





**БИБЛИОТЕКА НЕФТЕГАЗОДОБЫТЧИКА  
И ЕГО ПОДРЯДЧИКОВ (SERVICE)**

# **СПРАВОЧНИК МАСТЕРА СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ**

**Сооружение и ремонт  
нефтегазовых объектов**

*Учебно-практическое пособие*

**Инфра-Инженерия  
Москва  
2007**

## **СПРАВОЧНИК МАСТЕРА СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ**

Под ред. В.А. Иванова

В справочнике изложены основы технологии и организации производства общестроительных, монтажных и специальных работ, выполняемых при сооружении и ремонте нефтегазовых объектов, освещена технология прокладки нефтегазопроводов, строительство и монтаж насосных и компрессорных станций, подробно рассмотрены нефтебазы и резервуары. Рассмотрена специфика производства работ в зимнее время, а также в особых природных и климатических условиях.

**М.: «Инфра-Инженерия», 2007. - 832 с.**

© Коллектив авторов, 2007  
© Издательство «Инфра-Инженерия», 2007

ISBN 5-9729-0011-4

## ГЛАВА 1

# МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

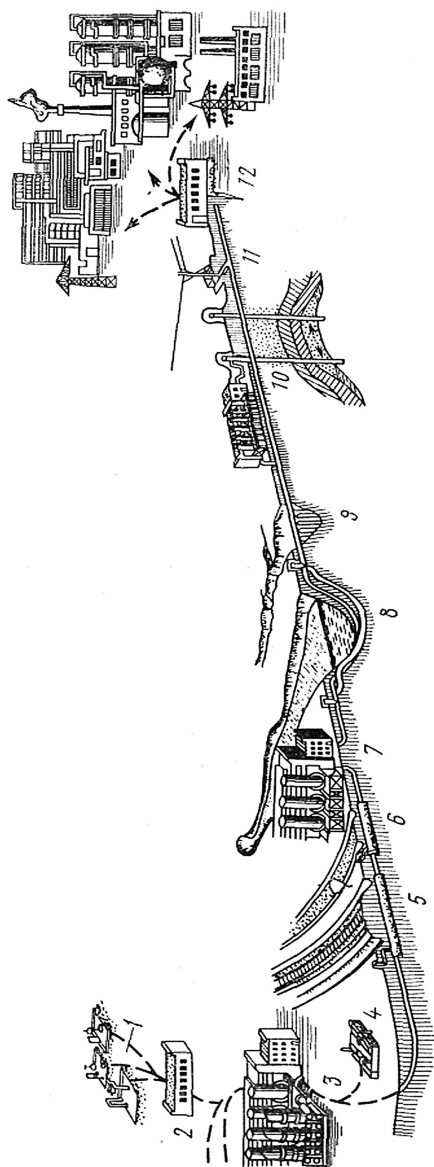
### 1.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

#### 1.1.1. Состав магистральных трубопроводов и их конструктивные схемы

Магистральными называют трубопроводы, по которым нефть, нефтепродукты, природные или искусственные газы (в газообразном или сжиженном состоянии), вода перекачиваются от мест добычи, переработки, забора (начальная точка трубопровода) к местам потребления (конечная точка). В зависимости от вида транспортируемого продукта трубопроводы получают название, характеризующее его целевое назначение: газопровод, нефтепровод, нефтепродуктопровод, конденсатопровод, водопровод, аммиакопровод, трубопровод контейнерного транспорта и т. д. Начальная и конечная точки трубопровода обычно находятся в местах, где сосредоточены основные источники получения транспортируемого продукта (начальная) и потребители его (конечная точка).

#### ***Состав магистральных трубопроводов***

Магистральный газопровод в общем случае включает следующие группы сооружений (рис. 1.1): головные, линейные (собственно газопровод), компрессорные станции (КС), газораспределительные станции (ГРС) в конце трубопровода, подземные хранилища газа (ПХГ), объекты связи (высокочастотной и селекторной), системы электрозащиты сооружений трубопровода от коррозии, вспомогательные сооружения, обеспечивающие бесперебойную работу газопровода (линии электропередач, водозаборные устройства и водопроводы, канализация и т. п.), объекты ремонтно-эксплуатационной службы (РЭП), административные и жилищно-бытовые сооружения.



**Рис. 1.1. Схема магистрального газопровода:**

1 – промысел; 2 – газосборный пункт; 3 – головная КС; 4 – отвод и ГРС; 5, 6 – переходы через дороги; 7 – промежуточная КС; 8, 9 – переходы через реку и овраг; 10 – подземное газохранилище; 11 – станция катодной защиты; 12 – конечная ГРС

Головными называют сооружения, на которых подготавливают газ к дальнему транспорту. Комплекс головных сооружений (ГС) зависит от состава и давления газа, добываемого на промысле и поступающего на газосборный пункт. Как правило, в комплекс ГС входят установки по очистке газа от механических примесей, влаги, установки отделения от газа серы и высокоценных компонентов (гелия и др.). К головным сооружениям относятся и КС в начальной точке газопровода, на территории которой обычно размещается комплекс перечисленных сооружений. Газ, попадающий на головные сооружения магистрального газопровода со сборных пунктов промысла, содержит механические примеси (песок, пыль, металлическую окалину и др.) и жидкости (пластовую воду, конденсат, масло). Перед подачей в газопровод его очищают и осушают, так как без предварительной подготовки он будет засорять трубопровод, вызывать преждевременный износ запорной и регулирующей арматуры, нарушать работу контрольно-измерительных приборов. Твердые частицы, попадая в компрессорные установки, ускоряют износ поршневых колец, клапанов и цилиндров. В центробежных нагнетателях они ускоряют износ рабочих колес и самого корпуса нагнетателя. Жидкие примеси, скапливаясь в пониженных местах газопровода, будут сузить его сечение, способствовать образованию гидратных и гидравлических пробок.

Для очистки газа от механических примесей используют горизонтальные и вертикальные сепараторы, цилиндрические масляные и циклонные пылеуловители. В сепараторах отделяется примесь от газа. По принципу действия сепараторы делятся на объемные (гравитационные) и циклонные. В гравитационных аппаратах примеси оседают вследствие резкого изменения направления потока газа при одновременном уменьшении скорости его движения. В циклонных установках используются центробежные силы инерции, возникающие в камере при входе газа по тангенциальному вводу.

Масляные цилиндрические пылеуловители представляют собой вертикальные цилиндрические сосуды со сферическими днищами. На головных сооружениях магистральных газопроводов их устанавливают группами в зависимости от необходимой пропускной способности. Размеры пылеуловителей: по диаметру от 1000 до 2400 мм, по высоте от 5,8 до 8,8 м. В пылеуловителе имеются устройства, обеспечивающие контак-

тирование газа с маслом и отделение твердых и жидких частиц от газа. Оседающий в пылеуловителе шлам периодически удаляют, загрязненное масло заменяют.

Осушку газа на головных сооружениях осуществляют двумя способами: абсорбционным (с жидким поглотителем) и адсорбционным (с твердыми поглотителями). Газ после пылеуловителей попадает в абсорберы, где очищается от взвешенных капель жидкости и водяных паров путем активного контакта с абсорбентом, чаще всего диэтиленгликолем. В последнее время определенное значение приобретает осушка газа твердыми поглотителями. В качестве адсорбентов применяют активированную окись алюминия, флюорит, боксит, силикагель или другие реагенты. Установка такой осушки состоит из группы адсорберов (не менее двух), подогревателя газа и теплообменников. Влажный газ после очистки от пыли поступает в адсорбер, где проходит через один или несколько слоев адсорбента. Периодически часть адсорберов отключают от системы для регенерации адсорбента.

Для отделения от газа конденсата и воды с успехом используют низкотемпературную сепарацию, особенно при отборе газа из месторождений с высоким пластовым давлением. Газ из скважин без дросселирования подводят к установке и направляют во влагосборник для предварительной очистки. Затем в теплообменнике происходит его охлаждение холодным газом из сепаратора и выделение части жидкости в гидроуловитель. Далее, пройдя через штуцер, газ дросселируется, температура его снижается, и в следующем сепараторе оставшаяся жидкость выделяется. В процессе отбора влаги в газ вводят метанол или диэтиленгликоль во избежание образования кристаллогидратов. Наиболее перспективной в настоящее время считается низкотемпературная сепарация с впрыском ингибитора гидратообразования непосредственно в поток газа. Недостатком такой схемы является использование в ней громоздких и металлоемких теплообменников типа «труба в трубе». Более эффективны кожухотрубные теплообменники с впрыском диэтиленгликоля.

Для улавливания жидкости и твердых примесей, оставшихся в газе после очистных устройств, на головном участке магистрального газопровода врезают конденсатосборники и предусматривают дренажные устройства. Практика показала, что наиболее эффективно это делать на восходящих участках га-

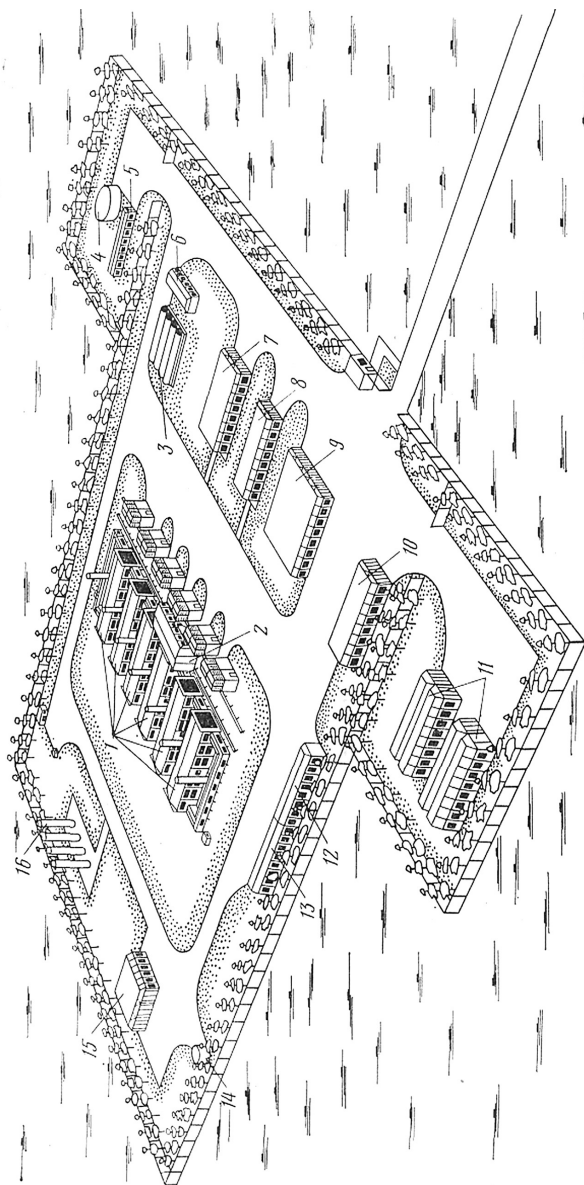
зопровода. Чтобы обнаруживать и предотвращать возможные утечки газа, перед подачей в магистральный газопровод ему придают специфический запах с помощью одорантов - веществ, обладающих резким запахом (этилмеркаптан, сульфид, метилмеркаптан, пропилмеркаптан и др.). Примерная среднегодовая норма расхода одоранта - 16 г на 1000 м<sup>3</sup> газа. Одорированный газ достаточно длительное время сохраняет приобретенное качество и доходит к потребителям почти с начальной степенью одоризации. Применяют одоризационные установки барботажные, с капельным одоризатором и др. В последнее время широко используются автоматические одоризационные установки. Учитывая, что одоранты - легкоиспаряющиеся горючие жидкости, при обращении с ними требуется строгое соблюдение мер безопасности.

Головная КС отличается от линейной тем, что на ее территории размещены все установки по подготовке газа к дальнейшей перекачке. Линейная часть газопровода представляет собой непрерывную трубу между отдельными КС, пересекающую на всем протяжении от начальной до конечной точек множество естественных и искусственных препятствий. Некоторые из этих препятствий показаны на рис. 1.1 (5, 6, 8, 9). Конечно, схема рис. 1.1. лишь очень условно и в минимальной мере отображает реальные условия действительной местности. Более детально они рассматриваются в дальнейших разделах.

Компрессорные станции представляют собой площадочный комплекс сооружений, включающий объекты: компрессорный цех, содержащий установки для компримирования (сжатия) газа, установки пылеуловителей, попутной очистки газа от вредных примесей, установки охлаждения газа (рис. 1.2).

Газораспределительные станции предназначены для снижения давления газа до уровня, необходимого потребителям газа (от 0,3 до 1,2 МПа). Кроме того, на ГРС осуществляется дополнительная очистка и осушка газа и, если степень одоризации недостаточна, - дополнительное введение одоранта. Давление газа в магистрали предусматривается в широком диапазоне - от 1 до 7,5 МПа, на выходе - от 0,3 до 1,2 МПа, иногда (при промышленном потреблении и разводке сети среднего давления) до 2,5 МПа. В зависимости от производительности ГРС подразделяются на две группы: первая группа рассчитана на малых и средних газопотребителей с расходом газа менее 250 тыс. м<sup>3</sup>/ч, вторая группа предназначена для круп-





**Рис. 1.2. Общий вид КС:**

1 – газоперекачивающие агрегаты; 2 – насосная мастерская; 3 – передвижная мастерская; 4 – резервуар для воды; 5 – насосная нулевого подъема; 6 – насосная мастерская; 7 – операторная; 8 – узел связи; 9 – электрозащитная и аккумуляторная; 10 – объемная трансформаторная подстанция; 11 – электростанция ПАЭС-1250; 12 – материальный склад; 13 – ремонтная мастерская; 14 – перекачивающая насосная станция; 15 – блок-бокс редуцирования газа; 16 – установка очистки газа

ных газопотребителей с расходом более 250 тыс. м<sup>3</sup>/ч.

На ГРС имеются следующие комплексы оборудования:

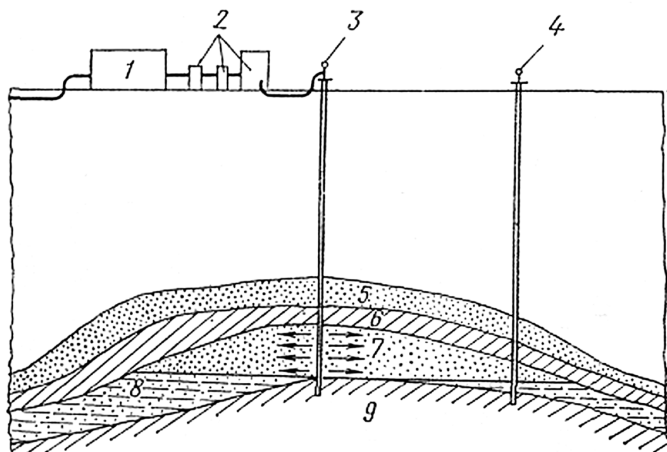
узлы очистки поступающего газа от пыли и жидкости, оборудуемые висциновыми фильтрами, масляными пылеуловителями или газовыми сепараторами;

узлы редуцирования, где давление газа снижается и автоматически поддерживается на заданном уровне с помощью регуляторов давления (РД) различной мощности;

узлы учета количества газа с камерными диафрагмами на выходных газопроводах и расходомерами-дифманометрами;

узлы-переключения с запорными устройствами для направления потоков газа непосредственно в выходные газопроводы по базисным линиям, минуя ГРС в аварийных ситуациях либо при ремонте установок; на выходных линиях устанавливают пружинные предохранительные клапаны, через которые в случае непредвиденного повышения давления в системе газ автоматически сбрасывается в атмосферу;

установки подогрева газа, чтобы предотвратить образование гидратных пробок; обычно для этого используются водогрейные котлы;



**Рис. 1.3. Схема подземного газохранилища:**

- 1 – КС; 2 – установка по подготовке газа; 3 – эксплуатационная скважина;  
4 – наблюдательная скважина; 5 – горные породы; 6 – верхний водоупор;  
7 – пласт-коллектор, заполненный газом; 8 – часть пласта, заполненная водой;  
9 – нижний водоупор

установки одорирования газа с одоризационными колонками и емкостями для одоранта;

внешние входные и выходные трубопроводы - гребенка с большим числом запорной арматуры;

устройства КИП и автоматики;

электрооборудование и регулирующие устройства электрохимической защиты прилегающей линейной части газопровода.

Все ГРС оборудуют автоматически действующими регулирующими клапанами в комплексе с регуляторами давления или пневмореле, расходомерами и другими установками.

Подземные хранилища газа обеспечивают регулирование сезонной неравномерности потребления газа. Сооружают их в выработанных нефтяных и газовых месторождениях, а также в благоприятных геологических структурах (водоносные пористые пласты). Для хранения газов хранилища сооружают в отложениях каменной соли. На рис. 1.3 изображена схема ПХГ в водоносном пласте.

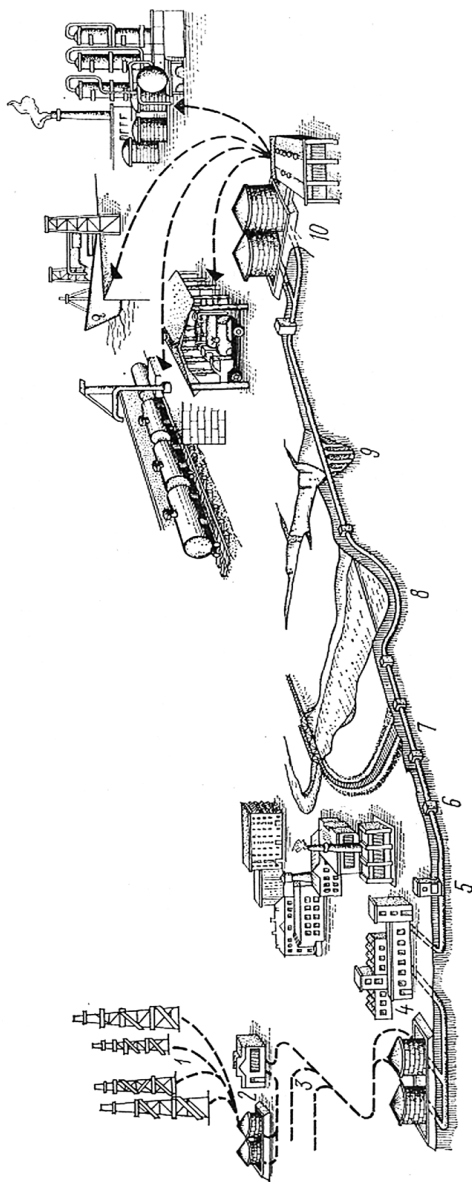
Магистральные нефтепровод и нефтепродуктопровод включают следующие группы сооружений (рис. 1.4):

головные, состоящие из головной насосной станции (ГНС), на которой происходит сбор и накапливание нефти и нефтепродуктов, предназначенных для дальнейшей транспортировки по магистральному трубопроводу, и подводящих трубопроводов, по которым перекачивается нефть с промысла или нефтепродукты с завода в резервуары головной станции;

линейную часть, состоящую из собственно трубопровода с ответвлениями и лупингами (лупинг - трубопровод, идущий параллельно с основным на некотором участке), запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные преграды, компенсаторами; установок электрохимической защиты; линии технологической связи (кабельные воздушные и радиорелейные); сооружения линейной службы эксплуатации; постоянных вдольтрассовых дорог и подъездов к ним; вдольтрассовых линий электропередач и других объектов; назначение линейных сооружений - обеспечение заданных режимов перекачки нефти или нефтепродукта;

промежуточные перекачивающие станции, которые принимают и направляют нефть и нефтепродукты далее по трубопроводу до следующей станции, к конечным и промежуточным распределительным пунктам;

конечные пункты, которыми при перекачке сырой нефти



**Рис. 1.4. Схема магистрального нефтепровода:**

1 – промысел; 2 – нефтесборный пункт; 3 – подводящие трубопроводы; 4 – головные сооружения; 5 – колодец пуска скребка; 6 – линейный колодец; 7 – переход под железной дорогой; 8 – переход через реку; 9 – переход через овраг; 10 – конечный распределительный пункт

обычно являются нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ); если в конце трубопровода находится группа заводов, то сооружают распределительную нефтебазу, на которой нефть учитывается, хранится и распределяется между заводами; конечным пунктом нефтепродуктопровода является крупная нефтебаза, снабжающая нефтепродуктами район или область.

На ГНС размещаются резервуарный парк, основная и подпорная насосные, внутривысочные трубопроводы, установка счетчиков, площадка запуска скребкового очистителя (на нефтепродуктопроводах - шаровых разделителей), помещение с фильтрами тонкой очистки, системы общего и оборотного водоснабжения, канализации, электроснабжения, здания административно-бытового и эксплуатационно-хозяйственного назначения, включая лабораторию, ремонтно-механическую мастерскую, склад горюче-смазочных материалов. Резервуарный парк предназначается для приемки и сдачи нефти и нефтепродуктов, разделения нефтепродуктов по сортам, а также для их приемки в случае аварийной остановки нефтепровода или нефтепродуктопровода. Промежуточные насосные станции отличаются от ГНС меньшим объемом резервуарного парка или его отсутствием.

Конечные пункты включают в основном емкости (резервуары) для приема поступающего продукта и подачи его на НПЗ или нефтебазы районного (областного) значения. Располагаются эти базы обычно в узлах железных дорог, вблизи морских и речных портов. На конечном пункте производятся следующие операции, характерные для крупной перевалочной нефтебазы: прием и учет нефтепродуктов, наполнение и хранение необходимых запасов их, перекачка на водный и железнодорожный транспорт, распределение нефтепродуктов районным потребителям.

### ***Конструктивные схемы линейной части трубопроводов***

Как уже отмечалось, линейная часть представляет непрерывную нить, сваренную из отдельных труб и уложенную вдоль трассы тем или иным способом. Линейная часть трубопровода прокладывается в разнообразных топографических, геологических, гидрогеологических и климатических условиях. Наряду с участками, обладающими большой несущей способностью, вдоль трассы часто встречаются участки с грунтами малой несущей способности, а также болотистые участки, уча-

стки многолетнемерзлых грунтов и др. Кроме того, магистральные трубопроводы пересекают значительное число естественных и искусственных препятствий (реки, озера, железные и шоссейные дороги), требующих соответствующих конструктивных решений, которые обеспечивают как надежную работу трубопровода, так и беспрепятственную эксплуатацию пересекаемых искусственных сооружений по их прямому назначению.

В настоящее время при сооружении магистральных трубопроводов применяют подземную, полуподземную, наземную и надземную схемы.

Подземная схема укладки является наиболее распространенной (98 % от общего объема сооружаемой линейной части). При подземной схеме (рис. 1.5, а) отметка верхней образующей трубы располагается ниже отметки дневной поверхности грунта. Полуподземная схема укладки (рис. 1.5, б) предусматривает сооружение трубопровода, при которой нижняя образующая трубы расположена ниже, а верхняя - выше дневной поверхности грунта. Наземная схема укладки (рис. 1.5, в) характеризуется тем, что нижняя образующая трубы имеет отметку на уровне дневной поверхности грунта или выше (на грунтовой подушке). При наземной укладке трубопровод обваловывается привозным или местным грунтом. Надземная схема укладки предусматривает сооружение трубопровода над землей (рис. 1.5, г) на опорных устройствах различного рода.

Вопрос о выборе схемы прокладки очень важен. От его правильного решения зависит надежность трубопровода. Выбор каждой схемы должен быть всесторонне обоснован. Так, при подземной схеме на участках с высоким сто-

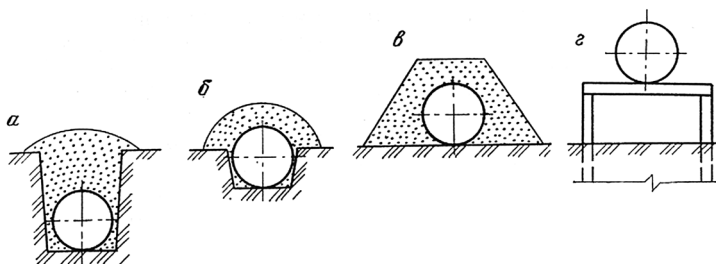


Рис. 1.5. Схемы укладки трубопроводов

янием грунтовых вод необходима специальная балластировка и надежное антикоррозионное покрытие, что значительно удорожает стоимость строительства. В этом случае следует подземную схему сравнить с другими возможными схемами и выбрать наиболее целесообразный вариант с учетом комплекса требований, предъявляемых к газопроводу на данном участке. Наземную и полуподземную схемы укладки иногда применяют в сильно обводненных и заболоченных районах. Недостатком ее является плохая устойчивость грунта насыпи, который оползает, а труба оголяется. Область применения полуподземной и наземной схем укладки более ограничена, чем подземной. Это объясняется тем, что устройство грунтового валика над трубой из параллельной канавы - резерва или из привозного грунта нарушает естественное состояние поверхности земли, естественный водосток, создает искусственное препятствие для движения транспорта. Применять полуподземную и наземную схемы укладки в густозаселенных районах, на сельскохозяйственных угодьях, как правило, нецелесообразно. Надземную схему укладки трубопроводов применяют в основном при переходах через искусственные и естественные препятствия, районы горных выработок, участки многолетнемерзлых грунтов. Ограниченное распространение надземной схемы укладки объясняется двумя причинами. Первая причина заключается в особом характере строительно-монтажных работ. Если укладки трубопроводов всех других видов могут быть почти полностью механизированы и выполняться как единый технологический процесс, то надземная укладка в силу особенностей конструкции надземного трубопровода существенно усложняет процесс строительства. Хотя при надземной схеме земляные работы почти исключаются, однако добавляются более сложные специальные работы по созданию опор, установке и закреплению трубы на опорах. Последние две операции требуют от строителей специальных профессиональных навыков, а также постоянного высокоточного геодезического обслуживания. Кроме того, при надземной укладке число кривых вставок намного превышает их число при других видах укладки. Вторая причина заключается в том, что расположение трубопровода над поверхностью земли создает дополнительное искусственное

препятствие. При большой протяженности надземного трубопровода требуется устройство значительного числа переездов для транспорта, а в северных районах - специальных проходов для животных. Поэтому надземную укладку на участках большой протяженности применяют только в тех случаях, когда укладка по другим схемам нецелесообразна.

### **1.1.2. Классификация магистральных трубопроводов и разделение их на категории**

В соответствии со СНиП 2.05.06-85 магистральные трубопроводы классифицированы следующим образом. Газопроводы подразделены на два класса: I класс - рабочее давление газа от 25 до 10 МПа включительно; II класс - газопроводы с рабочим давлением газа от 1,2 до 2,5 МПа включительно. Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы подразделены на четыре класса: I класс - при условном диаметре свыше 1000 до 1200 мм; II класс - при условном диаметре труб свыше 500 до 1000 мм включительно; III класс - при условном диаметре труб свыше 300 до 500 мм включительно; IV класс - трубопроводы с условным диаметром 300 мм и менее.

#### ***Разделение трубопроводов и их участков на категории***

Наряду с этой классификацией СНиП 2.05.06 - 85 устанавливает для магистральных трубопроводов категории (табл. 1.1), которые требуют обеспечения соответствующих прочностных характеристик на любом участке трубопровода, а также проведения ряда операций контрольного характера, связанных с проверкой качества сооружаемого трубопровода без исключения из такой проверки каких-либо участков.

Таблица 1.1

**Категории магистральных трубопроводов**

Трубопровод	Подземная укладка	Наземная укладка	Надземная укладка
Газопровод: диаметром менее 1200 мм	IV	III	III
диаметром 1200 мм и более	III	III	III
Нефтепровод и нефтепродуктопровод: диаметром менее 700 мм	IV	III	III
диаметром 700 мм и более	III	III	III



Приведенная классификация и категории трубопроводов определяют в основном требования, связанные с обеспечением прочности или неразрушимости труб. В северной природно-климатической зоне все трубопроводы относятся к III категории. Исходя из этих же требований, в СНиП 2.05.06 – 85 определены также и категории, к которым следует относить не только трубопровод в целом, но и отдельные его участки. Необходимость в такой классификации объясняется различием условий, в которых будет находиться трубопровод на тех или иных участках местности, и возможными последствиями в случае разрушения трубопровода на них. Так, если трубопровод проходит по равнине с плотными грунтами, то вероятность каких-либо неожиданных воздействий на трубопровод здесь очень мала. На трубопровод, пересекающий реку, могут в непредвиденных ситуациях (например, очень сильный паводок) действовать дополнительные гидродинамические силы, и трубопровод может разрушиться. При этом перекачиваемый продукт попадает в водоем. Если в первом случае (равнина) разрыв труб приведет к потере какого-то объема продукта, то во втором - к потере продукта и загрязнению реки. Причем в зависимости от вида продукта это загрязнение может привести к отравлению реки на значительном расстоянии от места аварии. Поэтому к таким участкам должны быть предъявлены более жесткие требования.

На основании опыта проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов были выработаны требования, которые необходимо предъявлять к различным участкам, подразделенным на категории.

### ***Классификация трубопроводов и их участков по сложности строительства***

Строителей магистральных трубопроводов перед началом строительства интересует вопрос: насколько сложным будет строительство, какие ресурсы (трудовые и технические) могут потребоваться при этом и т. п. Поэтому уже при проектировании необходимо достаточно точно определить уровень сложности строительства трубопровода.

Остановимся кратко на характеристике условий, определяющих сложность сооружения трубопровода. Очевидно, условия строительства могут изменяться от нормальных (для данного момента времени и соответствующей ему техники), т. е.

таких, при которых возможна организация непрерывного строительного потока, при наибольшей производительности строительных и монтажных подразделений, до крайне сложных, при которых, несмотря на все затрачиваемые усилия, темп строительного-монтажных работ значительно (иногда в несколько раз) снижается по сравнению с темпом работ при нормальных условиях. Даже на самой простейшей трассе при определенных обстоятельствах строительного-монтажные работы могут стать весьма сложными. Например, в период сильных дождей обычная равнинная трасса становится труднопроходимой, а иногда даже непроходимой для обычных машин. Однако такое состояние для данной трассы нехарактерно. На горной же трассе в любое время года сохраняются условия, которые значительно усложняют выполнение строительных-монтажных работ; то же можно сказать и о трассах трубопроводов в районах распространения болот и мерзлых грунтов.

Таким образом, сложными назовем участки, на которых в период всего строительства сохраняются условия, исключающие обычные, типовые для линейного строительства методы работ. На таких участках необходимы специальные машины и специальная технологическая схема ведения работ.

По сложности производства работ участки трассы подразделяются на три категории. К участкам I категории сложности относятся подводные и надводные переходы через реки, имеющие ширину по зеркалу воды более 50 м, болота II и III типов, барханные незакрепленные пески, отдельные продольные уклоны крутизной более 30° и протяженностью более 100 м, горные участки с чередованием подъемов и спусков крутизной от 10° и более, поворотов и наличием косогорных участков любой крутизны, вечномерзлые грунты. К участкам II категории сложности относятся подводные и надводные переходы через реки шириной по зеркалу воды до 50 м, закрепленные барханные пески, болота I типа, продольные уклоны крутизной до 30°, косогорные участки с боковой крутизной до 15°, подземные и воздушные переходы через железные дороги, отдельные продольные уклоны крутизной более 30° и протяженностью менее 100 м, овраги и балки. К участкам III категории сложности относятся участки, не вошедшие в I и II категории.

Определяя далее сложность трассы в целом, можно подразделить их на следующие типы:

при наличии в общей длине трассы более 50 % участков I и II категорий сложности, в том числе не менее 30 % I категории, - трасса особой сложности;

при наличии от 15 до 50 % участков I и II категорий сложности, в том числе не менее 10% I категории, - трасса повышенной сложности;

при наличии до 15 % участков I и II категорий сложности - трасса нормальной сложности.

Изучая характер трассы по топографическим картам, можно определить сложность трассы в целом и соответствующим образом готовиться к строительству такого трубопровода.

## **1.2. ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ИЗЫСКАНИЯ ТРАСС МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

### **1.2.1. Выбор наиболее выгодного способа транспорта нефтяных грузов**

Существуют три основных вида транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: водный, железнодорожный и трубопроводный. Природный газ транспортируется только по трубопроводам. Для перевозки природного газа между континентами, разделенными морями, применяется транспорт сжиженного (с температурой около – 160 °С) природного газа в специальных танкерах-метановозах. Рассмотрим особенности каждого вида транспорта.

Водный транспорт позволяет перевозить нефть, нефтепродукты и сжиженные газы (природный и нефтяной) в наливных баржах и танкерах, а также в мелкой таре в любом количестве. Если речь идет о речном транспорте, то водный путь, как правило, длиннее трассы трубопровода или железнодорожного пути. В некоторых случаях это существенно удорожает транспорт. Кроме того, речной транспорт носит ярко выраженный сезонный характер. Поэтому в пунктах налива и разгрузки судов необходимо сооружать дополнительные емкости для накопления нефтяных грузов на межнавигационный период или заменять водный транспорт железнодорожными перевозками.

Железнодорожным транспортом можно перевозить нефтяные грузы всех видов, в том числе и сжиженные нефтяные газы, в цистернах, бункерах и легкой таре. Использование железнодорожного транспорта при больших установившихся

нефтяных грузооборотах нецелесообразно из экономических соображений. Железная дорога - предпочтительный вид транспорта для перевозки мелких партий нефтепродуктов (в первую очередь масел, битумов). Железнодорожный транспорт хотя и не является непрерывным, но обладает меньшей степенью неравномерности работы по сравнению с водным транспортом, так как перевозки осуществляются круглый год.

Трубопроводы служат для транспортировки больших количеств нефти, нефтепродуктов и сжиженных нефтяных газов в одном направлении. Трубопроводный транспорт имеет следующие преимущества по сравнению с другими видами транспорта:

а) трасса трубопровода короче трасс других видов транспорта, причем трубопровод может быть проложен между любыми двумя пунктами на суше, находящимися на любом расстоянии друг от друга;

б) трубопроводный транспорт в отличие от других видов транспорта - непрерывный, что обеспечивает ритмичную работу поставщиков и бесперебойное снабжение потребителей, благодаря чему отпадает необходимость создания крупных запасов транспортируемого продукта на концах трассы;

в) потери нефти и нефтепродуктов при трубопроводном транспорте меньше, чем при перевозках другими видами транспорта;

г) трубопроводный транспорт наиболее механизированный и легче других поддается автоматизации.

К недостаткам трубопроводного транспорта относятся большой расход металла и «жесткость» трассы перевозок, т. е. невозможность изменения направления перевозок.

Кроме основных, перечисленных выше, видов транспорта большое значение имеет автомобильный транспорт. Нефтепродукты перевозят в специальных автоцистернах или в мелкой таре. Автотранспорт в основном используется для перевозки нефтепродуктов от крупных нефтебаз к мелким и далее к потребителям, а также для перевозки сжиженных нефтяных газов от пунктов выработки и газонаполнительных станций к потребителям. В этом случае применяются автоцистерны и баллоны, доставляемые на бортовых автомашинах. За рубежом сжиженный природный газ перевозят в специальных криогенных автоцистернах от заводов сжижения или от морских перевалочных баз сжиженного природного газа к

так называемым спутниковым базам, где сжиженный газ регазифицируют и по газораспределительным сетям подают потребителям.

### **1.2.2. Выбор наиболее выгодного способа транспортировки нефти и нефтепродуктов**

С возникновением новых промыслов или расширением старых, строительством нефтеперерабатывающих заводов и появлением новых районов потребления возникает необходимость в новых грузопотоках. Перед проектировщиками встает задача выбора наилучшего способа осуществления нового грузопотока. Таким образом, необходимо определить оптимальный способ транспортировки нефти и нефтепродуктов. Существует много показателей, по которым можно сравнивать разные способы транспорта: экономические, металлоемкость, ритмичность работы и т. д. Выбор того или иного вида транспорта осуществляется технико-экономическим сравнением вариантов. К важнейшим экономическим показателям относятся капитальные затраты и эксплуатационные расходы, которые обозначим соответственно  $K$  и  $\mathcal{E}$ . К капитальным затратам относится стоимость оборудования, материалов, работ по сооружению объекта. В состав эксплуатационных расходов входят отчисления на амортизацию, текущий ремонт, заработная плата, плата за электроэнергию, топливо, воду и т. д. Капитальные затраты считаются единовременными и измеряются:  $K$  — [руб.]. Эксплуатационные расходы — текущие, распределенные во времени, единица измерения:  $\mathcal{E}$  — [руб/год].

Если при сравнении двух вариантов окажется, что у одного из них капитальные и эксплуатационные расходы меньше, чем у другого, т. е. если выполняется условие  $K_1 < K_2$  и  $\mathcal{E}_1 < \mathcal{E}_2$ , то выгодность первого варианта очевидна.

Обсуждению подлежит случай, когда  $K_1 > K_2$  и  $\mathcal{E}_1 > \mathcal{E}_2$ .

Если в этом случае принять к исполнению второй вариант, то по сравнению с первым получим экономию в эксплуатационных расходах.

Но при этом возникнет перерасход капитальных вложений  $K_1 - K_2$ .

Отношение перерасхода капитальных вложений к экономии эксплуатационных расходов представляет собой срок окупаемости и обозначается:

$$T = \frac{K_2 - K_1}{\mathcal{E}_1 - \mathcal{E}_2} \quad (1.1)$$

Величина, обратная сроку окупаемости, называется коэффициентом эффективности и обозначается:

$$E = \frac{\mathcal{E}_1 - \mathcal{E}_2}{K_2 - K_1} \quad (1.2)$$

Коэффициент эффективности — это экономия эксплуатационных расходов, приходящихся на рубль излишне вложенных затрат.

Второй вариант будет выгоднее первого в том случае, когда коэффициент эффективности окажется достаточно большим (или срок окупаемости — достаточно малым). Вопрос о том, что значит «достаточно большой» или «достаточно малый» решается сопоставлением полученных значений  $E$  и  $T$  с нормированным коэффициентом эффективности  $E_H$  или нормативным сроком окупаемости  $T_H$ . При этом условие предпочтительности варианта с меньшими эксплуатационными расходами может быть записано в следующем виде:

$$\frac{\mathcal{E}_1 - \mathcal{E}_2}{K_2 - K_1} \geq E_H; \quad \frac{K_2 - K_1}{\mathcal{E}_1 - \mathcal{E}_2} \leq T_H \quad (1.3)$$

Тогда

$$\mathcal{E}_2 + E_H K_2 \leq \mathcal{E}_1 + E_H K_1 \quad (1.4)$$

Смысл последнего выражения следующий: выгоднее тот вариант, у которого сумма  $\mathcal{E} + E_H K$  меньше. Величина  $\mathcal{E} + E_H K$  называется приведенными затратами и обозначается  $\Pi$ .

Следовательно, предпочтителен вариант с меньшими приведенными затратами. При выборе оптимального варианта должно выполняться условие  $\Pi_1 \leq \Pi_2$ .

Следует отметить, что при выборе оптимального варианта транспортировки нефтяных грузов расчет капитальных и экс-

плуатационных затрат ведется по укрупненным показателям, что, естественно, предполагает ограниченную точность результатов. Если получающиеся при расчетах значения приведенных затрат по двум вариантам близки, то, пользуясь известными методами математической статистики, необходимо определить доверительные интервалы, а в случае их частичного наложения друг на друга - использовать дополнительные критерии оптимальности для выбора варианта, например, металлоемкость, надежность и др.

### **1.2.3. Порядок проектирования магистральных трубопроводов**

Необходимость строительства трубопроводов выявляется в процессе разработки планов развития нефтяной и газовой промышленности при переходе экономики на рыночные механизмы, а также при спросе на снабжение нефтепродуктами и газом промышленных и сельскохозяйственных предприятий и населения страны. Проектирование и строительство магистральных трубопроводов производится, исходя из схем размещения и развития нефтяной и газовой промышленности и трубопроводного транспорта, а также из схем размещения производительных сил по экономическим районам. В задании на проектирование указываются следующие основные данные:

- назначение трубопровода;

- годовая пропускная способность с разбивкой по очередям строительства;

- для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов перечень нефтей и нефтепродуктов, подлежащих последовательной перекачке, с указанием числа каждого сорта;

  - характеристики всех нефтей и нефтепродуктов;

  - направление трубопровода, т. е. указание начального, конечного, а в случае необходимости промежуточных пунктов;

  - перечень пунктов путевого сброса или подкачки продуктов с указанием количеств по сортам;

  - сроки начала и окончания строительства по очередям;

  - наименование проектировщика и генерального подрядчика;

  - сроки представления технической документации по стадиям проектирования.

Проектирование трубопровода ведется, как правило, в две стадии: технический проект и рабочие чертежи.

На стадии технического проекта производятся все необхо-

# СОДЕРЖАНИЕ

## ГЛАВА 1

<b>МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ .....</b>	<b>5</b>
1.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ	
О МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ .....	5
1.1.1. Состав магистральных трубопроводов	
и их конструктивные схемы .....	5
<i>Состав магистральных трубопроводов .....</i>	<i>5</i>
<i>Конструктивные схемы линейной части трубопроводов .....</i>	<i>14</i>
1.1.2. Классификация магистральных трубопроводов и разделение	
их на категории .....	17
<i>Разделение трубопроводов и их участков на категории .....</i>	<i>17</i>
<i>Классификация трубопроводов и их участков</i>	
<i>по сложности строительства .....</i>	<i>18</i>
1.2. ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА	
И ИЗЫСКАНИЯ ТРАСС МАГИСТРАЛЬНЫХ	
ТРУБОПРОВОДОВ .....	20
1.2.1. Выбор наиболее выгодного способа	
транспорта нефтяных грузов .....	20
1.2.2. Выбор наиболее выгодного способа	
транспортировки нефти и нефтепродуктов .....	22
1.2.3. Порядок проектирования	
магистральных трубопроводов .....	24
1.2.4. Изыскания трассы	
и площадок станций .....	25
1.2.5. Геологические, гидрологические	
и геофизические изыскания .....	32
1.2.6. Сбор климатологических	
и гидрометрических данных .....	33
1.2.7. Прочие изыскания .....	34
<i>Изыскания по энергоснабжению</i>	
<i>перекачивающих станций .....</i>	<i>34</i>
<i>Изыскания по водоснабжению и канализации .....</i>	<i>34</i>
1.2.8. Отвод земель .....	35
1.3. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА	
ОТДЕЛЬНЫХ ВИДОВ РАБОТ	
ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТРУБОПРОВОДА .....	36
1.3.1. Подготовительные работы .....	36
1.3.2. Погрузка, разгрузка,	
складирование и перевозка труб .....	43
1.3.3. Земляные работы .....	54
1.3.4. Защита нефтепроводов от подземной коррозии нанесением	
покрытий .....	67
<i>Очистка поверхности нефтепроводов .....</i>	<i>68</i>
<i>Приготовление грунтовки и грунтование</i>	
<i>поверхности нефтепроводов .....</i>	<i>69</i>
<i>Приготовление защитных антикоррозионных</i>	
<i>покрытий и изоляция нефтепроводов .....</i>	<i>71</i>
<i>Изоляция трубопроводов битумными покрытиями .....</i>	<i>74</i>



1.3.5. Укладка трубопровода в траншею .....	80
1.3.6. Балластировка и закрепление трубопровода .....	87
1.3.6.1. Конструкции и способы балластировки и закрепления трубопроводов .....	87
1.3.6.2. Организация и технология производства работ .....	104
1.3.7. Очистка внутренней полости и испытание трубопроводов на прочность и плотность .....	111
1.3.7.1. Схемы очистки внутренней полости трубопровода .....	112
1.3.7.2. Испытательное давление .....	116
<b>1.4. РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ НА ОБЪЕКТАХ ТРУБОПРОВОДОВ .....</b>	<b>123</b>
1.4.1. Виды ремонтных работ на линейной части МТ .....	123
1.4.2. Последовательность и содержание работ при капитальном ремонте МТ с заменой изоляции .....	125
1.4.3. Технология производства ремонтных работ на линейной части магистральных трубопроводов .....	142
1.4.3.1. Текущий ремонт по восстановлению стенки трубы .....	142
Технология установки композитной муфты .....	147
Технология установки приварных муфт .....	148
1.4.3.2. Ремонт дефекта с вырезкой «катушки» .....	149
1.4.4. Противокоррозионная защита трубопроводов .....	166
1.4.5. Аварийно-восстановительные работы на магистральных трубопроводах .....	175

## ГЛАВА 2

### **НАСОСНЫЕ И КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ ..... 188**

2.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О НАСОСНЫХ (НС) И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ (КС) .....	188
2.1.1. Назначение и классификация НС и КС .....	188
2.1.2. Генеральные планы и состав сооружений станций .....	190
2.1.2.1. Основное и вспомогательное .....	194
технологическое оборудование насосных станций .....	194
2.1.2.2. Основное и вспомогательное .....	201
технологическое оборудование компрессорных станций .....	201
2.1.3. Компонировка насосных и компрессорных цехов .....	205
2.1.4. Элементы и узлы наземной части зданий НС и КС .....	213
2.1.5. Компонировочные и конструктивные решения НС и КС в комплектно-блочном исполнении и в исполнении из крупнообъемных блоков (суперблоков) .....	218

2.1.6. Основания и фундаменты под технологическое оборудование .....	221
2.1.6.1. Фундаменты зданий насосных и компрессорных станций .....	221
2.1.6.2. Фундаменты перекачивающих агрегатов и технологического оборудования насосных и компрессорных станций .....	223
2.1.7. Инженерное обеспечение объектов НС и КС .....	231
2.1.7.1. Отопление .....	231
2.1.7.2. Вентиляция .....	232
2.1.7.3. Водоснабжение .....	233
2.1.7.4. Канализация .....	235
2.1.7.5. Электрооборудование .....	235
2.2. ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НС И КС .....	236
2.2.1. Состав и последовательность подготовительных работ .....	236
2.2.2. Определение объемов земляных работ. Технология производства земляных работ .....	241
2.2.3. Особенности производства СМР в зимнее время .....	251
Земляные работы .....	251
Бетонные работы .....	251
Каменные работы .....	253
Кровельные работы .....	257
Монтажные работы .....	258
2.2.4. Строительство объектов нулевого цикла .....	258
Земляные работы .....	258
Устройство оснований .....	261
Устройство монолитных фундаментов .....	262
Монтаж сборных фундаментов .....	265
Устройство свайных фундаментов .....	266
Устройство фундаментов под колонны .....	267
Приемка фундаментов под газоперекачивающие агрегаты, оборудование и трубопроводы .....	270
2.2.5. Строительство зданий .....	273
2.2.5.1. Модели и графики возведения компрессорных и нефтеперекачивающих станций .....	273
2.2.5.2. Методы монтажа основных зданий НС и КС .....	279
2.2.6. Транспортировка блок-боксов и крупнообъемных блоков (суперблоков) .....	289
2.2.7. Погрузочно-разгрузочные работы при сооружении блочно-комплектных насосных и компрессорных станций .....	293
2.3. ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА НПС И КС .....	298
2.3.1. Техническое обслуживание и ремонт нефтеперекачивающих станций .....	299
2.3.1.1. Организация и планирование работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования по фактическому техническому состоянию .....	303
2.3.1.2. Порядок передачи в ремонт и приемки из ремонта оборудования .....	308

2.3.1.3. Контроль работоспособности агрегата .....	308
2.3.1.4. Типовой объем работ по техническому обслуживанию .....	311
2.3.1.5. Типовой объем работ при текущем ремонте .....	312
2.3.1.6. Типовой объем работ при среднем ремонте .....	313
2.3.1.7. Типовой объем работ при капитальном ремонте .....	316
2.3.1.8. Нормативы технического обслуживания и ремонта .....	317
2.3.1.9. Контроль работоспособности, техническое обслуживание и ремонт оборудования систем смазки и охлаждения .....	317
Типовой объем работ по техническому обслуживанию .....	319
Типовой объем работ при текущем ремонте .....	319
Типовой объем работ при капитальном ремонте .....	320
2.3.1.10. Контроль работоспособности, техническое обслуживание и ремонт компрессоров .....	321
2.3.1.11. Технологические трубопроводы .....	324
2.3.1.12. Контроль работоспособности технологических устройств .....	327
2.3.1.13. Блок регуляторов давления .....	327
2.3.1.14. Система сглаживания волн давления типа аркрон 1000 или УСВД 1220Р .....	328
2.3.1.15. Фильтры-грязеуловители .....	329
2.3.1.16. Система откачки утечек .....	331
2.3.2. Техническое обслуживание и ремонт газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом .....	331
2.3.2.1. Основные положения и виды технического обслуживания ГПА .....	331
2.3.2.2. Планирование и подготовка агрегата к ремонту .....	333
2.3.2.3. Вывод газоперекачивающего агрегата в ремонт .....	335
2.3.2.4. Виды дефектов и неразрушающий контроль ГПА .....	337
2.3.2.5. Организация ремонта лопаточного аппарата осевого компрессора .....	342
2.3.2.6. Балансировка и балансировочные станки .....	345
2.3.2.7. Закрытие агрегата после ремонта и его опробование .....	348
2.4. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ГПА .....	352
2.4.1. Трибодиагностика .....	352
2.4.2. Диагностика на основе анализа продуктов износа в продуктах сгорания .....	354
2.4.3. Диагностика температурного состояния деталей .....	355
2.4.4. Метод акустической эмиссии .....	356
2.4.5. Радиография .....	356
2.4.6. Вибрационная диагностика .....	357
2.4.7. Акустическая диагностика .....	358
2.4.8. Методы параметрической диагностики .....	359
2.4.9. Классификация неисправностей оборудования .....	359

## ГЛАВА 3

### **РЕЗЕРВУАРЫ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ И СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ ..... 364**

3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О НЕФТЕБАЗАХ И РЕЗЕРВУАРАХ .....	364
3.1.1. Назначение и классификация нефтебаз. Определение их вместимости .....	364
3.1.2. Основные свойства хранимых нефтепродуктов и жидких углеводородных газов .....	374
3.1.3. Технические операции, проводимые на нефтебазах .....	384
3.1.4. Назначение и классификация резервуарных конструкций. Выбор типа резервуара .....	396
3.2. ОПИСАНИЕ РЕЗЕРВУАРНЫХ КОНСТРУКЦИЙ .....	398
3.2.1. Стальные вертикальные цилиндрические резервуары со стационарными покрытиями .....	398
3.2.2. Стальные вертикальные цилиндрические резервуары с плавающей крышей .....	403
3.2.3. Горизонтальные цилиндрические резервуары .....	408
3.2.4. Каплевидные резервуары .....	410
3.2.5. Шаровые резервуары .....	412
3.2.6. Подземные хранилища газа .....	417
3.2.7. Конструкции оснований и фундаментов под резервуары .....	425
3.2.8. Основное оборудование РВС .....	436
3.3. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ .....	444
3.3.1. Статистический анализ причин отказов резервуарных конструкций .....	447
3.3.2. Методы и технические средства диагностирования элементов конструкции резервуара .....	453
3.3.2.1. Тепловая дефектоскопия .....	454
3.3.2.2. Магнитная дефектоскопия .....	462
3.3.2.3. Электроиндуктивный метод обнаружения дефектов в резервуарных конструкциях .....	465
3.3.2.4. Акустические методы диагностирования .....	468

## ГЛАВА 4

### **ВИДЫ СВАРКИ ..... 473**

4.1. РУЧНАЯ ЭЛЕКТРОДУГОВАЯ СВАРКА .....	473
4.1.1. Технология ручной дуговой сварки .....	473
4.1.2. Оборудование для ручной дуговой сварки .....	489
4.1.2.1. Источники питания для ручной дуговой сварки .....	489
4.1.2.2. Требования к источникам тока при сварке трубопроводов .....	490

4.1.2.3. Агрегаты с коллекторными генераторами .....	492
4.1.2.4. Агрегаты с вентиляльными генераторами .....	494
4.1.2.5. Агрегаты со сварочными выпрямителями .....	498
4.2. СВАРКА ПОД ФЛЮСОМ ПОВОРОТНЫХ СТЫКОВ .....	501
4.2.1. Технология сварки под флюсом поворотных стыков на трубосварочных базах .....	501
4.2.2. Оборудование для сварки под флюсом поворотных стыков на трубосварочных базах .....	515
4.3. СТЫКОВАЯ КОНТАКТНАЯ СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ ...	528
4.3.1. Технология и организация стыковой контактной сварки трубопроводов .....	528
4.3.2. Оборудование для стыковой контактной сварки .....	537
4.4. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ДУГОВАЯ СВАРКА НЕПОВОРОТНЫХ СТЫКОВ ТРУБОПРОВОДОВ ПОРОШКОВОЙ ПРОВОЛОКОЙ С ПРИНУДИТЕЛЬНЫМ ФОРМИРОВАНИЕМ ШВА .....	549
4.4.1. Технология автоматической дуговой сварки порошковой проволокой .....	549
4.4.2. Оборудование для сварки порошковой проволокой стыков магистральных трубопроводов .....	553
4.5. ПОЛУАВТОМАТИЧЕСКАЯ СВАРКА ТРУБ ПРОЦЕССОМ STT .....	559
4.5.1. Технология полуавтоматической сварки труб процессом STT .....	559
4.5.2. Сварка корневого шва неповоротных стыков труб .....	560
4.5.3. Техника сварки .....	561
4.6. АВТОМАТИЧЕСКАЯ СВАРКА ТРУБ В СРЕДЕ ЗАЩИТНЫХ ГАЗОВ КОМПЛЕКСОМ CRC-EVANS AW .....	564
4.6.1. Технология автоматической сварки труб комплексом CRC-Evans AW .....	564
4.6.2. Оборудование сварочного комплекса CRC-Evans AW .....	568
4.7. ПОЛУАВТОМАТИЧЕСКАЯ СВАРКА САМОЗАЩИТНОЙ ПОРОШКОВОЙ ПРОВОЛОКОЙ ТИПА ИННЕРШИЛД .....	577
4.7.1. Технология полуавтоматической сварки самозащитной порошковой проволокой типа Иннершилд .....	577
4.7.2. Оборудование и режимы сварки проволокой типа Иннершилд .....	586
4.8. СВАРКА ЗАХЛЕСТОВ И РАЗНОТОЛЩИННЫХ СОЕДИНЕНИЙ .....	587
4.8.1. Сварка захлестов .....	587
4.8.2. Сварка разнотолщинных соединений труб .....	589
4.9. РЕМОНТ СТЫКОВ С ПОМОЩЬЮ СВАРКИ .....	592
4.10. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА КОЛЬЦЕВЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ .....	595
4.11. ТИПЫ ДЕФЕКТОВ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ .....	597

## ГЛАВА 5

### **ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ ..... 602**

5.1. ОСНОВНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ .....	602
5.2. ОСНОВНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ .....	610
5.3. МЕТОДЫ ПРОКЛАДКИ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ .....	613
5.4. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ .....	623
5.5. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ .....	633
5.6. ДИАГНОСТИКА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ НЕФТЕПРОВОДОВ .....	637

## ГЛАВА 6

### **МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ ..... 640**

6.1. ТРУБОУКЛАДЧИКИ .....	640
6.2. МАШИНЫ ДЛЯ ОЧИСТКИ И ИЗОЛЯЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ ПЛЕНКАМИ ТИПА ОМ .....	648
6.3. МАШИНЫ ДЛЯ АВАРИЙНО- ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ .....	651
6.4. МОБИЛЬНЫЕ РЕМОНТНЫЕ КОМПЛЕКСЫ .....	653
6.5. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗО- И НЕФТЕПРОВОДОВ .....	655
6.6. УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЦЕНТРИРОВАНИЯ ТРУБ «ГАКС-ЦТР» .....	662
6.7. МАШИНА ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ «ГАКС-МИ» .....	662
6.8. МАШИНА ДЛЯ СБОРА И ТРАНСПОРТИРОВКИ ЖИДКОСТЕЙ ДТ-ЗОП-14 .....	663
6.9. МАШИНА ПОДЪЕМНО-ТРАНСПОРТНАЯ С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ КРАНОМ КС-4372Б .....	663
6.10. АГРЕГАТЫ ДЛЯ СБОРА И ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ И КОНДЕНСАТА .....	664
6.11. ПЕРЕДВИЖНЫЕ НАСОСНЫЕ АГРЕГАТЫ ПНА-2, ПНА-2А И ПНА-2М .....	669
6.12. ЭКСКАВАТОРНЫЕ УСТАНОВКИ СБТТ-4Э И ГТ-Э .....	670
6.13. МАШИНЫ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ .....	670

## ГЛАВА 7

**ГОРОДСКИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ****СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ..... 676**

ОБЩИЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ .....	676
7.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРОДСКИХ ГАЗОПРОВОДОВ .....	683
7.2. СХЕМЫ ГОРОДСКИХ МНОГОСТУПЕНЧАТЫХ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ .....	685
7.3. МАТЕРИАЛЫ, ТРУБЫ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ ГРС .....	695
7.3.1. Стальные трубы .....	695
7.3.2. Физико-механические свойства полиэтиленовых труб .....	696
7.3.3. Сшитый полиэтилен .....	698
7.3.4. Классификация и определения для полиэтиленовых труб .....	699
7.3.5. Основные параметры и размеры полиэтиленовых труб .....	700
7.3.6. Соединительные детали из полиэтилена .....	701
7.3.7. Полиэтиленовые армированные трубы .....	703
7.3.8. Транспортировка и хранение труб и деталей .....	705
7.3.9. Запорная арматура и устройства .....	707
7.4. ТЕХНОЛОГИЯ СОЕДИНЕНИЯ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ И ДЕТАЛЕЙ .....	718
7.4.1. Технология сварки полиэтиленовых труб соединительными деталями с закладными нагревателями .....	720
7.4.2. Технология сварки встык нагретым инструментом .....	724
7.5. ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ГАЗОПРОВОДОВ ИЗ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ .....	727
7.5.1. Общие положения по производству работ .....	727
7.5.2. Подготовительные и земляные работы .....	729
7.5.3. Технология укладки газопроводов из полиэтиленовых труб .....	734
7.5.4. Технология строительства сетей газоснабжения из длинномерных полиэтиленовых труб .....	739
7.5.5. Балластировка полиэтиленовых трубопроводов .....	742
7.6. ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ. ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ УСТАНОВКИ .....	746
7.6.1. Газорегуляторные пункты блочные .....	746
7.6.2. Технологические схемы оборудования ГРП и ГРУ .....	747

7.6.3. Регуляторы давления газа .....	752
7.7. СХЕМЫ ОБВЯЗОЧНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ .....	757

## ГЛАВА 8

### **ОХРАНА ТРУДА..... 761**

8.1. ОХРАНА ТРУДА ПРИ СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ И РЕМОНТНЫХ РАБОТАХ .....	761
8.1.1. Погрузочно-разгрузочные работы, перемещение тяжестей и транспортирование грузов .....	761
8.1.2. Сварочные работы .....	767
8.1.3. Земляные работы и прокладка трубопроводов .....	772
8.2. ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ .....	775
8.2.1. Действие электрического тока на организм человека. Классификация электроустановок по степени опасности поражения электрическим током .....	775
8.2.2. Опасности, вызванные соприкосновением с токоведущими частями .....	782
8.2.3. Основные защитные мероприятия, обеспечивающие безопасную эксплуатацию электроустановок .....	784
8.2.4. Требования техники безопасности при обслуживании электроустановок объектов бурения, добычи, сбора и транспорта нефти и газа .....	795
8.3. ОСНОВЫ ПОЖАРНОЙ ПРОФИЛАКТИКИ .....	799
8.3.1. Пожарная опасность .....	799
8.3.2. Процессы горения .....	800
8.3.3. Характеристика пожарной опасности горючих веществ .....	802
8.3.4. Импульсы воспламенения .....	804
8.3.5. Характеристика материалов и конструкций по возгораемости .....	805
8.3.6. Огнестойкость промышленных зданий и сооружений .....	806
8.3.7. Классификация производств и производственных объектов по взрыво- и пожароопасности .....	807
8.4. ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ .....	811
8.4.1. Общие меры по обеспечению пожарной безопасности .....	811
8.4.2. Меры по обеспечению пожарной безопасности отдельных технологических процессов .....	813
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	821