения всех ли­нейных строительно-монтажных работ;
* график поступления на строительство труб, изоляционных и дру­гих строительных материалов, полуфабрикатов, изделий, задвижек;
* график потребности в линейных рабочих по профессиям;
* технологические карты на работы по сооружению трубопроводов в сложных условиях (горная местность, заболоченные участки, вечная мерзлота) и на работы, выполняемые новыми методами, не полу­чившими еще широкого распространения.

**Литература: 20, стр 34-36; 4, стр. 349-350.**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Состав рабочей документации
2. Состав проекта производства работ
3. Состав проекта организации строительства
4. Технологические карты на виды работ

**Раздел 2. Сооружение линейной части магистральных газонефтепроводов в нормальных условиях**

**Тема 2.1. Подготовительные работы**

**Студент должен:**

**знать:** перечень работ, относящихся к подготовительным, их назначе­ние;

**уметь:** подбирать необходимую технику для выполнения подготови­тельных работ.

Строительная полоса. Разбивка трассы. Подготовка трассы. Расчистка и подготовка полосы строительства. Срезка бугров, засыпка впадин. Срезка де­ревьев, корчёвка пней. Устройство временных дорог. Рекультивация. Оформле­ние необходимой документации. Контроль качества подготовительных работ.

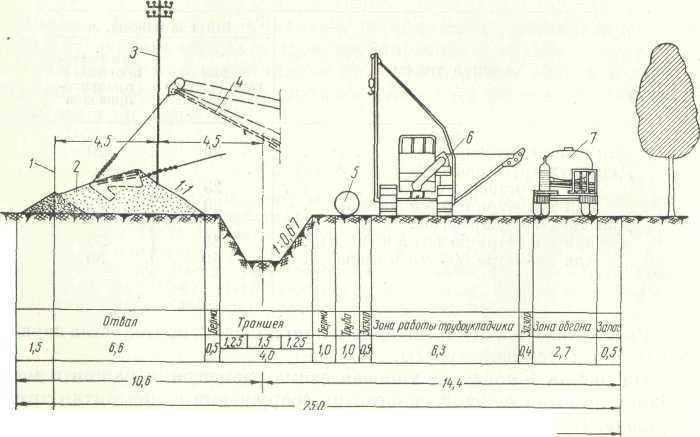
Вдоль трассы трубопровода располагается полоса отвода — строи­тельная полоса, на которой выполняются все этапы строительно-монтажных работ по сооружению линейной части трубопроводов. Ширина этой полосы выбирается согласно табл. 1.

**Таблица 1**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Характер трассы** | **Ширина полосы, м** | |
| **для газопроводов** | **для нефте­проводов и продуктопроводов** |
| Для одного трубопровода  Для двух трубопроводов: при диаметре до 500 мм  при диаметре 500 мм и выше . . . Для трех трубопроводов: при диаметре до 500 мм  при диаметре 500 мм и выше . . . | 20  25  30  35  40 | 20  25  25  30  30 |

Расстановка машин и механизмов по полосе строительства зависит от местных условий трассы.

На рис. 1. показана типовая схема размещения машин и меха­низмов на строительной полосе при сооружении одной нитки трубо­провода.



**Рис. 1. Расположение механизмов на строительной полосе с траншеей и откосами.**

1 — ось действующего трубопровода; 2 — отвал земли; 3 — линия связи; 4 — стрела траншеезасыпателя; 5 — строящийся трубопровод; 6 — трубоукладчик; 7 — транспорт.

До начала основных работ по сооружению трубопроводов на полосе строительства выполняют ряд подготовительных работ: 1) восстановление трассы и разбивку работ; 2) расчистку и подго­товку полосы строительства (рубку леса и корчевку пней, уборку валунов); 3) устройство временных дорог и проездов.

На основании проектных материалов (плана и профиля трассы) перед началом работ по сооружению трубопроводов проводится разбивка на трассе знаков ее закрепления. Знаки закрепления трассы и высотные знаки (репера) должны сохраняться на все время производства работ. Их располагают вне пределов полосы строитель­ства с учетом того, что по оси трубопровода будут выполняться строи­тельные работы.

После закрепления трассы на местности или одновременно с ее закреплением производится разбивка работ на трассе.

При прокладке трубопроводов по равнинным участкам разбивка работ сводится к разбивке оси трубопровода. Для этого на прямых участках трассы через 30—50 м, а на кривых не реже чем через 10 м выставляются хорошо видимые колья, служащие указателями для экскаваторщиков при рытье траншей.

На прямых участках разбивочные колья выставляются между угловыми или закрепительными (устанавливаемыми во время изы­сканий в пределах видимости) столбами на глаз, без каких-либо промеров между ними. Разбивка же кривых участков производится по правилам геодезии.

При расчистке полосы строительства и подготовке ее выполняются следующие основные работы: 1) расчистка полосы от леса с корчев­кой пней и удаление с нее лесопорубочных остатков; 2) удаление ва­лунов; 3) планировка полосы строительства; 4) устройство временных дорог.

В безлесной местности с грунтами, не содержащими в поверхност­ных слоях валунов, подготовка полосы строительства сводится к вы­равниванию микрорельефа в целях обеспечения более плавного про­филя дна траншеи и создания нормальных условий работы землерой­ным, транспортным и другим машинам.

Временные дороги необходимы для движения по трассе транспортных средств и строи­тельных механизмов. Строительство дорог вдоль трассы ведется с соблюдением технических условий на дороги.

Строительство дорог обычно осуществляется одновременно с пла­нировкой и профилировкой полосы отвода.

В пересеченной местности при устройстве временных дорог срезают бугры и подсыпают овраги для выравнивания продольного профиля местности.

В грунтах с несущей способностью, обеспечивающей беспрепят­ственный проход груженого автомобиля, эти дороги устраивают на уровне земли.

Временные дороги располагают обычно параллельно оси трубо­провода на расстоянии 5 – 6 м от траншеи с шириной проезжей части не менее 3,5 – 4 м.

При пересечении трассой трубопровода сложных препятствий временные дороги прокладывают по объездам.

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Назначение строительной полосы, ее размеры.
2. Закрепление трассы на местности.
3. Устройство временных дорог.

**Литература: 3, стр. 71-83.**

**Тема 2.2. Транспортные работы**

**Студент должен:**

**знать:**

* перечень работ, относящихся к транспортным, их назначение;

**уметь:**

* подбирать необходимую технику для перевозки материалов и оборудования на трассу, выбирать оптимальный маршрут движения транспорт­ной техники к месту строительства.

Транспортные работы на трассе. Схемы движения (маршруты). Транспор­тирование труб и трубных секций. Особенности транспортировки в горной ме­стности. Критерии выбора оптимального маршрута движения. Погрузочно-разгрузочные работы.

**Методические указания**

Для перевозки грузов и людей строительно-монтажные организа­ции на трассе располагают необходимыми транспортными средствами. Перевозка труб и трубных секций (плетей) на равнинных участках трассы осуществляется почти исключительно автомобильным транс­портом. Для транспортирования труб и плетей в труднодоступных горных районах применяют тракторы.

Для перевозки труб, трубных секций и других грузов применя­ются обычные грузовые автомобили.

К специальным автомобилям относятся автокраны, бензовозы, машины-лаборатории, полевые авторемонтные мастерские (ПАРМ).

Централизованная перевозка труб и трубных секций может про­изводиться колоннами автомобильных поездов (трубовозы, плетевозы).

При неблагоприятных дорожных условиях трубы и трубные секции перевозят тракторными поездами.

Организация перевозок автомобильным транспортом зависит от характера перевозок и расстояния возки. Система движения выбирается так, чтобы производительность была наибольшей, а себе­стоимость — наименьшей.

Маршрутом называется путь следования автомобилей или автомобильных поездов при перевозках.

Наиболее распространены маршруты: маятниковый и кольцевой.

Маятниковый маршрут представляет собой неоднократно повторяющееся следование автомобилей или автопоездов по одному направлению от места погрузки к месту разгрузки. В обратном напра­влении транспортные средства могут двигаться с грузом или без него.

Кольцевой маршрут — движение транспорта в одном на­правлении по замкнутой линии, на которой расположены точки погрузки и разгрузки.

В условиях трубопроводной трассы перевозки совершаются по маятниковым и кольцевым маршрутам. Однако наибольшее распро­странение имеет маятниковый маршрут.

Транспортирование в горных условиях. Работа автотранспорта при перевозке труб и секций в горных условиях имеет много особенностей. Важнейшие из них — крутые подъемы и спуски, повороты дороги с малыми радиусами и узкие дороги.

При перевозке труб в горных условиях требуется очень надежно крепить трубы. Крепят их стойками коника и винтовым зажимом. Применение винтового зажима исключает смещение труб в про­дольном направлении в сторону прицепа-роспуска при подъеме и перемещение труб в сторону кабины при спуске с горы. Укладка на балку коника прицепа-роспуска дополнительного деревянного бруса значительно увеличивает сопротивление скольжению трубы относительно коника и препятствует ее смещению.

В горных условиях на крутых подъемах и труднопроходимых участках трассы хорошо зарекомендовали себя тракторные поезда, трубовозы и плетевозы.

При затяжных подъемах трактор используют как дополнительный тягач. При этом буксирный трос крепят одним концом к трактору, а другим концом к буксирному крюку груженого автомобиля.

**Литература : стр.**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Критерии выбора оптимального маршрута движения.
2. Особенности транспортировки в горной ме­стности
3. Погрузочно-разгрузочные работы

**Тема 2.3. Земляные работы**

**Студент должен:**

**знать:**

* объёмы выполняемых земляных работ при сооружении линей­ной части трубопровода, размеры траншеи в зависимости от категории грунта и диаметра трубопровода;

**уметь:**

* подбирать необходимую технику для проведения земляных ра­бот, рассчитывать объёмы и сроки их выполнения.

Категории грунтов. Основные виды земляных работ. Размеры траншеи в зависимости от диаметра и категории грунта. Техника, применяемая для произ­водства земляных работ. Технологии выполнения земляных работ в различных условиях прохождения трассы. Расчёт объёмов и сроков выполнения земляных работ. Контроль качества земляных работ. Оформление документации на зем­ляные работы.

**Методические указания**

Земляные работы в нормальных условиях — это в основном работы, свя­занные с рытьем траншеи для укладки трубопровода. При рытье траншей необходимо соблюдать следующие важнейшие условия: профиль траншеи, углы поворота и радиусы кривизны ее в плане должны выдерживаться в пол­ном соответствии с проектными. Если фактический профиль не соответствует проектному, то это приводит, как правило, к появлению в трубопроводе до­полнительных изгибающих моментов и, соответственно, дополнительных к рас­четным напряжениям. Размеры и профили траншей устанавливаются проектом в зависимости от назначения и диаметра трубопроводов, характеристики грунтов, гидрогеологических и других условий.

Ширина траншей по дну должна быть не менее D+300 мм для трубопроводов диаметром до 700 мм (где D - условный диаметр трубопровода) и 1,5D - для трубопроводов диаметром 700 мм и более с учетом следующих дополнительных требований:

* для трубопроводов диаметром 1200 и 1400 мм при рытье траншей с откосами не круче 1 : 0,5 ширину траншеи по дну допускается уменьшать до величины D+500 мм;
* при разработке грунта землеройными машинами ширина траншей должна приниматься равной ширине режущей кромки рабочего органа машины, принятой проектом организации строительства, но не менее указанной выше;
* ширина траншей по дну на кривых участках из отводов принудительного гнутья должна быть равна двукратной величине по отношению к ширине на прямолинейных участках;
* ширина траншей по дну при балластировке трубопровода утяжеляющими грузами или закреплении анкерными устройствами должна быть равна не менее 2,2D, а для трубопроводов с тепловой изоляцией устанавливается проектом.

Крутизна откосов траншей должна приниматься в соответствии со #M12291 5200242СНиП 3.02.01-87.

Дно траншеи должно быть ровным, без отдельных бугров. Со дна траншеи должны быть убраны сухие комки грунта, так как они повреждают изоляцию. Если траншея разрабатывается в грунте, содержащем камни, гравий и другие твердые включения, то ее дно необходимо перед укладкой труб присыпать мяг­ким грунтом. Толщина слоя присыпки должна обеспечивать мягкое ложе для трубы; для этого достаточно принять толщину присыпки, называемой обычно подушкой, на 10 см выше неровностей камней или щебня.

В целях предотвращения деформации профиля вырытой траншеи, а также смерзания отвала грунта сменные темпы изоляционно-укладочных и земляных работ должны быть одинаковыми.

Технологически необходимый разрыв между землеройной и изоляционно-укладочной колонной должен быть указан в проекте производства работ.

Разработка траншей в задел в грунтах (за исключением скальных в летнее время), как правило, запрещается.

Рыхление скальных грунтов взрывным способом должно производиться до вывоза труб на трассу, а рыхление мерзлых грунтов допускается производить после раскладки труб на трассе.

При разработке траншей с предварительным рыхлением скального грунта буровзрывным способом переборы грунта должны быть ликвидированы за счет подсыпки мягкого грунта и его уплотнения.

Основания под трубопроводы в скальных и мерзлых грунтах следует выравнивать слоем мягкого грунта толщиной не менее 10 см над выступающими частями основания.

При сооружении трубопроводов диаметром 1020 мм и более должна проводиться нивелировка дна траншеи по всей длине трассы: на прямых участках через 50 м; на вертикальных кривых упругого изгиба через 10 м; на вертикальных кривых принудительного гнутья через 2м; при сооружении трубопроводов диаметром менее 1020 мм только на сложных участках трассы (вертикальных углах поворота, участках с пересеченным рельефом местности), а также на переходах через железные и автомобильные дороги, овраги, ручьи, реки, балки и другие преграды, на которые разрабатываются индивидуальные рабочие чертежи.

К моменту укладки трубопровода дно траншеи должно быть выровнено в соответствии с проектом.

При засыпке трубопровода грунтом, содержащим мерзлые комья, щебень, гравий и другие включения размером более 50 мм в поперечнике, изоляционное покрытие следует предохранять от повреждений присыпкой мягким грунтом на толщину 20 см над верхней образующей трубы или устройством защитных покрытий, предусмотренных проектом.

**Литература: 4, стр. 130-131; 13, стр. 3-4.**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Основные виды земляных работ.
2. Размеры траншеи в зависимости от диаметра и категории грунта
3. Разработка траншей в скальных грунтах
4. Контроль качества земляных работ

**Тема 2. 4. Сварочно-монтажные работы в базовых условиях**

**Студент должен:**

**знать:**

* методы и технологию монтажа и сварки магистральных трубо­проводов на трубосварочной базе; материалы, применяемые при сварке труб в базовых условиях;

**уметь:**

* подбирать необходимые сварочные материалы для сварки труб в трубные секции, рассчитывать необходимое количество материалов для сварки труб в секции.

Подготовительные операции. Центровка труб. Форма кромок. Способы сварки труб. Технологическая карта на сварку труб. Центраторы. Трубосвароч­ные базы. Поворотная сварка труб. Автоматическая и полуавтоматическая сварка. Применяемые сварочные материалы. Процесс сварки. Расчет необходи­мого количества сварочных материалов для сварки труб в трубные секции. Контроль качества сварных стыков. Оформление документации на сварку труб в базовых условиях.

**Методические указания**

Сборка стыков на сварочной базе под автоматическую или ручную дуговую сварку состоит из следующих основных процессов: 1) подготовительных операций; 2) установки труб на стенд или размещения центратора на стыке; 3) центровки и стяжки труб; 4) проверки правильности сборки; 6) закрепления собранного стыка.

Перед сборкой и сваркой выпол­няют ряд подготовительных работ.

Правка концов труб необходима, если на концах образовались местные вмятины или произошло нарушение формы трубы (оваль­ность, эллипсность). Правка местных вмятин выполняется при помощи специальных разжимных приспособлений, домкратов, прессов или расширителей с гидравлическим, пневматическим или электриче­ским приводом. Для холодной правки с пластической деформацией требуется затрачивать значительные механические усилия.

При нагреве вмятины до температуры приблизительно 900°С усилие деформации значительно уменьшается. Но нагрев в условиях трассы может привести к значительному изменению механических свойств стали и поэтому не рекомендуется.

Правка концов труб, имеющих незначительное общее искажение формы, часто проводится в пределах упругих или упруго-пластиче­ских деформаций. Такая правка выполняется с помощью расшири­телей или центраторов непосредственно в процессе сборки стыка. Несовпадение кромок иногда может быть и при совершенно пра­вильной форме концов труб. Это происходит вследствие отклонений диаметра труб и толщины стенок от номинальных значений.

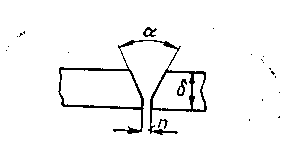
Качество сборки стыков и производительность труда в значитель­ной мере зависят от точного совпадения кромок стыкуемых труб. Для уменьшения разницы в размерах соединяемых концов произво­дится расширение конца с меньшим диаметром или: селективная подборка труб с равными или мало отличающимися размерами диаметров. Сварку можно успешно выполнить при удовлетворительном ее качестве, если превышение одной кромки над другой составляет не более 1,0—1,5 мм.

Очистка внутренней поверхности труб от загрязнений про­изводится непосредственно перед сборкой труб. Песок, грунт, слу­чайные предметы, оставленные в трубопроводе, затрудняют продувку последнего, засоряют трубопроводную линию, линейную аппаратуру, приборы, насосы и препятствуют пуску магистрали в эксплуатацию.

Форма кромок зависит от применяемого способа сварки стыка. Для сварки методом плавления (автоматическая сварка под флюсом, газоэлектрическая сварка, ручная дуговая сварка) кромки имеют односторонний скос (рис. 2). Угол скоса кромок в большинстве случаев равен 60°.

Минимальное расстояние между концами собранных труб, или расстояние «в свету», называется зазором.

Величина зазора определяется видом сварки, диаметром свароч­ной проволоки, маркой флюса, длиной дуги и пространственным поло­жением сварки.



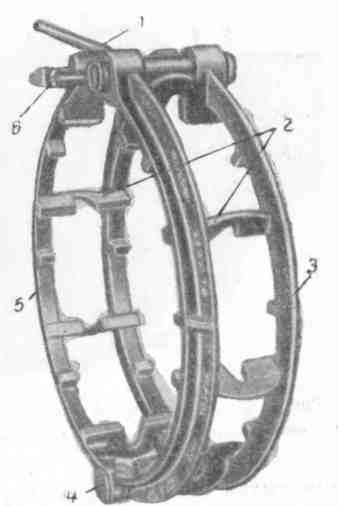
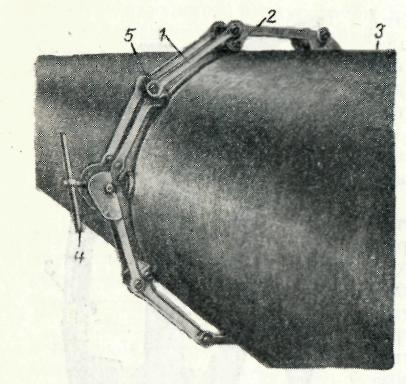
**Рис. 2. Форма кромок при сварке стыка труб.**

***δ* — толщина стенки труб; *п* —зазор; *α* — суммарный угол скоса кромок.**

При стыковой сварке оплавлением следует дополнительно зачищать торец трубы и пояс под контактные башмаки сварочной машины.

Центровка труб - это технологическая операция, в результате которой две сопрягаемые трубы становятся соосными. Предварительная центровка необходима для автоматической сварки под флюсом и ручной дуговой сварки.

Центратором называется приспособление или устройство, поз­воляющее совместить образующие цилиндрических поверхностей двух стыкуемых труб при сборке стыка. Центровка происходит за счет действия радиальных сил, развиваемых силовым механизмом центратора.



**Рис. 3. Безмоментный наружный центратор**

Центраторы по их размещению относительно поверхности труб можно разделить на две группы: 1) охватывающие (наружные), 2) распорные (внутренние).

Безмоментные наружные центраторы не имеют жесткого корпуса и охватывают трубу цепью 1 или тросом (рис. 3). В обоих случаях базирующими элементами являются свободно вращающиеся катки 2. Ось катков цепного центратора закреплена под соответствующими шарнирами 5 силовой цепи. У тросового центратора катки крепятся к тросам прижимами, на­ходящимися непосредственно на цилиндрической поверхности катков.

Одно из звеньев цепи (как правило, примыкающее к силовому устройству) является замыкающим; оно выполняется в виде накид­ного крюка. У тросового центратора для замыкания его на трубе имеется съемный блок.

Усилия, развиваемые в винтовом домкрате 4, передаются через цепь на базирующие катки 2 и на домкрат. И катки и пята передают на трубу 3 практически одинаковые между собой усилия независимо от их формы.

Совмещение смежных частей кромок двух труб осуществляется за счет смещения выступающей части под действием радиальной силы, направленной к оси трубы.

Внутренние центраторы вводятся непосредственно в стыкуемые трубы, перемещаясь на распорных роликах от стыка к стыку.

Стыки труб соединяют сваркой.

Наибольшее распространение получили механизированные спо­собы. К механизированной электрической ду­говой сварке относятся: автоматическая сварка под флюсом, сварка в среде углекислого газа, сварка порошковой проволокой Механизированные методы обеспечивают высокую производительность при хорошем качестве шва.

При большинстве механизированных методов требуется вращать трубу, так как шов можно накладывать лишь в определенном про­странственном положении. Такая сварка может осуществляться только на сварочных базах для соединения отдельных труб в секции длиной 27—60 м. Длина секций ограничивается транспортными возможностями при вывозке их на трассу или удобством ведения сварочного процесса на базе.

Сварочные базы для заготовки секций организуются в пунктах выгрузки труб или в полевых условиях на трассе. На сварочной базе выполняются подготовительные, сборочные, сварочные и контроль каче­ства стыков Секция состоит из трех и более труб. Секции, вывезенные с базы на трассу, свари­вают друг с другом в неповоротном положении.

Сварка стыков труб на базе в поворотном положении и примене­ние высокопроизводительной автоматической сварки под флюсом способствуют более высокой производительности и хорошему каче­ству швов. Наиболее распространенный технологический процесс соединения труб в секции — заварка корня шва (первый слой) полуавтоматами в среде углекислого газа или ручной сваркой электродами с газовой защитой.

Наложение основных слоев (второго и третьего) выполняется автоматиче­ской сваркой под флюсом сварочным полуавтоматом.

Готовые секции с базы после проверки качества стыков вывозятся на трассу. Сварочные базы имеют различное устройство и по-разному механизированы. Современная база должна строиться с учетом поточности, строгой ритмичности работы и максимальной механизации.

По окончании сварки секций на заданную длину участка трубо­провода база перемещается на новое место. Срок работы базы на одном месте от нескольких дней до 2—3 недель. Поэтому все кон­структивные элементы базы и все ее оборудование должны быть легко транспортируемыми

**Литература: 3. стр. 137-151**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Назначение и оборудование трубосвароч­ных баз.
2. Порядок сборки стыков.
3. Подготовительные операции.
4. Центровка труб. Центраторы.
5. Технологическая карта на сварку труб.

**Тема 2.5. Сварочно-монтажные работы в трассовых условиях**

**Студент должен:**

**знать:**

* методы и технологию монтажа и сварки магистральных трубо­проводов на трассе;
* материалы, применяемые при сварке труб в трассовых ус­ловиях;

**уметь:**

* подбирать необходимые сварочные материалы для сварки труб в нитку, рассчитывать необходимое количество материалов для сварки труб в нитку.

Подготовительные операции. Центровка труб. Способы сварки труб. Тех­нологическая карта на сварку труб. Потолочная сварка труб. Ручная электроду­говая сварка. Применяемые сварочные материалы. Сварка порошковой прово­локой. Электроконтактная сварка. Процесс сварки. Расчёт необходимого коли­чества сварочных материалов при сварке труб и трубных секций в нитку. Свар­ка в зимних условиях, при сильном ветре и атмосферных осадках. Монтаж и сварка захлёстов. Контроль качества сварных стыков. Оформление документа­ции на сварку труб в трассовых условиях.

**Методические указания**

Соединение стыков между секциями на трассе в неповоротном положении выполняется ручной электродуговой сваркой, газоэлектрической неповоротной сваркой порошковой проволокой.

Сборка труб диаметром 500 мм и более должна производиться на внутренних центраторах. Трубы меньшего диаметра можно собирать с использованием внутренних или наружных центраторов. Независимо от диаметра труб сборка захлестов и других стыков, где применение внутренних центраторов невозможно, производится с применением наружных центраторов.

При сборке труб с одинаковой нормативной толщиной стенки смещение кромок допускается на величину до 20% толщины стенки трубы, но не более 3 мм при дуговых методах сварки и не более 2 мм при стыковой сварке оплавлением.

Подварка изнутри корня шва разностенных труб диаметром 1000 мм и более по всему периметру стыка обязательна, при этом должен быть очищен подварочный слой от шлака, собраны и удалены из трубы огарки электродов и шлак.

Допускается выполнение сварочных работ при температуре воздуха до минус 50 °С.

При скорости ветра более 10 м/с, а также при выпадении атмосферных осадков производить сварочные работы без инвентарных укрытий запрещается.

Контроль сварных стыков трубопроводов производится:

* систематическим операционным контролем, осуществляемым в процессе сборки и сварки трубопроводов;
* визуальным осмотром и обмером сварных соединений;
* проверкой сварных швов неразрушающими методами контроля;

Монтажные сварные стыки трубопроводов и их участков всех категорий, выполненные дуговой сваркой, подлежат контролю физическими методами в объеме 100%, из них только радиографическим методом сварные стыки:

* участков трубопроводов категорий В и I во всех районах и независимо от диаметра;
* трубопроводов диаметром 1020-1420 мм и их участков в районах Западной Сибири и Крайнего Севера;
* участков трубопроводов на переходах через болота II и III типов во всех районах;
* участков трубопроводов на переходах через железные и автомобильные дороги I, II и III категорий во всех районах;
* трубопроводов на участках их надземных переходов, захлестов, ввариваемых вставок и арматуры;
* участков трубопроводов, указанных в позициях 6, 9, 10, 18, 20 и 23 #M12293 0 871001207 4120950664 79 3906686700 1034450117 2557595866 3958062706 2421808211 2557595866 табл. 3 СНиП 2.05.06-85#S\*.

В остальных случаях монтажные сварные стыки трубопроводов и их участков подлежат контролю для категорий II, III и IV радиографическим методом в объеме соответственно не менее 25; 10 и 5%, а остальные сварные стыки - ультразвуковым или магнитографическим методом.

Угловые сварные стыки трубопроводов подлежат контролю ультразвуковым методом в объеме 100%.

Каждый стык должен иметь клеймо сварщика или бригады сварщиков, выполняющих сварку. На стыки труб из стали с нормативным временным сопротивлением разрыву до 539 МПа (55 кгс/кв.мм) клейма должны наноситься механическим способом или наплавкой. Стыки труб из стали с нормативным временным сопротивлением разрыву 539 МПа (55 кгс/кв.мм) и более маркируются несмываемой краской снаружи трубы.

Клейма наносятся на расстоянии 100 – 150 мм от стыка в верхней полуокружности трубы.

Приварка каких-либо элементов, кроме катодных выводов, в местах расположения поперечных кольцевых, спиральных и продольных заводских сварных швов, не допускается. В случае если проектом предусмотрена приварка элементов к телу трубы, расстояние между швами трубопровода и швом привариваемого элемента должно быть не менее 100 мм.

**Литература: 3, стр. 151-166**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Подготовительные операции.
2. Центровка труб.
3. Способы сварки труб.
4. Тех­нологическая карта на сварку труб.
5. Потолочная сварка труб.
6. Ручная электроду­говая сварка.
7. Свар­ка в зимних условиях, при сильном ветре и атмосферных осадках.
8. Контроль качества сварных стыков
9. Применяемые сварочные материалы.

**Тема 2.6. Монтаж запорной арматуры, фасонных частей и захлёстов**

**Студент должен:**

**знать:**

* особенности монтажа запорной арматуры на магистральном трубопроводе, технологии монтажа фасонных частей и захлёстов.

Особенности монтажа крановых узлов на магистральном газопроводе. Особенности монтажа запорной арматуры на магистральном нефтепроводе. Монтаж отводов, переходов и тройников на магистральных трубопроводах. Монтаж захлёстов. Контроль качества работ. Предварительное испытание. Оформление документации.

**Методические указания**

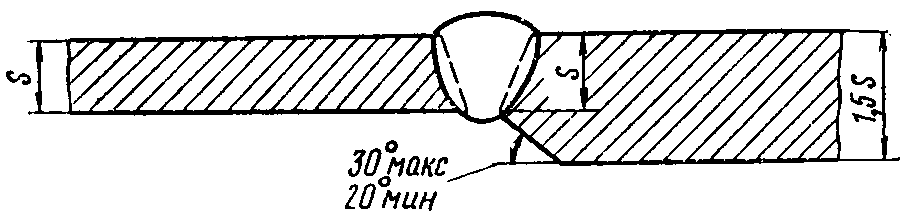
Непосредственное соединение на трассе разнотолщинных труб одного и того же диаметра или труб с деталями (тройниками, переходами, днищами, отводами) допускается при следующих условиях:

* если разность толщин стенок стыкуемых труб или труб с деталями (максимальная из которых 12 мм и менее) не превышает 2,5 мм;
* если разность толщин стенок стыкуемых труб или труб с деталями (максимальная из которых более 12 мм) не превышает 3 мм.

Соединение труб или труб с деталями с большей разностью толщин стенок осуществляется путем вварки между стыкуемыми трубами или трубами с дeтaлями переходников или вставок промежуточной толщины, длина которых должна быть не менее 250 мм.

При разнотолщинности до 1,5 толщины допускаются непосредственная сборка и сварка труб при специальной разделке кромок более толстой стенки трубы или детали. Конструктивные размеры разделки кромок и сварных швов должны соответствовать указанным на рис.

Подварка изнутри корня шва разностенных труб диаметром 1000 мм и более по всему периметру стыка обязательна, при этом должен быть очищен подварочный слой от шлака, собраны и удалены из трубы огарки электродов и шлак.

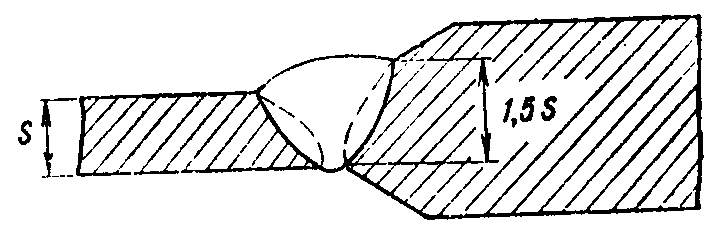


**Рис. 4. Конструктивные размеры разделки кромок и сварных швов**

**разнотолщинных труб (до 1,5 толщины стенки)**

Непосредственное соединение труб с запорной и распределительной арматурой разрешается при условии, что толщина свариваемой кромки патрубка арматуры не превышает 1,5 толщины стенки стыкуемой с ней трубы в случае специальной подготовки кромок патрубка арматуры в заводских условиях согласно рис. 5.

Во всех случаях, когда специальная разделка кромок патрубка арматуры выполнена не в заводских условиях, а также когда толщина свариваемой кромки патрубка арматуры превышает 1,5 толщины стенки стыкуемой с ней трубы, соединение следует производить путем вварки между стыкуемой трубой и арматуpoй специального переходника или переходного кольца.



**Рис. 5. Подготовка кромок патрубков арматуры при непосредственном соединении их с трубами**

**Литература: 13, стр. 8-10.**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Виды специальной разделки кромок патрубков арматуры.
2. Условия непосредственного соединения между собой разнотолщинных элементов.
3. Особенности монтажа крановых узлов на магистральном газопроводе.
4. Особенности монтажа запорной арматуры на магистральном нефтепроводе.

**Тема 2.7. Изоляционно-укладочные работы**

**Студент должен:**

**знать:**

* технологии нанесения изоляционных покрытий, укладки и за­сыпки изолированного магистрального трубопровода;

**уметь:**

* рассчитывать необходимое количество изоляционных материа­лов для сооружения трубопровода, осуществлять контроль качества очистки поверхности трубы перед изоляцией и контроль качества изоляции трубопро­вода, рассчитывать расстановку трубоукладчиков в изоляционно-укладочной колонне.

Очистка поверхности труб перед нанесением изоляционного покрытия. Приготовление и нанесение битумной изоляции. Изоляция в трассовых услови­ях полимерными лентами. Термоусаживающиеся манжеты для изоляции сты­ков. Укладка трубопровода. Состав изоляционно-укладочной колонны. Кон­троль качества изоляции. Контроль качества изоляционного покрытия методом катодной поляризации. Расчёт необходимого количества изоляционных мате­риалов. Расчёт расстановки трубоукладчиков в изоляционно-укладочной ко­лонне. Оформление документации на изоляцию.

**Методические указания**

Поверхность трубопровода по окончании монтажно-сварочных работ очищают от ржавчины, окалины и загрязнений. Если поверх­ность трубопровода была покрыта консервирующей смазкой, то ведется очистка и консервационного слоя.

Качество очищенной поверхности трубопровода на трассе (или отдельных труб и секций на базах) в значительной мере влияет на долговечность наносимой затем на трубопровод защитной противо­коррозионной изоляции.

На очищенной поверхности не должно оставаться отслаивающихся частиц и активных очагов коррозии, особенно влажной ржавчины. Это улучшает сцепление изоляционного слоя с поверхностью трубы, препятствует образованию между трубой и изоляцией пустот, в кото­рые может проникать влага (электролит почвы) и разрушать покрытие.

Способ очистки и требуемая чистота поверхности во многом опре­деляются видом применяемой изоляции — битумной, пластмассовой, стеклоэмалевой и др.

Очистка наружной поверхности трубопроводов перед наложением изоляции выполняется различными способами, важнейшие из них — механическая, эрозионная, пескоструйная или дробеметная (дробе­струйная), термическая, химическая и ультразвуковая очистки.

Из всех способов наибольшее и повсеместное распространение получил механический способ очистки трубопроводов, выполняе­мый специальными самоходными очистными машинами на трассе в процессе производства строительно-монтажных работ.

Изоляционные покрытия подземных и наземных трубопроводов делят на два типа: нормальный и усиленный. Покрытия нормального типа применяют во всех случаях, кроме следующих исключений, установленных СНиПП – 45 – 75: все трубопроводы диаметром 1000 мм и более; любые трубопроводы юж­нее 50-й параллели; на всех засоленных почвах и грунтах; в болотистых грун­тах; на подводных переходах, включая и поймы рек; на переходах через же­лезные и автомобильные дороги; на территориях насосных и компрессорных станций; на участках трубопроводов, имеющих температуру транспортиру­емого продукта более 40°С; на участках нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, трубопроводов сжиженного газа, прокладываемых вдоль рек, каналов, озер, водохранилищ на расстоянии 1000м и менее от них. В этих случаях на­значается изоляция усиленного типа.

Для магистральных трубопроводов в настоящее время применяют в основ­ном покрытия из полимерных и битумных материалов.

В качестве защитных оберток покрытий применяют полимерные пленки толщиной не менее 0,5 мм. Тип покры­тия зависит от диаметра труб и температуры перекачиваемого продукта. При условном диаметре Dy от 800 мм и расчетной температуре перекачиваемого продукта до 40° С можно применять как покрытия на битумной основе, так и из полимерных материалов. При D > 800 мм и температуре более 40°С применение битумных мастик должно быть обосновано проектной организа­цией. Если температура перекачиваемого продукта превышает 70° G, то уже нельзя применять покрытия из обычных полимерных материалов, так как при такой температуре они быстро разрушаются. В этих случаях можно применять покрытия на основе силикатных эмалей, каменноугольного пека.

Технология изоляционно-укладочных работ.

В трубопроводном строительстве применяют две основные схемы изоля­ционно-укладочных работ: совмещенную и раздельную. При совмещенной схеме нанесение изоляции на поверхность труб и их укладку в траншею осуществляют одновременно, при раздельной — независимо друг от друга.

Совмещенная схема изоляционно-укладочных работ Изоляционно-укладочные работы проводят после сварки трубопровода в не­прерывную нить и отрывки траншеи проектного профиля. На трубопровод надевают очистную (ОМ) и изоляционную (ИМ) машины, поднимают его трубо­укладчиками, установленными на определенном расстоянии друг от друга и[в определенной последовательности с ОМ и ИМ и опускают в траншею. Трубо­укладчики при этом перемещаются в направлении главной оси трубопровода.

Основными условиями, требующими внимания, явля­ются: сохранение в процессе работы такой формы переходного участка, при которой напряжения в трубах не превышали бы значений, обеспечивающих только упругие деформации материала труб; изоляция в момент касания труб дна траншеи должна иметь механическую прочность, достаточную для восприя­тия реактивного давления грунта без повреждения ее; число и грузоподъем­ность кранов, осуществляющих подъем, перемещение и опуск трубопровода, а также их расстановка должны исключать возможность потери общей устой­чивости кранов и продольной устойчивости их стрел.

Контроль качества изоляционных работ и изоляции.

Контроль качества изоляционных работ осуществляется в процессе строи­тельства визуально и с помощью приборов. Визуально определяются разрывы оберточного материала, повреждения изоляционного покрытия при укладке, а также устанавливается наличие подтеков, пузырей и других дефектов. Осо­бенно внимательно необходимо следить за сохранением целостности изоляции при укладке трубопровода с помощью «мягких» полотенец. Обнаруженные повреждения должны быть устранены.

Необходимо следить за тем, чтобы изоляция наносилась на очищенную сухую поверхность труб; важно, чтобы она была незапылена, так как при этом существенно снижается прилипаемость изоляции.

Внешний вид изоляции должен отвечать следующим требованиям: ровная поверхность, отсутствие складок оберточного материала, нахлест соседних витков пленки или бризола должен быть не менее 2 см, концов лент (конец одной — начало другой) — не менее 10 см. Наряду с визуальным применяют в обязательном порядке контроль с помощью специальных приборов. Сплош­ность покрытия контролируют искровыми дефектоскопами. С их помощью можно обнаружить отслоения изоляции, несоответствие толщины ее проект­ной, пропуски и т. п.

Важное значение имеет хорошая прилипаемость (адгезия) изоляции к по­верхности трубы. Адгезия проверяется с помощью прибора-адгезиметра или (при отсутствии прибора) отделением изоляции, вырезанной в форме треуголь­ника, от трубы. По усилию, с которым изоляция отделяется от трубы, судят о качестве прилипаемости. Если прилипаемость проверяется адгезиметром, то сила отрыва должна быть не менее 5 кгс/см2. Окончательно качество изо­ляции проверяется наложением на трубу постоянного тока. Покрытие счита­ется удовлетворительным, если на участке длиной 4 км и более смещение раз­ности потенциалов труба — земля в конце участка не превышает 0,4 В.

**Литература: 4, стр. 134-144.**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Подготовка поверхности труб перед нанесением изоляционного покрытия.
2. Изоляция в трассовых услови­ях полимерными лентами.
3. Термоусаживающиеся манжеты для изоляции сты­ков.
4. Контроль качества изоляции.
5. Состав изоляционно-укладочной колонны

**Тема 2.8. Монтаж установок защиты магистрального трубопровода от коррозии**

**Студент должен:**

**знать:**

* технологию сооружения средств электрической защиты трубо­проводов от коррозии;

**уметь:**

* подбирать для сооружения средств электрической защиты тру­бопроводов необходимую технику и оборудование.

Монтаж станций катодной защиты. Монтаж анодного заземления. Про­тяжённость защиты по длине трубопровода. Монтаж протекторной защиты. Защита от блуждающих токов. Монтаж электрических дренажей. Монтаж кон­трольно-измерительных пунктов. Приварка проводников к трубопроводу. Ис­пытание оборудования. Оборудование для монтажа средств электрохимзащиты. Контроль качества работ. Оформление документации.

**Методические указания**

Магистральные трубопроводы из стальных труб укладываются в грунт после нанесения изоляционного покрытия, препятствующего контакту металлической поверхности труб с почвой.

Наряду с наложением на трубопровод изоляционного покрытия применяется электрическая (электрохимическая) проти­вокоррозионная защита.

Электрическая защита в соче­тании с наложением изоляционного покрытия на поверхность трубо­провода является наиболее эффективной мерой, способствующей длительной безаварийной работе трубопровода.

Способ защиты металлических подземных сооружений наложе­нием электрического поля от внешнего источника тока, создающего катодную поляризацию на со­оружении, называется катодной защитой.

Создание защитной разности потенциалов между трубопроводом и грунтом осуществляется источником постоянного тока. Отрица­тельный полюс источника подключается к трубопроводу, а положи­тельный — к заземлению, называемому анодом.

В качестве заземления можно использовать графитированные заземлители. Графитированное анодное заземление представляет собой графитированный стержень диаметром 50—125 мм и длиной 1000—1500 мм. Контакт электрода с соединительным кабелем дости­гается ввинчиванием или запрессовывапием ниппеля или контактной трубки в торец заземлителя. Недостатком графитированных заземлителей является высокая хрупкость материала, что ограничивает их применение, так как при транспортировании или монтаже они легко разламываются или раскалываются.

Анодные заземлители устанавливаются на расстоянии 200-300м от оси трубопровода. Анодные заземлители делятся на горизонтальные, монтируемые в траншее, и на вертикальные, монтируемые в скважинах глубиной до 50м. Выбор типа анодного заземления зависит от свойств грунта.

Расстояния между станциями катодной защиты при расстановке их вдоль трубопровода большой протяженности практически составляют 8—10 км.

**ПРОТЕКТОРНАЯ ЗАЩИТА**

Протекторная защита трубопроводов, резервуаров и других соору­жений заключается в присоединении к защищаемому сооружению металлического протектора (анодного электрода), имеющего более низкий электрохимический потенциал, чем потенциал металла, защищаемого в данной коррозионной среде.

Протекторная защита, как и катодная, должна действовать непре­рывно, создавая определенный защитный потенциал.

Протекторная и катодная защиты по своей эффективности равно­ценны.

Протекторные установки на магистральных трубопроводах при­меняются в основном для защиты от почвенной коррозии участков трубопроводов, расположенных на значительном расстоянии от источников электроснабжения, в местах неполной защиты трубопро­вода катодными станциями, а также для защиты от почвенной корро­зии кожухов (патронов) трубопроводов на переходах через железные и автомобильные дороги.

Установка в грунт одиночных протекторов МГА-5, а также про­текторов, соединенных в группы, производится в скважинах диамет­ром 250 мм глубиной 1,5—2,5 м в зависимости от влажности грунта.

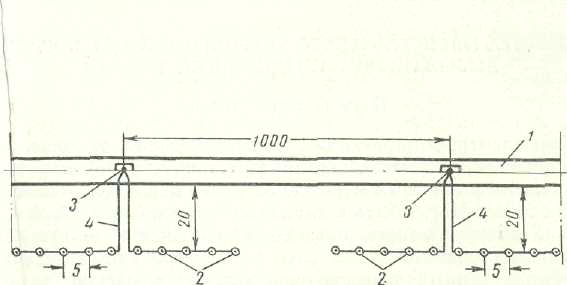
Пространство между стенками скважины и протектором запол­няется активатором. Толщина слоя активатора должна быть не менее 70 мм (при диаметре протектора 110 мм и длине 600 мм).

Между дном скважины и нижним торцом протектора слой актива­тора должен быть 100 мм.

Перед опусканием протектора в скважину на дно наливают 10 л приготовленного тестообразного активатора. Затем в скважину устана­вливают протектор так, чтобы слой активатора покрывал верхний торец протектора на 100—150 мм.

Установленный протектор должен быть размещен строго по оси скважины и не касаться ее стенок. Затем скважину засыпают грунтом.

Расстояние от протектора до трубопровода должно быть около 3—6 м. При расстояниях меньше 3 м коррозия трубопровода может усилиться в результате повышения степени коррозионности почвы за счет выщелачивания из заполнителя растворимых солей, содержащих сульфат-ионы. При расстояниях больше 6 м увеличи­вается сопротивление электрической цепи и уменьшается защитный ток.



**Рис. 6. Принципиальная схема защиты трубопровода протекторными установками.**

1 —защищаемый трубопровод; 2 —группа протекторов; 3 —кон­трольно-измерительная колонка; 4 — провод.

ЗАЩИТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ, ВЫЗЫВАЕМОЙ БЛУЖДАЮЩИМИ ТОКАМИ

Вблизи электрифицированных железных дорог, трамваев и дру­гих сооружений, питаемых постоянным током, в почве вследствие утечки тока возникает электрическое поле, называемое полем блу­ждающих токов.

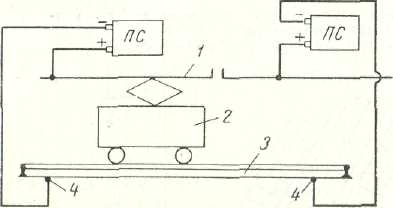
Блуждающие токи способны вызывать сильные коррозионные разрушения подземных металлических сооружений. Мероприятия по защите от блуждающих токов идут по двум направлениям.

1. Уменьшение величины блуждающих токов путем выполнения определенных правил при сооружении и эксплуатации электрифици­рованных железных дорог, трамваев и других объектов, создающих  
источники блуждающих токов.

2. Отвод блуждающих токов, проникших в защищаемый трубо­провод или в другое металлическое сооружение, обратно в источник их распространения.

Токи отводят посредством систем и устройств электродренажной защиты.

Электродренажная защита — способ защиты трубопроводов и дру­гих подземных сооружений, находящихся в полз блуждающих токов, от коррозионного разрушения. Он заключается в том, что блужда­ющие токи отводятся от защищаемого сооружения к источнику блу­ждающих токов, для чего защищаемый трубопровод соединяют через дренажное устройство с рельсами электрифицированного транспорта, с отсасывающей линией или с шиной тяговой подстанции. Вблизи электрифицированных железных дорог, трамваев и дру­гих сооружений, питаемых постоянным током, в почве вследствие утечки тока возникает электрическое поле, называемое полем блу­ждающих токов.



**Рис. 7. Схема однопроводного питания подвижного электрофицированного транс­порта.**

Блуждающие токи от электрифицированного транспорта возникают при однопроводной системе пи­тания электродвигателей подвижного состава же­лезных дорог постоянным током. При этой системе одним из проводов сети питания двигателей под­вижного состава являются железнодорожные рельсы.

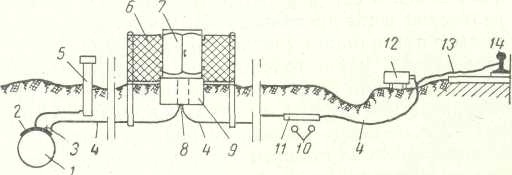
Монтаж электрических дренажей.

Дренажная установка состоит из дренажной станции и кабелей, соединяющих защищаемое сооружение с источником блуждающих токов.

Различают два вида монтажа дренажных установок: 1) когда трубопровод проходит параллельно железной дороге или сближается с ней; 2) когда трубопровод пересекает железную дорогу.

В первом случае, стремятся обеспечить, если это возможно, наименьшую длину дренажного кабеля.

Для установки дренажной станции роют котлован под фундамент установки размером 120 х 80 х 30 см. В фундаменте сверлят отвер­стие для вывода дренажного кабеля. Установку дренажной защиты монтируют в металлическом шкафу на бетонном фундаменте (рис. 8).



**Рис. 8. Устройство дренажной защиты.**

1 — трубопровод; 2 — контакт измерительного провода; 3 — контакт дренажного кабеля;. 4 — дренажный кабель; 5 — столбик катодного вывода; в — ограждение; 7 — шкаф дренаж­ной установки; 8 — отверстие в фундаменте; 9 — фундамент; 10 — железнодорожные кабели; 11 —асбоцементная труба; 12 —путевой дроссель; 13 —трос дросселя; 14 —рельс.

К ящику дренажной установки подводятся уложенные в траншею два кабеля. Один кабель соединяет дренажную установку с трубо­проводом, второй — со средней точкой путевого дросселя. Дренаж­ный кабель подсоединяют к трубопроводу с помощью приваренной к нему контактной планки, кабельной накладки и контактных болтов. После этого все соединение изолируют принятым для трубопровода защитным покрытием. При пересечении с кабелями железной дороги его помещают в асбоцементную трубу, а пространство между кабелем и трубой зали­вают битумом.

К средней точке путевого дросселя кабель подсоединяют с по­мощью болтовых аппаратных зажимов.

В отличие от двухниточной рельсовой цепи, когда дренажный кабель подключается к средней точке путевых дросселей, при однониточной рельсовой цепи дренажный кабель подключают непосред­ственно к рельсу при помощи контактного башмака.

Во втором случае, когда трубопровод пересекает железную до­рогу, станция дренажной защиты устанавливается на трубопроводе в 25—30 м от железной дороги и подключается к трубопроводу на расстоянии 1—2 м от конца защитного кожуха (патрона).

По окончании монтажа станции дренажной защиты ее включают в работу и производят электрические измерения с целью определения эффективности ее работы и зоны защиты.

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПУНКТЫ

Электрическая защита любого вида (катодная, протекторная, электродренажная) на магистральном трубопроводе или на другом подземном сооружении требует систематических измерений ее действия. Измерения потенциалов производятся через специальные выводы на поверхность земли в виде контрольно-измерительных пунктов, устанавливаемых на всей линии трубопровода или сети трубопроводов.

Контрольно-измерительным пунктом называется устройство, позволяющее выполнять контрольные электрические измерения на подземном металлическом трубопроводе, не разрывая землю.

На контрольно-измерительном пункте можно измерять разности потенциалов и проводить измерения тока па участке трубопро­вод — земля с помощью переносных приборов. Для этого проводник (контрольный вывод) следует термитной сваркой надежно присоеди­нить к металлической поверхности трубопровода. Постоянное зазе­мление второго вывода (электрода) осуществляется защитной трубой или металлическим столбом вывода.

Контрольно-измерительные пункты вне городской черты совме­щаются с километровыми столбами или линейными сооружениями. Эти пункты выводятся на поверхность.

Для подключения катодных станций, протекторов, электрических перемычек, выводов для контрольно-измерительных пунктов к трубо­проводу приваривают выводы из круглой стали. Приварка обеспечивает надежное соединение с минимальным электрическим сопроти­влением. Переходное электрическое сопротивление между трубопро­водом и приваренным металлическим стержнем составляет около 5 – 10 – 5 ом. Выводы приваривают в процессе строительства после опуска трубопровода в траншею, а также и в процессе эксплуатации, когда трубопровод заполнен продуктом и находится под давлением не более 25 атм.

**Литература: 3, стр. 502-538.**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Монтаж станций катодной защиты.
2. Виды анодных заземлителей.
3. Монтаж протекторной защиты.
4. Монтаж электрических дренажей.
5. Монтаж кон­трольно-измерительных пунктов.
6. Приварка проводников к трубопроводу.

**Тема 2.9. Очистка внутренней полости трубопровода**

**Студент должен:**

**знать**: способы очистки внутренней полости трубопровода;

**уметь:** выбирать оптимальный способ очистки для конкретного участка магистрального трубопровода.

Способы очистки внутренней полости магистрального трубопровода. Промывка. Продувка. Очистка с применением очистных устройств. Очистка протягиванием. Типы очистных устройств для различных способов очистки. Организация работ по очистке полости трубопровода. Разработка специальной инструкции. Охранная зона при очистке полости. Оформление документации.

**Методические указания**

При строительстве внутрь трубопровода попадают грунт, вода, различные предметы, инструмент, на внутренней поверхности трубы имеется окалина, иногда ржавчина. Если не удалить их, то неудаленные предметы могут вывести из строя оборудование перекачивающих станций, качество перекачиваемого про­дукта будет низким в результате его загрязнения. Поэтому перед сдачей в экс­плуатацию, обычно перед испытанием на прочность, трубопровод должен быть полностью очищен не только от крупных посторонних предметов, но и от грязи и даже пыли.

Очистка проводится после выполнения всех сварочно-монтажных, изоля­ционно-укладочных и земляных работ, т. е. линейная часть трубопровода должна быть практически подготовлена к перекачке продукта.

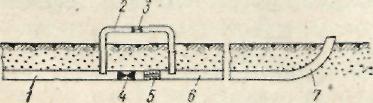
В настоящее время основным способом очистки внутренней полости является продувка по трубопроводу с большой скоростью воздуха или газа с одновре­менным пропуском по нему специальных очистных устройств, называемых поршнями.

Кроме продувки, применяют способ промывки внутренней полости водой с пропуском поршня впереди движущейся воды.

Очистка продувкой осуществляется до врезки линейной арматуры (кранов, задвижек), а также других узлов, мешающих проходу очистного поршня.

Продувка воздухом. Для продувки трубопровода требуются большой расход и высокое давление воздуха, чтобы сила давления на поршень обеспечивала его движение со скоростью до 60 км/ч. Ни одна из имеющихся в настоящее время конструкций передвижных компрессоров не может обеспе­чить столь большой расход воздуха при давлении до 6 кгс/см2. Поэтому все схемы продувки включают два участка трубопровода — накопитель воздуха (иначе его называют ресивером) и продуваемый участок. Участок L делится на два. Один из них используется в качестве баллона — накопителя (ресивера), другой участок — продувается. Соотношение длин ресивера составляет обычно 1:1.

После заполнения ресивера открывают кран, и воздух поступает в проду­ваемый участок, где уже находится поршень. Под давлением воздуха пор­шень начинает двигаться, очищая трубопровод, и вылетает в специальный па­трубок . Продувка продолжается до тех пор, пока из патрубка не будет идти чистый воздух.



**Рисунок 9.**

Продувка газом. При продувке газом исключительное значе­ние приобретают вопросы техники безопасности. Ни в коем случае нельзя, как при продувке воздухом, подавая газ, сразу начинать движение поршня. При этом образуется взрывоопасная газовоздушная смесь, и от искр, которые возникают при движении поршня и мусора, смесь может взорваться. Поэтому прежде чем начать продувку, необходимо заполнить весь очищаемый участок газом, вытеснив воздух.

Причем заполнение должно быть выполнено так, чтобы искра не могла возникнуть. **Это достигается следующим образом.**

Участок 1 (рис. 9), который уже очищен и заполнен газом с необходимым давлением, подключают к очищаемому участку 6. Между обоими участками устанавливают кран 4. Кроме того, оба участка соединяют обводной линией 2 из труб малого диаметра; на линии имеется кран 3. Поршень 5 размещают, как показано на рисунке. Открывая кран 3, постепенно заполняют трубопровод 6, вытесняя воздух. По пробе смеси на выходе из патрубка 7 определяют содержание кислорода в смеси. Продувку можно начинать только тогда, когда в смеси будет менее 2% кислорода. После вытеснения воздуха продувка газом осущест­вляется так же, как и воздухом. Открыв кран 4, дают доступ газа к торцу поршня, который приходит в движение.

Промывка внутренней полости труб водой является весьма перспективным методом очистки. При этом решаются одновременно две задачи: трубопровод очищается от посторонних предметов и грязи и заполняется водой для гидра­влического испытания.

Сущность метода заключается в следующем. В трубу в начале испыту­емого участка вводят мягкий поршень из пенополиуретана или иного материала. Затем через патрубок в трубопровод подают воду, и поршень приходит в движение, очищая полость трубы и толкая собравшийся мусор впе­реди себя. Поршень продвигается со скоростью 0,4—1,2 км/ч при давлении до 2 кгс/см2. Длина участков, промываемых за один проход очистного поршня, может достигать 50 км.

**Литература: 4. стр. 337-340.**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Способы очистки внутренней полости магистрального трубопровода
2. Промывка трубопровода водой
3. Методы продувки трубопроводов
4. Типы очистных устройств для различных способов очистки
5. Охранная зона при очистке полости

**Тема 2.10. Гидравлическое испытание трубопровода**

**Студент должен:**

**знать:** технологию гидравлического испытания трубопровода;

**уметь:** рассчитывать необходимое количество воды для гидравлическо­го испытания трубопровода.

Испытание магистрального трубопровода на прочность и герметичность гидравлическим способом, преимущества и недостатки. График подъёма давле­ния. Испытательные параметры. Технология испытания. Расчет необходимого количества воды для испытания. Организация работ по гидравлическому испы­танию трубопровода. Разработка специальной инструкции. Методы поиска уте­чек при испытании трубопровода. Охранная зона при испытании. Оформление документации. Удаление воды из трубопровода после гидравлического испытания.

**Методические указания**

Испытание магистральных трубопроводов на прочность и проверку на герметичность следует производить после полной готовности участка или всего трубопровода (полной засыпки, обвалования или крепления на опорах, очистки полости, установки арматуры и приборов, катодных выводов и представления исполнительной документации на испытываемый объект).

Испытание трубопроводов на прочность и проверку на герметичность следует производить гидравлическим (водой, незамерзающими жидкостями) способом для нефте- и нефтепродуктопроводов.

Способы испытания, границы участков, величины испытательных давлений и схема проведения испытания, в которой указаны места забора и слива воды, согласованные с заинтересованными организациями. Протяженность испытываемых участков не ограничивается, за исключением случаев гидравлического испытания и комбинированного способа, когда протяженность участков назначается с учетом гидростатического давления.

В зависимости от категорий участков трубопроводов и их назначения этапы, величины давлений и продолжительность испытаний трубопроводов на прочность и проверки их на герметичность следует принимать в соответствии с табл. 17. СНиП III-42-80\*.

Общее время выдержки участка трубопровода под испытательным давлением, без учета времени циклов снижения давления и восстановления должно быть не менее 24 ч.

Время выдержки участка под испытательным давлением должно быть не менее ч:

* до первого цикла снижения давления - 6;
* между циклами снижения давления - 3;
* после ликвидации последнего дефекта или последнего цикла снижения давления - 3.

Проверку на герметичность участков всех категорий трубопроводов необходимо производить после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего, принятого по проекту.

При подъеме давления от 0.3 Рисп. до Рисп. в течение 12 ч при стабилизации давления, температуры и испытаниях на прочность осмотр трассы запрещается.

Осмотр трассы следует производить только после снижения испытательного давления до рабочего с целью проверки трубопровода на герметичность.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не будут обнаружены утечки.

При обнаружении утечек визуально, по звуку, запаху или с помощью приборов участок трубопровода подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

После испытания трубопровода на прочность и проверки на герметичность гидравлическим способом из него должна быть полностью удалена вода.

Полное удаление воды из газопроводов должно производиться с пропуском не менее двух (основного и контрольного) поршней-разделителей под давлением сжатого воздуха или в исключительных случаях природного газа.

Скорость движения поршней-разделителей при удалении воды из газопроводов должна быть в пределах 3 – 10 км/ч.

**Литература: 4, стр. 340-346; 13, стр. 45-48**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Технология испытания магистрального трубопровода на прочность и герметичность гидравлическим способом
2. График подъёма давле­ния
3. Испытательные параметры
4. Охранная зона при испытании
5. Удаление воды из трубопровода после гидравлического испытания
6. Оформление документации

**Тема 2.11. Пневматическое испытание трубопровода**

**Студент должен:**

**знать:** технологию испытания трубопровода газом;

**уметь:** рассчитывать необходимое количество газа для пневматическо­го испытания трубопровода.

Испытание магистрального трубопровода на прочность и герметичность пневматическим способом. Преимущества и недостатки. График подъёма дав­ления. Испытательные параметры. Технология испытания. Организация работ по пневматическому испытанию трубопровода. Разработка специальной инст­рукции. Расчет необходимого количества газа для испытания. Методы поиска утечек. Оформление документации. Комбинированный способ испытания. Особенности испытания участков трубопроводов, прокладываемых в различ­ных условиях. Предварительное испытание узлов и монтажных заготовок.

**Методические указания**

В зависимости от категорий участков трубопроводов и их назначения этапы, величины давлений и продолжительность испытаний трубопроводов на прочность и проверки их на герметичность следует принимать в соответствии с табл. 17. СНиП III-42-80\*.

Общее время выдержки участка трубопровода под испытательным давлением, без учета времени циклов снижения давления и восстановления должно быть не менее 24 ч.

Время выдержки участка под испытательным давлением должно быть не менее ч:

* до первого цикла снижения давления - 6;
* между циклами снижения давления - 3;
* после ликвидации последнего дефекта или последнего цикла снижения давления - 3.

Проверку на герметичность участков всех категорий трубопроводов необходимо производить после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего, принятого по проекту.

При пневматическом испытании заполнение трубопровода и подъем давления в нем до испытательного (Рисп) должны вестись через полностью открытые краны байпасных линий при закрытых линейных кранах.

Для выявления утечек воздуха или природного газа в процессе закачки их в трубопровод следует добавлять одорант.

При пневматическом испытании подъем давления в трубопроводе следует производить плавно [не более 0,З МПа (3 кгс/см2) в час], с осмотром трассы при величине давления, равного 0,3 от испытательного, но не выше 2 МПа (20 кгс/см2). На время осмотра подъем давления должен быть прекращен. Дальнейший подъем давления до испытательного следует производить без остановок. Под испытательным давлением трубопровод должен быть выдержан для стабилизации давления и температуры в течение 12 ч при открытых кранах байпасных линий и закрытых линейных кранах. Затем следует снизить давление до рабочего, после чего закрыть краны байпасных линий и провести осмотр трассы, наблюдения и замеры величины давления в течение не менее 12 ч.

При подъеме давления от 0.3 Рисп. до Рисп. в течение 12 ч при стабилизации давления, температуры и испытаниях на прочность осмотр трассы запрещается.

Осмотр трассы следует производить только после снижения испытательного давления до рабочего с целью проверки трубопровода на герметичность.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не будут обнаружены утечки.

При пневматическом испытании трубопровода на прочность допускается снижение давления на 1 % за 12 ч.

При обнаружении утечек визуально, по звуку, запаху или с помощью приборов участок трубопровода подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность

**Литература: 4, стр. 347-348; 13, стр. 45-48**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Методика проведения испытания магистрального трубопровода на прочность и герметичность пневматическим способом.
2. График подъёма дав­ления.
3. Технология испытания.
4. Методы поиска утечек.
5. Оформление документации.
6. Особенности испытания участков трубопроводов, прокладываемых в различ­ных условиях.
7. Предварительное испытание узлов и монтажных заготовок.

**Тема 2.12. Ввод в эксплуатацию законченного строительством трубопро­вода**

**Студент должен:**

**знать:** порядок сдачи в эксплуатацию законченного строительством трубопровода, состав рабочей и государственной комиссий по приёмке в экс­плуатацию построенного трубопровода.

Назначение комиссии по приёмке в эксплуатацию законченного строи­тельством объекта. Рабочая комиссия: права, обязанности, порядок работы. Государственная комиссия: права, обязанности, порядок работы. Текущая доку­ментация при строительстве газонефтепроводов. Исполнительная документа­ция. Документация, предъявляемая комиссии. Порядок приёмки объекта в экс­плуатацию. Акты рабочей и государственной комиссий.

К эксплуатации допускаются МН и его объек­ты, как вновь построенные, так и после реконструкции или капитального ремонта, соответствующие проекту по дейст­вующим нормам и правилам и прошедшие приемку в уста­новленном порядке. Приемка объектов МН должна произво­диться в соответствии с требованиями нормативно-техничес­кой документации.

До ввода в эксплуатацию оборудование и устройства объ­ектов МН, подлежащие регистрации в государственных над­зорных органах, должны быть зарегистрированы и освиде­тельствованы согласно требованиям действующих норм и правил.

Приемка в эксплуатацию вновь построенного магистраль­ного нефтепровода и участков, замененных при реконструк­ции или капитальном ремонте, должна проводиться приемоч­ной комиссией, назначаемой ОАО МН. До предъявления вновь построенного нефтепровода приемочной комиссии должна быть проведена приемка нефтепровода и его объек­тов рабочей комиссией, назначаемой ОАО МН не позднее, чем за 3 мес. до планируемого срока начала работы комиссии.

Рабочая комиссия приступает к работе после получения письменного извещения генерального подрядчика о готовно­сти объекта к сдаче.

Приемочные комиссии назначаются не позднее чем за 3 мес. до планируемого срока приемки объектов МН в экс­плуатацию.

В состав приемочной комиссии входят: представители за­казчика (эксплуатирующей организации), генерального под­рядчика и субподрядчиков, генерального проектировщика (проектной организации), трубопроводной инспекции терри­ториального органа Госгортехнадзора России, Государствен­ного санитарного надзора, Государственного пожарного над­зора, Министерства по чрезвычайным ситуациям (МЧС), тех­нического надзора. Порядок и продолжительность работы приемочной комиссии определяется заказчиком на время, необходимое для обследования объекта и изучения исполни­тельной документации.

Линейная часть вновь построенного нефтепровода и заме­ненных участков принимается в эксплуатацию после предъ­явления генподрядчиком исполнительно-технической доку­ментации, а также после выполнения комплекса работ по испытанию, наладке, опробованию отдельных узлов и объектов или сооружений линейной части, систем связи, очистки полости трубопрово­да, проведения гидравлических испытаний на прочность и герметичность (опрессовки), удаления из трубопровода опрессовочной воды, заполнения его нефтью и комплексного опробования.

Заполнение трубопровода нефтью и его работа после за­полнения в течение 72 ч считается комплексным опробовани­ем нефтепровода. Заполнение и комплексное опробование нефтепровода проводится согласно плану мероприятий, раз­работанному и утвержденному заказчиком и подрядчиком.

Работы по заполнению и комплексному опробованию нефтепровода проводятся под руководством рабочей комис­сии.

Приемка вновь построенных объектов МН и участков МН после реконструкции и капитального ремонта оформляется актом приемочной комиссии, который утверждается руково­дителем организации заказчика (эксплуатирующей организа­ции). Датой приемки объекта считается дата подписания акта приемочной комиссией.

При сдаче-приемке линейной части вновь построенного МН, а также замененного при реконструкции или капиталь­ном ремонте участка МН генподрядчик представляет рабочей и приемочной комиссиям исполнительную документацию.

**Литература: 20, стр.**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Назначение комиссии по приёмке в эксплуатацию законченного строи­тельством объекта.
2. Рабочая комиссия: права, обязанности, порядок работы.
3. Государственная комиссия: права, обязанности, порядок работы.
4. Документация, предъявляемая рабочей комиссии.
5. Порядок приёмки объекта в экс­плуатацию.
6. Акты рабочей и государственной комиссий.

**Тема 3.1. Сооружение трубопроводов в условиях болот**

**Студент должен:**

**знать:**

* классификацию болот по проходимости техники, организацию работ по сооружению переходов через болота, технологию сооружения перехо­дов через болота;

**уметь:**

* подбирать тип балластировки трубопровода, выбирать опти­мальный способ сооружения перехода через болото.

Классификация болот и способы прокладки трубопроводов. Осушение болот. Подземная прокладка трубопровода. Укладка методом сплава, протаски­ванием. Балластировка трубопровода. Прокладка в насыпях. Прокладка на опо­рах. Оформление документации.

**Методические указания**

Строительство трубопроводов на болотах имеет существенное отличие от строительства на равнине, сложенной плотными грунтами, только в период, когда поверхность болота не промерзла на глубину, обеспечивающую нормальную работу механизированных колонн.

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.

Прокладку трубопровода на болотах следует предусматривать, как правило, прямолинейно с минимальным числом поворотов. В местах поворотов следует применять упругий изгиб трубопроводов.

Применительно к трубопроводному строительству болота классифицируются следующим образом:

I тип – болота, заполненные торфом устойчивой консистенции, допускающие работу и неоднократный проход строительных машин и механизмов с удельным давлением на грунт 0,02÷0,03 МПа;

II тип – болота, целиком заполненные торфом неустойчивой консистенции, допускающие работу машин и механизмов с удельным давлением на грунт до 0,01÷0,02 МПа;

III тип – болота, допускающие работу только плавучих машин и механизмов.

В зависимости от типа болот участки трубопровода относят к той или иной категории в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85, т.е. тип болота определяет не только технологическую схему ведения строительных работ, но и те требования, которые должны предъявляться к прочности и устойчивости трубопроводов.

Перед выполнением основных работ по сооружению трубопроводов на болотах выполняются подготовительные работы, которые зависят от состояния (мерзлое, талое) и типа болот.

В случае мерзлого грунта производится расчистка трассы, промораживание грунта и устройство лежневой дороги.

В случае талого грунта подготовка трассы заключается в следующем:

* выемка торфа бульдозером или экскаватором, установленном на плавсредстве;
* отсыпка грунта производится при большой глубине болота; отсыпка производится с берега автосамосвалом или гидронамывом;
* песчаные сваи устраивают с целью уменьшения количества песка по сравнению с предыдущей схемой;
* осушение болот с помощью водоотливных дренажных канав.

Земляные работы по рытью траншей в зависимости от состояния грунта могут выполняться по-разному. Земляные работы в мерзлом грунте осуществляются как и на равнине в обычном грунте. В талом грунте земляные работы выполняются следующим образом:

* взрывом – при небольшой ширине труднопроходимого болота глубиной до 2÷3 м;
* бульдозером и экскаватором – когда глубина слоя торфа не превышает 0,5÷1 м, бульдозер снимает слой торфа до минерального грунта, а экскаватор, оборудованный обратной лопатой, разрабатывает траншею на необходимую глубину;
* экскаватором со щитов, на салазках или на понтоне;
* землесосом.

Сварка трубопровода в нитку, изоляция и укладка выполняются по различным технологическим схемам для замерзшего и талого состояния болот. При замерзшем болоте, когда становится возможным движение по нему механизированных колонн, технология строительства ничем не отличается от технологии на равнинной местности. В случае талого грунта сварка и изоляция трубопровода осуществляется на одном из берегов болота. Укладка же может выполняться по одному из приведенных ниже вариантов:

* протаскивание подготовленного трубопровода, которое производится с помощью тягового троса, заранее проложенного в подготовленной в болоте траншее. Укладка протаскиванием целесообразна в тех случаях, когда проезд кранов-трубоукладчиков по поверхности болота невозможен, а балластировка труб сделана на берегу. При отрицательной плавучести трубопровод сразу протаскивают по дну, а при положительной – внутрь трубы заливают воду, и трубопровод опускается на дно;
* укладка методом сплава: трубопровод выводят в траншею из плаву, перемещая его с берега. Общая длина сплавляемого трубопровода может достигать нескольких километров. Этот метод очень эффективен на труднопроходимых болотах при условиях, что траншея подготовлена заранее, например, в зимнее время.

Участки нефтепроводов большого диаметра, прокладываемые в подводной траншее через болота или заливные поймы, а также в обводненных районах, должны быть рассчитаны против всплытия (на устойчивость положения).

Прокладку трубопроводов через болота в зависимости от мест­ных условий можно выполнять:

* в траншее с частичным или полным выторфовыванием;
* без траншеи на поверхности болота по фашинной (хворостя­ной) настилке;
* в специально устроенных насыпях (дамбах), которые соору­жают без выторфовывания на торфяной залежи или с частичным и полным выторфовыванием на минеральном дне болота;
* на свайных, висячих и других опорах.

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.

**Литература: 3,стр. 402-425; 4, стр. 187-204**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Классификация болот
2. Методы прокладки трубопроводов на болотах.
3. Подземная прокладка трубопровода.
4. Прокладка в насыпях
5. Прокладка на опо­рах
6. Укладка методом сплава, протаски­ванием
7. Балластировка трубопровода

**Тема 3.2. Особенности сооружения**

**трубопроводов в горных условиях**

**Студент должен:**

**знать:** особенности сооружения трубопроводов в горах.

Особенности строительства трубопроводов в горах. Устройство полок. Способы закрепления техники. Методы разработки траншеи. Сварочно-монтажные работы. Изоляционно-укладочные работы. Предохранение изоля­ции от повреждения. Засыпка трубопровода. Оформление документации.

**Методические указания**

В горных условиях и в районах с сильно пересеченным рельефом местности следует предусматривать прокладку трубопровода в долинах рек вне зоны затопления или по водораздельным участкам, избегая неустойчивые и крутые склоны, а также районы селевых потоков.

В оползневых районах при малой толщине сползающего слоя грунта следует предусматривать подземную прокладку с заглублением трубопровода ниже плоскости скольжения.

Оползневые участки большой протяженности следует обходить выше оползневого склона.

При пересечении селей следует применять, как правило, надземную прокладку.

Для защиты трубопроводов при прокладке их в указанных районах могут предусматриваться уполаживание склонов, водозащитные устройства, дренирование подземных вод, сооружение подпорных стен, контрфорсов.

Для трубопроводов, укладываемых по косогорам с поперечным уклоном свыше 35°, следует предусматривать устройство подпорных стен.

Траншея для укладки трубопровода должна предусматриваться в материковом грунте вблизи подошвы откоса на расстоянии, обеспечивающем нормальную работу землеройных машин. Для отвода поверхностных вод у подошвы откоса, как правило, следует предусматривать кювет с продольным уклоном не менее 0,2 %.

Горные дороги, как правило, имеют большое число крутых подъемов и по­воротов. Это создает значительные трудности в транспортировке длинномерных грузов (секций труб). В некоторых случаях доставка даже двухтрубных сек­ций оказывается сложной и строительство трубопроводов приходится вести из одиночных труб.

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Особенности строительства трубопроводов в горах.
2. Устройство полок. Способы закрепления техники.
3. Методы разработки траншеи.
4. Сварочно-монтажные работы.
5. Предохранение изоля­ции от повреждения.
6. Засыпка трубопровода.

**Литература: 4, стр. 151-178**

**Тема 3.3. Сооружение магистральных трубопроводов в районах Крайнего Севера**

**Студент должен:**

**знать:** особенности сооружения трубопроводов в районах Крайнего Се­вера.

Особенности сооружения трубопроводов в северных районах. Особенно­сти вечномерзлых грунтов. Конструктивные требования к прокладке газопро­водов в вечномерзлых грунтах. Особенности работы магистрального газопро­вода в условиях вечной мерзлоты.

**Методические указания**

В настоящее время применяют три основных конструктивных схемы: подземную, наземную и надземную. Применимость каждой из них в тех или иных конкретных условиях определяется прежде всего тепловым взаимодей­ствием труб с окружающей их средой. Если температура транспортируемого продукта отрицательная, то мерзлый грунт вокруг трубы оттаивать не будет, и, следовательно, его несущая способность будет достаточной для нормальной работы трубопровода при любой конструктивной схеме. Если же температура продукта положительная, то грунт вокруг трубы оттаивает. Несущая способ­ность его резко снижается, что приведет к просадкам трубы и другим нежела­тельным последствиям. Для прогнозирования возможных последствий в работе труб при оттаивании грунта необходимо знать методы, позволяющие рассчи­тывать тепловое взаимодействие грунта с трубой.

Технология строительства трубопроводов в условиях мерзлых грунтов (изоляционно-укладочные, сварочно-монтажные) в холодное время года (пока сохраняется мерзлое состояние грунта) не отличается от работ в обычных усло­виях. Осложнения возникают с разработкой мерзлого грунта. При оттаявшем грунте работы осложняются, и вести их приходится так же, как и на болотах.

**Литература: 4, стр. 219-224**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Особенности сооружения трубопроводов в северных районах.
2. Особенно­сти вечномерзлых грунтов.
3. Конструктивные требования к прокладке газопро­водов в вечномерзлых грунтах.

**Тема 4.1. Сооружение подводных переходов трубопроводов**

**Студент должен:**

**знать:**

* классификацию подводных переходов трубопроводов, организа­цию работ по сооружению переходов через водную преграду, технологию со­оружения подводных переходов;

**уметь:**

* подбирать тип балластировки трубопровода, выбирать опти­мальный способ сооружения перехода.

**Методические указания**

Существуют следующие методы строительст­ва подводных переходов трубопроводов: траншейный метод; ННБ; микротоннелирование.

Из указанных методов выбор предпочтительного основы­вается на рассмотрении совокупности условий прохождения трассы нефтепровода и требований к переходу - инженерно-геологические условия трассы перехода; стоимость работ; ширина водной преграды.

Траншейный метод. Наиболее распространенный тран­шейный метод сооружения подводных переходов трубопро­водов наряду с достоинствами имеет ряд недостатков и в полной мере не отвечает современным требованиям, предъ­являемым к надежности этих переходов.

Основным недостатком траншейного метода является большой объем подводно-технических и земляных работ, свя­занных с разработкой траншеи, которая, к тому же, нарушает целостность водоема, что приводит к значительному экологи­ческому ущербу.

Магистральный трубопровод на пересечении с водной преградой прокладывают с заглублением в дно водоема. Зем­ляные работы под водой выполняются с помощью специаль­ной землеройной техники (земснарядов, грунтососов, гидро­мониторов, скреперов и т.д.). На мелких водоемах, глубина которых не превышает 2-3 м, разработку подводных траншей осуществляют с помощью экскаватора, устанавливаемого на понтоне. Применяются три метода укладки трубопровода в подвод­ные траншеи: протягивание по дну; погружение с поверхности воды трубопровода полной длины; укладка с плавучих средств и опор.

Перед укладкой в траншею трубы сваривают, изолируют поперечные стыки, футеруют матами из деревянных реек, балластируют.

Футерование трубопровода используют в целях предохра­нения изоляционных покрытий при транспортировке, монта­же в секции и укладке его в траншею.

Бестраншейные методы. В настоящее время при строи­тельстве трубопроводов все чаще при переходе через водные преграды применяется бестраншейная прокладка труб. При использовании бестраншейных технологий строительства ППМН, таких как наклонно направленное бурение и микро-тоннелирование, отсутствуют недостатки традиционных ме­тодов, уменьшается неблагоприятное воздействие на окру­жающую среду, повышается надежность трубопровода.

Метод наклонно направленного бурения (ННБ) для преодоления водных преград при про­кладке трубопроводов в мировой практике начали применять в 1970-х годах; сейчас метод ННБ является одним из наиболее прогрессивных в строительстве подводных переходов. Диа­метр трубопроводов, уложенных этим методом, увеличился до 1400 мм, а максимальная протяженность выполненного пере­хода достигла 1800 м.

Строительство подводных переходов нефтепроводов мето­дом ННБ в зависимости от характеристики водных преград, технических характеристик используемых буровых устано­вок, технологии бурения, конструктивных параметров про­таскиваемого трубопровода (длины криволинейного участка, диаметра и др.) осуществляется по различным технологиче­ским схемам, имеющим определенные отличия.

Общим для всех технологических схем строительства ПП методом ННБ являются следующие **основные этапы:**

* бурение пилотной скважины;
* расширение скважины в один или несколько приемов в различных направлениях;
* протягивание трубопровода в разработанную скважину.

**Преимущества метода ННБ:**

* большая надежность построенного объекта;
* сокращение эксплуатационных затрат (исключаются водо­лазные обследования, необходимость периодических работ по ликвидации размывов берегов и ремонту берегоукреплений);
* сокращение сроков строительства за счет использования высокотехнологичных буровых комплексов с большой скоро­стью проходки;
* возможность строительства в любое время года;
* сохранение природного ландшафта и экологического ба­ланса в месте проведения работ, исключение техногенного воздействия на флору и фауну, размыва берегов и донных отложений водоемов;

**Технические ограничения при использовании метода ННБ:**

По геологическим условиям. Предпочтительными для применения метода ННБ являются связные однородные грунты - суглинки, супеси, алевриты. Несколько сложнее выпол­нять бурение в плотных глинах, водонасыщенных песках, од­нородных скальных породах. Наибольшую сложность пред­ставляют грунты с большим содержанием гравия (более 30 %), илистые и карстовые грунты, а также грунты, содер­жащие галечник, булыжники и валуны. Рискованными для бурения являются водоносные пласты, оползни.

По максимальной длине и диаметру перехода. Это огра­ничение связано в первую очередь с тяговыми возможностя­ми буровых установок. С увеличением длины и диаметра скважины повышается риск обвала скважины в процессе расширения.

Метод микротоннелирования основан на строительстве тоннеля с помощью дистанционного управляе­мого проходческого щита. Микротоннельный щит работает из заранее подготовленной стартовой шахты в заданном пря­молинейном или криволинейном направлении. Выемка щита производится из приемной шахты.

Технологический комплекс выполняемых операций по ук­ладке трубопровода методом микротоннелирования сводится к выполнению следующих основных видов работ:

* устройство стартовой шахты;
* устройство приемной шахты;
* монтаж технологического оборудования;
* щитовая проходка с обустройством тоннеля железобетон­ными трубами;
* сварка и предварительное гидравлическое испытание ра­бочего трубопровода на площадке;
* устройство опор для укладки рабочего трубопровода;
* протягивание трубопровода в тоннель;
* гидравлическое испытание трубопровода (II этап);
* контроль сплошности изоляционного покрытия;
* забутовка межтрубного пространства (если необходимо).

Преимущества микротоннелирования. По сравнению с обычным траншейным способом метод микротоннелирования имеет следующие преимущества:

* полностью отсутствующее отрицательное воздействие на русловые процессы пересекаемой водной преграды;
* надежная защита руслового участка подводного перехода от размыва и высокая степень защиты трубопровода от меха­нических повреждений, обеспечиваемая прокладкой трубопровода на глубине не менее 7 м от дна и значительно ниже линии предельного размыва русла реки;
* отсутствие ущерба биоценозу в районе строительства;
* отсутствие воздействия на режим судоходства;

**Литература: 4, стр. 233-251**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Подготовка трубопровода к укладке на подвод­ном переходе
2. Предварительное испытание и очистка полости
3. Земляные работы в русловой части перехода
4. Укладка методом сплава, протаскиванием
5. Балластировка трубопровода

**Тема 4.2. Сооружение переходов трубопроводов через автомобильные и железные дороги**

**Студент должен:**

**знать:**

* конструкцию трубопровода на переходе через автомобильную и железную дороги, технологию сооружения переходов газонефтепроводов через дороги.
* способы прокладки переходов под железными и автомобильными доро­гами.

Подготовительные работы при сооружении перехода. Подбор необходи­мой техники и материалов для сооружения перехода. Установка защитного па­трона. Установка опорно-центрирующих устройств на трубопроводе. Протас­кивание плети в защитный патрон. Заделка межтрубного пространства на тор­цах патрона. Установка вытяжных свеч. Предварительное испытание и очистка полости перехода через дорогу. Оформление документации.

**Методические указания**

Прокладывать трубопроводы на пересечениях с автомобильными и железными дорогами можно двумя способами: без нарушения нор­мальной работы транспорта (бестраншейный или закрытый способ) и с прекращением движения транспорта (открытый способ).

На всех переходах, сооружаемых открытым и закрытым спосо­бами, устанавливается в грунте защитный кожух-патрон для про­кладки в нем трубопровода. Патрон воспринимает давление грунта и подвижных нагрузок.

Сооружение перехода трубопровода как открытым, так и закры­тым способом состоит из следующих основных операций: разработки грунта, установки защитного кожух-патрона внутри разработанного грунта (одновременно с его разработкой или после), протаскивания через патрон заизолированного и офутерованного трубопровода с ук­ладкой его на опоры, засыпки трубопровода и восстановления участка пересекаемой дороги.

Прокладка кожуха под дорогой может быть выполнена различными мето­дами: прокалыванием, продавливанием, горизонтальным бурением и вибро­ударным способом, В исключительных случаях могут применяться методы, используемые в шахтном строительстве, связанные с применением специальной.

Способ прокалывания заключается в следующем. Лобовую, часть кожуха оснащают специальным заостренным наконечником, диаметр которого на 30 – 40 мм больше наружного диаметра кожуха. С помощью специальных домкратов, установленных в рабочем котловане и упирающихся в заднюю стенку котло­вана, вдавливают наконечник в грунт. По мере внедрения кожуха в грунт его наращивают дополнительными заранее приготовленными секциями. При та­ком способе прокладки кожуха требуется очень большое усилие продавливания, так как при внедрении его в грунт происходит уплотнение грунта наконечни­ком, т. е. приходится преодолевать лобовое сопротивление грунта и силу тре­ния наружной поверхности кожуха о грунт.

При укладке способом прокалывания следует иметь в виду, что минималь­ная глубина заложения трубы должна быть 3 м, так как при меньшей глубине поверхность грунта над трубой вспучивается, что совершенно недопустимо при пересечении железных дорог.

Горизонтальное бурение является наиболее распространенным способом проходки под дорогами. При бурении грунт перед патроном разрабатывается механическим резанием или размывом струей воды под напором и удаляется из скважины:

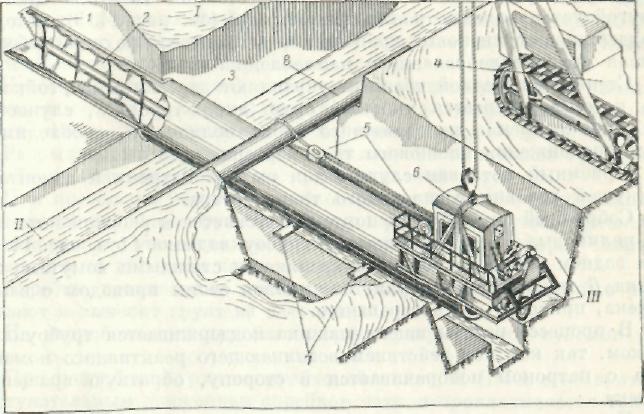
1. отработанной водой, уносящей с собой частицы разрушенного грунта;
2. шнековым и скребковым транспортерами;
3. при помощи совков и тележек.

При бурении первыми двумя способами грунт удаляется непре­рывно, при бурении последним способом — циклично.

В отличие от рассмотренных выше способов проходки грунта при горизонтальном бурении режущему инструменту сообщаются поступательное и вращательное движения одновременно.

Машины для горизонтального бурения по способу разработки и удаления грунта подразделяются на шнековые, скребковые, с цик­личным удалением грунта и с гидромеханической разработкой грунта.

Патрон можно прокладывать после разработки грунта или одно­временно с его разработкой.



**Рисунок 10.**

I — насыпь дороги; II — поперечная траншея; III — продольная траншея; 1 — фрезерная головка; 2 — шнек транспортера; 3 — патрон; 4 —

трубоукладчик; 5 — лебедка с оснасткой; 6—УГБ-2; 7—роликовые опоры; 8 —якорь-труба.

**Литература: 4, стр. 331-337**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Способы прокладки защитного па­трона.
2. Область применения способа горизонтального бурения.
3. Установка опорно-центрирующих устройств на трубопроводе.
4. Предварительное испытание и очистка полости перехода через дорогу.
5. Протас­кивание плети в защитный патрон.

**Тема 5.1. Сооружение резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов**

**Студент должен:**

**знать:** типовые конструкции стальных резервуаров, технологию соору­жения стальных резервуаров.

Сооружение оснований и фундаментов. Изготовление элементов сталь­ных резервуаров на специализированных заводах. Монтаж из рулонных загото­вок. Монтаж полистовым способом. Сварка резервуаров. Оснастка для монтажа резервуаров, контроль качества, испытание и приёмка в эксплуатацию. Особен­ности сооружения железобетонных резервуаров. Материалы для сооружения резервуаров. Особенности сооружения железобетонных резервуаров в зимних условиях, контроль качества, испытание и приёмка в эксплуатацию.

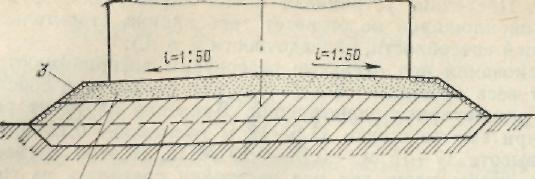
**Методические указания**

Стальные вертикальные резервуары опираются на фунда­менты, которые передают нагрузку от веса сооружения на ос­нование. Основанием называют толщу грунта, находящуюся ни­же подошвы фундамента и воспринимающую передаваемое им давление. Основания могут быть естественными и искусственными. Последние устраивают в том случае, если грунт строи­тельной площадки не отвечает требованиям строительства (по несущей способности, просадочности и т. п.).

Основания под стальные резервуары воспринимают нагруз­ку от веса хранящегося в резервуаре продукта и собственного веса резервуарных конструкций. Исходя из этих условий, стальные вертикальные резервуары сооружают на скальных, полускальных, песчаных, крупнообломочных, глинистых и мак­ропористых грунтах. В последнем случае принимаются меры по укреплению грунта и предохранению его от замачивания. На черноземных и подзолистых грунтах сооружают резервуары объемом до 300 м3. Нельзя использовать в качестве основания под резервуар насыпные грунты с органическими включениями, торф и плывуны. В этих случаях фундаменты под резервуары строят по специальным проектам, предусматривающим повыше­ние несущей способности основания одним из существующих способов.

В качестве основных способов закрепления грунтов в осно­ваниях резервуаров можно назвать: замену грунта; уплотнение просадочных грунтов тяжелыми тромбовками с по­следующей защитой от замачивания; цементизацию и битуминиза­цию (для переувлажненных песчаных или гравелистых грун­тов); термическое закрепление грунта путем обжига массива грунта через пробуренные скважины (для просадочных макро­пористых грунтов).

Несмотря на то, что обычно под строительство резервуарных парков площадку выбирают со спокойным рельефом местно­сти, в некоторых случаях строительство приходится вести на участках со значительными уклонами и даже на склонах от­дельных небольших гор, холмов или сопок. В этих случаях на косогорных участках группы резервуаров или отдельные резер­вуары размещают в полувыемках и на полунасыпях. При этом резервуары по возможности ставят на материковый грунт. Ес­ли это невозможно, то выемку под фундамент резервуара уг­лубляют и тогда весь резервуар располагается на насыпном грунте. Это обусловлено различной деформацией материкового и насыпного грунтов.



2 1

**Рис. 11. Фундамент под резервуары объемом 5000 м3:**

1 — грунтовая подсыпка; 2 — песчаная подушка; 3 — отмостка

Для резервуаров объемом до 5000 м3 включительно основа­ние представляет собой грунтовую подсыпку с уложенной по верх нее песчаной подушкой (рис. 11). Грунтовую подсыпку выполняют обычно из местного грунта, укладываемого слоями 15—20 см с уплотнением каждого слоя. Общая толщина грун­товой подсыпки зависит от состава подстилающих грунтов. Поверхность подушки имеет уклон £=1:50 от центра к краям. Диаметр песчаной подушки на 1,4 м больше диаметра резервуара. Количество глинистых частиц (размером менее 0,005 мм) в грунте не должно превышать 5% от объема всего грунта. Бермы подушки имеют уклон i —1:10 от резервуара. Бермы и откосы замащивают булыжни­ком или бетонируют. Вокруг основания устраивают водосбор­ную канавку с выходом в приемный колодец ливневой канали­зации.

При сооружении резервуаров объемом 10 000 м3 и более на­грузка на основание в месте примыкания стенки к днищу зна­чительно возрастает, поэтому в данных случаях по периметру основания устраивают кольцевой железобетонный фундамент. Кольцевую плиту делают или монолитной, или из от­дельных железобетонных плит. В зависимости от объема резер­вуара ширина кольца может быть 1000—1400 мм, толщина — 200—300 мм. Кольцо позволяет распределить сосредоточенную нагрузку от веса стенки, покрытия резервуара и снега, а так­же от давления ветра по большей площади и тем самым умень­шить осадку всей конструкции.

Поверх песчаной подушки укладывают гидрофобный слой толщиной 80—100 мм (для макропористых грунтов — 200 мм), предназначенный для предотвращения коррозии днища. Смесь для устройства гидрофобного слоя приготовляют из песка или супесчаного грунта с влажностью не более 3%, перемешанного с 10% (по объему) вяжущего вещества. В качестве вяжущего применяют жидкие битумы, каменноугольные дегти, полугудроны, мазуты в количестве 8—10% от объема смеси.

Основа индустриальной технологии сооружения резервуа­ров — метод изготовления элементов их конструкций на спе­циализированных заводах. При использовании индустриального метода на пло­щадку поставляют элементы конструкций в виде укрупненных блоков: части стенки и днища резервуара, сваренные в полот­нища и свернутые в рулоны, щиты или части щитов покрытия, короба понтонных колец и т. д.

Для сборки и сварки рулонированных листовых конструк­ций листовой металл, поступающий с металлургических заво­дов на завод монтажных заготовок, проходит специальную об­работку. Вначале листы правят на листоправильных вальцах. После правки листы поступают на разметочную площадку, где их размечают по стационарным шаблонам. Чистовые размеры листовых заготовок должны выдерживаться с допуском ±0,5 мм по ширине и ±2,0 мм по длине. Продольные кромки листов обрабатывают на кромкострогальных станках. Для этого листы собирают в пакеты общей массой до 5 т. По короткой кромке пакеты закрепляют струбцинами и затем прострачивают сна­чала с одной стороны, потом с другой (с перекантовкой). Ко­роткие кромки листов обрезают по разметке на гильотинных ножницах. Здесь же обрабатывают листовые заготовки фасон­ных очертаний — в виде трапеции или многоугольника. Обра­ботанные листы укладывают в контейнеры и передают на сор­тировочную площадку, где проводят комплектовку пакетов по толщинам. В процессе комплектовки пакетов листы металла проходят тщательный контроль с тем, чтобы на сварочный стан не попали листы с расслоениями, трещинами, раковина­ми и другими металлургическими дефектами.

Полистовым способом сооружают только крупные резервуары объемом 50 000 м3 и выше, причем днища и плавающие крыши изготавливают на заводах и поставляют на площадку в виде рулонных заготовок. Стенку резервуара монтируют из отдельных листов, так как толщины поясов стен­ки не позволяют свернуть ее в рулон.

Листы для монтажа стенки резервуара поступают на пло­щадку с заводов вальцованными по проектному радиусу. По краям листов приваривают монтажные шайбы. Маркировку листов ведут по поясам, т. е. каждый пояс состоит из листов одной марки. Перестановка листов даже одинаковой толщины из пояса в пояс недопустима, так как листы каждого пояса проходят прострожку продольных кромок в одном пакете и, следовательно, имеют одинаковую высоту.

Перед началом монтажа стенки резервуара днище, со­бранное и сваренное, как при индустриальном способе монта­жа, размечают, нанося на него из центра кольцевые риски, соответствующие окружностям наружного края стенки, коро­бов понтонного кольца, центральной части плавающей крыши. Помимо этого методом засечек или с помощью теодолита раз­мечают места приварки опорных плит стоек плавающей кры­ши. На днище закатывают рулоны центральной части плаваю­щей крыши, но не разворачивают их до установки первого пояса стенки. По риске соответствующей наружной поверхно­сти стенки резервуара приваривают ограничители из отрезков уголка. В намеченных местах приваривают опорные плиты.

**Литература: 5, стр. 96-138**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Сооружение оснований и фундаментов.
2. Изготовление элементов сталь­ных резервуаров на специализированных заводах.
3. Монтаж из рулонных загото­вок.
4. Монтаж полистовым способом.
5. Сварка резервуаров.
6. Особен­ности сооружения железобетонных резервуаров

**Тема 5.2. Сооружение газгольдеров**

**Студент должен:**

**знать:** технологию сооружения газгольдеров, порядок их приемки в эксплуатацию.

Технология сооружения газгольдеров низкого и высокого давлений. Ос­нования и фундаменты под газгольдеры. Контроль качества производства работ по сооружению газгольдеров. Испытание и порядок приёмки в эксплуатацию газгольдеров.

**Методические указания**

Монтаж газгольдеров низкого давления.

После приемки основания и фундамента газгольдера присту­пают к монтажу элементов. Разметку фундамента, монтаж, сварку и испытания днища мокрых газгольдеров ведут аналогич­но монтажу вертикальных цилиндрических резервуаров. После приемки днища выполняют его разметку, для этого в центре днища приваривают штырь и циркулем проводят окружности, соответствующие расположению стенки резервуара, двутавро­вых подкладок, колокола и телескопов, опорного кольца кор­пуса и гидрозатвора. Окружность телескопа размечают на смон­тированном опорном кольце, а окружность колокола — на смон­тированном дне гидрозатвора. Расположение направляющих от­мечают с учетом проектных осей газовых вводов. До разворачи­вания рулонов проводят контрольную сборку опорного кольца, гидрозатворов и их укрупнение в секции и блоки.

Разворачивание рулонов резервуара, телескопов и колокола осуществляют последовательно или одновременно.

Последний способ, являясь наиболее прогрессивным, позво­ляет ускорить сооружение резервуара, но требует высокой ква­лификации монтажников. При его проведении каждый из ру­лонов разворачивают с опережением на 10—15 м. При развора­чивании рулона корпуса его нижний край совмещают с раз­меченной окружностью и подтягивают к ограничителям из от­резков уголков, прихваченным по намеченной на днище риске. Затем корпус приваривают к днищу с внутренней стороны пре­рывистым швом и напротив мест установки подкладок колокола. Длину швов принимают равной 400 мм. Для повышения жест­кости и обеспечения правильности формы корпуса при развора­чивании рулона ведут монтаж обслуживающей площадки и внутренних направляющих. Внутренние направляющие за­крепляют к корпусу верхним концом, а окончательное их за­крепление проводят после монтажа корпуса и установки наруж­ных направляющих.

**Литература: 5, стр. 184-192**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Технология сооружения газгольдеров низкого и высокого давлений.
2. Ос­нования и фундаменты под газгольдеры.
3. Контроль качества производства работ по сооружению газгольдеров. Испытание и порядок приёмки в эксплуатацию газгольдеров.

**Тема 5.3. Сооружение подземных хранилищ**

**Студент должен:**

**знать:** разновидности подземных хранилищ нефти и газа, технологию их сооружения.

Особенности сооружения подземных изотермических хранилищ. Соору­жение хранилищ в соляных пластах. Сооружение хранилищ в вечномёрзлых грунтах. Сооружение хранилищ глубинными взрывами. Сооружение наземных сооружений подземных газонефтехранилищ.

**Методические указания**

Подземные хранение нефтепродуктов в горных выработках получило довольно широкое распространение в нашей стране и за рубежом. **Достоинствами подземного хранения являются:**

1) небольшая занимаемая территория (исключается площадь самой большой зоны - зоны хранения);

2) низкая пожаро- и взрывоопасность;

3) меньшие капиталовложения, эксплуатационные расходы и металлоемкость по сравнению с наземными стальными резервуарами.

Различают следующие типы подземных хранилищ:

* хранилища в отложениях каменной соли, сооружаемые методом выщелачивания (размыва);
* хранилища в пластичных породах, сооружаемые методом глубинных взрывов;
* шахтные хранилища;
* льдогрунтовые хранилища.

Выбор типа хранилища определяется геологической характеристикой горных пород, климатическими условиями и их технико-экономическими показателями.

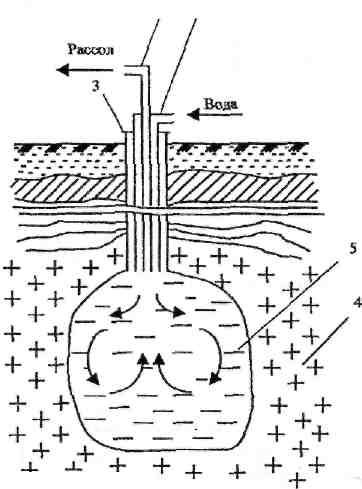
Хранилища в отложениях каменной соли.

Подземные хранилища в отложениях каменной соли - это наи­более распространенный вид подземных емкостей для хранения нефтепродуктов. Каменная соль (галит) имеет высокий предел проч­ности и низкую проницаемость, что весьма благоприятно для создания в ее отложениях подземных емкостей.

Хранилища нефтепродуктов в отложениях каменной соли сооружаются методом размыва. Последовательность вы­полнения работ в этом случае такова. Сначала бурится скважина, вскрывающая верхнюю кровлю соляного пласта. В нее устанавли­вается обсадная труба. Затем в обсадную трубу до кровли будущего хранилища опускаются водоподающая труба и рассолоотводящая труба.

Закачиваемая под давлением вода растворяет соль. Образую­щийся соляной раствор откачивается по рассолоотводящей трубе. Постепенно опуская водоподающую и рассолоотводящую трубы, доводят размер подземной емкости до необходимого.

При эксплуатации данной емкости рассолоотводящую трубу опускают до ее нижней отметки, а водоподающую трубу поднимают до кровли будущего хранили­ща. Закачку-выкачку нефтепродуктов производят методом прямого вытеснения. При приеме нефтепродукта по водоподающей трубе соляной рассол по рассолоотводящей трубе вытесняется в специальные емкости, расположенные на поверхности земли. При необходимости отпуска нефтепродукта его вытесняют из хранилища закачкой соляного рассола по рассолоотводящей трубе.



**Рис. 12. Схема сооружения подземной емкости в отложениях каменной соли:**

1 - рассолоотводящая труба; 2 - водоподающая труба; 3 - обсадная труба; 4 - соляной пласт; 5 - соляной раствор

Хранилища, сооружаемые методом глубинных взрывов

Данный тип хранилищ создается там, где отсутствуют отло­жения каменной соли достаточной мощности. Наиболее предпочтительно создание хранилищ в водоупорных глинах. В отличие от кристаллических пород в результате внутреннего взрыва плас­тичные породы под действием высокого давления, образующегося при взрыве, не разрушаются, а уплотняются и приобретают повышенную прочность и герметичность.

Последовательность создания хранилищ методом глубинных взрывов выглядит следующим образом. Сначала бурят скважину нужной глубины. Ее стенки укрепляют с помощью обсад­ных труб и цементируют. Затем двумя предварительными взрывами создают зарядную камеру, в которую помещают основной заряд взрыв­чатого вещества. Необходимая полость получается в результате основного взрыва.

Наряду с применением обычных взрывчатых веществ для со­здания хранилищ нефтепродуктов методом глубинных взрывов перспективно применение ядерных боеприпасов.

Шахтные хранилища.

Подземные хранилища шахтного типа - это комп­лекс сооружений, состоящий из следующих элементов: 1) подземных выработок-резервуаров для хранения нефтепродуктов, 2) вскрываю­щих выработок, 3) выработок вспомогательного назначения, 4) наземных сооружений и 5) техно-логического оборудования.

Льдогрунтовые хранилища.

Для районов Крайнего Севера и северо-восточной части Рос­сии требуется большое количество нефтепродуктов. Горючее в эти районы завозят преимущественно танкерами в период очень короткой летней навигации. Поэтому надо иметь большое количество резервуа­ров значительного объема, обеспечивающих хранение годового запаса нефтепродуктов.

Строить металлические резервуары в этих районах вследствие значительной удаленности от поставщиков металлоконструкций очень дорого. Их эксплуатация вследствие низкой температуры воздуха и сильных ветров технически сложна.

В связи с этим в указанных районах применяют льдогрунто­вые хранилища, представляющие собой подземные выработки в вечномерзлых грунтах и имеющие в качестве облицовки покрытия из льда.

Подземное льдогрунтовое хранилище строят в виде горизон­тальной выработки длиной около 200 м, ширина пролета составляет обычно 6 м.

Резервуары в подземных льдогрунтовых хранилищах изолиру­ют и герметизируют перемычками и ледяной облицовкой стен. Ледяная оболочка предохраняет хранимый продукт от механического загрязне­ния, обеспечивает герметичность хранилищ. В связи с этим температура хранимого нефтепродукта не должна быть выше 0 °С.

**Литература: 5, стр. 292-315**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Особенности сооружения подземных изотермических хранилищ.
2. Соору­жение хранилищ в соляных пластах.
3. Сооружение хранилищ в вечномёрзлых грунтах.
4. Сооружение хранилищ глубинными взрывами.
5. Сооружение наземных сооружений подземных газонефтехранилищ

**Тема 6.1. Организация общих строительных работ при сооружении на­сосных и компрессорных станций**

**Студент должен:**

**знать:** организацию общих строительных работ при сооружении насос­ных и компрессорных станций.

Подготовка строительного производства. Виды и организация общих строительных работ при сооружении насосных и компрессорных станций. Кри­терии выбора площадки для строительства. Подготовительные работы. Разбивочные работы. Планировка территории. Устройство водостоков. Нулевой цикл. Земляные работы. Фундаменты под здания и основное оборудование. Технология и организация монтажа зданий компрессорных, насосных цехов и вспомогательных зданий.

**Методические указания**

Сооружение современных насосных и компрессорных станций связано с выполнением достаточно сложного комплекса работ, который осуществляют в самых различных природно-климати­ческих и геокриологических условиях. При сооружении насос­ных и компрессорных станций выполняют различные работы, начиная от земляных и кончая монтажом таким тонких и точ­ных систем, как системы автоматики и телемеханики, связи. По принятой в строительстве классификации и терминоло­гии все виды строительных работ подразделяют на общие и спе­циальные. К общим строительным работам относят работы по подготовке строительной площадки, земляные, бетонные и ар­матурные, монтажные по сооружению зданий (монтаж каркаса, влечения специализированных субподрядных организаций для выполнения перечисленных выше специальных строительных работ.

К внеплощадочным подготовительным работам относят строительство внешних подъездных дорог, линий связи, элект­ропередач с трансформаторными подстанциями, водопроводных сетей с водозаборными сооружениями, канализационных кол­лекторов с очистными сооружениями.

**Внутриплощадочные подготовительные работы включают:**

* создание заказчиком геодезической разбивочной основы для сооружения насосной или компрессорной станции и передачу генподрядчику технической документации на эту основу не ме­нее чем за 10 дней до начала строительно-монтажных работ;
* расчистку территории строительной площадки насосной или компрессорной станции;
* инженерную подготовку территории строительной площадки насосной или компрессорной станции;
* обеспечение строительной площадки противопожарным во­доснабжением и инвентарем, средствами связи и сигнализации.

Подготовительные работы должны быть технологически увя­заны с основными строительно-монтажными работами. Задача подготовительных работ — обеспечение необходимого фронта для выполнения работ основного периода строительства.

ОРГАНИЗАЦИЯ ОБЩИХ СТРОИТЕЛЬНЫХ РАБОТ ПРИ СООРУЖЕНИИ НАСОСНЫХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Организация общих строительных работ должна обеспечить их качественное и современное выполнение для обеспечения необходимого фронта ведения специальных строительных и мон­тажных работ. Существует ряд методов организации строитель­ных работ: последовательный, параллельный и поточный. По­точный метод организации работ в строительстве является пре­обладающим.

Основные общие принципы поточного метода строительства.

Разбивка строительного процесса на определенное число частных процессов. Причем эти частные процессы подбирают таким образом, чтобы на каждый из этих процессов затрачива­лось бы одинаковое время. В связи с этим весь строящийся объект разделяют на участки, имеющие одинаковый объем ра­боты, которые называют захватками.

Для выполнения работ по захваткам создают строитель­ные формирования — потоки. Различают следующие виды по­токов: частный, специализированный, объектный, комплексный.

Частный поток — поток, в котором на ряде захваток выпол­няют один или несколько простых процессов, например, монтаж сборных фундаментов, колонн, каркаса здания, плит покрытия, стеновых панелей и др.

Специализированный поток — поток, состоящий из несколь­ких частных потоков. Продукция этого потока — законченные виды работ (монтаж каркаса здания, фундаментов), конструк­тивные элементы или части здания (стена здания, покрытие здания и др.).

Объектный поток — поток, состоящий из нескольких специа­лизированных потоков. Конечная продукция объектного по­тока— отдельное здание или сооружение (здание насосного или компрессорного цеха, вспомогательное здание, установка по осушке и очистке газа и др.).

Комплексный поток — поток, состоящий из ряда объектных потоков. Конечной продукцией комплексного потока, как можно понять из его названия, является комплекс зданий и сооруже­ний (целиком насосная или компрессорная станция со всеми зданиями и сооружениями).

К специальным строительным работам относят ра­боты по монтажу перекачивающих агрегатов (газоперекачи­вающих агрегатов с газотурбинным и электроприводом и на­сосных агрегатов), основного и вспомогательного технологиче­ского оборудования, технологических трубопроводов, резервуа­ров для нефти и нефтепродуктов на насосных станциях, систем водоснабжения, канализации, вентиляции и отопления, систем контрольно-измерительных приборов и автоматики; систем теле­механики, связи и радиорелейных устройств.

С внедрением блочно-комплектных устройств (БКУ), повы­шением уровня блочности насосных и компрессорных станций и заменой тяжелых капитальных зданий легкими зданиями сни­жается объем и трудоемкость общих строительных работ и соответственно увеличивается объем специальных строительных работ, в частности, монтажных.

Бетонные и арматурные работы при сооружении насосных и компрессорных станций связаны с устройством монолитных фундаментов под перекачивающие агрегаты и некоторое техно­логическое оборудование (например, вертикальные пылеулови­тели, аппараты воздушного охлаждения газа). С увеличением объема применения свайных фундаментов со сборными желе­зобетонными или стальными ростверками, сборных плитных фундаментов объем трудоемких бетонных и арматурных работ сокращается.

До начала общих строительных работ на строительной пло­щадке будущей насосной или компрессорной станции должна быть проведена необходимая подготовка строительного произ­водства, которая включает организационные подготовительные мероприятия, внеплощадочные и внутриплощадочные работы. Организационные подготовительные ме­роприятия включают прежде всего решение вопросов об усло­виях использования для нужд строительства насосных или ком­прессорных станций существующих транспортных и инженер­ных коммуникаций, предприятий строительной индустрии, сооружений теплоэнергетики и др. К организационным под­готовительным мероприятиям относят также определение строи­тельных и строительно-монтажных организаций — участников сооружения насосной или компрессорной станции.

**Литература: 10, стр.103-118**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Подготовка строительного производства.
2. Виды и организация общих строительных работ при сооружении насосных и компрессорных станций.
3. Подготовительные работы.
4. Земляные работы.
5. Фундаменты под здания и основное оборудование.
6. Технология и организация монтажа зданий компрессорных, насосных цехов и вспомогательных зданий.

**Тема 6.2. Монтаж блочно-комплектных насосных и компрессорных станций**

**Студент должен:**

**знать:** технологию монтажа блочно-комплектных насосных и компрес­сорных станций.

Комплектно-блочный метод строительства насосных и компрессорных станций. Монтажные технологические операции при монтаже насосных и ком­прессорных станций в блочном исполнении. Монтаж боксов для блочно-комплектных станций.

**Методические указания**

Генеральное направление развития строительства насосных и компрессорных станций — дальнейшее расширение блочности перекачивающих агрегатов, основного и вспомогательного тех­нологического оборудования и технологических трубопроводов. В связи с этим существенно изменяются как конструктивные, так и объемно-планировочные решения насосных и компрессор­ных станций. На блочно-комплектных насосных и компрессорных станциях отсутствуют капитальные производственные здания тяжелого типа с железобетонными каркасами и ограждающими конструк­циями из железобетона. Всю или большую часть технологиче­ского оборудования насосных и компрессорных станций разме­щают в легких общих или индивидуальных зданиях, транспорта­бельных боксах или на открытом воздухе (открытая компа­новка). Большую часть основного и вспомогательного оборудования блочно-комплектных насосных и компрессорных станций поставляют с заводов-изготовителей в виде полностью подготовленных блоков. Подобные блоки перед монтажом не вскрывают и не подвергают ревизии, что значительно сокращает сроки монтажа оборудования. Комплектно-блочный метод строительства—метод органи­зации строительства объектов из изделий высокой степени завод­ской готовности в виде блочно-комплектных устройств (БКУ), укрупненных монтажных узлов и заготовок инженерных коммуни­каций, поставляемых на объект специализированными предприя­тиями, основанный на принципах агрегирования ресурсов и орга­низационных структур. Блочно-комплектное устрой­ство – объект одноцелевого на­значения, собираемый на специ­ализированном предприятии или месте монтажа из комплекта бло­ков, боксов, блок-контейнеров, блок-боксов, суперблоков или их различных сочетаний и загото­вок межблочных коммуникаций. Блок, строительно-технологи­ческий блок — транспортабель­ное устройство, вписывающееся в габариты погрузки, в виде со­вокупности оборудования и стро­ительных конструкций, смонти­рованных на общем основании.

Бокс— транспортабельное здание из легких строительных конструкций, вписывающееся в габариты погрузки.

Блок-бокс — блок с технологическим оборудованием и инже­нерными системами, внутри которого создают микроклимат, не­обходимый для надежной работы установленного оборудова­ния и длительной работы в нем обслуживающего персонала.

Блок-контейнер — блок с индивидуальным укрытием (кон­тейнером), внутри которого создают микроклимат, необходи­мый для работы установленного оборудования и приборов. До­ступ к оборудованию и приборам для обслуживания и ремонта осуществляется, как правило, извне.

Суперблок — блочно-комплектное устройство или его часть, размеры которого превышают габариты погрузки.

Сотовая компоновка — компоновка здания, предусматриваю­щая стыковку боксов продольными или торцевыми сторонами с установкой их рядами или ярусами над коммуникационным этажом.

Дальнейшее развитие блочно-комплектных насосных и комп­рессорных станций — применение блочно-модульных устройств (БМУ), которые представляют собой модуль, содержащий обо­рудование одного назначения. Для примера БМУ компрессор­ной станции можно привести модуль, состоящий из газоперека­чивающего агрегата, аппарата по очистке газа от пыли и обвязочных трубопроводов. Блочно-модульные устройства ис­пользуют при проектировании насосных станций. На практике широко применяют блочно-модульную промежуточную насос­ную станцию БМПНС-12,5, в состав которой входят два модуля. Первый модуль — здание, составленное из боксов, в котором размещено оборудование одного назначения: энергетическое, связи, КИП и А, телемеханики и системы водоснабжения. Вто­рой модуль — такое же здание, в котором размещены объекты обслуживания насосной станции: мастерские, склад оборудова­ния и помещение для обогрева вахтенного персонала. Приме­нение подобных модулей позволяет уменьшить площадь насос­ной или компрессорной станции и протяженность обвязочных трубопроводов, снизить стоимость станции. Значительному уменьшению площади насосной или компрессорной станции способствует применение сотовой компоновки боксов с разме­щенным в них оборудованием (блок-боксов и блок-контейне­ров). При сотовой компоновке блок-боксов и блок-контейне­ров боксы стыкуют по длинным или коротким сторонам в один или два ряда при одно- и двухэтажном их расположении.

**Литература: 10, стр. 21-38**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Комплектно-блочный метод строительства насосных и компрессорных станций.
2. Монтажные технологические операции при монтаже насосных и ком­прессорных станций в блочном исполнении.
3. Монтаж боксов для блочно-комплектных станций.

**Тема 6.3. Монтаж насосных и газоперекачивающих агрегатов**

**Студент должен:**

**знать:** технологию монтажа насосных и газоперекачивающих агрегатов.

Технология и организация монтажа насосных агрегатов. Монтаж центро­бежных насосов и электродвигателей. Технология и организация монтажа газо­перекачивающих агрегатов с приводом от стационарных газовых турбин и электродвигателей. Технология монтажа газоперекачивающих агрегатов с при­водом от авиационных и судовых газовых турбин. Подготовительные, основ­ные и пуско-наладочные работы. Порядок монтажа турбокомпрессорного агре­гата. Монтаж постаментов и дымовых труб. Монтаж обвязки газовых турбин. Монтаж всасывающего воздуховода. Монтаж системы топливного и пус­кового газа. Пуско-наладочные работы. Монтаж контрольно-измерительных приборов и автоматики.

**Методические указания**

К фундаментам газоперекачивающих агрегатов КС и насосных агрегатов НС предъявляются более жесткие требования по срав­нению с фундаментами зданий. Это связано, во-первых, с боль­шими динамическими нагрузками на фундаменты, во-вторых, с жесткими минимальными допусками на перекосы, горизон­тальность и смещение фундаментов. На этих фундаментах рабо­тают, например, газоперекачивающие агрегаты с газовыми тур­бинами с частотой вращения ротора 3000 об/мин, а смещение ротора на сотые доли миллиметра вызывает его усиленное бие­ние и остановку на ремонт. Поэтому фундаменты перекачиваю­щих агрегатов должны обладать необходимой статической проч­ностью и малой чувствительностью к динамическим (вибраци­онным) нагрузкам, т. е. малой амплитудой колебаний и отсут­ствием или малой динамической осадкой.

В практике сооружения насосных и компрессорных станций применяют три типа фундаментов перекачивающих агрегатов: массивные, рамные и свайные. Тип фундаментов пере­качивающих агрегатов НС и КС зависит от многих причин: вы­сотной отметки расположения перекачивающего агрегата, ха­рактера и прочности грунтов основания и района строительства.

Массивные фундаменты — фундаменты, имеющие форму, близкую к параллелепипеду, из бетона с минимальным коэффи­циентом армирования. Конфигурация и размеры этого фунда­мента в плане зависят от конфигурации и размеров основания перекачивающих агрегатов. Массивные фундаменты широко применяют на НС и КС под насосные и газоперекачивающие аг­регаты с нулевой высотной отметкой или с незначительным от­клонением от нее. Такие фундаменты отличаются высокой несу­щей и демпфирующей способностью, т. е. способностью к гаше­нию колебаний. Массивные фундаменты выполняют монолитными и реже сборно-монолитными. В связи с этим они отлича­ются большой трудоемкостью возведения, необходимостью про­ведения бетонных и значительного объема земляных работ на строительной площадке при повышенном расходе бетона. Пос­ледние обстоятельства значительно затрудняют использование массивных фундаментов, особенно в условиях севера Западной Сибири.

Рамные фундаменты — железобетонные фундаменты, состоя­щие из монолитной массивной фундаментной плиты, стоек и опорной рамы, на которую устанавливают перекачивающий аг­регат. Эти фундаменты широко применяют для газоперекачи­вающих агрегатов, устанавливаемых на плюсовых высотных от­метках до +4,5 м. Рамные железобетонные монолит­ные фундаменты отличаются большой трудоемкостью возведе­ния. В связи с этим конструкция таких фундаментов изменена в сторону снижения трудоемкости их возведения и уменьшения расхода материала. Монолитные железобетонные стойки были заменены на сборные из железобетона. Установка и закрепле­ние сборных железобетонных стоек осуществлялась в углубле­ниях (колодцах) путем их замоноличивания. На стойки устанав­ливали опалубку и бетонировали монолитную опорную железо­бетонную раму.

Применение свайных фундаментов под газоперекачивающие и насосные агрегаты явилось дальнейшим развитием индустриа­лизации строительства насосных и компрессорных станций. При­менение свайных фундаментов позволяет почти полностью ис­ключить земляные работы, сократить расход бетона, снизить трудоемкость и уменьшить сроки выполнения работ нулевого цикла. В связи с тем, что чувствительность свайных фундамен­тов к динамическим нагрузкам велика, а это вызывает дополни­тельную осадку свай, была проведена большая научно-исследо­вательская работа и опытно-промышленные испытания.

До начала монтажа перекачивающих агрегатов заканчивают общестроительные работы, обеспечивающие необходимый фронт ведения монтажных работ. В частности, до начала мон­тажа перекачивающих агрегатов необходимо закончить работы нулевого цикла, т. е. монтаж и устройство фундаментов, обрат­ную засыпку и уплотнение грунтов по всем элементам нулевого цикла, обустройство внеплощадочных и внутриплощадочных дорог и площадок для укрупнительной сборки оборудования, подлежащего монтажу.

До начала монтажа на монтажную площадку доставляют грузоподъемные машины и приспособления для монтажа. В ка­честве грузоподъемных машин при монтаже перекачивающих агрегатов используют гусеничные, автомобильные самоходные краны и самоходные краны на пневмоколесном ходу. При мон­таже перекачивающих агрегатов и оборудования насосных и компрессорных станций масса монтажных блоков достигает 100 т. Поэтому при монтаже перекачивающих агрегатов и обо­рудования насосных и компрессорных станций чаще применяют два спаренных самоходных монтажных крана меньшей грузо­подъемности.

Насос­ные агрегаты поставляют в виде двух основных блоков, уста­навливаемых на раздельные рамы: центробежного одноступен­чатого магистрального насоса и электродвигателя.

Технология и организация монтажа насосных агрегатов блочной поставки зависит от степени готовности здания насос­ного цеха. В связи с этим различают два способа монтажа на­сосных агрегатов: до начала строительства здания насосного цеха; после окончания строительства здания насосного цеха. В первом случае значительно облегчается монтаж насосных агрегатов, так как при этом возможно применение любых мон­тажных кранов, и упрощается доставка блоков насосных агре­гатов к фундаментам, что повышает производительность мон­тажа, снижает его трудоемкость и в конечном итоге приводит к сокращению сроков строительства насосных цехов и насос­ных станций. Однако при этом качество монтажа существенно зависит от погодных условий. Кроме того, при последующем монтаже здания необходимо принимать меры для защиты на­сосных агрегатов от случайных повреждений. При монтаже на­сосных агрегатов в готовом здании насосного цеха условия монтажа значительно ухудшаются из-за стесненности простран­ства, но при этом сам процесс монтажа не зависит от погод­ных условий. На практике применяют оба способа монтажа на­сосных агрегатов.

Монтаж газоперекачивающих агрегатов с приводом от ста­ционарных газовых турбин и электроприводом, как правило, ведут до начала строительства общих или индивидуальных зданий. Для монтажа блоков газоперекачивающих агрегатов наиболее часто применяют стреловые самоходные краны — гу­сеничные и пневмоколесные грузоподъемностью до 100 т и бо­лее. При отсутствии на строительной площадке стре­ловых самоходных кранов достаточной грузоподъемности ис­пользуют спаренные краны меньшей грузоподъемности. Для установки газоперекачивающих агрегатов на отметке опорной поверхности фундамента, близкой к нулевой, применяют также по два крана-трубоукладчика необходимой грузоподъемности.

Монтаж газоперекачивающего агрегата включает следую­щие технологические операции: доставку блоков ГПА в зону монтажа (в пределы вылета стрелы крана); установку блоков ГПА на опорные поверхности фундамента; выверку и стыковку монтажных блоков; затяжку фундаментных или анкерных болтов.

**Литература: 10, стр. 205-243**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Технология и организация монтажа насосных агрегатов.
2. Монтаж центро­бежных насосов и электродвигателей.
3. Технология и организация монтажа газо­перекачивающих агрегатов с приводом от стационарных газовых турбин и электродвигателей.
4. Подготовительные, основ­ные и пуско-наладочные работы.
5. Монтаж постаментов и дымовых труб.
6. Монтаж обвязки газовых турбин.
7. Пуско-наладочные работы.

**Тема 6.4. Монтаж основного и вспомогательного технологического обо­рудования**

**Студент должен:**

**знать:** технологию монтажа основного и вспомогательного технологи­ческого оборудования насосных и компрессорных станций.

**Методические указания**

До начала монтажа основного и вспомогательного технологи­ческого оборудования и трубопроводов заканчивают работы нулевого цикла в объеме, предусмотренном проектом. В част­ности, заканчивают строительство фундаментов технологиче­ского оборудования, БКУ, блок-боксов и блок-контейнеров, а также монтаж строительных конструкций и фундаментов надземных технологических трубопроводов.

На фундаментах, сдаваемых под монтаж, должны быть на­несены разбивочные оси, рабочие реперы или рабочие высот­ные отметки. На фундаментах, предназначенных для установки БКУ и оборудования, оси наносят на закладные металличе­ские детали, а высотные отметки фиксируют на реперах.

Узлы трубопроводов, металлоконструкций и, в случае необ­ходимости, оборудование до начала монтажа проходят укрупнительную сборку. Максимальная масса узлов и блоков лими­тируется характеристикой грузоподъемного механизма, с по­мощью которого их монтируют. Максимальные габариты этих узлов и блоков обусловлены условиями монтажа, а также транспортировки в зону монтажа.

Монтаж установки очистки газа. Установка, предназначенная для очистки газа от механических примесей и конденсата, со­стоит из группы аппаратов колонного типа — пылеуловителей и их трубной обвязки. До начала монтажа установки необхо­димо выполнить комплекс мероприятий и работ, указанных выше, и кроме того провести укрупнительную сборку узлов на сборочно-сварочном стенде, расположенном в специальной зоне, предусмотренной стройгенпланом.

После доставки пылеуловителей и трубных узлов в монтаж­ную зону установку очистки газа собирают в следующей последовательности: подъем и установка в вертикальное поло­жение пылеуловителей; укладка коллекторов в траншеи; мон­таж обвязочных трубопроводов.

Подъем и установку пылеуловителей в проектное положе­ние осуществляют одним краном или двумя кранами с одно­временным подтаскиванием (в процессе подъема) низа аппа­ратов краном-трубоукладчиком. Монтаж коллекто­ров осуществляют двумя кранами-трубоукладчиками или одним краном грузоподъемностью 25 т, монтаж обвязочных трубопро­вводов тем же краном с длиной стрелы 17,5 м.

Монтаж установки аппаратов воздушного охлаждения газа (АВО газа). Установка АВО газа предназначена для его охлаждения после компримирования и состоит из группы аппа­ратов, каждый из которых включает: секцию трубных пучков, диффузор, электродвигатель привода вентилятора, колесо вен­тилятора, металлоконструкции опор, жалюзи, трубную обвязку.

Монтаж установки АВО газа выполняют в следующей по­следовательности: монтаж аппаратов, укладка коллекторов, монтаж обвязочных трубопроводов.

Монтаж каждого аппарата начинают с установки металло­конструкции опор. Предварительно перед этим уста­навливают приводы вентиляторов-электродвигатели. Для уста­новки последних применяют временные опоры. Затем присту­пают к монтажу трубных пучков с фланцами. По окончании монтажа трубных пучков выверяют и закрепляют электродви­гатели. После этого последовательно монтируют жалюзи, диф­фузоры и вентиляторы. Монтаж аппаратов выполняют краном грузоподъемностью 25 т.

После монтажа аппаратов отрывают траншеи под коллек­торы. Укладку коллекторов в траншеи выполняют двумя трубо­укладчиками.

Монтажные работы на строительной площадке насосных и компрессорных станций организуют в определенной последо­вательности, обеспечивающей монтаж непосредственно с транс­портных средств. В этом случае погрузку оборудования на средства транспорта для подачи его на монтаж осуществляют как на заводе-изготовителе блоков, так и на сборочной пло­щадке промежуточной базы на прирельсовом или приобъект­ном складе. При выборе грузоподъемных машин для производства монтажных работ следует учитывать массу блока.

Все блочные устройства для осуществления данной после­довательности монтажа разбивают на монтажные группы. При этом устанавливают монтажную зависимость блоков в группе и групп между собой. На основе этого каждой группе и каж­дому блоку в составе группы присваивают определенный но­мер, указывающий на очередность подачи под монтаж и мон­тажа в соответствии с графиком.

Монтаж с помощью грузоподъемных кранов (разгрузку с транспортного средства и установку в проектное положение) осуществляют следующим образом: транспортное средство с погруженным на него блоком накатывают на подготовленный фундамент; положение блока по отношению к фундаменту проверяют провеской углов; расположенные с обеих сторон блока два крана (или один кран) приподнимают блок и после вывода транспортного средства из-под монтируемого блока опускают его на основание.

При отсутствии кранов и устройств необходимой грузо­подъемности монтаж наиболее тяжелых (в том числе крупно­габаритных) блоков можно выполнять методом надвижки на фундамент при помощи лебедок, гидравлических домкратов, тракторов-тягачей или специальных устройств.

**Литература: 10, стр. 255-264**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Подготовительные работы и приёмка фундаментов.
2. Монтаж установки очистки газа.
3. Монтаж установки аппаратов воздушного охлаждения газа.
4. Мон­таж блочных устройств производственного и служебно-производственного комплексов.

**Тема 6.5. Монтаж технологических трубопроводов насосных и компрес­сорных станций**

**Студент должен:**

**знать:** технологию монтажа технологических трубопроводов насосных и компрессорных станций.

Подготовительные работы. Индустриализация монтажа технологических трубопроводов. Монтаж технологических трубопроводов по месту и укрупнён­ными узлами и блоками. Фасонные части технологических трубопроводов. Монтаж наружных технологических трубопроводов. Особенности монтажа об­вязочных трубопроводов центробежных насосов газоперекачивающих агрега­тов, газовоздуховодов на компрессорных станциях с газотурбинным приводом, стационарных трубопроводных систем маслохозяйства и охлаждения. Испыта­ние технологических трубопроводов.

**Методические указания**

Технологические трубопроводы насосных и компрессорных станций включают трубопроводы-обвязку насосных и газопере­качивающих агрегатов; внутриплощадочные трубопроводы, со­единяющие насосные и компрессорные цехи с технологическим оборудованием; внешние трубопроводы, соединяющие насосные и компрессорные станции с магистральным трубопроводом.

До начала работ по монтажу технологических трубопрово­дов выполняют подготовительные работы. Прежде всего сле­дует убедиться в полном завершении предусмотренных проек­том объеме работ нулевого цикла: земляных по рытью тран­шей и устройству лотков, опорных устройств, фундаментов под технологические трубопроводы и их отдельные узлы-задвижки, камеры приемки и пуска скребков на насосных станциях, краны и узлы трубопроводов на компрессорных станциях. Внутри насосного или компрессорного цеха для крепления внутрицеховых трубопроводов устанавливают различные детали в виде кронштейнов, опор, подвесок. Монтажная организация до начала монтажных работ принимает от строительной орга­низации фундаменты и опоры под технологические трубопро­воды.

На монтажную площадку в период подготовки доставляют с заводов-изготовителей и из монтажных мастерских трубные узлы, осуществляют их приемку и складирование. При приемке трубных узлов проверяют соответствие их чертежам и наличие маркировки. На монтажную площадку доставляют также необ­ходимые монтажные машины и механизмы. сроков монтажа технологических трубопроводов имеет даль­нейшее развитие индустриализации монтажа. Основа индустри­ализации монтажа — перенос максимально возможного объема монтажных работ в заводские условия, монтажные мастерские и на площадки укрупнительной сборки. Это позволяет значи­тельно сократить объем сборочно-сварочных работ при мон­таже технологических трубопроводов непосредственно на стро­ительной площадке, повысить качество этих работ и сократить время, затрачиваемое на монтаж системы технологических трубопроводов.

Технологические трубопроводы насосных и компрессорных станций по месту их расположения и выполняемым функциям можно разделить на две группы: внутриплощадочные, т. е. на­ходящиеся на территории станции, и внеплощадочные, т. е. на­ходящиеся за пределами территории станции. В состав внутриплощадочных трубопроводов входят обвязочные трубопроводы, соединяющие между собой насосные или газоперекачивающие агрегаты, и трубопроводы, соединяющие насосный или компрес­сорный цех с технологическим оборудованием.

Перед началом монтажных работ прово­дят приемку фундаментов под узлы обвязки, траншей для под­земных трубопроводов, оборудования и узлов трубопровода. Монтаж обвязки нагнетателей ведут из узлов заводского изго­товления и узлов, прошедших укрупнительную сборку на строительной площадке. Для укрупнительной сборки узлов ор­ганизуют специальную площадку. Заводские узлы и узлы ук­рупнительной сборки подают к месту монтажа обычно кранами-трубоукладчиками необходимой грузоподъемности. Внутри отделения (гале­реи) нагнетателей монтаж узлов обвязки ведут также с по­мощью кран-балки, которой оснащено отделение нагнетателей. В качестве монтажных приспособлений при монтаже узлов об­вязки применяют наружные центраторы, инвентарные времен­ные опоры и монтажные стенды.

**Литература: 10, стр.264-282**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Подготовительные работы.
2. Фасонные части технологических трубопроводов.
3. Монтаж наружных технологических трубопроводов.
4. Особенности монтажа об­вязочных трубопроводов
5. Испыта­ние технологических трубопроводов.

**Раздел 7. Аварийные ситуации и их предупреждение**

**Студент должен:**

**знать:** причины возникновения аварийных ситуаций на газонефтепро­водах и газонефтехранилищах;

**уметь**: прогнозировать и предупреждать аварийные ситуации на объек­тах транспорта и хранения нефти и газа.

Аварийные ситуации на объектах транспорта и хранения нефти и газа. Классификация, причины и последствия аварий. Мероприятия, направленные на предупреждение возникновения аварийных ситуаций.

**Методические указания**

Аварией на МН считается внезапное истече­ние нефти в результате полного разрушения или поврежде­ния нефтепровода или его элементов, сопровождаемые одним или несколькими из **следующих событий:**

* смертельным травматизмом людей;
* травмированием людей с потерей трудоспособности; воспламенением нефти или взрывом ее паров;
* загрязнением рек, водоемов и водотоков сверх пределов, установленных стандартом на качество воды;
* утечками нефти объемом 10 м3 и более.

Инцидентом на объектах МН является отказ или повреж­дение оборудования, отклонения от режима технологического процесса, нарушения законодательных и правовых актов РФ и нормативных документов, устанавливающих правила веде­ния работ на объектах МН, которые могут сопровождаться утечками нефти объемом менее 10 м3 без воспламенения нефти или взрыва ее паров, без загрязнения водотоков.

При эксплуатации МН имеют место два основных вида повреждений линейной части:

* сквозные коррозионные повреждения (свищи);
* трещины и разрывы в стенке трубопровода и сварных стыках.

Эти повреждения вызываются следующими **причинами**:

* коррозией металла из-за некачественной изоляции, нали­чия блуждающих токов, неудовлетворительной работой элек­трозащиты и т.д.;
* скрытыми дефектами труб, дефектами сварки при монта­же трубопроводов, нарушением технологии монтажа;
* нарушением правил эксплуатации;
* внешними воздействиями (повреждение посторонними лицами, наезд тяжелого транспорта, оползни и др.).

**Организация работ по ликвидации аварий**

Ликвидация аварий и последствий стихийных бедствий на объектах магистральных газонефтепроводов должны выполняться силами АВС с привлечением, в необходимых случаях, сил и средств местных органов власти, штабов ГО, МЧС и МВД в зависимости от тяжести (категории) аварии и возможных ее последствий.

**Аварийно-восстановительная служба включает:**

* аварийно-восстановительные пункты (АВП), создаваемые на НПС, КС или нефтебазах;
* специализированные управления по предотвращению и ликвидации аварий, а также аварийно-восстановительные поезда.

Подразделения АВС должны быть укомплектованы штатом и обслуживающим персоналом с учетом объема выполняемых работ.

Аварийно-восстановительные пункты должны быть оснащены в соответствии с Табелем технического оснащения аварийно - восстановительных пунктов магистральных нефтепроводов, разработанным и утвержденным в установленном порядке.

Типовой план ликвидации возможных аварий.

Для оперативного и организованного принятия мер по восстановлению объектов - линейной части МН, подводных переходов через судоходные реки, НПС, КС, нефтебаз – службами эксплуатации подразделений магистральных газонефтепроводов или привлеченными организациями должны быть разработаны планы ликвидации возможных аварий (ПЛВА).

План ликвидации возможных аварий должен содержать оперативную, техническую часть и порядок взаимоотношений и взаимодействий владельцев магистральных газонефтепроводов с организациями местных органов власти, органами технического и экологического надзора и гражданской обороны и владельцами коммуникаций технического коридора.

Содержание, порядок разработки, согласование и утверждение ПЛВА производится согласно требованиям соответствующих нормативных документов.

**Утвержденные ПЛВА должны находиться:**

* у главного инженера, диспетчера и в отделах эксплуатации и экологической безопасности.
* у начальника НПС, КС, директора ПНБ.

Отдел экологической безопасности и рационального природопользования осуществляет ежедневный контроль за выполнением мероприятий по ликвидации последствий аварий, составляет повторные протоколы осмотра места аварии, в которых отражает информацию по всем выявленным фактам не принятия мер по ликвидации последствий аварий, срыву сроков выполнения мероприятий, не выполнению полного объёма запланированных работ.

**Литература: 23, стр. 134-144**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Аварийные ситуации на объектах транспорта и хранения нефти и газа.
2. Классификация, причины и последствия аварий.
3. Мероприятия, направленные на предупреждение возникновения аварийных ситуаций.

**Раздел 8. Охрана окружающей среды при сооружении объектов транспорта и хранения нефти и газа**

**Студент должен:**

**знать:** основные источники загрязнений при сооружении газонефте­проводов и газонефтехранилищ, мероприятия по охране окружающей среды при сооружении газонефтепроводов и газонефтехранилищ;

**уметь:** разрабатывать мероприятия по защите окружающей среды при строительно-монтажных работах.

Основные источники загрязнений при сооружении газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Экологические требования к технике и технологии выпол­нения работ по сооружению объектов транспорта и хранения нефти и газа. Ме­роприятия, направленные на предотвращение загрязнения окружающей среды или сведение их к минимуму.

**Методические указания**

Деятельность подразделений по охране окружающей природной среды на магистральных газонефтепроводах регламентируется федеральными законами: Об охране окружающей природной среды, О недрах, Об экологической экспертизе, Об отходах производства и потребления, О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения, Водным кодексом, Земельным кодексом, Лесным кодексом и другими Законодательными актами РФ и ее субъектов, а также нормативными документами, принятыми в установленном порядке.

В подразделениях магистральных газонефтепроводов должны быть разработаны Положения об организации природоохранной деятельности организации, предусматривающие права, обязанности, ответственность, порядок взаимодействия должностных лиц, структурных подразделений и служб по выполнению требований природоохранного законодательства Российской Федерации и ее субъектов.

В подразделениях магистральных газонефтепроводов должны ежегодно разрабатываться и согласовываться с местными экологическими организациями исполнительной власти мероприятия по охране окружающей среды, предусматривающие сокращение выбросов в атмосферу, сбросов сточных вод, образования отходов производства, рекультивацию нарушенных и загрязненных земель, рекультивацию шламонакопителей и прудов отстойников, внедрение систем оборотного водообеспечения, реконструкцию очистных сооружений, сокращение эксплуатационных потерь нефти и газа.

Проекты строительства и реконструкции объектов магистральных газонефтепроводов в обязательном порядке должны содержать раздел “Охрана окружающей природной среды”.

Проекты строительства и реконструкции объектов магистральных газонефтепроводов должны согласовываться природоохранными органами и проходить государственную экологическую экспертизу согласно Закону РФ Об экологической экспертизе и Положению о порядке проведения государственной экологической экспертизы.

Документы, лимитирующие загрязнение воздушной среды (разрешение на выброс загрязняющих веществ в атмосферу) и водной среды (разрешение на сброс загрязняющих веществ на рельеф местности), лицензия на водопользование, разрешение на размещение отходов и иные разрешительные документы (лицензии) должны оформляться и переоформляться в порядке, установленном законодательством РФ и ее субъектов.

В подразделениях магистральных газонефтепроводов должны обеспечивать проведение инвентаризации стационарных и передвижных источников выбросов вредных веществ в атмосферу, сбросов загрязняющих веществ, отходов производства. Инвентаризацию выполняют силами эксплуатирующей организации. На основании результатов инвентаризации эксплуатирующие организации должны разрабатывать и согласовывать в природоохранных организациях органов исполнительной власти нормативы предельно допустимых выбросов, сбросов, проекты нормативов образования отходов и лимитов их размещения, паспорта на опасные отходы и предельно допустимые сбросы.

Должностные лица предприятий магистральных газонефтепроводов, физические лица, по вине которых произошли экологические нарушения, несут дисциплинарную, административную, либо уголовную, гражданско-правовую, материальную ответственность в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

Все работы по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту объектов магистральных газонефтепроводов должны выполняться в соответствии с требованиями природоохранного законодательства Российской Федерации и ее субъектов.

Природоохранная деятельность предприятий магистральных газонефтепроводов при использовании земель, сельскохозяйственных и лесных угодий должна определяться Земельным законодательством РФ, Лесным кодексом Российской Федерации, Положением об управлении государственным контролем за использованием и охраной земель.

Сельскохозяйственные земли, лесные угодья, нарушенные или загрязненные нефтью в процессе эксплуатации, ремонта трубопроводных объектов или аварийных разливов нефти, должны быть приведены в пригодное (по назначению) состояние.

Подрядчики, работающие на трубопроводных объектах МН, должны иметь соответствующие лицензии на выполняемые ими виды работ и соблюдать требования по охране окружающей среды. Мероприятия по ликвидации последствий возможных аварий **включают в себя:**

* разработку и согласование с местными природоохранными и другими заинтересованными органами мероприятий по ликвидации последствий аварии;
* организацию сбора разлитой нефти;
* организацию производственного экологического контроля за состоянием нарушенных компонентов окружающей природной среды;
* определение компенсационных выплат за ущерб, нанесенный окружающей природной среде аварией;
* организацию отбора арбитражных проб при разногласиях с контролирующими природоохранными органами;
* организацию работ по восстановлению (рекультивации) земельных угодий.

**Литература: 23, стр. 134-149; 24, стр. 132-147**

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Основные источники загрязнений при сооружении газонефтепроводов и газонефтехранилищ.
2. Экологические требования к технике и технологии выпол­нения работ по сооружению объектов транспорта и хранения нефти и газа.
3. Ме­роприятия, направленные на предотвращение загрязнения окружающей среды или сведение их к минимуму.

**ПЕРЕЧЕНЬ РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Алиев Л.А., Березина И.В., Телегин Л.Г. и др. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз. - М.: Недра, 1987.
2. Телегин Л.Г., Курепин Б.Н., Березина И.В. Сооружение газопроводов. - М: Недра, 1984.
3. Таран В.Д. Сооружение магистральных трубопроводов.- М.: Недра,1964.
4. Бородавкин П.П, Березин В.Л., Сооружение магистральных трубопроводов М.: Недра,1977.
5. Арзунян А.С., Афанасьев В.А., Прохоров А.Д., Сооружение нефтегазохранилищ. - М.: Недра, 1986.
6. Яковлев Е.И. Газовые сети и газохранилища. - М.: Недра, 1991.
7. Чирсков И.Г. Строительство магистральных трубопроводов. Справоч­ник. - М: Недра, 1991.
8. Бабин Л.А и др. Справочник мастера-строителя магистральных трубо­проводов. - М.: Недра, 1986.
9. Зиневич A.M., Прокофьев В.И., Ментюков В.П. Технология и органи­зация строительства магистральных трубопроводов больших диаметров. - М.: Недра, 1979.
10. Березин В.Л., Бобрицкий Н.В. Сооружение насосных и компрессорных станций. - М: Недра, 1985.
11. Телегин Л.Г., Ким Б.И., Зоненко В.И. Охрана окружающей среды при сооружении и эксплуатации газонефтепроводов. - М.: Недра, 1988.
12. ОНТП 51-1-85.Общесоюзные нормы технологического проектирова­ния. Магистральные трубопроводы. - М. 1985.
13. СНиП 2.05.06 - 85\*. Магистральные трубопроводы. - М.: Госстрой России, 1997.
14. СНиП Ш-42-80\*. Магистральные трубопроводы. - М.: Госстрой Рос­сии, 1997.
15. ВСН 004-88 ... ВСН 014-88. Ведомственные строительные нормы. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. - М.: Миннефтегазстрой, 1990
16. ВСН-39-1.9-003-98. Конструкции и способы балластировки и закреп­ления подземных переходов. - М., 1998.
17. СП 101-34-96 ... СП III-34-96. Свод правил сооружения магистраль­ных газопроводов. - М.: ИРЦ «Газпром», 1996.
18. Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности. - М. 2000.
19. Мустафин Ф.М., Гумеров А.Г., Квятковский О.П. и др. Очистка по­лости и испытание трубопроводов. - М: Недра - Бизнесцентр, 2001.
20. Шаммазов А.М., Александров В.Н, Гольянов А.И, Коробков Г.Е, Мастобаев Б.Н. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций. М.: Недра, 2003
21. Вайншток С.М, Васильев Г.Г, Коробков Г.Е, Коршак А.А, Лурье М.В, Писаревский В.М, Прохоров А.Д, Сощенко А.Е, Шаммазов А.М. Трубопроводный транспорт нефти. Т1. М.: Недра, 2002
22. Вайншток С.М, Васильев Г.Г, Коробков Г.Е, Коршак А.А, Лурье М.В, Писаревский В.М, Прохоров А.Д, Сощенко А.Е, Шаммазов А.М. Трубопроводный транспорт нефти. Т2. М.: Недра, 2002
23. РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов
24. ВРД 39-1.10-006-2000\* Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЫ**

**Общие указания**

Контрольная работа является одним из источников проверки знаний студентов заочников, которые самостоятельно изучают материал.

К выполнению контрольной работы приступают после изучения теоретического ма­териала.

По дисциплине «Сооружение газонефтепроводов и газонефтехранилищ» предусмот­рено выполнение одной контрольной работы. Студентам предлагается дать ответ на 3 теорети­ческих вопроса и решить 3 задачи.

Контрольная работа выполняется в отдельной тетради (рукописном, печатном или компьютерном вариантах). На обложке контрольной работы указывается название дисцип­лины, фамилия, имя, отчество, шифр, адрес студента и номер группы.

Контрольная работа предоставляется в техникум в установленный срок.

**При выполнении контрольной работы должны быть выполнены следующие требования:**

* Работа выполняется чернилами или пастой. Писать нужно четким почерком, без грамматических ошибок. Между строчками должны быть достаточные интервалы, четко выделены абзацы, а на страницах оставлены поля шириной 30 мм для замечаний препода­вателя. Разрешается выполнять контрольную работу в компьютерном варианте.
* В тетрадь переписывается условие задачи. Решение необходимо сопровождать под­робными пояснениями. Если при решении задачи вводятся справочные данные, необходи­мо обосновывать их выбор и делать ссылку на литературу. При решении задач необходимо следить за единицами измерения величин.
* Необходимо соблюдать единую терминологию и обозначения в соответствии с действующими ГОСТами.
* В конце контрольной работы дается перечень используемой литературы.
* Для рецензии контрольной работы преподавателем оставляется 2 – 3 чистых листа.
* Получив прорецензированную контрольную работу, студент должен сделать ра­боту над ошибками.
* Если работа выполнена неудовлетворительно («не зачтено»), то студент выполня­ет ее вторично (тот же вариант или новый по указанию преподавателя). Замечания препо­давателя стирать нельзя.
* **Если студент выполнил не свой вариант, то работа возвращается без проверки.**
* **Контрольная работа предъявляется при сдаче экзамена**
* Рекомендуется 10-вариантная система. Номер варианта определяется по послед­ней цифре шифра.

**ВОПРОСЫ КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЫ**

**Вариант 1**

1. Нормативно-техническая документация по правилам строительства газонефтепро­водов и газонефтехранилищ.
2. Транспортные работы на трассе.
3. Способы сварки труб.

**Вариант 2**

1. Выбор оптимальной трассы трубопровода, оптимальное профилирование.
2. Транспортирование труб и трубных секций.
3. Контроль качества сварочных работ. Оформление документации на сварочные работы в базовых условиях.

**Вариант 3**

1. Взаимоотношения организаций заказчика и подрядчика, их обязанности.
2. Погрузочно-разгрузочные работы.
3. Подготовительные операции при сварочно-монтажных работах в трассовых ус­ловиях.

**Вариант 4**

1. Технологии сооружения газонефтепроводов и газонефтехранилищ.
2. Основные виды земляных работ.
3. Способы сварки труб в трассовых условиях.

**Вариант 5**

1. Организация строительства газонефтепроводов и газонефтехранилищ.
2. Размеры траншеи в зависимости от диаметра и категории грунта.
3. Монтаж крановых узлов на магистральном газопроводе. Испытание.

**Вариант 6**

1. Проект производства работ, его назначение и состав.
2. Технологии выполнения земляных работ в различных условиях прохождения трассы.
3. Монтаж запорной арматуры на магистральном нефтепроводе. Испытание.

**Вариант 7**

1. Стройгенплан.
2. Контроль качества земляных работ. Оформление документации на земляные ра­боты.
3. Очистка поверхности трубопровода перед нанесением изоляционного покрытия.

**Вариант 8**

1. Подготовка строительной полосы.
2. Подготовительные операции к сварочным работам в базовых условиях.
3. Приготовление и нанесение битумной изоляции.

**Вариант 9**

1. Рекультивация земель при строительстве газонефтепроводов.
2. Центровка труб. Центраторы.
3. Изоляция трубопроводов полимерными лентами. Изоляция стыков.

**Вариант 10**

1. Контроль качества подготовительных работ. Оформление необходимой документации.
2. Трубосварочные базы.
3. Контроль качества изоляционного покрытия.

**ЗАДАЧИ ДЛЯ КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЫ**

**Задача 1.** Произвести расчет объема земляных работ при строительстве трубопровода при следующих данных:

**Таблица вариантов к задаче 1**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Исходный дачные** | **Последняя цифра шифра** | | | | |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** |
| Диаметр трубопровода, *Д,* мм | 530 | 630 | 720 | 820 | 920 |
| Длина участка трубопровода, *L*, км | 100 | 120 | 130 | 90 | 150 |
| **Исходные данные** | **Последняя цифра шифра** | | | | |
| **6** | **7** | **8** | **9** | **0** |
| Диаметр трубопровода, *Д,* мм | 1020 | 1220 | 1420 | 820 | 630 |
| Длина участка трубопровода. *L,* км | 180 | 200 | 240 | 160 | 140 |

Условия прокладки и тип грунта выбрать самостоятельно.

**Задача 2.** Произвести расчет расхода полимерных лент для изоляции строящегося трубо­провода и расстановки трубоукладчиков в изоляционно-укладочной колонне при совме­щенном способе производства работ при следующих данных:

**Таблица вариантов к задаче 2**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Исходные данные** | **Последняя цифра шифра** | | | | |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** |
| Диаметр трубопровода, *Д,* мм | 1420 | 1220 | 1020 | 920 | 820 |
| Длина участка трубопровода, *L*, км | 200 | 240 | 260 | 280 | 300 |
| Толщина стенки трубы, *S,* мм | 16 | 14 | 18 | 12 | 11 |
| **Исходные данные** | **Последняя цифра шифра** | | | | | |
| **6** | **7** | **8** | **9** | **0** | |
| Диаметр трубопровода, *Д,*мм | 1420 | 1220 | 1020 | 920 | 820 | |
| Длина участка трубопровода, *L,* км | 180 | 220 | 250 | 270 | 290 | |
| Толщина стенки трубы, *S,* мм | 18 | 16 | 20 | 14 | 12 | |

**Задача 3.** Произвести расчет расхода сварочных материалов на сварочные работы при строительстве трубопроводов при следующих данных:

**Таблица вариантов к задаче 3**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Исходные данные** | **Последняя цифра шифра** | | | | |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** |
| Диаметр трубопровода, Д мм | 600 | 630 | 720 | 820 | 920 |
| Толщина стенки трубы, S, мм | 9 | 11 | 12 | 14 | 12 |
| **Исходные данные** | **Последняя цифра шифра** | | | | |
| **6** | **1** | **8** | **9** | **0** |
| Диаметр трубопровода, Д мм | 1020 | 1220 | 1320 | 1420 | 530 |
| Толщина стенки трубы, 3, мм | 12 | 12 | 14 | 14 | 14 |

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К РЕШЕНИЮ ЗАДАЧ**

**Задача 1**

Параметры земляных сооружений, применяемых при строительстве магистральных трубопроводов (ширина, глубина и откосы траншеи, сечение насыпи и крутизна ее откосов и др.), устанавливают в зависимости от диаметра прокладываемого трубопровода, способа его закрепления, рельефа местности, грунтовых условий и определяют проектом. Размеры траншеи (глубина, ширина по дну, откосы) устанавливают в зависимости от назначения и диаметра трубопровода, характеристики грунтов, гидрогеологических и других условий.

Минимальная ширина траншеи по дну устанавливается СНиП и принимается равной D +300 мм для трубопроводов диаметром до 700 мм (где D - условный диаметр трубопро­вода) и I,5D для трубопроводов диаметром 700 мм и более с учетом **следующих дополни­тельных требований:**

* для трубопроводов диаметром 1200 и 1400 мм при рытье траншей с откосами не круче 1:0,5 ширину траншеи по дну допускается уменьшать до величины D +500 мм;
* допускается принимать ширину траншей равной ширине рабочего органа землерой­ной машины, но не менее указанной;
* ширина траншеи по дну на кривых участках под гнутые или сварные отводы должна быть равна двухкратной величине по отношению к ширине на прямолинейных участках для обеспечения вписания трубопровода в кривую траншею;
* ширина траншеи по дну под балластными грузами или анкерными установками должна быть не менее 2.2D, на участках трубопровода балластируемого грунтом с исполь­зованием нетканого синтетического материала, 1.6D.

**Таблица 1. Наибольшая допустимая крутизна траншей и котлованов в грунтах естественной влажности**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | **Отношение высоты откоса к его заложению при глубине выемки, м** | | |
| Грунты | 1,5 | 3 | 5 |
| Насыпные | 1 : 0.67 | 1 : 1 | 1 : 0.25 |
| Песчаные и гравелистые влажные (ненасыщенные) | 1 : 0.5 | 1 : 1 | 1 : 1 |
| Глинистые | 1 : 0.25 | 1 : 0.67 | 1 : 0.85 |
| супесь | 1 : 0 | 1 : 0.5 | 1 : 0.75 |
| суглинок | 1 : 0 | 1 : 0.25 | 1 : 0,5 |
| глина | 1 : 0 | 1 : 0.5 | 1 : 0.5 |
| лёссовый сухой |  |  |  |
| Моренные | 1 : 0.25 | 1 : 0.57 | 1 : 0.75 |
| песчаные и супесчаные | 1 : 0.2 | 1 : 0.5 | 1 : 0.65 |
| суглинистые |  |  |  |
| Скальные | 0.2 | 0.2 | 0.2 |
| на равнине | По проекту | По проекту | По проекту |
| в горах |  |  |  |

Глубину траншеи устанавливают из условий предохранения трубопровода от мexaнических повреждений при переезде через него автотранспорта, строительных и сельскохозяйственных машин и назначают равной: для трубопроводов диаметром до 1000 мм – Н = 0,8 м: для трубопроводов диаметром 1000 м и более Н = 1м; для болотистых грунтов, подлежащих осушению, Н = 1,1 м; для песчано-барханных грунтов Н = 1м от нижних межбарханных оснований; для скальных и болотистых грунтов при отсутствии проезда авто транспорта, строительных и сельскохозяйственных машин, Н = (0,6 – 0,8) м.

**Таблица 2. Классификация грунтов**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Группа грунтов по трудности разработки** | | | | | |
| **Грунты** | **экскава­торами** | | **Бульдозерами** | **Скреперами** | **Грейдерами и ав­тогрейдерами** |
| **Одноков­шовыми** | **Многоков­шовыми** |
| Галька и гравий размером, мм: |  |  |  |  |  |
| -до 80 | I | II | II | II | II |
| -более 80 с примесью булыг | II | - | - | - | - |
| Гипс мягкий | IV | - | - | - | - |
| Глина: | II | II | II | II | II |
| -жирная мягкая или насыпная слежавшаяся с примесью щебня, гравия и булыг 10 % то же > 10 % | III | - | II | - | III |
| -мореная с валунами до 30 % | IV | - | III | - | III |
| -сланевая | IV | - | III | - | III |
| -твёрдая | IV | - | III | - | III |
| -тяжелая ломовая | III | - | III | - | III |
| Грунт растительного слоя без корней и с корнями с примесью гравия, щебня или строительного мусора | II | - | I | I | - |
| Лёсс: |  |  |  |  |  |
| -естественной влажности, рыхлый, с примесью гравия и гальки | I | II | I | I | I |
| -отвердевший | IV | - | III | II | II |
| Мел мягкий | IV | - | - | - | - |
| Мерзлые грунты песчаные и супесчаные, предварительно разрыхленные | II | - | III | - | - |
| Мерзлые грунты глинистые и суглинистые, предварительно разрыхленные | V | - | III | - | - |
| Опоки | IV | - | - | - | - |
| Песок всех видов (кроме сухого, сыпучего барханного и дюнного), в том числе с примесью щебня, гравия и гальки | I | II | II | II | II – III |
| Скальные грунты, предварительно разрыхленные | IV | - | - | - | - |
| Скальные грунты, не требующие разрыхления | IV | - | - | - | - |
| Солончак и солонец: |  |  |  |  |  |
| -мягкий | I | II | I | I | I |
| -отвердевший | III | - | III | II | III |
| Суглинок легкий и лёссовидный тяжелый, а также всех видов с примесью гравия, щебня, булыг и строительного мусора | II | II | II | II | II |
| Супесок всех видов, в том числе с примесью щебня, гравия, строительного мусора или булыг до 10% | I | II | II | II | II |
| -то же > 10% | I |  | II | - | II |
| Строительный мусор: |  |  |  |  |  |
| -рыхлый и слежавшийся | II | - | II | - | II |
| -сцементированный | III | - | III | - | - |
| Торф: |  |  |  |  |  |
| без корней и с корнями толщиной до 30 мм | I | I | I | I | I |
| с корнями толщиной более 30 мм | III | - | I | I | - |
| Трепел слабый | IV | - | - | - | - |
| Чернозем и каштановые земли: | I | I | I | I | I |
| естественной влажности | II  I | II | III | II | III |
| отвердевшие |  |  |  |  |  |
| Щебень всякий, а также с примесью булыг | - | - | III | - | I |
| Пески сухие сыпучие (барханные и дюнные) | Вне группы |  | III | Вне группы | III |

Крутизна откосов траншей под трубопровод и котлованов под трубопроводную ар­матуру принимается по СНиП (табл. 1)

Методы разработки грунтов определяют в зависимости от параметров земляного со­оружения и объемов работ, геотехнических характеристик грунтов, классификации грунтов по трудности разработки, местных условий строительства, наличия землеройных машин в строительных организациях.

Классификация грунтов по трудности разработки приведена в табл. 2.

**Расчет объема земляных работ при строительстве магистральных трубопроводов**

1. Определяется объем земляных работ при разработке траншей с откосами:

*V = [(B, + B2)/2]****.****L****.****H,* м3 *V* = *(В2Н* + *пН2)* ***.*** *L,* м3

где *В1 -* ширина траншеи по верху, м;

*B2 -* ширина траншеи по низу, м;

*L -* длина траншеи, м;

Н - глубина траншеи, м;

*п -* коэффициент откоса (табл. 1)

**Задача 2**

Изоляционное покрытие стальных трубопроводов независимо от конструкции, ме­тодов нанесения, способов укладки, применяемых материалов должно обеспечить защиту нефте-, газо**-** и нефтепродуктопроводов от подземной (почвенной) и атмосферной коррозии и безаварийную их работу (по причине коррозии) на весь планируемый период эксплуата­ции. Для защиты трубопроводов от коррозии применяют следующие изоляционные покры­тия: битумно-резиновые или битумно-полимерные; из полимерных липких лент (отечест­венных и импортных), полиэтиленовые, наносимые в заводских условиях: эпоксидные; ла­кокрасочные.

Изоляционные материалы, применяемые для защиты трубопроводов от коррозии, должны соответствовать требованиям действующих ГОСТ, ОСТ, СНиП и ТУ.

**Таблица 3. Техническая характеристика изоляционных лент**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | | | | | **Прочность при растяжении единицы ширины, МПа** | **Удлинение при разрыве, %** | **Масса 1м2, кг** |
| **Тип материала**  **(страна изготовитель)** | **Толщина, ли** | | | |
| **Общая** | | **Основы** | **Адгезия** |
| Поликен 980-25 (США) | 0,635 | | 0,330 | 0,305 | 0,620 | 235 | 0,664 |
| Плайкофлекс 450-25 (США) | 0,635 | | 0,330 | 0.305 | 0,625 | 400 | 0,664 |
| Тек-Рап 240-25 (США) | 0,635 | | 0,330 | 0,305 | 0,536 | 400 | 0,735 |
| Нитто 53-635 (Япония) | 0.635 | | 0,380 | 0.255 | 0,760 | 570 | 0,692 |
| Фурукава Рапко НМ-2 (Япония) | 0,640 | | 0,340 | 0,300 | 0,7 | 500 | 0,648 |
| Альтене 100-25 (Италия) | 0,635 | | 0,330 | 0,305 | 0,620 | 235 | 0,664 |
| Пластизол (Югославия) | 0,630 | | 0,330 | 0.330 | 0,760 | 500 | 0,655 |
| Кил (Болгария) | 0.630 | | 0,330 | 0,300 | 0,6 | 230 | 0,800 |
| **Обёртки** | | | | | | | |
| Поликен 955-25 (США) | | 0.635 | 0,508 | 0,127 | 4,50 | 100 | 0,653 |
| Плайкофлекс 650-25 (США) | | 0.635 | 0,5 | 0,135 | 4,47 | 200 | 0,640 |
| Тек-Рап 260-25 (США) | | 0,635 | 0,5 | 0,135 | 4,47 | 200 | 0,680 |
| Нитто 56 РА-4 (Япония) | | 0,635 | 0,535 | 0,1 | 10 | 400 | 0,670 |
| Фурукава Рапко РВ-2 (Япония) | | 0,640 | 0,5 | 0,140 | 11 | 580 | 0,633 |
| Альтене 205-25 | | 0,635 | 0,508 | 0,127 | 4,50 | 100 | 0,653 |
| Пластизол (Югославия) | | 0,635 | 0,5 | 0,135 | 5 | 380 | 0,655 |

**Таблица 4. Техническая характеристика полимерных липких лент**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Показатели** | **Поливинилхлоридная**  **ПИЛ ТУ 6-05-1801-76** | **Поливинилхлоридная**  **МИЛ ПВХ-**  **СЛ ТУ51-518-72** | **Полиэтиленовая ПЭЛ** |
| Ширина рулона, мм | 400,450,500 | 400-450 | 100-500 |
| Толщина пленки, мм | 0.3 | 0,35 | 0.3 |
| Длина в рулоне, м (не менее) | 100 | 70 | 150 |
| Масса 1 м2. г. | 340 | 360 | 330 |
| Сопоставление разрыву, кгс/см  (не менее) | 100 | - | 120 |
| Относительное удлинение при разрыве, % | 80 | - | 100 |
| Удельное электросопротивление при 20 С, Ом-м | 1\*1011 | 1\*1010 | 1\*1016 |
| Морозостойкость, С | -30 | -20 | -25 |
| Температура нанесения, С | 5 | -12 | -25 |
| Эксплуатация при температуре окружающего воздуха, С | -30-50 | -20-30 | -20-30 |
| Приклеивающий состав (клей) | Перхлорвиниловый | Перхлорвиниловый | Полиизобутиленовый |

**Расчет расхода полимерных лент для изоляции строящегося трубопровода:**

1. Определяется расход полимерных лент и рулонных материалов для защитной обертки: *G=kн·kп·π·D·L·P , кг*

где *kн -* коэффициент, учитывающий величину нахлёста; при однослойной изоляции *kн = 1,09;* при двухслойной изоляции *kн* = *2,30;*

*кп* - коэффициент**,** учитывающий потери изоляционной ленты или оберточного материала при смене рулонов, обрывах, торцовке и т.п.; *кп = 1,08;*

*D -* наружный диаметр изолируемого трубопровода, м.; *L* - длина изолируемого трубопровода, м.;

*Р* - масса 1 м ленты или оберточного материала (табл. 3, 4).

1. Определяется площадь поверхности лентыили оберточного материала на трубе: *S****л=*** *π · D · L· В* / *(В· п), м2****,***

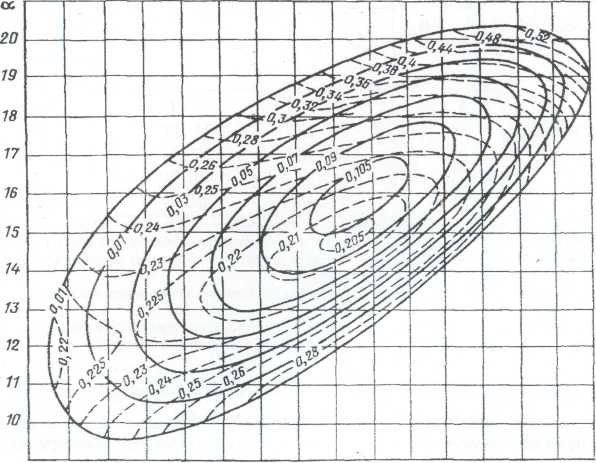
где *В* – ширина рулонного материала, м; (табл. 3 и 4)

*п -* ширина нахлеста, м. ([6]. с. 320).

Грунтовка, изоляционное покрытие, армирующий и оберточные материалы наносят на трубопровод за один проход очистной и изоляционной машин. Изоляционные и оберточные ленты наносят на трубопровод без перекосов, морщин, отви­саний со следующей величиной нахлеста: для однослойного покрытия — не менее 3 см; для двухслойного - на 50 % ширины ленты плюс 3 см.

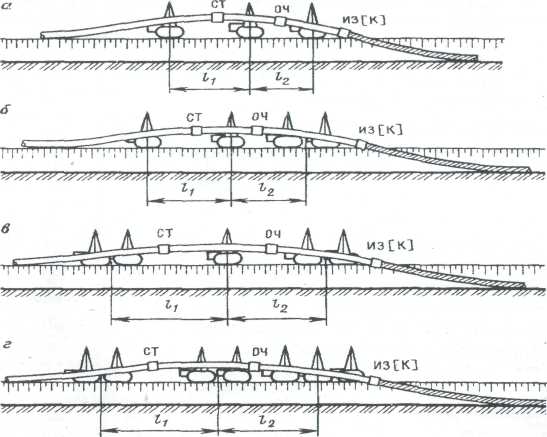
**Расстановка групп трубоукладчиков в изоляционно-укладочной колонне**

При укладке трубопровода в траншею увеличенной глубины расстановку групп тру­боукладчиков в изоляционно-укладочной колонне (при совмещенном способе производства работ) осуществляют с использованием диаграммы, представленной на рис. 1.



*14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 β*

**Рисунок 1. Диаграмма для определения рациональной расстановки групп трубоукладчиков в изоляционно-укладочной колонне**



**Рисунок 2. Схемы расположения трубоукладчиков и машин в изоляционно-укладочной колонне при совмещенном способе производства работ для трубопроводов различных диаметров**

1. Определяется масса единицы длины трубопровода *q = π · D · δ* · *γст ,*кг

где *D —* условный диаметр трубопровода, см.;

*% δ* - толщина стенки трубопровода, см.;

*γст -* плотность стали, кг/см3, принимается *γст =* 0,0078 кг/см3.

1. Задаваясь технологической высотой подъема трубопровода в местах расположе­ния очистной машины *hоч* (относительно поверхности строительной полосы) и изоляцион­ной машины *hиз* (относительно дна траншеи), исходя из конкретных условий трассы, опре­деляются значения комплексов:

1 комплекс *– 0,164 hоч / hиз* ; 2 комплекс – *0,164 (hоч + hm) /hиз*.По диаграмме по цифровым значениям комплексов находят соответствующие овальные кривые: Для 1 *комплекса* из серии сплошных кривых, для 2 *комплекса -* из серии пунктир­ных. Точки пересечения кривых сносят на координатные оси и получают значения пара­метров *α* и *β* Получают две точки пересечения, что соответствует двум вариантам расстановки трубоукладчиков.

1. Расчет ведется по двум вариантам, а на заключительном этапе выбирается прием­лемый. Определяются расстояния *L1* и *L2 .*

*L1=2.46(α-L)4··, кг*

*L2 = 2.46 (β - α) 4,*кг.

где *E l -* жесткость трубопроводана изгиб:

*Е-* модуль упругости, МПа. Для стали *Е* = 2.1-105 МПа;

*I* - момент инерции сечения трубопровода. *I = π D2 ·δ/8*

1. Определяются нагрузкина группы трубоукладчиков

*k1 = q[1.2√(E·I·hиз/q) + l2/2 ]+Qоч*

*k2=q·[(l1+l2)/2]*

*к3* = *q[(1,64√(E·I·hиз/q+l1/2]+Qиз*

где Qоч и *Qиз* - масса очистной и изоляционных машин соответственно; (табл.7, 8)

1;2;3 - индексы, обозначающие порядковый номер группы трубоукладчиков по ходу колонны.

**Таблица 5. Расстояние между трубоукладчиками и группами трубоукладчиков в колонне при совмещенном способе проведения изоляционно-укладочных работ**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Диаметр**  **трубопровода, мм** | **Схема**  **(по рис. 2)** | **Расстояние между**  **трубоукладчи­ками**  **(группами), м** | | **Максимально допустимое рас­стояние между очистной и изо­ляционной ма­шинами, м** |
| **l1** | **l2** |
| 530  720 - 820 1020  1220  1420 | А  б  б  в  г | 15-20  20-25  20-25  25-35  35-50 | 10-15  15-20  15-25  20-30  30-45 | 35  45  50  65  100 |

Примечания: 1. Расстояние между трубоукладчиками, входящими в одну группу, равно 7-12 м.

Очистная машина по схемам "а", "б", "в" (см. рис. 2) может находиться в любом месте пролета, а по схеме "г" (укладке трубопровода диаметром 1420мм) ее положение относительно сопровождающего тру­боукладчика ограничено длиной «хобота» и составляет 5-7 м.

Изоляционная машина должна быть расположена на расстоянии 4-6 м позади последнего по ходу колонны трубоукладчика.

Восьмой трубоукладчик в колонне при укладке трубопровода диаметром 1420 мм используются на участках трассы со сложными условиями, а в нормальных условиях он является резервным.

**Таблица 6. Грузоподъемные средства для проведения изоляционно-укладочных работ совмещенным методом**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Марка трубоукладчика** | **Число трубоукладчиков при диаметре трубопровода, мм** | | | | |
| **До 530** | **720-820** | **1020** | **1220** | **1420** |
| Т- 1224В | 3 | - | - |  |  |
| Т-3560А | - | - | 2 | - | - |
| Т-1530В (ТГ-201) | - | 4 | 2 | - | - |
| ТГ - 502 | - | - | - | 3 | 7-8 |

**Таблица 7. Техническая характеристика трубоочистных машин**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Параметры** | **Mapка машины** | | | | | | | | | | | |
| **ОМЛ8А (ОМЛ8АМ)** | | **ОМЛ10 (ОМ521)** | | | **ОМЛ 4** | **ОМЛ12** | | **OM12I (ОМ122А)** | | **OM1422** | |
| Наружный диаметр очищаемой трубы, мм | 219-325  (159-168) | | 325-529 | | | 631-820 | 1020 | | 1220  (1020) | | 1420 | |
| Скорость передвижения машины, м/ч;  1  2  3  4  Задний ход | 85  176  322  544  696 | | 132  273  496  858  107 | | | 109  222  408  690  88 | 90  196  359  650  78 | | 163  170  292  495  65 | | 100  200  300  300  - | |
| Частота вращения пе­редних рабочих орга­нов, об/мин | 124 | | 107 | | | 100 | 80 | | 65 | | 30 | |
| Частота вращения зад­них рабочих органов, об/мин  1  2  3  4 | 16,15  33,50  61,02  103,00 | | 15,5  32,1  58,8  99,4 | | | 14,3  27,8  53,8  91,6 | 12,8  26,5  48,5  82,0 | | 5,64  11,53  21,8  34,2 | | 20  -  -  - | |
| Емкость грунтовочного бака, л | 115 | | 160 | | | 160 | 160 | | 250 | | 500 | |
| Двигатель  тип | ГАЗ-321 | | СМД-7 (СМД-14) 65(75) | | | ЯАЗ-М204 | ЯАЗ- М206Б | | ЯАЗ- М206Б | | АМ-03 | |
| мощность  частота вращения вала, об/мин  вид топлива | 40  2000  бензин | | 1700  дизельное | | | 110  2000  дизельное | 200  2000  дизельное | | 200  2000  дизельное | | 130  2000 дизельное | |
| Емкость топливного  бака, л | 80 | | 105 | | | 105 | 105 | | 105 | | 105 | |
| Сменный рабочий инст­румент | | | | | | | | | | | | |
| Для очистки | | Скребки, ме­талли­ческие щетки | | Скребки металлические и волосяные щетки | | Скребки и плоские металлические щетки | | | | | | |
| Для грунтовки | | ковры | | ковры и волосяные щетки | | | | | | ковры | | |
| Вес машины, кг | | 1662 | | 3114 | 4018 | | | 5860 | | 6270 | | 12860 |
| Габаритные размеры, мм  Длина  Ширина  высота | | 2760  2635  2274 | | 3100  3700  3000 | 3225  3870  3200 | | | 4120  4030  3390 | | 4120  4030  3600 | | 8100  3250  3970 |

**Таблица 8 - Техническая характеристика трубоизоляционных машин**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | | | |
|  | | | |
|  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Параметр** | **Марка машин** | | | | | | | | | | | | |
| С239А | | ИМ17 | ИМЛ7 | | | ИМ121 | | ИМ1422 | ИЛ1422 | | ИМ321 | |
| **Диаметр изолируемого трубопровода** | | | | | | | | | | | | |
| 325-529 | | 720,820 | 1020 | | | 1220 | | 1220 | 1220-1420 | | 89-325 | |
| **Скорость передвижения машин** | | | | | | | | | | | | | |
| **1** | 300 | | 263 | 118 | | | 240 | | 200,300 | 100,200 | | | 200 |
| **2** | 621 | | 544 | 241 | | | 480 | | 400,600 | 300,500 | | | - |
| **3** | 1130 | | 992 | 445 | | | 870 | | 800,1000 | 600,800 | | | - |
| **4** | 1920 | | 1690 | 747 | | | 1500 | | 1400 | 1000 | | | 800 |
| **Задний ход** | 246 | | 204 | 96 | | | 180 | | 200 | 100 | | | - |
| **Двигатель** | | | | | | | | | | | | | |
| **Тип** | Газ-321 | Газ-321 | | Газ-321 | | | Газ-321 | | СМД-14 | ЗМЗ-321Б | | | УД-25С |
| **Мощность, л.с** | 30 | 30 | | 30 | | | 40 | | 75 | 40 | | | 80 |
| **Частота вращения выходного вала, об/мин** | 1500 | 1500 | | 1500 | | | 2000 | | 1700 | 2000 | | | 1500 |
| **Ёмкость бензобака, л** | 70 | 70 | | 70 | | | 70 | | 70 | 70 | | | 70 |
| **Ширина рулонного материала** | 250;360  400;450 | 350;400  450;500 | | 350;400  450;500 | | | 350;400  450;500 | | 350;400;500 | 450;457;500 | | | От 100 до 200 |
| **Толщина слоя изоляции** | 3 – 6 | 3 – 6 | | 3 – 6 | | | 3 – 6 | | Не менее 4 | Не менее 4 | | | Не менее 4 |
| **Марки битумного насоса** | Д-71 | Д-71 | | Д-71 | | | Д-71 | | 2хД-251 | 2хД-251 | | | 2хД-251 |
| **Поизводительность,л/мин** | 540 | 540 | | 540 | | | 540 | | 750 | 750 | | |  |
| **Ёмкость битумной ванны** | 650 | 980 | | 1000 | | | 1150 | | 3000 | 3000 | | |  |
| **Тип компрессора** | Автомобильный ЗИЛ – 150 | | | | | | | | | | | | |
| **Вес машины** | 2300 | | 2823 | | 3000 | | 3300 | | 8456 | | 5310 | | 310 |
| **Габаритные размеры, мм** | | | | | | | | | | | | | |
| **Длина** | 3000 | | 3390 | | 3250 | 3500 | | 5370 | | | 3700 | | 1096 |
|  |  | |  | |  |  | |  | | |  | |  |
| **Ширина** | 1500 | | 1600 | | 1850 | 2100 | | 2300/1800 | | | 210 | | 964 |
| **Высота** | 2758 | | 3100 | | 3115 | 3350 | | 4740 | | | 3900 | | 1580 |

**Задача 3**

Сварка - технологический процесс неразъемного соединения частей изделия путем местного сплавления или совместного пластического деформирования металлов этих час­тей по их примыкающим поверхностям, в результате чего возникает прочное сцепление ме­таллов, основанное на межатомном взаимодействии. Неразъемное соединение двух метал­лических частей, выполненное сваркой, называется сварным соединением. Сварное соеди­нение состоит из основного металла, околошовной зоны и сварного шва. Основной металл – металл соединяемых частей.

Околошовная зона (зона термического влияния) - участок, примыкающий к сварно­му шву, со структурой и свойствами металла, изменившимися в результате сварочного на­грева по сравнению со структурой и свойствами основного металла.

Сварной шов - конструктивный элемент сварных соединений, образованный затвер­девшим расплавленным металлом. Часть металла, полученная за один проход источника тепла, называется слоем. Сварной шов, образованный несколькими слоями, называется многослойным или многопроходным.

Сварной шов может выполняться в нижнем, вертикальном и потолочном положени­ях.

Сварка, выполняемая при одностороннем перемещении источника тепла относи­тельно сечения соединяемых деталей, называется односторонней, при двустороннем пере­мещении - двусторонней.

Все способы сварки трубопроводов делятся на две группы - плавлением и давлени­ем. Сварка плавлением - сварка, осуществляемая местным сплавлением металлов, без при­ложения давления.

Сварка давлением - сварка, осуществляемая совместным пластическим деформиро­ванием металлов путем приложения давления.

Ручная дуговая сварка - сварка плавлением, осуществляемая с нагревом металла электрической дугой и характеризуемая ручным выполнением двух главных рабочих дви­жений - подачи электрода и перемещения дуги относительно изделия.

Применяется для сварки неповоротных (монтажных) стыков трубопроводов, «кату­шек», «захлестов», «кривых», при изготовлении различных узлов трубопроводов (тройни­ков, отводов, заглушек, «гребенок» и др.), а также для прихваток и сварки корневого слоя шва поворотных стыков, ремонта дефектных участков шва.

Автоматическая сварка под флюсом - дуговая сварка с использованием плавящегося электрода, гранулированного (зернистого) флюса, слой которого полностью закрывает ду­гу, и механизированными подачей электрода и перемещением дуги относительно изделия.

Автоматической сваркой под флюсом на специальных трубосварочных стендах со­единяют трубы диаметром 219 мм и больше и длиной 12 м в секции длиной 24-36-48 м (длина секции зависит от диаметра труб, характеристик грузоподъемного механизма и транспортных средств, дорожных условий).

Сварка в защитных газах - электродуговая сварка, осуществляемая с вдуванием в зо­ну дуги через электродержатель струи защитного газа. Основное преимущество процесса сварки в защитных газах - повышение вязкости и поверхностного натяжения расплавленно­го металла, благодаря чему становится возможной сварка швов на весу, без каких-либо подкладок, в различных пространственных положениях. Электродуговой сваркой в среде СО2 (плавящимся электродом) сваривают корневой слой поворотных стыков труб и полно­стью неповоротные стыки.

Сварка порошковой проволокой - дуговая сварка, при которой электрическая дуга горит между изделием и плавящимся электродом, представляющим собой проволоку, изго­товленную из гонкой металлической оболочки с запрессованными в ней порошкообразны­ми веществами, играющими ту же роль в повышении устойчивости сварочной дуги и улучшении качества металла шва, что и электродное покрытие. Применение порошковой проволоки перспективно для сварки неповоротных стыков труб в трассовых условиях.

Представляют большой интерес лучевые способы сварки плавлением (электронно­лучевая, фотонная, лазерная и др.). Источники нагрева обладают значительно большей ин­тенсивностью по сравнению с электрической дугой, и хотя эти способы еще не нашли применения в трубопроводном строительстве, они по мере решения ряда технологических и технических проблем смогут успешно конкурировать с традиционными электродуговыми процессами.

Сварка давлением - сварка, осуществляемая совместным пластическим деформиро­ванием металлов путем приложения давления. Способы сварки давлением, в отличие от способов сварки плавлением, обеспечивают образование сварного соединения одновремен­но по всему сечению соединяемых изделий. Все большее применение находит в трубопро­водном строительстве стыковая сварка оплавлением с нагревом током, протекающим через контакт свариваемых поверхностей**,** до расплавления тонкого слоя на них и последующим осевым сжатием.

Для обеспечения непрерывного оплавления, торцы деталей сближаются с возрас­тающей по определенному закону скоростью, равной в любой момент времени скорости оплавления. Процесс оплавления сопровождается образованием жидких металлических пе­ремычек между свариваемыми поверхностями и их интенсивным выбросом. В момент сдавливания (осадки) тонкий слой жидкого расплавленного металла, защищающий основ­ной металл от окисления, вытесняется из стыка и в соприкосновение приходят поверхно­сти, свободные от окислов, в результате чего создается одна из главных предпосылок для получения качественных сварных соединений. Электроконтактная сварка оплавлением обеспечивает получение качественных сварных соединений при сравнительно невысоких энергозатратах (удельная мощность не превышает 1 кВт/см2) и высокой производительно­сти (60-70 стыков труб диаметром 530 мм в смену при наращивании трубопровода в непре­рывную нитку).

От выбора сварочных материалов, знания их свойств, характеристик и особенностей зависят не только прочность и надежность трубопровода, а и производительность сварочно-монтажных работ. Сварочные материалы, применяемые в трубопроводном строительстве, можно разделить на две основные группы: материалы для ручной дуговой сварки (электро­ды); материалы для механизированных способов сварки (флюсы, сварочная проволока, са­мозащитная порошковая проволока, защитные газы).

Металлические электроды, предназначенные для дуговой сварки стали разных марок, имеют специальные покрытия (обмазки), которые повышают устойчивость (стабиль­ность) горения дуги, защищают жидкий металл сварочной ванны от действия азота и ки­слорода воздуха, раскисляют металл шва (удаляют из него кислород); легируют шов необ­ходимыми элементами для придания ему специальных свойств.

ГОСТ 9467-60 установлены следующие типы покрытий электродов для сварки кон­струкционных сталей: рудно-кислое (Р); рутиловое (Т); фтористо-кальциевое (Ф); органи­ческое (О). В трубопроводном строительстве применяют в основном фтористо-кальциевое и органическое покрытия электродов.

Сварочная проволока - один из основных присадочных материалов, определяющих качество сварного соединения при механизированных способах сварки. В зависимости от химического состава основного металла и требований, предъявляемых к сварным соедине­ниям в трубопроводном строительстве, применяют три типа сварочных проволок (ГОСТ 2246-70): малоуглеродистые кипящие марок Св-08, Св-08А и Св-08АА; малоуглеродистые полуспокойные и спокойные марок Св-08ГА, Св-10ГА, Св-08Г2С; низколегированные марок Св-08ХМ Св-08МХ.

Указанные марки проволок, за исключением Св-08Г2С. применяются для автомати­ческой сварки под слоем флюса. Проволока марки Св-08Г2С рекомендуется для сварки в среде углекислого газа.

Освоена и выпускается промышленностью омедненная сварочная проволока. Мед­ное покрытие обеспечивает стабильный подвод тока к сварочной проволоке, что сущест­венно повышает устойчивость сварочных режимов и резко сокращает расход токоподводящих деталей.

Порошковые проволоки делятся на две группы: порошковые проволоки для сварки в среде защитного газа (СО2): самозащитные порошковые проволоки.

Порошковые проволоки для сварки в среде углекислого газа наиболее целесообраз­но применять в стационарных условиях при повышенных требованиях к вязко-пластическим свойствам сварного соединения.

Самозащитные порошковые проволоки выпускаются с заполнителями фтористо-кальциевого и рутило-силикатного типов. Они являются перспективными для сварки тру­бопроводов и конструкций в монтажных условиях.

Для сварки малоуглеродистых сталей рекомендуются самозащитные порошковые проволоки с рутило-силикатпым заполнителем ПП-1ДСК, ПВС-1, ПВС-1л; для сварки низ­колегированных сталей - ПВС-3. Коэффициент наплавки указанных марок проволок равен 135г/А.ч.

|  |  |
| --- | --- |
| **Положение сварки** | ***Кп*** |
| Нижнее, сварка поворотных стыков | 1 |
| Вертикальное, горизонтальное, сварка неповоротных стыков | 1,1 |
| Потолочное | 1,2 |

1. Определяется расход электродов и сварочной проволоки:

*Мэ=Мн·Кэ·Кп, кг,*

где *Мн* - масса наплавленного металла, кг.;

*Кэ* - коэффициент потерь или расход электродов и проволоки на 1 кг. наплав­ленного металла;

*Кп -* коэффициент, зависящий от положения сварки.

При ручной дуговой сварке труб можно также руководствоваться усредненными нормами расхода, приведенными в табл. 9 и 10.

**Таблица 9.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Диаметр**  **труб мм** | **Толщина стенки труб, мм** | | | | | | | | | | | | |
| 2,5 | 3 | 4 | 5 | б | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 14 | 16 |
| 25 | 0,017 | 0,02 | 0,026 | 0,034 | 0,043 | 0,053 | 0,063 |  |  |  |  |  |  |
| 32 | 0.021 | 0,025 | 0,034 | 0,044 | 0,055 | 0,068 | 0,083 |  |  |  |  |  |  |
| 38 | 0.025 | 0,029 | 0,04 | 0,052 | 0,066 | 0,082 | 0,099 |  |  |  |  |  |  |
| 12 | 0.028 | 0,033 | 0.044 | 0,058 | 0,073 | 0,091 | 0,11 | 0,132 | 0,171 |  |  |  |  |
| 57 | - | 0,046 | 0,06 | 0,078 | 0,1 | 0,124 | 0,152 | 0,182 | 0,24 | 0,27 | 0,31 |  |  |
| 76 | - | - | 0,079 | 0,104 | 0,133 | 0,167 | 0,2 | 0,25 | 032 | 0.37 | 0,43 | 0,57 | 0,7 |
| 89 | - | - | 0,093 | 0,122 | 0,157 | 0,196 | 0,24 | 0,29 | 0,38 | 0,44 | 0,5 | 0,67 | 0,83 |
| 102 | - | - | 0,106 | 0,14 | 0,18 | 0,23 | 0,28 | 0,33 | 0,43 | 0,5 | 0,58 | 0,78 | 0,96 |
| 108 | - | - | 0,113 | 0,148 | 0,19 | 0,24 | 0,29 | 0,35 | 0,46 | 0,53 | 0,62 | 0,82 | 1,02 |
| 159 | - | - | - | 0,22 | 0,28 | 0,46 | 0,54 | 0,62 | 0,75 | 0,85 | 0,95 | 1,57 | 1,84 |
| 168 | - | - | - | 0,23 | 0,3 | 0,49 | 0,57 | 0,65 | 0,79 | 0,85 | 1,0 | 1,86 | 1,96 |
| 194 | - | - | - | 0,27 | 0,34 | 0,56 | 0,66 | 0,76 | 0,92 | 1,04 | 1,16 | 1,93 | 2,3 |
| 219 | - | - | - | - | 0,39 | 0,69 | 0,74 | 0,86 | 1,04 | 1,17 | 1,32 | 2,2 | 2,6 |
| 273 | - | - | - | - | - | 0,82 | 0,93 | 1,07 | 1,31 | 1,47 | 1,65 | 2,8 | 3,3 |
| 377 | - | - | - | - | - | - | - | 1,49 | 1,81 | 2,0 | 2,3 | 3,8 | 4,5 |
| 426 | - | - | - | - | - | - | - | 1,68 | 2,0 | 2,3 | 2,6 | 4,3 | 5,1 |
| 530 | - | - | - | - | - | - | - | 2,1 | 2,5 | 2,9 | 3,1 | 5,4 | - |

При автоматической сварке под флюсом потери электродной проволоки на угар и разбрызгивание практически отсутствуют. Расход электродной проволоки принимается равным массе наплавленного металла шва с учетом 3% непроизводительных потерь на об­рубку концов проволоки при зарядке кассет, на неиспользованные концы и т.д.

2. Расчет расхода электроэнергии проводится в зависимости от количества наплав­ленного металла. Средний расход электроэнергии на 1 кг наплавленного металла при свар­ке сварочным трансформатором составляет 3,5-4 кВт.ч, при работе от однопостового гене­ратора постоянного тока 8-10 кВт-ч.

**Таблица 10. Расход электродов для сварки труб большого диаметра, кг**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Диаметр труб | Толщина стенки труб, мм  труб, мм | | | | | | | Подварка |
| 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 14 | 16 |
| 600 | - | 2,4 | 2,9 | 3,3 | 3,7 | 6,2 | - | 1,025 |
| 630 | - | 2,5 | 3,0 | 3,4 | 3,8 | 6,5 | - | 1,07 |
| 720 | - | 2,9 | 3,5 | 3,9 | 4,4 | 7,4 | - | 1,23 |
| 820 | - | 3,3 | 4 | 4,5 | 5 | 8,4 | - | 1,4 |
| 920 | 3,2 | - | 4,4 | - | 5,6 | - | - | 1,572 |
| 1020 | 3,5 | - | 4,9 | - | 6,3 | - | - | 1,742 |
| 1220 | 4,2 | - | 5,9 | - | 7,5 | - | - | 2,085 |
| 1320 | 4,5 | - | 6,4 | - | 8,1 | 13,6 | - | 2,26 |
| 1420 | 4,9 | - | 6,9 | - | 8,7 | 14,7 | - | 2,43 |
| 1600 | 5,5 | - | 7,7 | - | 9,8 | 16,5 | 21,1 | 2,74 |
| 2000 | - | - | 9,7 | - | 12,3 | 20,7 | 28,7 | 3,42 |
| 2200 | - | - | 10,6 | - | 13,5 | 22,8 | 29,3 | 3,76 |

Более точно расход электроэнергии на 1 кг наплавленного металла при сварке варочным трансформатором подсчитывается по формуле:

*А = U/η* •αн , кВт.ч/кг

где *А* - расход электроэнергии, кВт.ч/кг;

*U* - напряжение дуги, В;

*η* - к.п.д. трансформатора;

*αн* - коэффициент наплавки, г/(А-ч).

Расход электроэнергии на 1 кг наплавленного металла при ручной сварке на посто­янном токе: *А = (U/η·ан) -Сх ,* кВт.ч/кг

где *Сх* - коэффициент, учитывающий расход электрической энергии за время холо­стого хода сварочного агрегата *(Сх* = *1,17).*

Расход электроэнергии при автоматической сварке под слоем флюса (для перемен­ного тока): *A =(U Iсв /1000· η)· (Тосн/60)*

где *Iсв*  - сварочный ток, А;

*Тосн* - основное время сварки, мин;

*η* - к.п.д. источника питания дуги (*η = 0,75*).

Для постоянного тока удельный расход электроэнергии, рассчитанный по укрупнен­ным данным, составляет 6-7 кВт-ч на 1 кг наплавленного металла, для переменного тока- 3-4 кВт-ч.

Расход электроэнергии при контактной сварке определяют путем замеров фактиче­ского расхода на сварной стык или по формуле (удельная потребляемая мощность в любой момент времени постоянна)

*А* =0,523 *·v-017*

где *А* - расход электроэнергии на оплавление 1 кг труб. кВт.ч/кг;  
*v -* скорость оплавления, см/с.

**ПЕРЕЧЕНЬ РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Алиев Л.А., Березина И.В., Телегин Л.Г. и др. Сооружение и ремонт газонефте­проводов, газохранилищ и нефтебаз. - М.: Недра, 1987.
2. Телегин Л.Г., Курении Б.П., Березина И.В. Сооружение газопроводов. - М.: Недра, 1984.
3. Таран В.Д. Сооружение магистральных трубопроводов. - М: Недра. 1964.
4. Арзунян А.С Афанасьев В.А., Прохоров А.Д., Сооружение нефтегазохранилищ. - М: Недра, 1986.
5. Яковлев Е.И. Газовые сети и газохранилища. - М.: Недра, 1991.
6. Строительство магистральных трубопроводов. Справочник./ Чирсков И.Г. - М.: Недра, 1991.
7. Бабин Л.А и др. Справочник мастера-строителя магистральных трубопроводов. - М: Недра, 1986.
8. Зиневич A.M., Прокофьев В.И., Ментюков В.П. Технология и организация строи­тельства магистральных трубопроводов больших диаметров. - М.: Недра, 1979.
9. Березин В.Л., Бобрицкий Н.В. Сооружение насосных и компрессорных станций.- М: Недра, 1985.
10. Телегин Л.Г., Ким Б.И., Зоненко В.И. Охрана окружающей среды при сооруже­нии и эксплуатации газонефтепроводов. - М: Недра, 1988.
11. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов A.M. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. - Уфа.: ДизайнПолиграф-Сервис, 2002 - 658 с.
12. ОНТП 51-1-85.Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. - М.: 1985.
13. СНиП 2.05.06 - 85\*. Магистральные трубопроводы. - М.: Госстрой России, 1997.
14. СНиП Ш-42-80\*. Магистральные трубопроводы. - М.: Госстрой России, 1997.
15. ВСН 004-88 ... ВСН 014-88. Ведомственные строительные нормы. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. - М.: Миннефтегазстрой. 1990.
16. ВСН-39-1.9-003-98. Конструкции и способы балластировки и закрепления под­земных переходов. - М.: 1998.
17. СП 101-34-96 ... СП 111-34-96. Свод правил сооружения магистральных газопро­водов. - М.: ИРЦ «Газпром», 1996.
18. Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленно­сти. - М.: 2000.
19. Мустафин Ф.М., Гумеров А.Г., Квятковский О.П. и др. Очистка полости и испытание трубопроводов. - М: Недра - Бизнесцентр. 2001.