

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
ГОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский
политехнический университет»
Институт природных ресурсов

СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И
ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Томск-2012

УДК 622.692(075.8)
ББК 39.77я73
К806

К806 Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Составители: Крец В.Г., Шадрина А.В., Антропова Н.А. Учебное пособие.- Томск: Изд. ТПУ, 2012. – 386 с.
ISBN5-98298-275-X

Учебное пособие содержит системное изложение вопросов сооружения и эксплуатации газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Освещены место и роль нефтегазового комплекса в современной мировой и российской экономике. Приведены технология и техника транспорта и хранения нефти, газа и нефтепродуктов, Для различных условий описаны технологии сооружения газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Даны сведения о техническом обслуживании и ремонте нефтегазовых объектов.

Учебное пособие выполнено на кафедре Транспорта и хранения нефти и газа Института природных ресурсов ГОУ ВПО НИ Томский политехнический институт и предназначено для студентов не нефтяных специальностей: «Экономика и управление на предприятии (нефтяной и газовой промышленности)» и др. Может быть использовано учащимися, слушателями и студентами нефтяного профиля.

УДК 622.692(075.8)
ББК 39.77я73

Рекомендовано к печати Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета

Рецензенты: Профессор каф.ТПИМ НИ ТПУ, д.т.н.	Л.А. Саруев
ООО «Толеро Петролеум», руководитель	
Производственно-технического департамента	М.А. Князев
Доцент каф. Менеджмента ИФЭ НИ ТПУ, к.т.н.	А.М. Клёнин

ISBN 5-98298-275-X

© Крец В.Г., Шадрина А.В., Антропова Н.А., 2012
© Томский политехнический университет, 2012
© Оформление. Издательство Томского
политехнического университета, 2012

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. Нефтегазовый комплекс в современной мировой и российской экономике.....	10
1.1. Динамика нефтегазовой трубопроводной транспортной системы.....	10
1.2. Проблемы современного состояния нефтегазостроительного комплекса.....	18
2. Транспорт нефти, газа и нефтепродуктов.....	18
2.1. Способы транспортирования нефти, нефтепродуктов и газа.....	18
2.1.1. Железнодорожный транспорт.....	19
2.1.2. Водный транспорт.....	20
2.1.3. Автомобильный транспорт.....	21
2.1.4. Трубопроводный транспорт.....	22
2.1.5. Воздушный транспорт.....	23
2.2. Трубопроводный транспорт нефти.....	23
2.2.1. Свойства нефти, влияющие на технологию ее транспорта.....	23
2.2.2. Классификация нефтепроводов.....	26
2.2.3. Объекты и сооружения магистрального нефтепровода(МН).....	29
2.2.4. Технологические схемы перекачки нефти.....	36
2.2.5. Назначение, способы подогрева и теплоносители.....	38
2.2.6. Перекачка высоковязких и высокостыствующих нефтей и нефтепродуктов.....	39
2.2.7. Потери нефти и нефтепродуктов.....	43
2.3. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов.....	46
2.3.1. Свойства нефтепродуктов, влияющие на технологию их транспорта(1,2).....	46
2.3.2. Особенности трубопроводного транспорта нефтепродуктов.....	48
2.4. Трубопроводный транспорт газа.....	51
2.4.1.Свойства газов, влияющие на технологию их транспорта.....	51
2.4.2. Классификация магистральных газопроводов.....	52
2.4.3. Основные объекты и сооружения магистрального газопровода.....	52
2.4.4. Особенности трубопроводного транспорта сжиженных газов.....	58
2.5. Нефтегазопромысловый трубопроводный транспорт.....	61
2.5.1. Системы сбора нефти на промыслах.....	61
2.5.2. Системы сбора на месторождениях Западной Сибири.....	64
2.5.3. Система сбора и подготовки нефти (ОАО Сургутнефтегаз).....	68
2.5.4. Системы промыслового сбора природного газа.....	70
2.6. Гидравлические расчёты магистральных нефтепроводов (3, 5, 7, 19).....	74
2.6.1. Основные факторы, влияющие на перекачку жидкостей.....	74
2.6.2. Трасса трубопровода и ее профиль.....	75
2.6.3.Гидравлический уклон.....	77
2.6.4. Гидравлический расчет трубопроводов.....	77
2.6.5. Характеристика трубопровода.....	81

2.6.6. Совмещенная характеристика насоса и трубопровода	82
2.6.7. Расчет сложных трубопроводов	83
2.7. Технологический расчет магистрального нефтепровода (методика, задание, пример расчета).....	86
2.7.1. Введение	86
2.7.2. Основные понятия.....	89
2.7.3. Задание	91
2.7.4. Расчёт основного насоса	94
2.7.5. Расчёт подпорного магистрального насоса.....	100
2.7.6. Пересчёт характеристик основного и подпорного насоса с воды на вязкую жидкость	101
2.7.7. Расстановка насосных станций по трассе нефтепровода	106
2.7.8. Расчёт некоторых технико-экономических показателей работы нефтепроводного предприятия	115
2.7.9. Пример расчёта	117
2.8. Конструктивные решения прокладки магистральных трубопроводов	137
2.8.1. Прокладка трубопроводов.....	137
2.8.2. Компенсация тепловых удлинений трубопроводов	140
2.8.3. Компенсаторы(7)	141
2.8.4. Опоры трубопроводов.....	143
2.8.5. Расчет трубопроводов на прочность (7).....	148
2.9. Сортамент труб и элементы трубопроводных конструкций	152
2.9.1. Сортамент труб	152
2.9.2. Конструкция морских трубопроводов	154
2.9.3. Рукава	160
2.9.4. Соединения труб.....	160
2.9.5. Прокладки для фланцевых соединений.....	162
2.10. Арматура газонефтепроводов	162
2.10.1. Основные термины и определения	163
2.10.2. Классификация арматуры	164
2.10.3. Запорная арматура.....	167
2.10.4. Приводы запорной трубопроводной арматуры.....	177
2.10.5. Размещение запорной арматуры на трубопроводах.....	178
2.10.6. Предохранительная и защитная арматура	178
3. Хранение нефти, нефтепродуктов и газа	180
3.1. Хранение и распределение нефти и нефтепродуктов.....	180
3.1.1. Классификация нефтебаз.....	180
3.1.2. Хранение нефти	182
3.1.3. Хранение газа	188
3.1.4. Насосы и насосные станции нефтебаз.....	189
3.1.5. Подземное хранение нефтепродуктов.....	191
3.2. Хранение и распределение газа.....	192
3.2.1. Газораспределительные сети	192

3.2.2. Газорегуляторные пункты.....	194
3.2.3. Сжиженный углеводородные газы в системе газоснабжения	195
4. Объекты и сооружения транспорта и хранения нефти и газа	196
4.1.1. Принципиальная технологическая схема КС.....	196
4.3.1. Технологическое оборудование и сооружения НПС.....	202
5. Сооружение газонефтепроводов и газонефтехранилищ	206
5.1. Технология и организация выполнения работ подготовительного периода	206
5.2. Основные и завершающие работы строительно-монтажных работ для линейной части магистрального трубопровода	211
5.3. Транспортные работы.....	215
5.4. Земляные работы	221
5.5. Изоляционно-укладочные работы.....	236
5.6. Прокладка трубопроводов в горных условиях.....	243
5.7. Прокладка трубопроводов в районах шахтных разработок.....	247
5.8. Прокладка трубопроводов в сейсмических районах	247
5.9. Прокладка трубопроводов в районах вечномерзлых грунтов.....	248
5.10. Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия	249
5.10.1. Подводные переходы трубопроводов через водные преграды	249
5.10.2. Подземные переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги	258
5.10.3. Надземная прокладка трубопроводов.....	263
5.10.4. Монтаж запорной арматуры.....	268
5.10.5. Монтаж стальных вертикальных резервуаров.....	269
5.10.6. Прием в эксплуатацию законченных строительством трубопроводов	276
6. Техническое обслуживание и ремонт нефтегазовых объектов.....	278
6.1. Защита трубопроводов от коррозии.....	278
6.2. Контроль и диагностика оборудования трубопроводов	281
6.2.1. Контроль и диагностика линейной части	281
6.2.2. Диагностирование насосно-компрессорного оборудования (45,43)	287
6.2.3. Диагностирование вертикальных цилиндрических резервуаров для нефтепродуктов.....	293
6.3. Ремонт трубопроводных систем	295
6.4. Ремонт резервуаров (3).....	302
6.4.1. Дефекты и повреждения и их причины	302
6.4.2. Устранение дефектов резервуара без применения сварочных работ	303
6.4.3. Ремонт оснований и фундаментов	304
6.4.4. Контроль качества ремонтных работ.....	304
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	305
ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	306
ЛИТЕРАТУРА	364
ВОПРОСЫ РУБЕЖНОГО И ИТОГОВОГО КОНТРОЛЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ	368

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АРМ-автоматизированное рабочее место
АВС-аварийно-восстановительные службы
БИК-блок измерения параметров качества нефти
ВИП-внутритрубные инспекционные приборы
ВЛ-высоковольтные линии
ДДК-дополнительный дефектоскопический контроль
ГПЗ – газоперерабатывающий завод
ГРП-газорегуляторный пункт
ГРС-газораспределительная станция
ДПР- дефекты подлежащие ремонту
ИПТЭР-Институт проблем транспорта энергоресурсов
КПП СОД- камера пуска-приема средств очистки и диагностики
ЛПДС-линейная производственно-диспетчерская станция
ЛЭП-линия электропередачи
ЛЭС-линейная эксплуатационная служба
МДП-местный диспетчерский пункт
МН-магистральный нефтепровод
МГ-магистральный газопровод
МПР-министерство природных ресурсов
МЧС-министерство по чрезвычайным ситуациям
НМ-насос магистральный
ННБ-наклонно-направленное бурение
НПС-нефтеперекачивающая станция
НТД-нормативно-техническая документация (ГОСТ, СНиП, ТУ, РД, ВСН, Регламенты, Нормы технологического проектирования и др.)
ОАО-открытое акционерное общество
ООО-общество с ограниченной ответственностью
ПЛВА-план ликвидации возможных аварий
ПНБ-перевалочная нефтебаза
ПНУ-передвижная насосная установка
ПОИ-проект организации испытаний
ПОР-первоочередной ремонт
ПОС-проект организации строительства
ППИ-проект производства испытаний
ППМН-подводный переход магистрального нефтепровода
МНПП-магистральный нефтепродуктопровод
ППР-проект производства работ
ППН-пункт подогрева нефти
ПСП-приемосдаточный пункт
ПТЭ-правила технической эксплуатации
ПУН-пункт учета нефти
РВС-резервуар вертикальный стальной
РДП-районный диспетчерский пункт
РНУ-районное нефтепроводное управление
РП-резервуарный парк
РГПК-ремонтная герметичная передвижная камера

САР-система автоматического регулирования
СДКУ-система диспетчерского контроля и управления
СИ-средства измерения
СИКН-система измерения количества и качества нефти
СМР-сварочно-монтажные работы
СОД-средства очистки и диагностики
СУГ-сжиженные углеводородные газы
УМН-управление магистральных нефтепроводов
ФГУ-фильтры-грязеуловители
ЦДП-центральный диспетчерский пункт
ЦРС-центральная ремонтная служба
ЭХЗ-электрохимическая защита
КИПиА-контрольно-измерительные приборы и арматура
ЦПС – центральный пункт сбора
КСП – комплексный сборный пункт
УКПН – установка комплексной подготовки нефти
ДНС – дожимная насосная станция
УПН – установка подготовки нефти
УПВ – установка подготовки воды
УПГ – установка подготовки газа
УПШ – установка подготовки шлама
ППД – поддержание пластового давления
КНС – кустовая насосная станция
БКНС – блочная кустовая насосная станция
ПАВ – поверхностно-активные вещества
УОВ – установка очистки воды
ГХК – газохимический комплекс
ГНС – головная насосная станция
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод
ГКС – газокompрессорная станция
КС – компрессорная станция
ГРС – газораспределительная станция
ПХГ – подземное хранилище газа
ОАО – открытое акционерное общество
НИПИ – научно-исследовательский и проектный институт
МНП – морские нефтегазовые промыслы
УПСВ – установка предварительного сброса воды

ВВЕДЕНИЕ

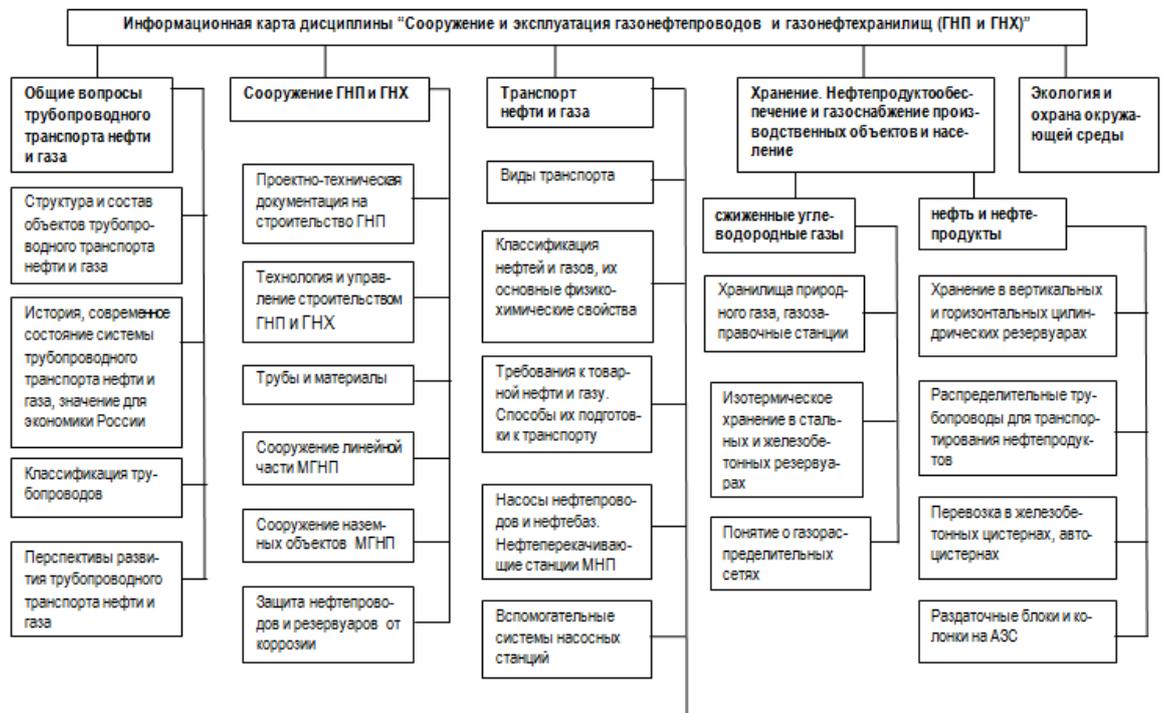
Трубопроводный транспорт широко применяется в системах хозяйствования различных стран. По трубопроводам транспортируются вода, растворы, нефть, нефтепродукты, газ, газоконденсаты. Кроме этого, к настоящему времени сложились такие направления трубопроводного транспорта твердых и сыпучих материалов (уголь, руда, щебень, песок и др.), как пневмотранспорт, контейнерный (в том числе капсульный) транспорт и гидротранспорт.

В учебном пособии содержится системное изложение вопросов сооружения и эксплуатации газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Освещены место и роль нефтегазового комплекса в современной мировой и российской экономике. Приведены технология и техника транспорта и хранения нефти, газа и нефтепродуктов. Изложена методика технологического расчета магистрального трубопровода, а также расчет показателей объемов производства и финансовые показатели. Для различных условий описаны технологии сооружения газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Даны сведения о техническом обслуживании и ремонте нефтегазовых объектов.

В пособии приведены сведения о машинах и оборудовании для сооружения и эксплуатации газонефтепроводов: машины для землеройных работ, машины и оборудование для сооружения переходов трубопроводов траншейным и бестраншейным способом под искусственными и естественными преградами, средства для разработки траншей на заболоченных и обводненных участках, арматура трубопроводов и др.

Информационная карта дисциплины, составленная нами, приведена ниже (рис. 1).

В работе использованы различные наработки ведущих научно-исследовательских и учебных учреждений России нефтегазового направления, материалы отечественных и некоторых зарубежных разработчиков и предприятий-изготовителей, собственный опыт (собственные наработки и опыт), Интернет-ресурсы.



Информационная карта дисциплины "Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ (ГНП и ГНХ)" (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

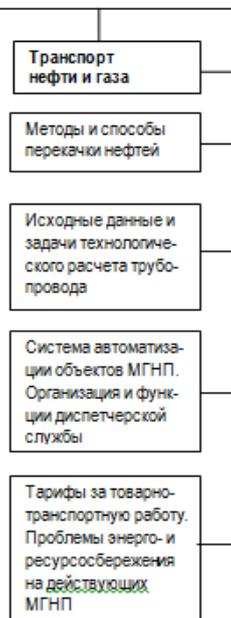


Рис. 1. Информационная карта дисциплины

1. НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС В СОВРЕМЕННОЙ МИРОВОЙ И РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКЕ

1.1. Динамика нефтегазовой трубопроводной транспортной системы

Трубопроводная транспортная система занимает исключительно важное место во всей инфраструктуре как нефтяной, так и газовой промышленности и постоянно развивается (рис. 1.1.1). Доля нефти и газа в энергетическом балансе промышленно развитых стран составляет около 75-80%. Доля капитальных вложений на сооружение линейной части составляет 70-80 % от общего объема капитальных вложений на создание газо-, нефте-, и нефтепродуктопроводов. 20-30% приходятся на нефтеперекачивающие станции (НПС) и компрессорные станции (КС) со вспомогательными сооружениями (30). Трубопроводы связывают места добычи (месторождения) с местами переработки и потребления нефти и газа.

Различают трубопроводы нескольких видов:

- нефтепроводы — трубопроводы для транспортировки нефти;
- продуктопроводы — трубопроводы для транспортировки нефтепродуктов;
- газопроводы — трубопроводы для транспортировки газа;
- промысловые трубопроводы — трубопроводы, соединяющие непосредственные места добычи с местами первичной обработки нефти или газа и подготовки их для магистральной транспортировки;
- магистральные трубопроводы — трубопроводы, соединяющие пункты первичной обработки с пунктами потребления или переработки и имеющие протяженность в десятки тысяч километров.

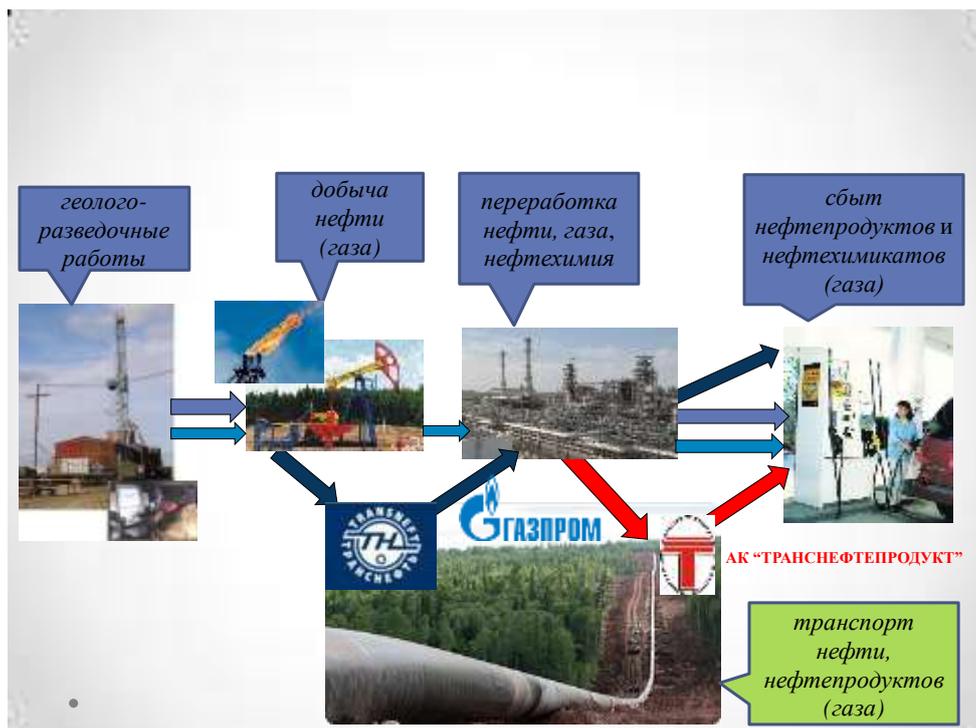


Рис. 1.1.1. Общая взаимосвязь процессов производства в нефтегазовой отрасли

В советский период нефтегазовое трубопроводное строительство развивалось весьма динамично

После распада Советского Союза и последовавшего за этим развала промышленности объем строительства и реконструкции трубопроводов резко снизился.

Только в последние несколько лет появилась устойчивая тенденция возрождения нефтяной и газовой промышленности. Ведущие нефтяные компании имеют собственные программы ремонта и реконструкции трубопроводов; к сожалению, все они выполняются в недостаточной степени.

Энергетическая стратегия России ориентирована на увеличение добычи нефти и газа (рис. 1.1.2).

**Энергетическая стратегия России
ориентирована на увеличение добычи к 2020 г. нефти с газовым конденсатом
до 452 млн т/год, газа - 700 млрд. м³**

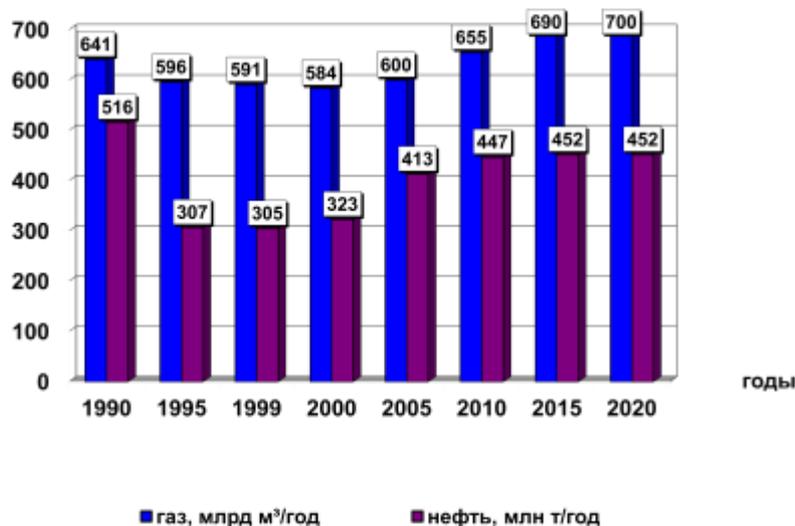


Рис. 1.1.2. Прогноз поэтапного развития добычи нефти на период до 2020 года (35)

Газопроводы

Единая система газоснабжения (ЕСГ) России. Добываемый в России природный газ поступает в магистральные газопроводы, объединенные в Единую систему газоснабжения (ЕСГ) России. ЕСГ является крупнейшей в мире системой транспортировки газа и представляет собой комплекс, включающий в себя объекты добычи, переработки, транспортировки, хранения и распределения газа. В состав ЕСГ входят 155 тыс. км магистральных газопроводов и отводов, 268 компрессорных станций, 6 комплексов по переработке газа и газового конденсата, 24 объекта подземного хранения газа. Более половины протяженности ЕСГ составляют газопроводы большого диаметра (1220 и 1420 мм). Среднее расстояние транспортировки газа до российских потребителей составляет около 2400 км, внешним потребителям – примерно 3400 км. Износ основных фондов по состоянию на 30 апреля 2006 г. составил 62%, в том числе магистральных трубопроводов – 59%, компрессоров – 91%, машин и оборудования – 62%. ЕСГ России принадлежит «Газпрому» (рис. 1.1.3).

Прогнозные объемы экспорта газа в 2015 г. смогут, согласно оценке, составить 274-281 млрд. куб. м (против 207 млрд. куб. м в 2005 г.).

Прогноз поэтапного развития добычи газа в России на период до 2030 года, (млрд. куб. м) в табл. 1.1.1 1.1.2

Минпромэнерго вносит принципиальные изменения в структуру экспорта российского газа: – за счет освоения ресурсов восточной части России (Сахалин 1,2), а также Штокмановского месторождения доля сжиженного природного газа, поставляемого на рынки АТР и восточного побережья США, достигнет 61 млрд. куб. м (22% общего объема экспорта); – по западному маршруту в Китай (проект «Алтай») будет поставляться газа 30 млрд. куб. м (11%); – продолжится рост поставок газа в Европу со 154 до 173 млрд. куб. м (а доля снизится на 12% – до 62%) при диверсификации маршрутов поставок газа по СЕГ и продлении «Голубого потока» до стран центральной Европы и южных регионов Италии; – поставки российского газа в страны бывшего СССР будут постепенно замещаться поставками центрально-среднеазиатского газа, в результате чего экспорт российского газа в данный регион снизится на 37 млрд. куб. м, а доля в общем экспорте на 20% (до 6%). (По данным Минпромэнерго)

Таблица 1.1.1

Прогноз поэтапного развития добычи газа на период до 2030 года, млрд.куб.м

	2005 год (факт)	2008 год (факт)	1-й этап	2-й этап	3-й этап
Добыча газа - всего	641	664	685 - 745	803 - 837	885 - 940

Таблица 1.1.2

Прогноз потребности в капитальных вложениях для развития газовой промышленности на период до 2030 года (млрд. долларов США, в ценах 2007 года)

Капиталовложения	1-й этап	2-й этап	3-й этап	Всего 2009 -2030 годы
Всего	150 - 155	131 - 136	284 - 299	565 - 590
в том числе:				
добыча	45 - 46	43 - 45	98 - 103	186 - 194

Капиталовложения	1-й этап	2-й этап	3-й этап	Всего 2009 -2030 годы
транспорт	73 - 75	63 - 65	141 - 149	277 - 289
подземные хранилища газа, переработка, прочие	32 - 34	25 - 26	45 - 47	103 - 107



Рис. 1.1.3. Сведения о компании Газпром

Нефтепроводы и продуктопроводы

В 1991 г. общая протяженность нефтепроводов и продуктопроводов бывшего Советского Союза составляла 90 200 км. Эта цифра не включала более 600 000 км промышленных трубопроводов и коллекторов диаметром от 57 до 700 мм. Более половины трубопроводов (52 500 км) было построено из труб диаметром 700 мм и более.

Протяженность трубопроводов для сырой нефти к началу 1991 г. достигала 70 400 км. На трассах работало 572 перекачивающих станции.

Система нефтепроводов старше газопроводной системы. С этим связана их относительно большая аварийность (0,53 случая на 1 км в среднем).

Следует отметить отсутствие за рассматриваемый период новых технических решений перекачивающих станций, а также недостаточно энергичные темпы работ по ремонту и модернизации существующего парка насосных агрегатов.

К концу 2004 г. общая протяженность нефтепроводов и продуктопроводов РФ (не рассматриваются трубопроводы СНГ, начиная с 1999 г.) составила 80,25 тыс. км, увеличившись, таким образом, за данный период на 20,1 тыс. км.(1)

Прогноз поэтапного развития добычи нефти и её переработки в России на период до 2030 года представлен в табл. 1.1.3 и 1.1.4.

Все магистральные нефтепроводы России сегодня эксплуатируются компанией «Транснефть». При движении от грузоотправителя до грузополучателя нефть проходит в среднем три тысячи километров. «Транснефть» разрабатывает маршруты движения нефти, а также тарифы на ее перекачку и перевалку.

Семьдесят три процента нефтепроводов были построены более 20 лет назад. В 2010 году «Транснефть» утвердила «Программу технического перевооружения, капитального ремонта и развития объектов магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» на период 2011–2017 годов». Программой предусматривается замена до 2017 года трубопроводов общей протяженностью 6 503,61 км, реконструкция и ремонт 481 резервуара общей емкостью 8 349 тыс. куб. м, включая строительство 56 резервуаров общей емкостью 1079 тыс. кубометров. В первую очередь замене подлежат участки магистральных нефтепроводов, переходы через водные преграды и малые водотоки, построенные в период шестидесятых-семидесятых годов прошлого века с применением труб из низконадежных марок стали.

В настоящее время эксплуатация системы нефтепроводов осуществляется силами АК «Транснефть» (рис. 1.1.4), в состав которой входят следующие компании:

ОАО «Уралсибнефтепровод», ОАО «Транссибнефть», ОАО «СЗМН», ОАО «Сибнефтепровод», ОАО «МН «Дружба», ОАО «Центрсибнефтепровод», ОАО «Черномортранснефть», ОАО «Верхневолжскнефтепровод», ООО «Балтнефтепровод», ОАО «Приволжскнефтепровод», ОАО «СМН», ООО «Востокнефтепровод», ООО «Дальнефтепровод», ОАО "Заполярье".

В дополнение к этому АК «Транснефть» располагает рядом сервисных и вспомогательных организаций их число на март 2012 г. составляет 15 и 11 соответственно (сайт компании).

Таблица 1.1.3

Прогноз поэтапного развития добычи нефти в России на период до 2030 года

	2005 год (факт)	2008 год (факт)	1-й этап	2-й этап	3-й этап
Добыча нефти - всего (млн. тонн)	470,2	487,6	486 - 495	505 - 525	530 - 535
то же (в процентах к 2005 году)	100	103,7	103 - 105	107 - 112	113 - 114



Рис. 1.1.4. Сведения о компании «Транснефть»

Транспортировка нефтепродуктов

Транспортировка нефтепродуктов осуществляется следующими предприятиями.

ОАО «АК «Транснефтепродукт» (рис. 1.1.5), ОАО «Мостранснефтепродукт», ОАО «Средне-Волжский

Транснефтепродукт», ОАО «Юго-Запад транснефтепродукт», ОАО «Рязаньтранснефтепродукт», ОАО «Сибтранснефтепродукт», ООО «Петербургтранснефтепродукт», ОАО «Уралтранснефтепродукт», ООО «Балттранснефтепродукт», ООО «ЛатРосТранс».

Транспортировка светлых нефтепродуктов осуществляется (дизельное топливо, бензин, керосин) от 16 нефтеперерабатывающих заводов (14 НПЗ на территории России, 2 НПЗ на территории Белоруссии) в различные регионы России, Украины, Белоруссии, Латвии, Казахстана, а также в страны дальнего зарубежья, по системе магистральных нефтепродуктопроводов (МНПП) (табл. 1.1.4). Общая длина нефтепродуктопроводов составляет около 18600 км, в том числе по территории России — 16110 км. (сайт компании)

Таблица 1.1.4

Прогноз поэтапного развития переработки нефти и производства основных нефтепродуктов на период до 2030 года

	2005 год (факт)	2008 год (факт)	1-й этап	2-й этап	3-й этап
Переработка всего (млн. тонн)	- 208	237	232 - 239	249 - 260	275 - 311
то же (в процентах к 2005 году)	100	113,8	112 - 115	120 - 125	132 - 150

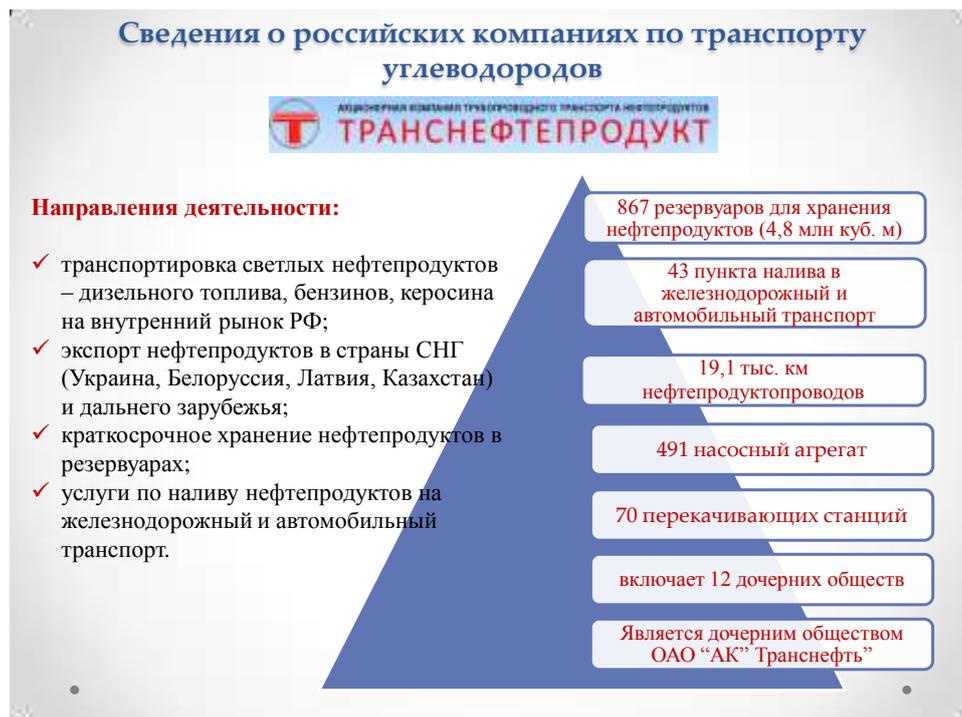


Рис. 1.1.5.. Сведения о компании «Транснефтьпродукт»

1.2. Проблемы современного состояния нефтегазостроительного комплекса

К проблемам нефтегазового комплекса Российской Федерации следует отнести следующее (1):

- сокращение объемов прироста промышленных запасов нефти, снижение качества и темпов их ввода
- сокращение объемов разведочного и эксплуатационного бурения.
- технологическое устаревание фондов и технологический регресс.
- необходимость вовлечения в промышленную эксплуатацию месторождений, расположенных в промышленно и социально необустроенных и труднодоступных районах;
- недостаточность развития трубопроводной транспортной системы сдерживает развитие нефтегазового комплекса.

2. ТРАНСПОРТ НЕФТИ, ГАЗА И НЕФТЕПРОДУКТОВ

2.1. Способы транспортирования нефти, нефтепродуктов и газа

Для транспортирования энергоносителей и их продукции используются следующие виды транспорта: железнодорожный, водный, автомобильный, трубопроводный, воздушный (рис. 2.1).



Рис. 2.1.1. Виды транспорта нефти

2.1.1. Железнодорожный транспорт

Железнодорожный транспорт – наиболее распространенный вид транспорта для перевозки грузов. Объем перевозок нефтегрузов составляет около 40%. В 2004г. , по данным РЖД, в стране в целом железнодорожным транспортом было перевезено 218,2 млн. тонн нефтеналивных грузов(37). Перевозка жидких нефтяных грузов осуществляется в специальных стальных вагонах-цистернах грузоподъемностью 50, 60 и 120 т., выполненных из листовой стали толщиной 8 ÷ 11 мм. Больше применение имеют четырехосные цистерны объемом 50 и 60 м³

В качестве тары для нефтегрузов применяются металлические, пластмассовые и деревянные бочки и бидоны, фанерные и металлофанерные ящики и барабаны, стеклянные бутылки, хлопчатобумажные и бумажные мешки и др.

Достоинства железнодорожного транспорта:

- универсальность (перевозка всех видов нефти и нефтепродуктов в любых объемах);
- равномерность доставки грузов в течение всего года с более высокой скоростью, чем водным транспортом;

- доставка нефтепродуктов в большинство пунктов потребления в связи с наличием разветвленных железнодорожных сетей в густонаселенных промышленных и сельскохозяйственных районах.

Недостатки железнодорожного транспорта:

- большие капитальные затраты при строительстве новых, ремонте и реконструкции существующих линий;
- относительно высокие эксплуатационные затраты;
- относительно низкая эффективность использования мощности подвижного состава (цистерны в обратном направлении идут незагруженными);
- значительные потери нефти и нефтепродуктов при транспорте и разгрузочно-погрузочных операциях;
- необходимость специальных сливно-наливных пунктов и пунктов зачистки вагонов-цистерн.

2.1.2. Водный транспорт

Водный транспорт нефти делится на *речной* - по внутренним водным путям (рекам, озерам) и *морской* – по морям и океанам (как по внутренним морям континента, так и между континентами). Объем перевозок на этот вид транспорта приходится около 13% от общей доли перевозок нефтегрузов. По рекам и озерам нефть перевозится в баржах (в том числе самоходных) и в речных танкерах – специальных самоходных судах, предназначенных для перевозки нефтегрузов. Протяженность судоходных рек в России составляет около 150 тыс. км. Морской транспорт нефтегрузов осуществляется морскими танкерами – судами большой грузоподъемности, способными пересекать океаны и моря. Грузоподъемность современных морских супертанкеров достигает миллиона тонн. Внутри России морским транспортом основные перевозки нефти и нефтепродуктов осуществляются в Каспийском, Черном, Азовском, Балтийском, Японском, и Охотском морях.

Общая протяжённость судоходных линий, эксплуатируемых Россией оценивается в настоящее время более чем в 1 млн. км. (Тархов С.А., 2004).

Речные пароходства России в 2004г. перевезли около 17 млн. тонн нефтеналивных грузов (37).

Объёмы транспортировки нефти и нефтепродуктов на танкерах в мире оценивается в 1,5 млрд. тонн в год (в результате утечек, аварий и др. в воду попадает около 600 000 тонн нефти) . В 2003г. из общего грузооборота российских портов 286 млн. тонн на наливные грузы (в основном это нефть и нефтепродукты) приходилось 134 млн. тонн (37).

Нефтеналивные суда характеризуются следующими основными показателями:

водоизмещением – массой воды, вытесняемой груженым судном. Водоизмещение судна при полной осадке равно собственной массе судна и массе полного груза в нем, включая все необходимые для плавания запасы.

дедвейтом – массой поднимаемого груза (транспортного и хозяйственного),

грузоподъемностью – массой транспортного груза;

осадкой при полной загрузке;

скоростью при полной загрузке.

Сооружаются балктанкеры - комбинированные суда, предназначенные для перевозки нефтей и нефтепродуктов, навалочных грузов и руды.

Имеются танкеры класса «река - море» грузоподъемностью 5000 т повышенной прочности. Эти суда даже способны совершать рейсы в открытых морях – таких, как Средиземное, Охотское.

Все виды водного транспорта:

- располагают неограниченной пропускной способностью водных путей;
- в большинстве случаев нет необходимости в создании дорогостоящих линейных сооружений;
- провозная способность флота ограничивается грузоподъемностью и другими показателями передвижных средств флота, производительностью причального и берегового нефтебазового хозяйства. Чем больше грузоподъемность танкера, тем дешевле перевозка;
- эффективность использования супертанкеров повышается с увеличением дальности перевозок, на малых расстояниях они перестают быть рентабельными.

2.1.3. Автомобильный транспорт

Автомобильный транспорт – основной вид транспорта для доставки нефтепродуктов с распределительных нефтебаз и наливных пунктов непосредственно к местам потребления (на АЗС, заводы, фабрики, автобазы и т.д.). Для перевозки нефти автотранспорт практически не используют. Перевозки нефтепродуктов автомобильным транспортом осуществляют, в основном, в пределах нескольких десятков километров. При больших расстояниях автотранспорт неэкономичен по сравнению с железнодорожным, и его применяют лишь там, где отсутствует сеть других видов транспорта (например, на Севере и т.д.). Массовые нефтепродукты (бензин, дизельное топливо, мазут, некоторые масла) перевозят в специализированных автомобильных цистернах и автоприцепах, мелкие партии нефтепродуктов – в таре на бортовых машинах.

К *достоинствам* автотранспорта следует отнести:

- доставку небольших партий нефтепродуктов на различные расстояния с большой скоростью;
- большую маневренность и высокую проходимость;
- высокую оперативность.

Недостатки:

- высокие затраты на эксплуатацию, в 10 ÷ 20 раз стоимость перевозок автотранспортом выше, чем по железной дороге;
- сравнительно небольшая грузоподъемность автоцистерн, неполная загрузка подвижных средств из-за порожних пробегов цистерн;
- зависимость от наличия и технического состояния дорог.

2.1.4. Трубопроводный транспорт

Трубопроводный транспорт нефтегрузов осуществляется по специальным трубопроводам от мест производства к местам потребления.

В результате «путешествие» нефти по трубе на расстояние свыше 500 км обходится более чем в 10 раз дешевле по сравнению с другим способом. Этим транспортом перемещается почти 99% нефти и около 25% нефтепродуктов (37). По перекачиваемому продукту магистральные трубопроводы подразделяют на *нефтепроводы*, перекачивающие нефть, и *нефтепродуктопроводы*, перекачивающие бензины, дизельные топлива, керосины, мазуты. К *магистральным нефтепроводам* относятся трубопроводы диаметром от 529 до 1220 мм и протяженностью 50 км и более, предназначенные для доставки нефти из районов добычи на нефтеперерабатывающие заводы или пункты налива нефти в железнодорожные вагоны-цистерны или в места погрузки ее на танкеры. К *магистральным нефтепродуктопроводам* относятся трубопроводы диаметром не менее 219 мм и протяженностью 50 км и более, предназначенные для транспортировки нефтепродуктов из районов их производства, а также перевалочных нефтебаз в районы потребления – до распределительных нефтебаз, наливных станций, портов, крупных промышленных предприятий, ТЭЦ и др.

Достоинства трубопроводного транспорта:

- наиболее низкая себестоимость перекачки;
- небольшие удельные капитальные вложения на единицу транспортируемого груза и быстрая окупаемость затрат при строительстве трубопроводов;
- бесперебойная поставка в течение года, практически не зависящая от климатических условий;
- высокая производительность труда;
- незначительные потери нефтей и нефтепродуктов при перекачке;

- сравнительно короткие сроки строительства;
- возможность перекачки нескольких сортов нефти и нефтепродуктов по одному трубопроводу;
- возможность наращивания пропускной способности трубопровода за счет строительства дополнительных насосных станций и прокладки параллельных участков (лупингов).

Недостатки трубопроводного транспорта:

- крупные единовременные капитальные вложения в строительство (необходимо проложить весь трубопровод);
- потребность в крупных материальных затратах на заполнение всего трубопровода нефтью или нефтепродуктом при вводе в эксплуатацию. Особенно велики эти затраты для магистральных нефтепродуктопроводов: большая металлоемкость, необходимость устойчивого грузопотока на длительное время, небольшая скорость движения нефти и нефтепродуктов (5 ÷ 10 км/ч).

2.1.5. Воздушный транспорт

Воздушный транспорт нефтепродуктов из-за значительной стоимости применяют лишь для снабжения отдельных пунктов на Крайнем Севере, дрейфующих станций и зимовок в Арктике, аварийных ситуаций и др. Доставку нефтепродуктов воздушным транспортом осуществляют, как правило, в бочках.

2.2. Трубопроводный транспорт нефти

2.2.1. Свойства нефти, влияющие на технологию ее транспорта

На технологию транспорта и хранения нефти в той или иной мере влияют ее физические свойства (плотность, вязкость), испаряемость, пожаровзрыво-опасность, электризация, токсичность. (Рис. 2.2.1., 2.2.2.).

Плотность нефти при 20 °С колеблется в пределах от 760 до 940(1050) кг/м³. С увеличением температуры она уменьшается по закону прямой. От правильного определения плотности нефти в резервуарах зависит точность ее учета, а в конечном счете — прибыль предприятия.

Вязкость — один из важнейших параметров нефти. От нее зависит выбор технологии перекачки, энергозатраты на транспортировку нефти и др. Величина вязкости предопределяет способ транспортировки нефти по трубопроводам. Маловязкие нефти перекачивают при температуре окружающей среды без предварительной обработки, а высоковязкие нефти перекачивают по специальным технологиям.



Рис.2.2.1. Состав нефти и природных газов



Рис. 2.2.2. Свойства нефти

За единицу динамической вязкости принят паскаль-секунда (Па·с), т. е. вязкость такой жидкости, в которой на 1 м^2 поверхности слоя действует сила,

равная одному ньютону, если скорость между слоями на расстоянии 1 см изменяется на 1 см/с. Жидкость с вязкостью 1 Па·с относится к числу высоковязких.

В нефтяном деле, так же как и в гидрогеологии и ряде других областей науки и техники, для удобства принято пользоваться единицей вязкости в 1000 раз меньшей – мПа·с. Так, пресная вода при температуре 20 °С имеет вязкость 1 мПа·с, а большинство нефтей, добываемых в России, – от 1 до 10 мПа·с, но встречаются нефти с вязкостью менее 1 мПа·с и несколько тысяч мПа·с. С увеличением содержания в нефти растворенного газа, ее вязкость заметно уменьшается. Для большинства нефтей, добываемых в России, вязкость при полном выделении из них газа (при постоянной температуре) увеличивается в 2÷4 раза, а с повышением температуры резко уменьшается.

Температура застывания имеет существенное значение для транспортирования нефти, т.к. по мере приближения к ней фактической температуры жидкости затрудняется или становится невозможным ее перемещение. Переход нефти из одного агрегатного состояния в другое совершается не при одной постоянной температуре, а в некотором интервале их значений. Поэтому температура застывания является условной величиной. Она зависит главным образом от химического состава нефти и от содержания в ней парафина и смол. У разных нефтей эта температура меняется в широких пределах – от -35 °С (месторождение в Якутии) до + 30°С (месторождение на Мангышлаке) . На месторождении «Белый Тигр» +32°С (Вьетнам), --16°С на Самотлорском месторождении.

Температурой застывания нефти принято считать температуру, при которой нефть, налитая в пробирку стандартных размеров, остается неподвижной в течение одной минуты при наклоне пробирки под углом 45°.

Испаряемость — свойство нефти и нефтепродуктов переходить из жидкого состояния в газообразное при температуре меньшей, чем температура кипения. Нефть легко теряет легкие фракции, поэтому она должна храниться в закрытых сосудах.

Пожаровзрывоопасность нефти и нефтепродуктов характеризуется способностью смесей их паров с воздухом воспламеняться и взрываться.

Пожароопасность нефти и нефтепродуктов определяется величинами температур вспышки, воспламенения и самовоспламенения. Под **температурой вспышки** паров понимают температуру, при которой пары жидкости, нагретой при определенных условиях, образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней открытого пламени. Углеводородные жидкости с температурой вспышки 61 °С и ниже относятся к легковоспламеняющимся, выше 61°С — к горючим. Под **температурой воспламенения** понимают температуру, при которой жидкость при поднесении открытого пламени горит. Обычно температура воспламенения на

10—50 °С выше температуры вспышки. Под **температурой самовоспламенения** понимают температуру нагрева жидкости, при которой ее пары воспламеняются без поднесения открытого огня. В зависимости от температуры воспламенения установлено пять групп пожароопасных смесей: $T_1 > 450$ °С; $T_2 = 300—450$ °С; $T_3 = 200—300$ °С; $T_4 = 135—200$ °С; $T_5 = 100—135$ °С.

Взрывоопасность нефти и нефтепродуктов характеризуется величинами нижнего и верхнего пределов взрываемости. **Нижний предел взрываемости** — это концентрация паров жидкости в воздухе, ниже которой не происходит вспышки смеси из-за избытка воздуха и недостатка паров при внесении в эту смесь горящего предмета. **Верхний предел взрываемости** соответствует такой концентрации паров нефти и нефтепродуктов в воздухе, выше которой смесь не взрывается, а горит. Значения концентрации паров между нижним и верхним пределами взрываемости называют интервалом взрываемости. Для нефти и нефтепродуктов интервал взрываемости составляет от 2 до 10%.

Электризация углеводородных жидкостей обусловлена их высоким электрическим сопротивлением, т.е. диэлектрическими свойствами. От разрядов статического электричества применяют, в основном, два метода защиты: заземление токопроводящих элементов оборудования и ограничение скоростей перекачки (не более **10** м/с).

Токсичность нефтей и нефтепродуктов заключается в том, что их пары оказывают отравляющее действие на организм человека. При этом наблюдается повышенная заболеваемость органов дыхания, функциональные изменения со стороны нервной системы, изменение кровяного давления, замедление пульса.

2.2.2. Классификация нефтепроводов

Трубопроводы для добычи и транспортировки газа, нефти и нефтепродуктов подразделяются на четыре группы (Рис. 2.2.2.1):

- промышленные трубопроводы;
- технологические трубопроводы;
- магистральные трубопроводы;
- распределительные трубопроводы.

Промышленные трубопроводы прокладываются от скважин к установкам подготовки газа, газового конденсата или нефти на промыслах. Они служат для сбора продуктов скважин и их транспортировки на центральные пункты сбора (ЦПС), а также для подачи очищенного газа, ингибитора и сточных вод под большим давлением в нефтяные скважины.



Рис. 2.2.2.1. Технология трубопроводного транспорта нефти

Обычно на одном нефтяном месторождении устраивают один ЦПС. Но в ряде случаев один ЦПС устраивают на несколько месторождений с размещением его на более крупном месторождении. В этом случае на отдельных месторождениях могут сооружаться комплексные сборные пункты (КСП), где частично производится обработка (подготовка) нефти. На ЦПС сосредоточены установки по подготовке нефти газа и воды. На установке по подготовке нефти осуществляют в комплексе все технологические операции. Комплект этого оборудования называется УКПН - установка по комплексной подготовке нефти, УКПГ - установки комплексной подготовки газа. Обычно диаметры промысловых трубопроводов составляют 57-219мм.; диаметр промыслового коллектора —500-1000 мм. Давления в промысловых трубопроводах достигают 32 МПа и более.

Технологические трубопроводы прокладываются на территории УКПГ и УКПН и предназначены для соединения между собой технологического оборудования, на котором осуществляется очистка нефти и/или газа от механических примесей, воды и других компонентов.

Магистральные трубопроводы предназначены для дальней транспортировки подготовленных на промысловых сооружениях нефти, газа, газового конденсата. Кроме того, магистральные трубопроводы прокладываются от газоперерабатывающих и нефтеперерабатывающих (нефтепродуктопроводы) заводов до районов их потребления. Диаметры

магистральных трубопроводов могут быть от 219 до 1420 мм, протяженность не менее 50 км., рабочие давления в них могут составлять от 2,5 МПа до 10,0 МПа .

Распределительные трубопроводы прокладываются от магистральных трубопроводов к местам непосредственного потребления газа или нефтепродуктов. Диаметр таких трубопроводов обычно составляет 100—300 мм, рабочие давления не превышают 1,2 МПа .

В соответствии со СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы» *магистральные газопроводы* подразделяются на два класса в зависимости от рабочего давления:

- I класс — рабочее давление свыше 2,5 МПа (25 кгс/см²) до 10,0 МПа (100 кгс/см²) включительно;
- II класс — рабочее давление свыше 1,2 МПа (12 кгс/см²) до 2,5 МПа (25 кгс/см²) включительно.

Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы подразделяются на четыре класса в зависимости от диаметра трубопровода:

- I класс — диаметр свыше 1000 мм до 1200 мм включительно;
- II класс — диаметр свыше 500 мм до 1000 мм включительно;
- III класс — свыше 300 мм до 500 мм включительно;
- IV класс — 300 мм и менее.

В зависимости от класса трубопровода выбираются безопасные расстояния от трубопровода до строений и сооружений при проектировании.

Наряду с этой классификацией для трубопроводов и их участков установлены категории, которые требуют обеспечения соответствующих прочностных характеристик (выбора коэффициента условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность), объема неразрушающего контроля сварных соединений и величины испытательного давления. В соответствии со СНиП 2.05.06-85* приняты пять категорий трубопроводов и их участков: V, I, II, III, IV; наиболее высокой категорией является «V», наименьшей — IV. Чем выше категория трубопровода, тем больше принимается объем контроля сварных соединений, выше испытательное давление, меньше коэффициент условий работы трубопровода.

К категории «V» относятся: переходы нефтепровода и нефтепродуктопровода диаметром 1000 мм и более через судоходные водные преграды и несудоходные шириной зеркала воды 25 м. и более; газопроводы внутри зданий компрессорных станций (КС), подземных хранилищ газа (ПХГ), газораспределительных станций (ГРС), нефтеперекачивающих станций (НПС) и др. К участкам IV категории относятся трубопроводы, проходящие по равнинной местности, в устойчивых грунтах, вдали от строений и сооружений.

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. Так, если газопровод или нефтепровод разрушится на равнинной местности, вдали от строений и сооружений и водоемов, то ущерб будет минимальным, а если газопровод разрушится на территории КС или нефтепровод на пересечении водотока, то ущерб будет значительный. Поэтому к таким участкам трубопровода предъявляются более жесткие требования, чем к остальным.

2.2.3. Объекты и сооружения магистрального нефтепровода(МН)

Магистральный нефтепровод, в общем случае, состоит из следующих комплексов сооружений (рис. 2.2.3.1., 2.2.2.1):

- подводящие трубопроводы (от ЦПС);
- головная и промежуточные нефтеперекачивающие станции (НПС);
- линейные сооружения (собственно трубопровод и вспомогательные системы и сооружения);
- конечный пункт (НПЗ, пункт налива железнодорожных цистерн, пункт налива танкеров)

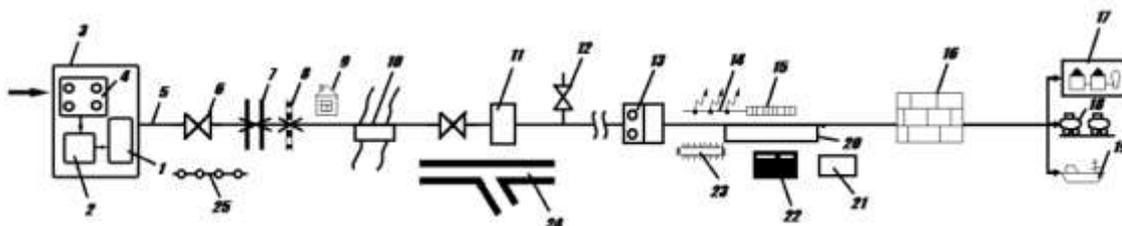


Рис. 2.2.3.1. Схема магистрального нефтепровода

Магистральный нефтепровод (рис. 2.2.3.1), как правило, начинается с головной нефтеперекачивающей станции (НПС) 3 и заканчивается конечным пунктом 16 и состоит из:

- линейных сооружений, представляющих собой собственно трубопровод 5, по которому и происходит перекачка нефти, и вспомогательных линейных сооружений (линия связи, система противокоррозионной защиты, вдольтрассовых дорог и т.п.);
- перекачивающих насосных станций (головной и промежуточных НПС), осуществляющих перекачку нефти, станций подогрева нефти при перекачке

высоковязких нефтей; конечного пункта. Нефть с промысла поступает в резервуарный парк 4 головной НПС 3. Резервуарный парк головной НПС предназначен для приема нефти с промысла в случае остановки перекачки по нефтепроводу и подачи нефти в трубопровод при остановке поставки нефти с промысла. Объем резервуарного парка принимается равным двух-, трехсуточной пропускной способности магистрального нефтепровода.

Из резервуарного парка нефть откачивается подпорными центробежными насосами 2, которые создают необходимый подпор (т.е. повышенное давление – от 0,5 до 0,8 МПа) перед основными центробежными насосами 1, чтобы избежать кавитации в них. Основные насосы подают нефть в магистральный трубопровод 5 с линейной запорной арматурой 6. Основные насосы соединяются в большинстве случаев последовательно по 2 или 3 (в зависимости от заданного режима перекачки), чтобы создать необходимое рабочее давление в нефтепроводе. Привод насосов на нефтеперекачивающих станциях осуществляется от электродвигателей. Выпускается несколько типоразмеров центробежных насосов для магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов (серия НМ) с различной подачей от 125 м³/ч до 12,5 тыс. м³/ч и напором от 500 до 200 м. Рабочее давление в нефтепроводах в зависимости от диаметра изменяется от 6,4 (для диаметра 530 мм) до 5,5 МПа (для диаметра 1220 мм). Это давление расходуется на преодоление потоком нефти гидравлического сопротивления, оказываемого стенками труб, и по длине трубопровода постепенно уменьшается. В том месте на трассе, где давление в нефтепроводе снижается до минимального подпора, размещают следующую нефтеперекачивающую станцию – промежуточную НПС 11, и процесс повторяется снова до следующей промежуточной станции. Промежуточные станции размещают по трассе нефтепровода в соответствии с гидравлическим расчетом, в среднем через 100÷150 км в зависимости также от рельефа местности. Промежуточные нефтеперекачивающие станции не имеют, как правило, резервуаров и подпорных насосов, и перекачка нефти по магистральному нефтепроводу производится по схеме "из насоса в насос", т.е. из насосов предыдущей в насосы последующей станции, и так в пределах эксплуатационного участка, включающего от 3 до 4 перегонов между насосными станциями (т.е. на протяжении 400÷600 км). В начале каждого эксплуатационного участка размещают нефтеперекачивающую станцию 13 с резервуарами и подпорными насосами. На своем протяжении нефтепровод проходит через естественные препятствия (реки 10) и искусственные (железные 8 и шоссейные 7 дороги). В зависимости от условий местности могут применяться подземная, надземная или наземная прокладки нефтепровода.

На конечном пункте нефтепровода нефть поступает в резервуары 16 и затем передается потребителям, т.е. на НПЗ 17, на пункт налива железнодорожных цистерн 18 или пункт налива танкеров 19. Вдоль трассы сооружаются вертолетные площадки 21 для посадки вертолетов, обслуживающих нефтепровод, защитные сооружения 23, предотвращающие разрушение трубопровода, системы электрокатодной защиты трубопровода 15 от электрохимической коррозии, площадки 22, на которых создается аварийный запас труб, линии электропередач 14, связи 25, дороги 24, дома линейных ремонтников-связистов 9. При технологической необходимости на линейной части сооружаются отводы 12 к отдельным потребителям и лупинги 20.

Автоматизированные системы для контроля и управления технологическим процессом транспортировки нефти в АК «Транснефть» созданы и внедрены рядом организаций в том числе и томской фирмой «ЭлеСи».

Подводящие трубопроводы связывают источники нефти (нефтепромыслы-ЦПС) с головными сооружениями МН.

Головная НПС предназначена для приема нефти с ЦПС (УПН), смешения или разделения ее по сортам, учета нефти и ее закачки из резервуаров в трубопровод. Головная НПС располагается вблизи нефтепромыслов. Она имеет резервуарный парк объемом равным двух-, трёхсуточной пропускной способности МН. Назначение этого резервуарного парка—прием нефти с промысла при остановке перекачки по МН и подачи нефти в трубопровод при остановке подачи нефти с промысла. Из резервуаров нефть откачивается подпорными центробежными насосами, которые создают необходимый подпор (т.е. повышенное давление—от 0,5 до 0,8 МПа) перед основными центробежными насосами.

Промежуточные НПС служат для восполнения энергии, затраченной потоком на преодоление сил трения, с целью обеспечения дальнейшей перекачки нефти. Промежуточные НПС размещают по трассе трубопровода согласно гидравлическому расчету (через каждые 50...200 км) в зависимости также от рельефа местности.

Конечным пунктом магистрального нефтепровода обычно является нефтеперерабатывающий завод, пункт налива железнодорожных цистерн или пункт налива танкеров.

На магистральных нефтепроводах большой протяженности организуются эксплуатационные участки длиной от 400 до 600 км. Граница между эксплуатационными участками обязательно проходит через промежуточные НПС. Промежуточная НПС, находящаяся в начале эксплуатационного

участка, является для него головной НПС, а промежуточная НПС, находящаяся в конце эксплуатационного участка, отличается от обычных наличием резервуарных парков. Таким образом, магистральный нефтепровод большой протяженности состоит как бы из нескольких последовательно соединенных нефтепроводов(эксплуатационных участков) протяженностью не более 600 км каждый.(2)

Трубы магистральных нефтепроводов (а также нефтепродуктопроводов и газопроводов) изготавливают из стали, так как это экономичный, прочный, хорошо сваривающийся и надежный материал.

По способу изготовления трубы для магистральных нефтепроводов подразделяются на бесшовные, сварные с продольным швом и сварные со спиральным швом. Бесшовные трубы применяют для трубопроводов диаметром до 529 мм, а сварные — при диаметрах 219 мм и выше. Наружный диаметр и толщина стенки труб стандартизированы. Трубы подразделяют на две группы: в обычном и в северном исполнении. Трубы в обычном исполнении применяют для трубопроводов, прокладываемых в средней полосе и в южных районах страны (температура эксплуатации 0 °С и выше, температура строительства — 40 °С и выше). Трубы в северном исполнении применяются при строительстве трубопроводов в северных районах страны (температура эксплуатации от — 20.. до — 40 °С, температура строительства до --- 60 °С). Трубы для магистральных нефтепроводов изготавливают из углеродистых и низколегированных сталей. По материалу трубы для нефтегазопромысловых трубопроводов могут быть: стальные, чугунные, полимерные, стеклопластиковые, полимерметаллические, комбинированные (Муштафин Ф.М. и др.,2004г.)



Рис. 2.2.3.2. Виды труб по исполнению

Трубопроводная арматура предназначена для управления потоками нефти, транспортируемые по трубопроводам. По принципу действия арматура делится на три класса: запорная, регулирующая и предохранительная.

Запорная арматура (задвижки) служит для полного перекрытия сечения трубопровода, регулирующая (регуляторы давления) — для изменения давления или расхода перекачиваемой жидкости, предохранительная (обратные и предохранительные клапаны) — для защиты трубопроводов и оборудования при превышении допустимого давления, а также предотвращения обратных токов жидкости.

Задвижками называются запорные устройства, в которых проходное сечение перекрывается поступательным перемещением затвора в направлении, перпендикулярном направлению движения нефти.

Регуляторы давления — это устройства, служащие для автоматического поддержания давления на требуемом уровне. В соответствии с тем, где поддерживается давление — до или после регулятора, — различают регуляторы типа «до себя» и «после себя».

Предохранительными клапанами называются устройства, предотвращающие повышение давления в трубопроводе сверх установленной величины.

Обратным клапаном называется устройство для предотвращения обратного движения среды в трубопроводе.

Средства защиты трубопроводов от коррозии. Трубопровод, уложенный в грунт, подвергается почвенной коррозии, а проходящий над землей — атмосферной. Оба вида коррозии протекают по электрохимическому механизму, т. е. с образованием на поверхности трубы анодных и катодных зон. Между ними протекает электрический ток, в результате чего в анодных зонах металл труб разрушается.

Для защиты трубопроводов от коррозии применяются пассивные и активные средства и методы. В качестве пассивного **средства** используются изоляционные покрытия, к **активным методам** относится электрохимическая защита.

Насосно-силовое оборудование. **Насосами** называются гидравлические машины, которые служат для перекачки жидкостей. При трубопроводном транспорте нефти используются в основном центробежные насосы. Конструктивно они представляют различные варианты.

Центробежный насос (рис.2.2.3.3.) состоит из рабочего колеса 1 с лопатками 2 и обтекателем 3, вала 4, подшипников 5, спирального улиткообразного корпуса 6, всасывающего патрубка 7 и нагнетательного патрубка 8. Сеть каналов, заключенная между всасывающим и нагнетательным патрубками, называется внутренней цепью турбоустановки, а сеть каналов, присоединенная к патрубкам, - внешней ее цепью, которая в свою очередь подразделяется на всасывающую и нагнетательную.

При вращении колеса лопатки воздействуют на текучую среду, находящуюся между лопатками, и заставляют ее вращаться вместе с ними. Вращающиеся частицы текучего вещества центробежной силой отжимаются от центра к окружности колеса, в результате чего у входа в колесо образуется разрежение, а на его окружности - избыточное давление текучего вещества. Под действием атмосферного давления в разреженное пространство, находящееся у центра колеса, поступают новые частицы текучего вещества, создавая, таким образом, непрерывное движение во всасывающей цепи турбоустановки. Избыточное давление текучей среды на окружности колеса обуславливает непрерывное ее движение от колеса к входному отверстию нагнетательной цепи турбоустановки.

Таким образом, рабочее колесо насоса (турбомашины), создавая разность давления между всасывающим и нагнетательным отверстиями, вызывает движение жидкости (текучего вещества) во внешней цепи турбоустановки.

В целях увеличения производительности турбомашины может применяться рабочее колесо с двухсторонним всасыванием, т. е. когда текучее вещество подводится к рабочему колесу с двух сторон (рис. 2.2.3.3. б). Насосы с двухсторонним всасыванием применяются в качестве магистральных (серия НМ).

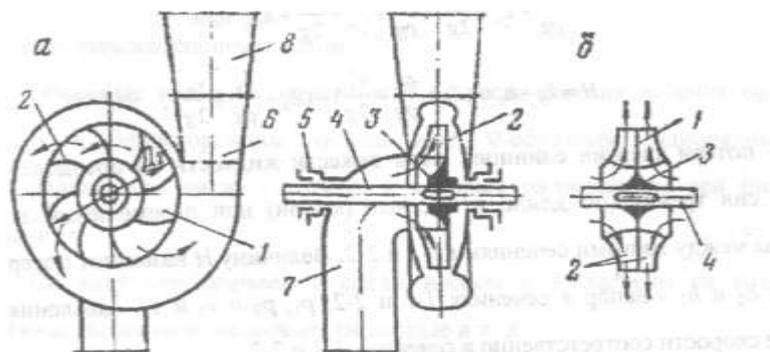


Рис. 2.2.3.3. Центробежная одноколесная турбомашина: а - с односторонним всасыванием; б - с двухсторонним всасыванием

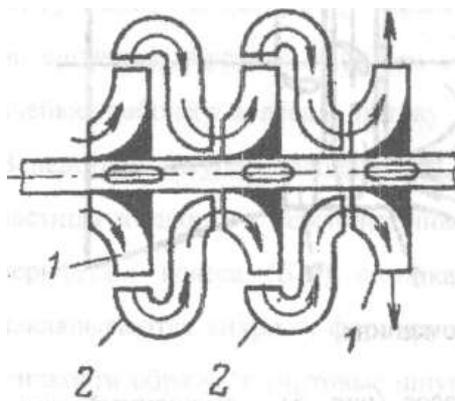


Рис. 2.2.3.4. Последовательное соединение рабочих колес

Для увеличения давления, развиваемого турбомашинной, применяют последовательное соединение нескольких рабочих колес (рис. 2.2.3.4); такие машины называют многоступенчатыми. В них текучая среда последовательно проходит через все колеса 1, размещенные в секциях корпуса между направляющими аппаратами 2, где кинетическая энергия частично преобразуется в потенциальную.

Для успешного ведения перекачки на входе в центробежные насосы должен поддерживаться определенный подпор. Его величина не должна быть меньше некоторого значения, называемого допустимым кавитационным запасом.

По величине развиваемого напора центробежные насосы магистральных нефтепроводов делятся на основные и подпорные. В качестве *основных* используются нефтяные центробежные насосы серии НМ.

Марка насосов расшифровывается следующим образом: Н – насос, М – магистральный, первое число после букв – подача насоса ($\text{м}^3/\text{ч}$) при максимальном КПД, второе число – напор насоса (м) при максимальном КПД. Насосы НМ на небольшую подачу (до $710 \text{ м}^3/\text{ч}$) – секционные, имеют три последовательно установленных рабочих колеса с односторонним входом жидкости. Остальные насосы являются одноступенчатыми и имеют рабочее колесо с двусторонним входом, обеспечивающим разгрузку ротора от осевых усилий и увеличения производительности.

Резервуары и резервуарные парки в системе магистральных нефтепроводов служат:

- для компенсации неравномерности приема-отпуска нефти на границах участков транспортной цепи;

- для учета нефти;
- для достижения требуемого качества нефти (отстаивание от воды и мехпримесей, смешение и др.).

В соответствии с этим резервуарные парки размещаются:

- на головной НПС;
- на границах эксплуатационных участков;
- в местах подкачки нефти с близлежащих месторождений или сброса нефти попутным потребителям.

Резервуарным парком в конце магистрального нефтепровода является либо сырьевой парк НПЗ, либо резервуары крупной перевалочной нефтебазы или пункта налива.

2.2.4. Технологические схемы перекачки нефти

В зависимости от того как организовано прохождение нефти через нефтеперекачивающие станции, различают следующие технологические (схемы) системы перекачки (рис. 2.2.4.1) (1):

- постанционная;
- через резервуар станции;
- с подключенными резервуарами;
- из насоса в насос.

При **постанционной** системе перекачки нефть принимается поочередно в один из резервуаров станции, а ее подача на следующую станцию осуществляется из другого резервуара. Схема позволяет организовать учет перекачиваемой нефти на каждом перегоне между станциями и своевременно выявлять и устранять возникающие утечки. Недостаток схемы: значительны потери от испарения.

Система перекачки «**через резервуар станции**» исключает учет нефти по перегонам и потери нефти от испарения меньше, чем при постанционной схеме. Но из-за усиленного перемешивания нефти в резервуаре ее потери от испарения значительны.

Более совершенна система перекачки «**с подключенными резервуарами**». Резервуары здесь, как и в предыдущих системах, обеспечивают возможность перекачки на смежных перегонах с разными расходами. Но в данном случае основная масса нефти проходит, минуя резервуары, и поэтому потери от испарения меньше.

Наиболее эффективна с точки зрения сокращения потерь нефти система перекачки «**из насоса в насос**». В этом случае резервуары промежуточных станций задвижками отключаются от магистрали и используются только для приема нефти во время аварии или ремонта. При этой системе перекачки все станции должны вести перекачку с одинаковыми

расходами. Это возможно при нормальной работе всех станций. Выход из строя одной из станций (например, из-за нарушения электроснабжения) на трубопроводах большой протяженности вынуждает останавливать и часть других, что отрицательно сказывается на работе трубопровода и насосно-силового оборудования. Именно поэтому нефтепроводы большой протяженности, работающие по системе «из насоса в насос», делят на эксплуатационные участки, разделенные резервуарными парками.

а

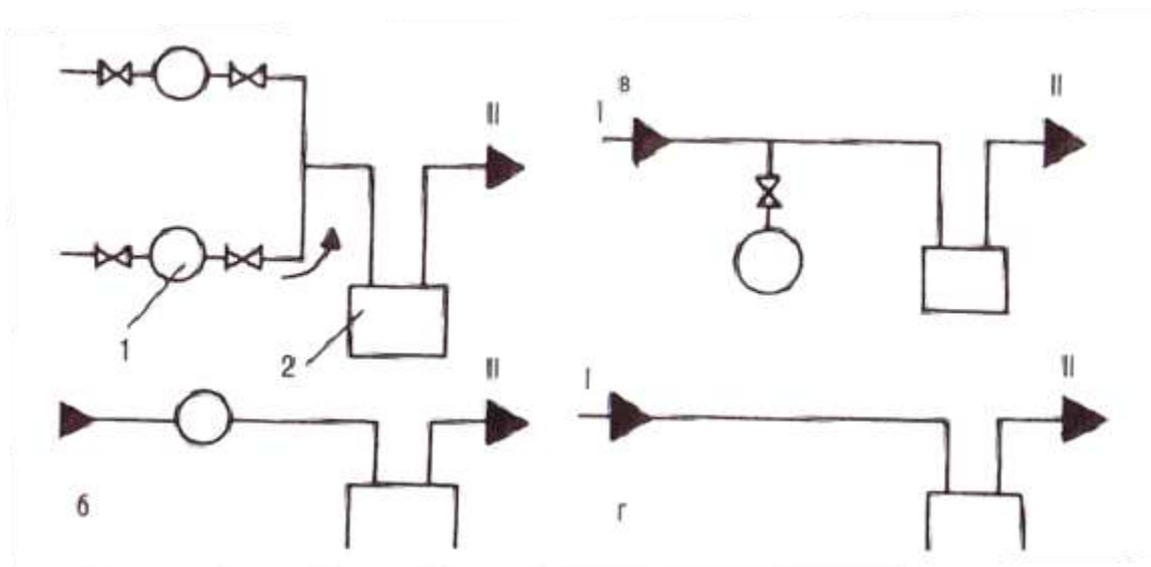


Рис. 2.2.4.1. Системы перекачки: а) постанционная; б) через резервуары; в) с подключенными резервуарами; г) из насоса в насос; I — предыдущая НПС; II — последующая НПС; 1 — резервуар; 2 — насосная станция

В настоящее время система перекачки «через резервуар станции» не применяется. Постанционная система перекачки используется на коротких нефтепроводах, имеющих только одну головную нефтеперекачивающую станцию. На протяженных нефтепроводах одновременно применяются сразу несколько систем перекачки.

На рис. 2.2.4.2. показана схема прохождения нефти по эксплуатационному участку современного нефтепровода.(1)

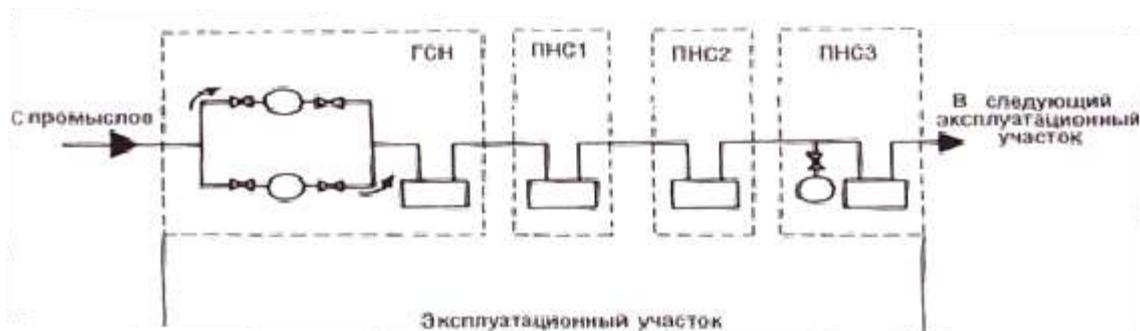


Рис. 2.2.4.2. Схема прохождения нефти по эксплуатационному участку современного нефтепровода: ГНС — головная нефтеперекачивающая станция; ПНС — промежуточная нефтеперекачивающая станция

Из схемы видно, что система перекачки «из насоса в насос» применяется только на промежуточных нефтеперекачивающих станциях, расположенных внутри эксплуатационного участка (ПНС 1 и ПНС 2). На головной нефтеперекачивающей станции (ГНС) применяется постанционная система перекачки, а на станции, расположенной в конце эксплуатационного участка, — система перекачки «с подключенными резервуарами».

2.2.5. Назначение, способы подогрева и теплоносители

Светлые нефтепродукты (бензин, керосин) легко транспортируются по трубопроводам в любое время года и операции с ними не вызывают особых затруднений: операции с темными нефтепродуктами (мазутом, смазочными маслами) вызывают значительные трудности. Объясняется это тем, что темные нефтепродукты при понижении температуры воздуха становятся более вязкими и транспортирование их без подогрева становится невозможным. Подогрев осуществляется как при хранении, так и при транспортировке, приемо-раздаточных операциях.

Для подогрева применяют различные теплоносители: водяной пар, горячую воду, горячие газы и нефтепродукты, электроэнергию. Наибольшее применение имеет водяной пар, обладающий высоким теплосодержанием и теплоотдачей, легко транспортируемый и не представляющий пожарной опасности. Обычно используют насыщенный пар давлением 0,3-0,4 МПа, обеспечивая нагрев нефтепродукта до 80-100 °С.

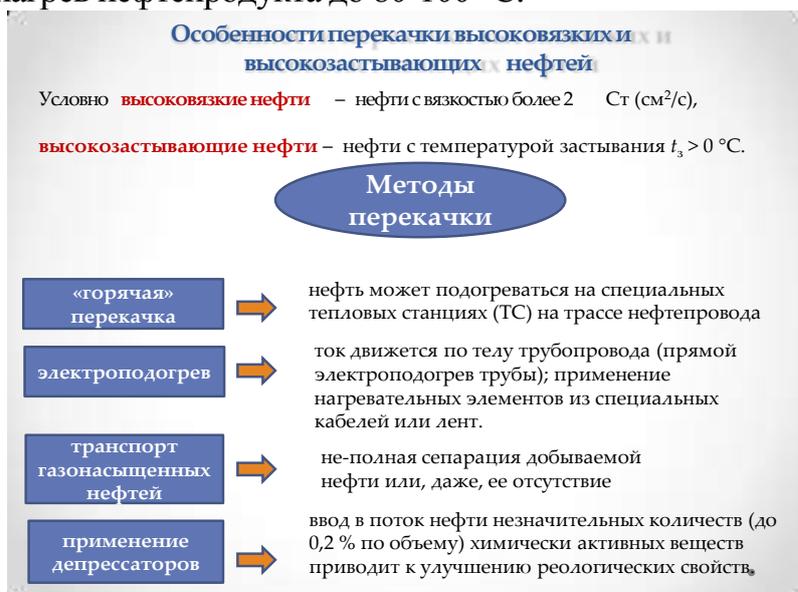


Рис. 2.2.4.3. Методы перекачки высоковязких нефтей

2.2.6. Перекачка высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов

Перекачка нефтей обладающих высокой вязкостью (при обычных температурах) или содержащих большое количество парафина по трубопроводам обычным способом затруднена. Для осуществления их транспортировки применяют различные способы повышения текучести нефтей: смешение вязких с маловязкими и совместная их перекачка; смешение и перекачка с водой; термообработка вязких нефтей и последующая их перекачка; перекачка предварительно нагретых нефтей; добавление присадок-депрессаторов в нефти. (Рис.2.2.4.3.)

В настоящее время транспорт таких нефтей по трубопроводам осуществляется всеми перечисленными способами ((7).

На рис. 2.2.4.4. приведена классификация методов и способов улучшения реологических свойств высоковязких и высокозастывающих нефтей (Бахмат Г. В. и др., 2006г.)

Однако выбор способа перекачки должен быть обоснован технико-экономическим расчетом.

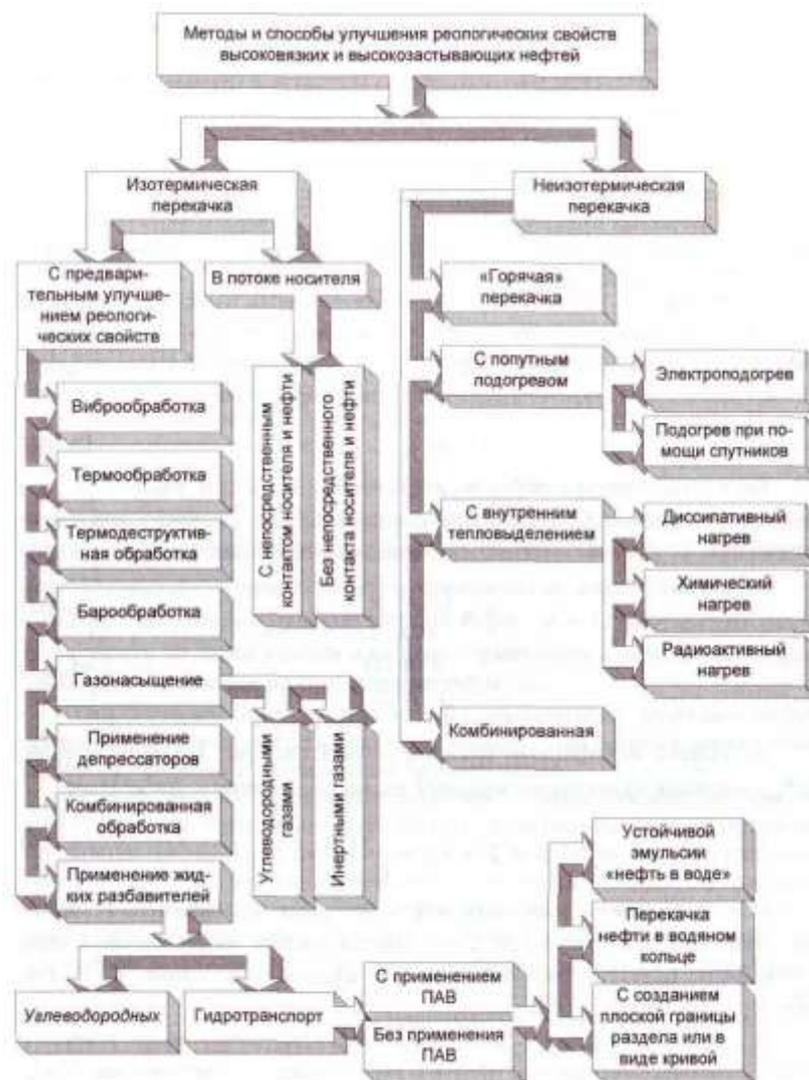


Рис. 2.2.4.4. Классификация методов и способов улучшения реологических свойств высоковязких и высоkozастывающих нефтей

Перекачка с разбавителями. Улучшения реологических свойств вязких нефтей (вязкости, температуры застывания, напряжения сдвига) можно добиться путем смешения их с разбавителями. В качестве разбавителей могут применяться конденсаты, бензины, керосины, маловязкие нефти. Если на месторождении добываются нефти различных сортов – вязкие и маловязкие, то, смешивая их, можно добиться резкого снижения вязкости и температуры застывания.

Для некоторых вязких нефтей требуется добавлять очень большое количество разбавителя (до 70 %). Необходимое количество разбавителя для каждого сорта нефти определяется лабораторными исследованиями.

Разбавление нефтей конденсатами, бензинами и керосинами практически не осуществляется, за исключением нефтепровода в Канаде (Ллойдминстер-

Хардисти). Подача светлого разбавителя на месторождение, как правило, осуществляется по параллельному трубопроводу, сооружение и эксплуатация которого требует дополнительных затрат.

Гидротранспорт вязких нефтей. Совместная перекачка вязких нефтей с водой является одним из эффективных способов транспорта. Существует несколько вариантов гидротранспорта.

Первый способ. В трубопровод одновременно закачивают воду и вязкий нефтепродукт таким образом, чтобы нефтепродукт двигался внутри водяного кольца. Чтобы не происходило всплытия нефти в водяном кольце, потоку придают вращение применением «спиральных» труб. Такие трубы на внутренней поверхности имеют винтовую нарезку заводского изготовления или приваренные металлические полосы (проволоку) необходимых размеров. Спиральная нарезка вызывает вращение движущегося потока, в результате чего возникают центробежные силы, отбрасывающие более тяжелую воду к стенкам трубы. Так как поток в основной своей части состоит из нефти, то резко возрастает расход жидкости при малых затратах энергии по сравнению с перекачкой одной холодной вязкой нефти. Таким способом могут перекачиваться нефти, имеющие плотность ниже, чем вода. Разделение воды и нефти на конечном пункте производится любым известным методом (химическим способом, термическим, отстаем и др.).

Широкого распространения этот способ не получил из-за сложности изготовления винтовых нарезок на внутренней поверхности трубы.

Второй способ заключается в образовании смеси нефти с водой. Когда образуется смесь типа нефть в воде (Н/В), частицы нефти окружены водяной пленкой и контакта нефти с внутренней поверхностью трубы не происходит. Образуется водяное кольцо, внутри которого скользит водонефтяная смесь. Это приводит к снижению потерь на трение при перекачке.

При резком уменьшении скорости перекачки и температуры эмульсия типа Н/В может перейти в обратную – типа «вода в нефти» (В/Н). Такая эмульсия имеет вязкость даже большую, чем исходная нефть. Устойчивость эмульсии типа Н/В зависит от многих факторов. В результате экспериментальных исследований было установлено, что минимальное количество воды должно быть около 30 % общего объема транспортируемой смеси. Гидротранспорт применяется на магистральном нефтепроводе в Индонезии.

Перекачка термообработанных нефтей. Тепловая обработка (нагрев) с целью изменения реологических свойств нефти называется термообработкой. Она заключается в следующем. Нефть нагревают до некоторой температуры, а затем охлаждают с заданной скоростью. Температуру нагрева и скорость

охлаждения подбирают лабораторным путем для каждого нефтепродукта. В результате этого резко снижаются вязкость и температура застывания термообработанной нефти. Если эти параметры сохраняются низкими значительное время (одни нефти восстанавливают свои свойства за 3 суток, другие – за 20 суток), то нефть можно перекачивать по трубопроводу как обычную маловязкую жидкость.

Предварительная термообработка нефти применяется на магистральном нефтепроводе в Индии.

Перекачка нефтей с присадками. У нас в стране и за рубежом для улучшения реологических свойств нефтей перед их перекачкой по трубопроводам применяют добавление специальных нефтерастворимых присадок. Это беззольные сополимеры этилена и присадки на основе сложных эфиров метакриловой кислоты. Механизм действия присадок еще не совсем ясен. Предполагается, что молекулы присадок адсорбируются на поверхности кристаллов парафина, мешая их росту. Образуется суспензия парафина с большим количеством мелких кристаллов и высокой степенью дисперсности.

Перед добавлением присадок нефть следует нагревать до полного расплавления парафина. В дальнейшем, при движении нефти с присадками по трубопроводу, она не нуждается в подогреве на промежуточных станциях.

Перекачка предварительно подогретых нефтей. Наиболее распространенный способ трубопроводного транспорта вязких нефтей – перекачка предварительно нагретых нефтей – так называемая *горячая перекачка*. При этом способе нефть нагревается на головном пункте трубопровода и насосами закачивается в магистраль. Через каждые 25-100 км по длине трассы устанавливаются промежуточные тепловые станции, где остывшая нефть вновь подогревается.

Нефть с промысла (рис. 2.2.4.5.) по трубопроводу 1 подается в резервуарный парк 2 головной перекачивающей станции. Резервуары оборудуются подогревательными устройствами, с помощью которых поддерживается температура нефти. Насосы 3 прокачивают нефть через дополнительные подогреватели 4.

В резервуарах применяют, как правило, паровые подогреватели змеевикового или секционного типа. Подогреватели для потока нефти бывают паровыми или огневыми и устанавливаются до насосов или после них.

Через подогреватели можно пропускать всю перекачиваемую нефть, повышая ее температуру до заданной. Иногда через подогреватели перекачивают только часть нефти, нагревают ее до более высокой температуры, чем расчетная, а на выходе из станции смешивают с холодным потоком, получая заданную температуру подогрева.

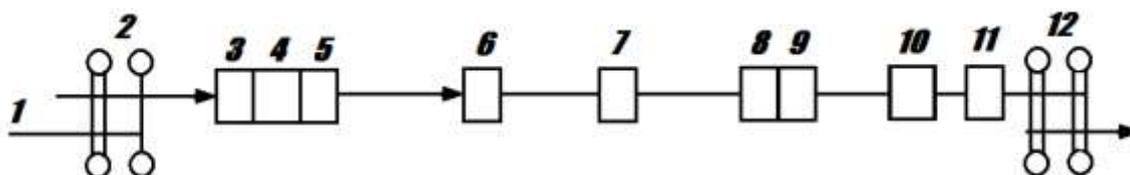


Рис. 2.2.4.5. Принципиальная схема горячего магистрального трубопровода

После теплообменных аппаратов 4 нефть поступает в основные насосы 5 и закачивается в магистраль. По мере движения по трубе она остывает. Чтобы можно было транспортировать нефть на значительные расстояния, ее по пути подогревают на промежуточных станциях 6 и 7. Если нефть транспортируется на большое расстояние, то, кроме тепловых, сооружаются и промежуточные насосные станции 8, как правило, совмещенные с тепловыми станциями 9. На схеме 10 и 11 – еще две промежуточные тепловые станции и сырьевой парк 12 нефтеперерабатывающего завода. В мире эксплуатируется свыше 60 магистральных трубопроводов, по которым перекачивается подогретая нефть.

2.2.7. Потери нефти и нефтепродуктов.

Потери нефти и нефтепродуктов происходят (рис. 2.2.7.1., 2.2.7.2., табл. 2.2.7.1.) от утечек, испарения, смешения различных сортов нефтепродуктов.(7) Кроме того большое количество нефти и нефтепродуктов теряется в результате аварийных разливов и нарушения технологических режимов(37). Около 75 % потерь происходит от испарения.



Рис. 2.2.7.1. Причины потерь нефти и нефтепродуктов

Источники потерь нефтепродуктов	
Источники потерь	Потери, %
В резервуарах	64,8
в том числе:	
от «больших дыханий»	54,0
от выдуваний	4,6
от газового сифона	0,9
при зачистке	5,3
в насосных станциях	2,3
с канализационными стоками	7,5
В линейной части	23,5
в том числе:	
от утечек	22,3
от аварий	1,2
при наливке железнодорожных цистерн	1,84

Потери *от утечек* происходят через неплотности резервуаров, трубопроводов, задвижек, при случайном разливе и т.д. и предотвращаются проведением профилактических ремонтов и специальных мероприятий.

Потери *от смешения* происходят при последовательной перекачке нескольких нефтепродуктов и при случайном их смешении в резервуарах.

Потери *от испарения*. В резервуаре, имеющем некоторое количество продукта, газовое пространство заполнено паровоздушной смесью. Количество нефтепродукта в этой паровоздушной смеси $G=c \cdot \rho \cdot V$, где c — объемная концентрация паров нефтепродукта в паровоздушной смеси; ρ — плотность паров продукта; V — объем газового пространства.

Всякое выталкивание паровоздушной смеси из газового пространства резервуара в атмосферу сопровождается потерями нефтепродукта — это и есть потери от испарения, которые происходят по следующим причинам.

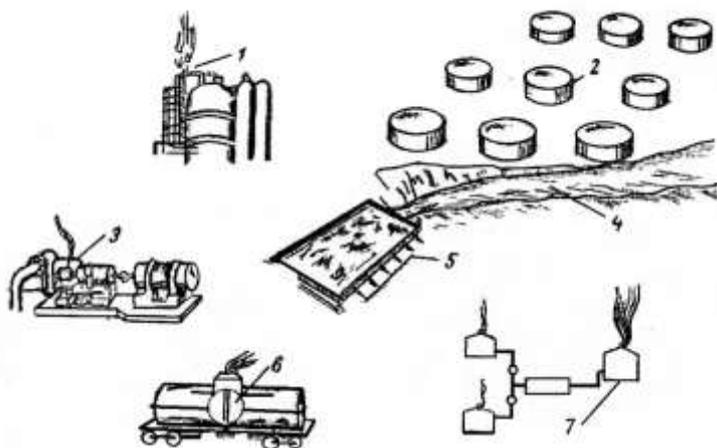


Рис. 2.2.7.2. Типичные источники потерь на нефтеперерабатывающем заводе: 1 — сгорание газа в факелах; 2 — испарение из резервуаров; 3 — утечки в задвижках, линиях, насосах и т.д.; 4 — потери нефти в стоке нефтеперерабатывающего завода; 5 — испарения в ловушке-водоотделителе; 6 — потери при погрузке железнодорожных цистерн и автоцистерн; 7 — смешение бензина

1) **Потери от вентиляции газового пространства.** Если в крыше резервуара имеются в двух местах отверстия, расположенные на некотором расстоянии H по вертикали, то более тяжелые бензиновые пары будут выходить через нижнее отверстие, а атмосферный воздух будет входить через верхнее отверстие; установится естественная циркуляция воздуха и бензиновых паров в резервуаре, образуются так называемые *газовые сифоны*.

Объемная потеря газа в единицу времени работы газового сифона определяется по уравнению

$$Q = \mu \cdot F \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{P}{\rho_c}},$$

где μ — коэффициент расхода отверстия; F — площадь отверстия; P — давление, под которым происходит истечение; оно равно разности весов столбов высотой H паровоздушной смеси плотностью ρ_c и воздуха плотностью ρ_v :

$$P = H \cdot (\rho_c - \rho_v) \cdot g.$$

Потери от вентиляции могут происходить через открытые люки резервуаров путем простого выдувания бензиновых паров ветром. Поэтому люки необходимо тщательно герметизировать.

2) **Потери от больших дыханий** — от вытеснения паров нефтепродуктов из газового пространства закачиваемым нефтепродуктом. Нефтепродукт, поступая в резервуар, сжимает паровоздушную смесь до

давления, на которое установлена арматура. Как только давление станет равным расчетному давлению дыхательного клапана, из резервуара будут выходить пары нефтепродукта, начнется «большое дыхание» («выдох»).

При откачке нефтепродукта из резервуара происходит обратное явление: как только вакуум в резервуаре станет равным вакууму, на который установлен дыхательный клапан, в газовое пространство начнет входить атмосферный воздух — происходит «вдох» резервуара.

3) **Потери от «обратного выдоха».** Вошедший в резервуар воздух начнет насыщаться парами нефтепродукта; количество газов в резервуаре будет увеличиваться; поэтому по окончании «вдоха», спустя некоторое время из резервуара может произойти «обратный выдох» - выход насыщающейся газовой смеси.

4) **Потери от насыщения газового пространства.** Если в пустой резервуар, содержащий только воздух, залить небольшое количество нефтепродукта, последний начнет испаряться и насыщать газовое пространство. Паровоздушная смесь будет увеличиваться в объеме, и часть ее может уйти из резервуара - произойдут потери от насыщения.

5) **Потери от малых дыханий** происходят в результате следующих причин.

Из-за повышения температуры газового пространства в дневное время (при нагреве солнечными лучами) паровоздушная смесь стремится расширяться, концентрация паров нефтепродукта повышается, давление растет. Когда давление в резервуаре станет равным давлению, на которое установлен дыхательный клапан, он открывается и из резервуара начинает выходить паровоздушная смесь — происходит «выдох». В ночное время из-за снижения температуры часть паров конденсируется, паровоздушная смесь сжимается, в газовом пространстве создается вакуум, дыхательный клапан открывается и в резервуар входит атмосферный воздух — происходит «вдох»;

6) **Потери из-за снижения атмосферного давления.** При этом разность давлений в газовом пространстве резервуара и атмосферного может превысить перепад давлений, на который установлен дыхательный клапан, он откроется и произойдет «выдох» (барометрические малые дыхания). При повышении атмосферного давления может произойти «вдох».

2.3. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов

2.3.1. Свойства нефтепродуктов, влияющие на технологию их транспорта(1,2)

По нефтепродуктопроводам перекачивают следующие светлые нефтепродукты: автомобильные бензины, дизельные топлива, керосин, топливо для реактивных двигателей, топливо печное бытовое.

Плотность светлых нефтепродуктов при 20 °С находится в пределах от 725 до 860 кг/м³. С увеличением температуры она уменьшается.

Вязкость светлых нефтепродуктов при 20 °С в 8 раз может превосходить вязкость воды. Она уменьшается при увеличении температуры.

Испаряемость нефтепродуктов находится в прямо пропорциональной зависимости от давления насыщенных паров, под которым понимают давление, создаваемое парами нефтепродукта в газовой фазе, соответствующее моменту прекращения испарения. Наибольшей испаряемостью обладают бензины. В результате их потери от испарения в одинаковых условиях больше, чем нефти. Дизельные топлива, керосины, топливо печное бытовое относятся к малоиспаряющимся жидкостям. Это учитывают при выборе оборудования резервуаров. С целью уменьшения потерь нефтепродуктов резервуары с дизельным топливом, керосином, топливом печным бытовым достаточно оснастить дыхательной арматурой, а резервуары с бензином оборудовать понтонами или плавающими крышами.

Нефтепродуктопроводом (НПП) называется трубопровод, предназначенный для перекачки нефтепродуктов.

Современные нефтепродуктопроводы представляют собой сложную разветвленную систему, которая в общем случае состоит из магистральной части, подводящих и распределительных трубопроводов, сложных и простых отводов, головной и промежуточных перекачивающих станций (ПС), наливных и конечных пунктов.

Подводящие трубопроводы соединяют нефтеперерабатывающие заводы с головной ПС разветвленного нефтепродуктопровода (РНПП).

Головная перекачивающая станция (ГПС) — это комплекс сооружений, оборудования и устройств в начальной точке разветвленного нефтепродуктопровода, обеспечивающих прием, накопление, учет и закачку нефтепродуктов в трубопровод.

Промежуточная перекачивающая станция (ППС) — это комплекс сооружений, оборудования и устройств, расположенных в промежуточной точке РНПП и обеспечивающий дальнейшую перекачку нефтепродуктов.

Наливные и конечные пункты являются пунктами сдачи нефтепродуктов. Различают пункты налива железнодорожных и автомобильных цистерн. Роль конечных пунктов выполняют нефтебазы.

Магистральная часть НПП — это часть разветвленного нефтепродуктопровода, имеющая ГПС, в резервуары которой нефтепродукты поступают, как правило, по подводящим трубопроводам непосредственно с НПЗ. Магистральная часть отличается тем, что: 1) имеет в начале резервуарный парк, рассчитанный на полную пропускную способность РНПП; 2) работает более продолжительное время, чем другие элементы

линейной части РНПП; 3) к ней подключены распределительные трубопроводы и отводы.

Распределительные трубопроводы предназначены для поставки нефтепродуктов от магистрали к нефтебазам или наливным пунктам. В начале их предусматривается соответствующая резервуарная емкость и собственная головная перекачивающая станция. На распределительном трубопроводе большой протяженности может быть несколько перекачивающих станций.

Отводом называют часть разветвленного нефтепродуктопровода, предназначенную для подачи нефтепродуктов непосредственно потребителям. На отводе перекачивающая станция отсутствует, а в его начале резервуарная емкость не предусматривается. Для отвода характерны периодичность работы и относительно небольшая протяженность.

По количеству труб различают однотрубный и многотрубный отводы, а по конфигурации — сложный и простой отводы. **Однотрубный отвод** — это отвод, состоящий из одного трубопровода. **Многотрубный отвод** включает в себя два и более параллельных трубопроводов. Сложный **отвод** в отличие от **простого** имеет разветвленную структуру.

Состав сооружений линейной части нефтепродуктопроводов, их классификация по диаметру и категории отдельных участков такие же, как у нефтепроводов.

На перекачивающих станциях НПП также устанавливаются основные и подпорные центробежные насосы. Из основных насосов типа НМ на нефтепродуктопроводах наибольшее распространение получили насосы НМ 360-460, НМ 500-300, НМ 1250-260. Кроме того, находятся в эксплуатации многоступенчатые насосы НПС 200-700, консольные насосы НК 560/300, а также насосы прошлых лет выпуска: 10Н8х4, 14Н12х2. Подпорные насосы представлены типами 8НДвН, 12НДсН, 14НДсН.

2.3.2. Особенности трубопроводного транспорта нефтепродуктов

С развитием трубопроводного транспорта с целью экономии затрат возникла необходимость в организации перекачки по одному трубопроводу сразу нескольких жидкостей в виде следующих друг за другом партий. (Рис. 2.3.2.1.)

Последовательная перекачка разноименных или разносортных нефтепродуктов их прямым контактированием заключается в том, что нефтепродукты последовательно закачиваются в трубопровод в виде отдельных партий и транспортируются до пунктов их приема-сдачи.

При этом каждая партия вытесняет предыдущую и вытесняется последующей. На головной станции нефтепродукты закачиваются из отдельных резервуаров в МНПП, транспортируются по нему партиями,

направляются, при необходимости, промежуточным потребителям, подключенным к магистральному трубопроводу, по отводам, а в пункте приема-сдачи – принимаются из трубопровода в отдельные резервуары (40).



Рис. 2.3.2.1. Схема последовательной перекачки нефти

Размеры партий нефтепродуктов с необходимым запасом качества, закачиваемых в МНПП на ГПС, рекомендуется устанавливать с учетом обеспечения плановой отгрузки нефтепродуктов с наливных пунктов и приема их от нефтеперерабатывающих заводов, а также полной раскладки технологических смесей Инструкции (40).

По магистральным нефтепродуктопроводам может осуществляться последовательная перекачка следующих светлых нефтепродуктов:

- **неэтилированные автомобильные бензины:**
 - А-76 по ГОСТ 2084-77 "Бензины автомобильные. Технические условия;
 - разных марок – А-80, А-92, А-96 (на экспорт), Аи-80, Аи-92, Аи-96 (для внутренних потребителей) по ТУ 38.001165-03 "Бензины автомобильные экспортные. Технические условия";
 - с улучшенными экологическими свойствами разных марок – АИ-80ЭК, АИ-92ЭК, АИ-95ЭК – по ТУ 38.401-58-171-96 "Бензины

автомобильные неэтилированные с улучшенными экологическими свойствами (городские). Технические условия";

– разных марок – Нормаль-80, Регуляр-91, Регуляр-92, Премиум-95 – по ГОСТ Р 51105-97 "Топлива для двигателей внутреннего сгорания. Неэтилированный бензин. Технические условия"; и по другим стандартам;

• **дизельные топлива:**

– разных марок – летнее разных сортов с температурой вспышки не ниже 40°C и не ниже 62°C, двух видов (с содержанием серы не более 0,2% и не более 0,5%), а также зимнее разных сортов – по ГОСТ 305-82 "Топливо дизельное. Технические условия";

– экологически чистое разных марок – летнее ДЛЭЧ 4-х видов: I вид (с содержанием серы – не более 0,005%), II вид (с содержанием серы – не более 0,035%), III вид (с содержанием серы – не более 0,05%), IV вид (с содержанием серы – не более 0,1%) и зимнее разных сортов по ТУ 38.1011348-03 "Топливо дизельное экологически чистое. Технические условия";

– экспортное разных марок – летнее двух видов (с содержанием серы – не более 0,2% и не более 0,3%) и зимнее (с содержанием серы – не более 0,2%) – по ТУ 38.401-58-110-94 "Топливо дизельное экспортное. Технические условия";

– с улучшенными экологическими свойствами разных марок (летнее, летнее с присадкой, зимнее двух видов с содержанием серы – не более 0,05% и не более 0,1%) – по ТУ 38.401-58-170-96 "Топлива дизельные с улучшенными экологическими свойствами (городские)" и др.;

• **топлива для реактивных двигателей – ТС-1 по ГОСТ 10227-86 "Топлива для реактивных двигателей. Технические условия".**

При необходимости возможна последовательная перекачка и других светлых нефтепродуктов в соответствии с ГОСТ 1510-84 "Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение".

Транспортирование нефтепродуктов по магистральным трубопроводам ОАО "АК "Транснефтепродукт" производится на основании договоров между Заказчиком и Исполнителем.

Особенностью последовательной перекачки является образование некоторого количества смеси в зоне контакта двух следующих друг за другом нефтепродуктов. Причиной смесеобразования является неравномерность осредненных местных скоростей по сечению трубопровода. Кроме того, некоторое количество смеси образуется при переключении задвижек на головной перекачивающей станции в период смены нефтепродукта.

Для уменьшения объема смеси в отдельных случаях в зону контакта нефтепродуктов вводят специальные устройства – разделители (дисковые, манжетные, шаровые и др.). Кроме того, на конечном пункте нефтепродуктопровода предусматриваются мероприятия по исправлению и реализации получающейся смеси нефтепродуктов.

Успешное осуществление технологии последовательной перекачки невозможно без четкого контроля за продвижением смеси. Методы и приборы контроля последовательной перекачки основаны на различии свойств перекачиваемых жидкостей. Контроль осуществляют по изменению плотности, вязкости, диэлектрической постоянной, скорости распространения ультразвука и др. В отдельных случаях в зону контакта нефтепродуктов вводят вещество-индикатор, которое распределяется по длине зоны смеси в соответствии с изменением концентрации. В качестве таких индикаторов могут применяться радиоактивные изотопы (кобальта, сурьмы, йода, бария), флуоресцентные красители и др.

2.4. Трубопроводный транспорт газа

2.4.1. Свойства газов, влияющие на технологию их транспорта

Основными свойствами газов, влияющими на технологию их транспорта по трубопроводам, являются плотность, вязкость, сжимаемость и способность образовывать газовые гидраты (1,31).

Плотность газов зависит от давления и температуры. Так как при движении по газопроводу давление уменьшается, то плотность газа снижается и скорость его движения возрастает. Таким образом, в отличие от нефте- и нефтепродуктопроводов транспортируемая среда в газопроводах движется с ускорением. Плотность газов может измеряться в абсолютных единицах (г/см^3 , кг/м^3) и в относительных. При давлении 0,1 МПа и температуре 0°C плотность газов примерно в 1000 раз меньше плотности жидкости и изменяется для углеводородных газов от 0,0007 до 0,0015 г/см^3 (в зависимости от содержания в газе легких и тяжелых углеводородов).

Вязкость газов в отличие от вязкости жидкостей изменяется прямо пропорционально изменению температуры, т.е. при увеличении температуры она также возрастает, и наоборот. Это свойство используют на практике: охлаждая газы после компримирования, добиваются уменьшения потерь давления на преодоление сил трения в газопроводах. **Вязкость** нефтяного газа при давлении 0,1 МПа и температуре 0°C обычно не превышает 0,01 мПа·с. С повышением давления и температуры она незначительно увеличивается. Однако при давлениях выше 3 МПа увеличение температуры вызывает понижение вязкости газа, причем газы, содержащие более тяжелые углеводороды, как правило, имеют большую вязкость.

Сжимаемость — это свойство газов уменьшать свой объем при увеличении давления. Благодаря свойству сжимаемости в специальных емкостях — газгольдерах высокого давления — можно хранить количество газа, в десятки раз превышающее геометрический объем емкости.

Если газ содержит пары воды, то при определенных сочетаниях давления и температуры он образует гидраты — белую кристаллическую массу, похожую на лед или снег. Гидраты уменьшают, а порой и полностью перекрывают сечение газопровода, образуя пробку. Чтобы избежать этого, газ до закачки в газопровод подвергают осушке.

Охлаждение газа при дросселировании давления называется эффектом Джоуля-Томсона. Интенсивность охлаждения характеризуется одноименным коэффициентом D , величина которого зависит от давления и температуры газа. Например, при давлении 5,15 МПа и температуре 0 °С величина $D = 3,8$ град/МПа. Если дросселировать давление газа с 5,15 МПа до атмосферного, его температура вследствие проявления эффекта Джоуля-Томсона понизится примерно на 20 градусов.

2.4.2. Классификация магистральных газопроводов

Магистральным газопроводом (МГ) называется трубопровод, предназначенный для транспортировки газа, прошедшего подготовку из района добычи в районы его потребления. Движение газа по магистральному газопроводу обеспечивается **компрессорными станциями (КС)**, сооружаемыми по трассе через определенные расстояния.

Ответвлением от магистрального газопровода называется трубопровод, присоединенный непосредственно к МГ и предназначенный для отвода части транспортируемого газа к отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям.

Магистральные газопроводы классифицируются по величине рабочего давления и по категориям.

2.4.3. Основные объекты и сооружения магистрального газопровода

Основными способами внутриконтинентального транспорта природного газа являются трубопроводы (газопроводы), по которым этот газ в разном состоянии транспортируется после компримирования (сжатия) компрессорами (рис. 2.4.3.1).

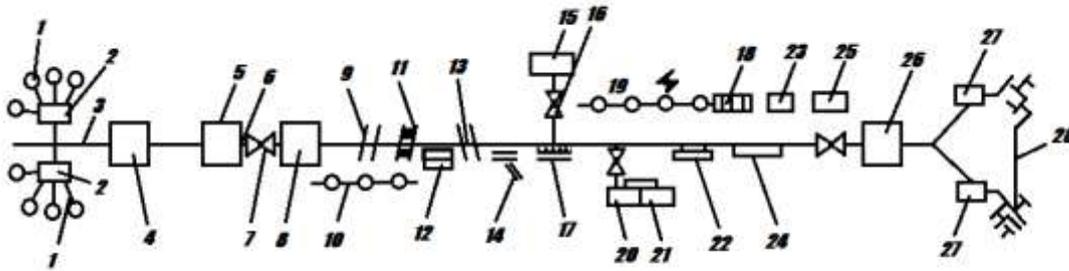


Рис. 2.4.3.1. Схема магистрального газопровода

Попутный (нефтяной) газ, отделяемый из нефти, поступает по трубопроводам на ГПЗ, где из него выделяют пропан и бутан и в виде их смеси в сжиженном виде в железнодорожных цистернах, баллонах или автоцистернах направляется потребителям – в систему бытового или промышленного газоснабжения городов и поселков. Газовый конденсат, добываемый вместе с газом из газоконденсатных месторождений, отделяется от газа на установках подготовки газа непосредственно на месторождении и по трубопроводам (конденсатопроводам) или в цистернах доставляется потребителям – на нефтехимические предприятия.



Рис. 2.4.3.1.а. Технология газоснабжения

С 50-х годов получил распространение способ морских перевозок сжиженного природного газа (метана) в специальных танкерах – метановозах. Если метан (основная часть природного газа) при атмосферном давлении охладить до температуры -162°C , то он становится жидким.

Система газоснабжения от скважины до потребителя представляет собой единую технологическую цепочку (рис. 2.4.1). Вся продукция скважины 1 на газовом или газоконденсатном месторождении поступает через газосборный пункт 2 и газопромысловый коллектор 3 на установку подготовки газа 4. После подготовки газ закачивается ГКС 5 в магистральный газопровод (МГ) 6 с запорной арматурой 7. Если давление на устье скважины больше, чем рабочее давление газопровода, то оно дросселируется (снижается) до нужной величины введением дополнительного, гидравлического сопротивления.

Для поддержания давления газа на газопроводе с интервалом $100\div 120$ км устанавливаются компрессорные станции (КС) 8. Они в большинстве случаев оборудуются центробежными нагнетателями для компримирования газа с приводом от газотурбинных установок или электродвигателей. В настоящее время 80% мощности всех КС составляет газотурбинный привод нагнетателей, а 20% – электропривод. Газовые турбины работают на перекачиваемом газе. Расход газа на топливо достигает $10\div 12$ % объема его транспортировки.

Мощность применяемых на КС электродвигателей не превышает 12,5 тыс. кВт.

На каждой КС устанавливаются пылеуловители, т.к. газ в процессе движения по газопроводу засоряется механическими примесями.

Потребителями газа являются крупные тепловые электростанции, города и населенные пункты. Часть природного газа используется как технологическое сырье на нефтехимических комбинатах.

Перед подачей газа потребителю (ТЭЦ, город, поселок) он поступает из магистрального газопровода по отводам 16 на газораспределительные станции (ГРС) 15, 26. На ГРС снижается давление газа до рабочего давления газораспределительной системы потребителей, он также подвергается одоризации для придания ему специфического запаха, чтобы избежать отравления людей и взрывов при аварийных утечках газа.

На выходе всех КС газопроводов большого диаметра устанавливают аппараты для охлаждения транспортируемого газа атмосферным воздухом (охлаждение воздушное).

После ГРС газ поступает в городские газовые сети 28, которые непосредственно подают газ к месту потребления. Городские газовые сети транспортируют газ под высоким ($1,2\div 0,3$ МПа), средним ($0,3\div 0,05$ МПа) и низким ($5\div 3$ КПа) давлениями. Снижение и поддержание в необходимых

пределах давления газа в распределительных сетях осуществляется на газорегулировочных пунктах (ГРП) 27.

Вспомогательные линейные сооружения магистрального газопровода (аналогичны магистральным нефтепроводам) включают линии связи 10 и электропередач 19, систему защиты от электрохимической коррозии 18, вертолетные площадки 25, переходы через малые 9 и крупные 13 водные преграды, дороги 11, вдольтрассовые подъездные дороги 14, аварийный запас труб 12, защитные сооружения 17 и водосборники 22, дома линейных ремонтников-связистов 23, лупинги 24.

Для сглаживания неравномерности потребления газа у крупных населенных пунктов создают подземные хранилища газа (ПХГ) 20 со своими компрессорными станциями 21 для закачки газа в ПХГ.

Компрессорные станции предназначены для перекачки газа. Кроме того, на КС производится очистка газа от жидких и твердых примесей, а также его осушка (2)

Принципиальная технологическая схема компрессорной станции приведена на рис. 2.4.3.2. Газ из магистрального газопровода (1) через открытый кран (2) поступает в блок пылеуловителей (4). После очистки от жидких и твердых примесей газ компримируется газоперекачивающими агрегатами — ГПА (5). Далее он проходит через аппараты воздушного охлаждения — АВО (7) и через обратный клапан (8) поступает в магистральный газопровод (1).

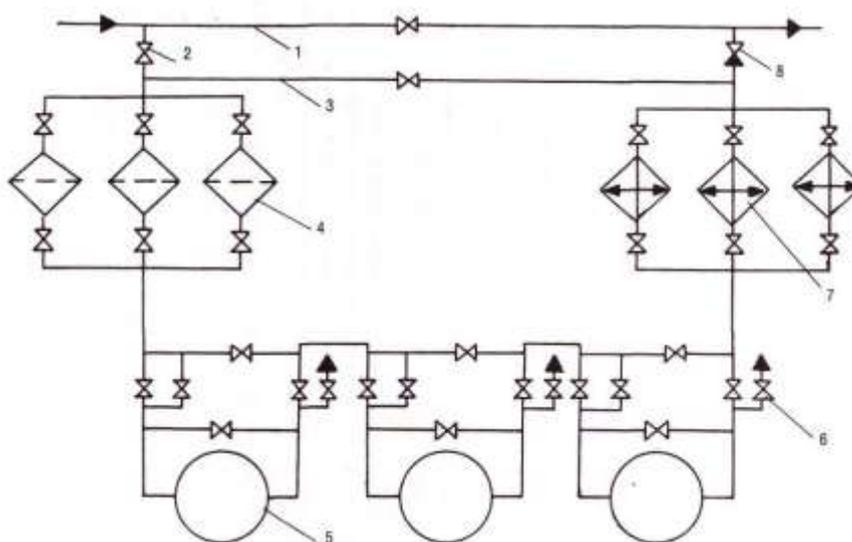


Рис. 2.4.3.2. Технологическая схема компрессорной станции с центробежными нагнетателями: 1 — магистральный газопровод; 2 — кран; 3 — байпасная линия; 4

— пылеуловители; 5 — газоперекачивающий агрегат; 6 — продувные свечи; 7 — АВО газа; 8 — обратный клапан

Объекты компрессорной станции, где происходит очистка, компримирование и охлаждение, т. е. пылеуловители, газоперекачивающие агрегаты и АВО, называются основными. Для обеспечения их нормальной работы сооружают объекты вспомогательного назначения: системы водоснабжения, электроснабжения, вентиляции, маслоснабжения и т. д.

Газоперекачивающие агрегаты (ГПА) предназначены для сжатия и обеспечения транспортировки природного газа с заданными технологическими параметрами на линейных компрессорных станциях и станциях подземных хранилищ газа (ПХГ).

Необходимость в *аппаратах для охлаждения газа* обусловлена следующим. При компримировании газ нагревается. Это приводит к увеличению его вязкости и соответственно затрат мощности на перекачку. Кроме того, увеличение температуры газа отрицательно влияет на состояние изоляции газопровода, вызывает дополнительные продольные напряжения в его стенке.

Газ охлаждают водой и воздухом. При его охлаждении водой используют различные теплообменные аппараты (кожухотрубные, оросительные, типа «труба в трубе»), которые с помощью системы трубопроводов и насоса подключены к устройствам для охлаждения воды.

Данный способ охлаждения газа используется, как правило, совместно с поршневыми газомотокомпрессорами.

На магистральных газопроводах наиболее широкое распространение получил способ охлаждения газа атмосферным воздухом. Для этой цели применяют аппараты воздушного охлаждения (АВО) газа различных типов.

Конструктивно АВО представляет собой мощный вентилятор с диаметром лопастей 2...7 м, который нагнетает воздух снизу вверх, где по пучкам параллельных труб движется охлаждаемый газ. Для интенсификации теплообмена трубы делают ребренными. В качестве привода вентиляторов используются электродвигатели мощностью от 10 до 100 кВт.

Достоинствами АВО являются простота конструкции, надежность работы, отсутствие необходимости в предварительной подготовке хладагента (воздуха).

Газораспределительные станции сооружают в конце каждого магистрального газопровода или отвода от него.

Газовое оборудование, применяемое в промышленности и в быту, рассчитано на сравнительно низкое давление поэтому высоконапорный газ, транспортируемый по магистральному газопроводу, не может быть непосредственно подан потребителям. Кроме того, газ очищается от примесей

(механических частиц и конденсата), чтобы обеспечить надежную работу оборудования и для обнаружения утечек газу придаётся резкий специфический запах. Операцию придания газу запаха называют *одоризацией*.

Понижение давления газа до требуемого уровня, его очистка, одоризация и измерение расхода осуществляются на газораспределительной станции (ГРС). Принципиальная схема ГРС приведена на рис. 2.4.3.4.(1)

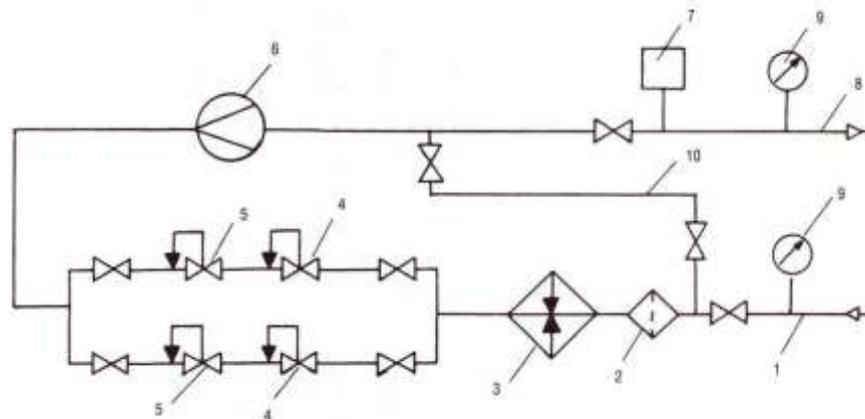


Рис. 2.4.3.4. Принципиальная схема ГРС: 1 — входной трубопровод; 2 — фильтр; 3 — подогреватель газа; 4 — контрольный клапан; 5 — регулятор давления типа «после себя»; 6 — расходомер газа; 7 — одоризатор; 8 — выходной трубопровод; 9 — манометр; 10 — байпас

Газ по входному трубопроводу (1) поступает на ГРС. Здесь он последовательно очищается в фильтре (2), нагревается в подогревателе (3) и редуцируется в регуляторах давления (5). Далее расход газа измеряется расходомером (6) и в него с помощью одоризатора (7) вводится одорант — жидкость, придающая газу запах.

Необходимость подогрева газа перед редуцированием связана с тем, что дросселирование давления сопровождается (согласно эффекту Джоуля-Томсона) охлаждением газа, создающим опасность закупорки трубопроводов ГРС газовыми гидратами.

Хранилища газа служат для компенсации неравномерности газопотребления

Различают *наземные* газохранилища - *газгольдеры* и *подземные*:

1) хранилища, сооруженные в пористых горных породах;

2) хранилища в полостях горных пород - шахтах, пещерах, рудниках, а также в отложениях каменной соли.

Газгольдер (англ. gasholder, от gas - газ и holder - держатель) - стационарное стальное сооружение для приема, хранения и выдачи газа в распределительные газопроводы или установки по его переработке и применению. Различают газгольдеры переменного и постоянного объёма. В

СНГ в городах применяются главным образом газгольдеры постоянного объема (высокого давления), представляющие собой цилиндрические (длиной около 17 м и диаметром около 3 м) резервуары со сферическими днищами или шаровые (диаметром около 10 м), рассчитанные на давление до 1,8 МПа.

Хранение больших объемов газа могут обеспечить только подземные хранилища.

Исходя из технико-экономических соображений, основная масса газа (80 ÷ 85 %) хранится в истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях, 15 ÷ 20 % хранится в водоносных пластах, на долю соляно-каменных каверн приходится менее 1 %.

Для хранения сжиженного метана на береговых базах и при перевозке танкерами применяют специальные резервуары с мощной теплоизоляцией. Такие резервуары изготовляют или из стали, содержащей от 5 до 9 % никеля, или из алюминия высокой степени чистоты. Снаружи резервуары покрывают теплоизоляционным слоем из вакуумированного перлита и других материалов с низким коэффициентом теплопроводности.

Для хранения сжиженного метана на береговых базах все более широко применяют заглубленные в землю специально оборудованные железобетонные резервуары.

Сжиженный метан применяется также для компенсации сезонной неравномерности газопотребления.

Линейные сооружения газопроводов отличаются от аналогичных сооружений нефте- и нефтепродуктопроводов тем, что вместо линейных задвижек используются линейные шаровые краны, а кроме того, для сбора выпадающего конденсата сооружаются конденсатосборники.

Длина магистрального газопровода может составлять от десятков до нескольких тысяч километров, а диаметр — от 150 до 1420 мм. Большая часть газопроводов имеет диаметр от 720 до 1420 мм. Трубы и арматура магистральных газопроводов рассчитаны на рабочее давление до 10 МПа.

2.4.4. Особенности трубопроводного транспорта сжиженных газов

При сжижении природного газа его объем при атмосферном давлении уменьшается более чем в 600 раз. Благодаря этому, можно значительно уменьшить диаметр трубопроводов для транспортировки больших объемов газа, получив значительную экономию капиталовложений(1).

Метан становится жидкостью при атмосферном давлении, если его охладить до — 162 °С . При давлении 5 МПа он останется жидкостью, если его температура не превысит —85 °С. Таким образом, трубопроводный транспорт сжиженного природного газа (СПГ) возможен только при низких температурах.

Перекачка сжиженного природного газа осуществляется следующим образом. Газ с промыслов поступает на головной завод сжижения (ГЗС), где производится его очистка, осушка, сжижение и отделение неконденсирующихся примесей.

Вблизи от ГЗС или даже непосредственно на его территории размещается головная насосная станция (ГНС). В ее состав входят приемные емкости, подпорная и основная насосные, а также узел учета.

Емкости служат для приема СПГ с завода, а также для хранения некоторого его запаса с целью обеспечения бесперебойности работы трубопровода. Как правило, на ГНС устанавливаются горизонтальные цилиндрические емкости высокого давления.

Перекачка сжиженных газов осуществляется центробежными насосами, но других типов, чем применяемые при перекачке нефти и нефтепродуктов. Благодаря малой вязкости СПГ, мощность, потребляемая насосами, в этом случае меньше, чем при работе на воде. Но давление на входе в насосы должно быть значительно выше, чтобы предотвратить регазификацию СПГ.

Перекачка сжиженного природного газа осуществляется под давлением 4...5 МПа и при температуре — 100... 120 °С. Чтобы предотвратить нагрев газа за счет теплопритока от окружающей среды трубопроводы СПГ покрывают тепловой изоляцией, а вдоль трассы размещают промежуточные станции охлаждения. Промежуточные насосные станции (ПНС) располагаются на расстоянии 100...400 км друг от друга. Это, как правило, больше, чем при перекачке нефти и нефтепродуктов, так как СПГ имеет меньшую вязкость.

Центробежные насосы очень чувствительны к наличию газа в перекачиваемой жидкости: при его содержании более 2% происходит срыв их работы, т. е. перекачка прекращается. Чтобы предотвратить регазификацию СПГ, в трубопроводах поддерживают давление не менее чем на 0,5 МПа превышающее давление упругости его паров при температуре перекачки. Для этого на входе в промежуточные насосные станции и в конце трубопровода устанавливают регуляторы давления типа «до себя». Кроме того, для отделения газовой фазы, которая может образоваться в нештатных ситуациях (снижение давления при остановках насосов, разрывах трубопровода и т. п.), перед насосами на насосных станциях устанавливают буферные емкости. В конце трубопровода размещаются низкотемпературное хранилище и установка регазификации сжиженного газа. Низкотемпературное хранилище служит для создания запасов СПГ, в частности, для компенсации неравномерности газопотребления. На установке регазификации СПГ переводится в газообразное состояние перед его отпуском потребителям.

По сравнению с транспортировкой природного газа в обычном состоянии при перекачке СПГ общие металлозатраты в систему, включая головной завод сжижения, низкотемпературное хранилище, установку

регазификации, в 3...4 раза меньше. Кроме того, уменьшается расход газа на перекачку, вследствие низкой температуры снижается интенсивность коррозионных процессов.

Вместе с тем данный способ транспортировки газа имеет недостатки:

1. Для строительства линейной части и резервуаров применяются стали с содержанием никеля до 9%. Они сохраняют работоспособность в условиях низких температур перекачки, однако в 6 раз дороже обычной углеродистой стали.

2. Перекачка СПГ должна вестись специальными криогенными насосами.

3. При авариях потери газа значительно больше, чем в случае его транспортировки по обычной технологии.

Кроме природного, в сжиженном состоянии транспортируются и другие газы. Но наиболее широкое распространение получил трубопроводный транспорт сжиженных углеводородных газов (СУГ): этана, этилена, пропана, бутана и их смесей.

Основным сырьем для производства сжиженных углеводородных **газов** являются попутный нефтяной газ, «жирный» газ газоконденсатных месторождений и газы нефтепереработки. Название сжиженного углеводородного газа принимают по наименованию **компонентов**, оставляющих большую его часть.

2.5. Нефтегазопромысловый трубопроводный транспорт

2.5.1. Системы сбора нефти на промыслах

Продукция нефтяных и газовых скважин - смесь нефти, газа, минерализованной воды, механических смесей (горных пород, затвердевшего цемента) - должна быть собрана из рассредоточенных на большой территории скважин и обработана как сырье для получения товарной продукции - товарной нефти, нефтяного газа, а также пластовой и сточной воды, которую можно было бы снова возвращать в пласт.



Рис. 2.5.1.1. Промысловая подготовка нефти

Сбор добываемой нефти - это процесс транспортирования по трубопроводам нефти, воды и газа до центрального пункта сбора (ЦПС). Они транспортируются под действием напора, обусловленного пластовым давлением на устье скважин, а также (при необходимости) создаваемого насосами. Сбор сопровождается точным замером продукции на каждой скважине с целью проектирования эксплуатации скважин, контроля и регулирования разработки месторождения.

Подготовкой добываемой нефти называют процесс получения товарной продукции, который включает сепарацию, стабилизацию,

обезвоживание (деэмульсацию) и обессоливание нефти, очистку сточной воды от эмульгированной нефти и механических примесей (шлама), а также осушку (от водяного пара) и очистку (от сероводорода и диоксида углерода) нефтяного газа.

В настоящее время сбор и подготовка нефти составляют единую систему процессов и представляют сложный комплекс трубопроводов, блочного автоматизированного оборудования и аппаратов, технологически связанных между собой.

Она должна обеспечить:

1. Предотвращение потерь нефтяного газа и легких фракций нефти от испарения на всем пути движения и с самого начала разработки.

2. Отсутствие загрязнения окружающей среды, вызываемого разливами нефти и воды.

3. Надежность функционирования каждого звена и системы в целом.

4. Высокие технико-экономические показатели работы.

Существуют однострунная и двухтрубная системы промышленного сбора нефти и газа. Однострунная (или система совместного сбора нефти и газа): вместе с нефтью собирают и газ. другой. Двухтрубная: система, в которой нефть собирается по одной трубе, а газ- по другой.

В зависимости от степени заполнения трубы нефтью разделяют самотечные и напорные системы (41).

В самотечных системах сбора движение нефти происходит под влиянием гравитационных сил, определяемых разностью вертикальных отметок в начале и конце системы.

В напорных системах сбора движение нефти происходит под влиянием напора создаваемого пластовой энергией (естественная энергия) и напора создаваемого различного вида насосов: центробежных, объемных (плунжерных, поршневых), винтовых, струйных и др.

На старых месторождениях применяются негерметизированные двухтрубные самотечные системы сбора нефти .

Новые месторождения обустривают напорными системами сбора , подготовки и транспорта скважинной продукции.

В зависимости от свойств пластовой продукции и назначаемых критериев (технико-экономическим показателям: себестоимость сбора, степень автоматизации, энергоемкость и др.) технологические варианты систем сбора и подготовки скважинной продукции могут быть разнообразны.

Единой универсальной системы нефтесбора не существует. В настоящее время на вновь сооружаемых нефтяных промыслах используют централизованную схему сбора и подготовки нефти, представляющую собой герметизированную, как правило,

высоконапорную систему сбора и подготовки нефти, газа и воды с полной автоматизацией, всех технологических процессов (рис. 2.5.1.2).

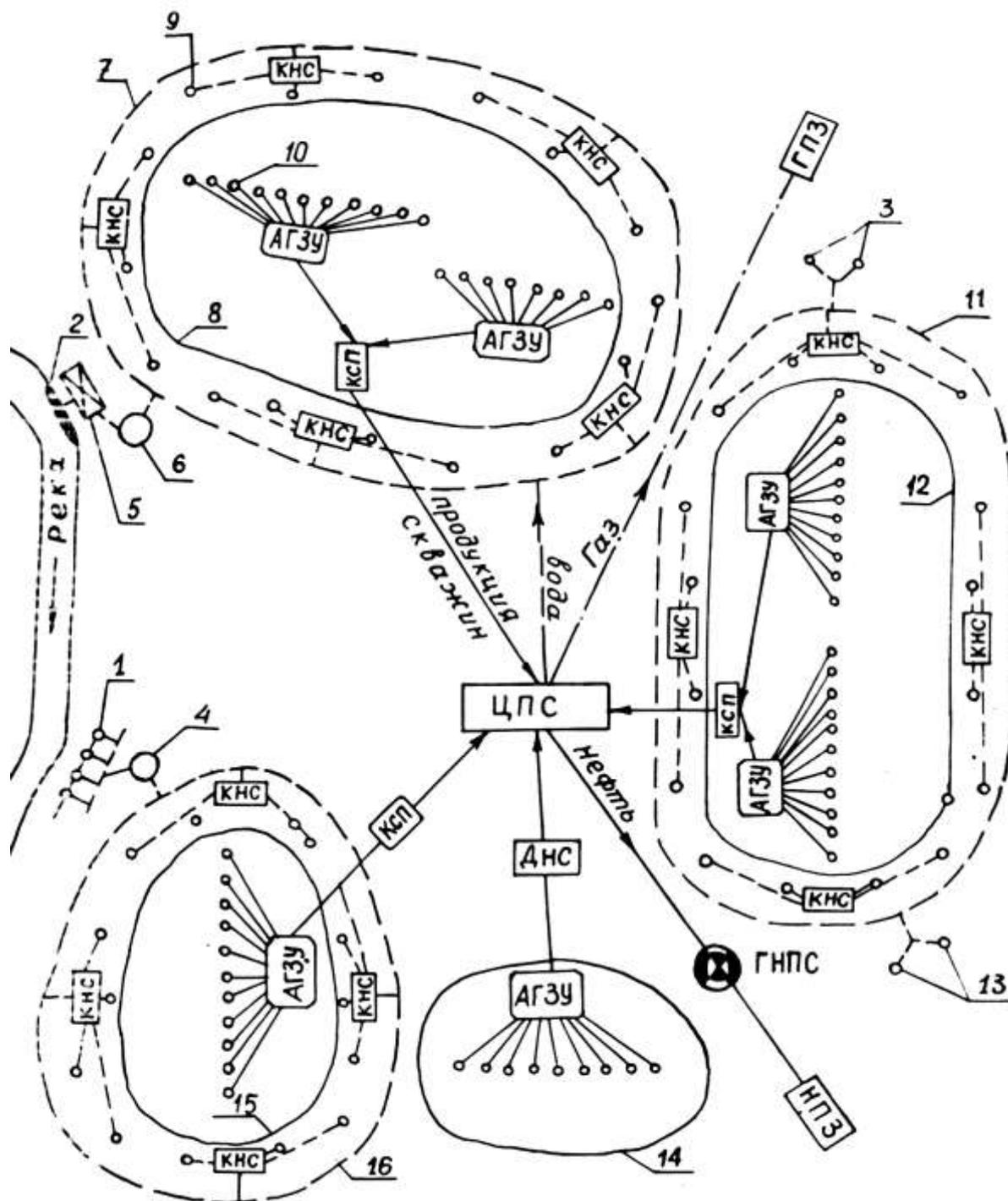


Рис. 2.5.1.2. Принципиальная схема централизованного сбора и подготовки нефти: 1 - скважины подруслового отбора воды; 2 - водозабор открытый; 3, 13 - скважины водозаборные глубинных горизонтов; 4, 6 - насосные станции первого подъема; 7,

11, 16 - водоводы кольцевые; 8, 12, 14, 15 - контуры месторождений; 9 - скважины (нагнетательные) для закачки воды в пласт; 10 - нефтяные добывающие или эксплуатационные скважины; ЦПС - центральный пункт сбора; АГЗУ - автоматизированная групповая замерная установка; КНС - кустовая насосная станция; КСП - комплексный сборный пункт; ДНС - дожимная насосная станция; ГПЗ - газоперерабатывающий завод; НПЗ - нефтеперерабатывающий завод; ГНПС - головная нефтяная перекачивающая станция

От каждой скважины по индивидуальному трубопроводу на АГЗУ поступает нефть вместе с газом и пластовой водой, где производится учет точного количества поступившей от каждой скважины нефти и возможная ее первичная обработка (отделение пластовой воды, нефтяного газа и механических примесей). Далее нефть поступает по сборному коллектору на ЦПС. При сооружении одного ЦПС на несколько месторождений его устраивают на наиболее крупном. В этом случае на отдельных месторождениях могут сооружаться КСП, где частично производится обработка нефти. При необходимости АГЗУ и ЦПС устанавливают дожимную насосную станцию. На ЦПС сосредоточены установки по подготовке нефти, воды и газа.

Ниже приводятся схемы системы сбора, применяемые на месторождениях Западной Сибири и схема, разработанная Гипровостокнефтью и ВНИИСПТнефтью (Бойко В.С., 1999).

2.5.2. Системы сбора на месторождениях Западной Сибири

Применяют несколько разновидностей напорных систем нефтегазосбора, специфика которых в основном связана с кустовым размещением скважин, наклонно и направленно пробуренных на продуктивный пласт (рис. 2.5.1.2.). В этих системах нашли применение комплексные сборные пункты (КСП), на которых происходит частичная подготовка нефти и ее откачка на ЦСП, называемый еще центральным пунктом подготовки нефти (ЦППН).

Сепарация газа осуществляется в две-три ступени. Сепарация I ступени происходит при давлении 0,4-0,8 МПа перед ДНС или КСП, а газ поступает на ГПЗ, удаленный на расстояние до 100 км и более.

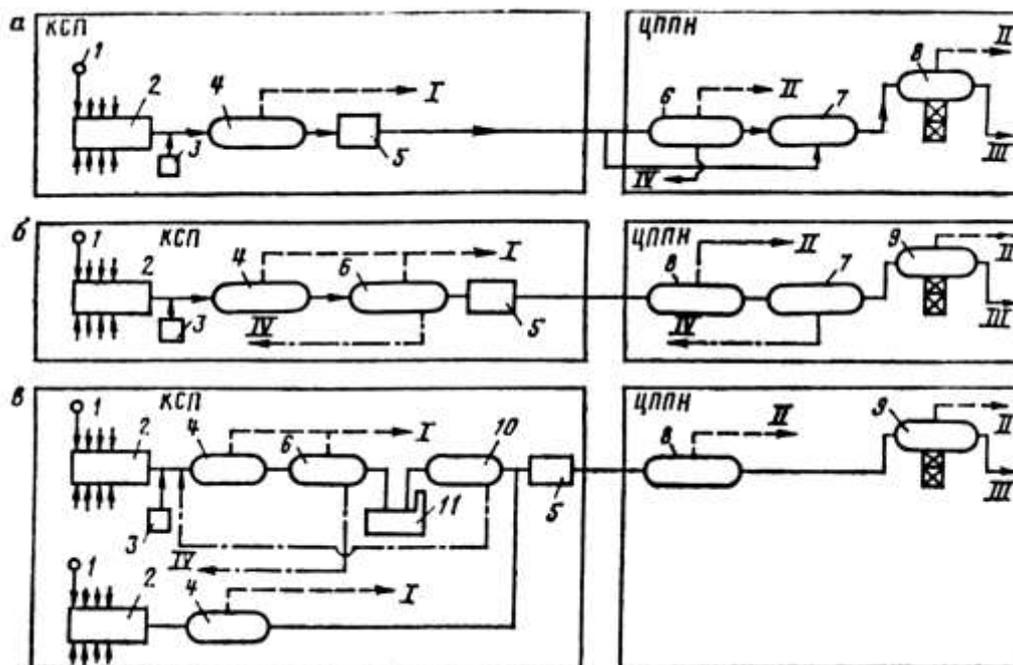


Рис. 2.5.2.1. Системы нефтегазосбора на месторождениях Западной Сибири: 1 - скважина; 2 - групповая замерная установка; 3 - блок дозирования деэмульгатора; 4 - сепаратор I ступени; 5 - дожимная насосная станция; 6 - установка предварительного сброса воды и отбора газа; 7 - сепаратор-подогреватель (деэмульсатор); 8 - сепаратор II ступени; 9 - сепаратор III ступени; 10 - отстойник (электродегидратор); 11 - блок нагрева; I - газ на ГПЗ; II - газ потребителю; III - товарная нефть; IV - вода на КСП

В обводненную продукцию на КСП вводят деэмульгатор. В зависимости от того, какие технологические процессы ведут на КСП, выделяют три варианта систем.

По 1 варианту (см. рис. 2.5.2.1., а) всю обводненную нефть подготавливают на ЦППН, где осуществляют сепарацию и обезвоживание.

По 2 варианту (см. рис. 2.5.2.1., б) (Западно-Сургутское месторождение) на КСП проводят частичное обезвоживание нефти.

По 3 варианту (см. рис. 2.5.2, в) (Самотлорское месторождение) на КСП подготавливают нефть в газонасыщенном состоянии без применения насосов, причем ведется отдельная подготовка безводной и обводненной нефти. На КСП имеются также установки предварительного сброса воды и отбора газа 6, нагреватели 11 и отстойники (электродегидраторы) 10 для глубокого обезвоживания нефти. Горячую воду из отстойников 10 подают в трубопровод перед I ступенью сепарации. На ЦППН проводят сепарацию II и III ступеней.

Унифицированные технологические схемы комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов.

Они разработаны Гипрвостокнефтью и ВНИИСПТнефтью на основании обобщения научных достижений, а также отечественного и зарубежного опыта. В основу этих схем положено совмещение процессов сбора и подготовки при максимальном концентрировании основного технологического оборудования на ЦСП. На месторождении размещаются только ГЗУ. В связи с разнообразием условий конкретных месторождений комплекс может иметь два варианта технологической схемы размещения дополнительного оборудования на месторождении:

I ступень сепарации с ДНС и с предварительным обезвоживанием нефтью, причем качество воды должно удовлетворять требованиям закачки в трещиновато-пористый пласт;

II ступень сепарации с насосной откачкой без сброса воды.

Унифицированная технологическая схема показана на рис. 2.5.2.2. В схеме можно выделить пять узлов-установок замера продукции скважин (ГЗУ), нефти (УПН), воды (УПВ) и шлама или механических примесей (УПШ). Нефть, газ и вода под давлением до 1,5-3 МПа из скважин 1 по выкидным трубам (шлейфам) диаметром 75-150 мм, длиной 0,8-4 км направляются в автоматизированные групповые замерные установки 2 (типа "Спутник"), где происходит отделение газа от жидкости (нефти, воды) и автоматическое поочередное (поскважинное) измерение расходов жидкости и газа.

После замерной установки нефть, газ и вода снова смешиваются и транспортируются по сборному коллектору диаметром 200-500 мм, длиной до 7-70 км под собственным давлением до УПН. Допустимые пределы однетрубного транспортирования в зависимости от рельефа местности, вязкости и расхода продукции, диаметра трубопровода и давления на его входе можно выбрать по таблице Гипрвостокнефти. Для внутритрубной деэмульсации с помощью блока 3 вводится в поток деэмульгатор.

На УПН осуществляют последовательно сепарацию I ступени 4, предварительное обезвоживание 5, нагрев эмульсии 6, укрупнение капель воды 7, глубокое обезвоживание и сепарацию II ступени 8, ввод пресной воды в поток 9, обессоливание 10 и сепарацию III ступени (стабилизацию).

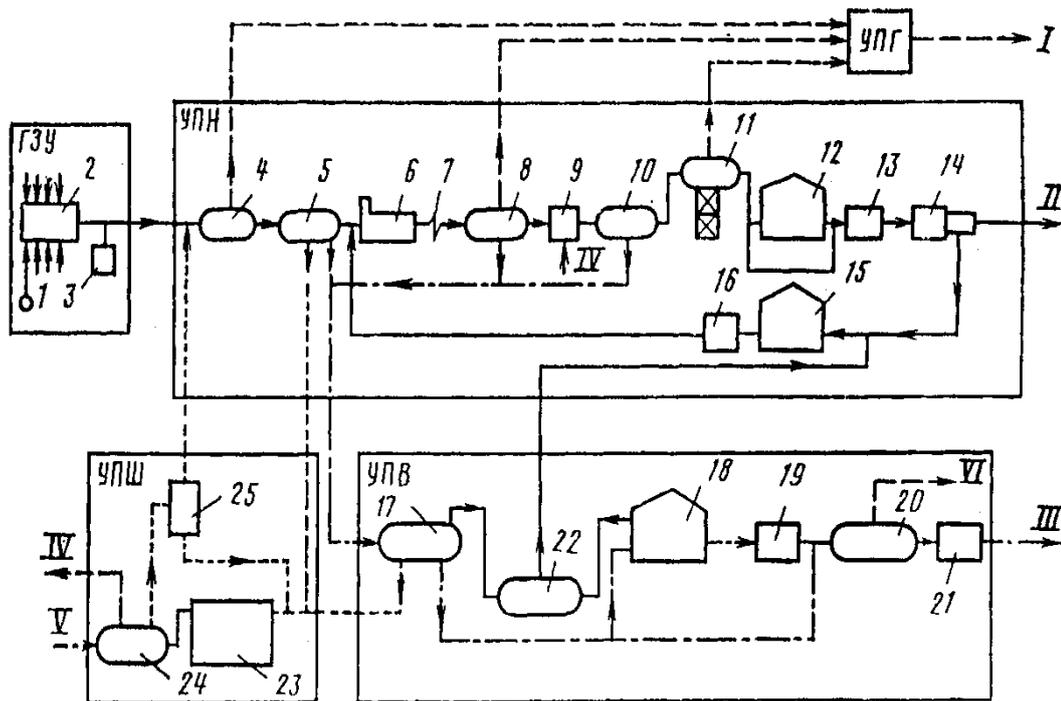


Рис. 2.5.2.2. Унифицированная технологическая схема комплекса сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающего района: 1 - скважина; 2 - автоматизированная групповая замерная установка; 3 - блок подачи деэмульгатора; 4 - сепаратор I ступени; 5 - отстойник предварительного сброса воды; 6 - печь для нагрева эмульсии; 7 - каплеобразователь; 8 - отстойник глубокого обезвоживания и II ступени сепарации; 9 - смеситель для ввода пресной воды; 10 - электродегидратор для обессоливания; 11 - сепаратор III (горячей) ступени сепарации; 12 - резервуар товарной нефти; 13, 16, 19 - насос; 14 - автомат по измерению количества и определению качества товарной нефти; 15 - резервуар некондиционной нефти; 17 - блок очистки воды; 18 - резервуар очищенной воды; 20 - блок дегазатора воды с насосом; 21 - узел замера расхода; 22 - блок приема и откачки уловленной нефти; 23 - емкость-шламонакопитель; 24 - блок приема и откачки стоков; 25 - мультигидроциклон для отделения от сточной (дождевой) воды механических примесей;

I - товарный нефтяной газ; II - товарная нефть; III - очищенная вода на КНС; IV - пресная вода; V - промышленные ливневые стоки; VI - газ на свету

Обезвоженная и обессоленная нефть из сепараторов 11 самотеком поступает в два попеременно работающих герметизированных резервуара 12 на кратковременное хранение. Из них нефть забирается подпорным насосом 13 и подается на автоматизированную замерную установку количества и качества товарной нефти 14 (типа "Рубин"). Если нефть отвечает кондициям, то она направляется в парк товарных резервуаров и далее в магистральный нефтепровод и на НПЗ. Если

нефть окажется некондиционной по содержанию воды (более 0,5 %) и солей (более 100 мг/г), то задвижка на входе в товарный резервуар автоматически закрывается и открывается задвижка для возврата нефти на дополнительное обезвоживание и обессоливание. Необходимая нефть минует часть узлов УПН и поступает сразу в концевые сепараторы III ступени 11, где смешивается с обезвоженной и обессоленной нефтью. Отделившийся газ по сборным газопроводам поступает на УПГ, весь комплекс оборудования которого называют газобензиновым заводом. Обычно УПГ монтируют для большой группы месторождений, где имеются большие запасы нефтяного газа. На промысле (месторождении) подготовка газа не осуществляется.

Отделившаяся в отстойниках и электродегидраторе вода самотеком поступает на УПВ. Там она проходит через блоки очистки 17 и дегазации 20 и через узел замера 21 подается на кустовые насосные станции (КНС) для закачки в пласт. Уловленная в блоке 22 нефть откачивается на УПН.

Шлам, который отделяется от нефти и воды на УПН и УПВ, поступает в емкость-шламонакопитель 23 УПШ. Вода из емкости 23 и сточная вода из промысла поступает в блок стоков 24, откуда откачивается в мультигидроциклон 25 для отделения шлама. Шлам собирается в емкости 23, а вода подается на вход УПН. Газы дегазации воды поступают на свечу для сжигания.

При такой схеме сбора и подготовки потери углеводородов сведены до минимума (0,2 %).

2.5.3. Система сбора и подготовки нефти (ОАО Сургутнефтегаз)

Процесс подготовки добываемой газо-водонефтяной эмульсии заключается в отделении от нефти и утилизации попутно добываемого нефтяного газа, подтоварной воды и получении нефти товарной кондиции в соответствии с требованиями ГОСТ № 9965-76. Подготовка поступившей по нефтесбору жидкости, осуществляется в несколько технологических ступеней и зависит от содержания попутного нефтяного газа и стойкости газо-водонефтяной эмульсии к отделению подтоварной воды, а также физических свойств.

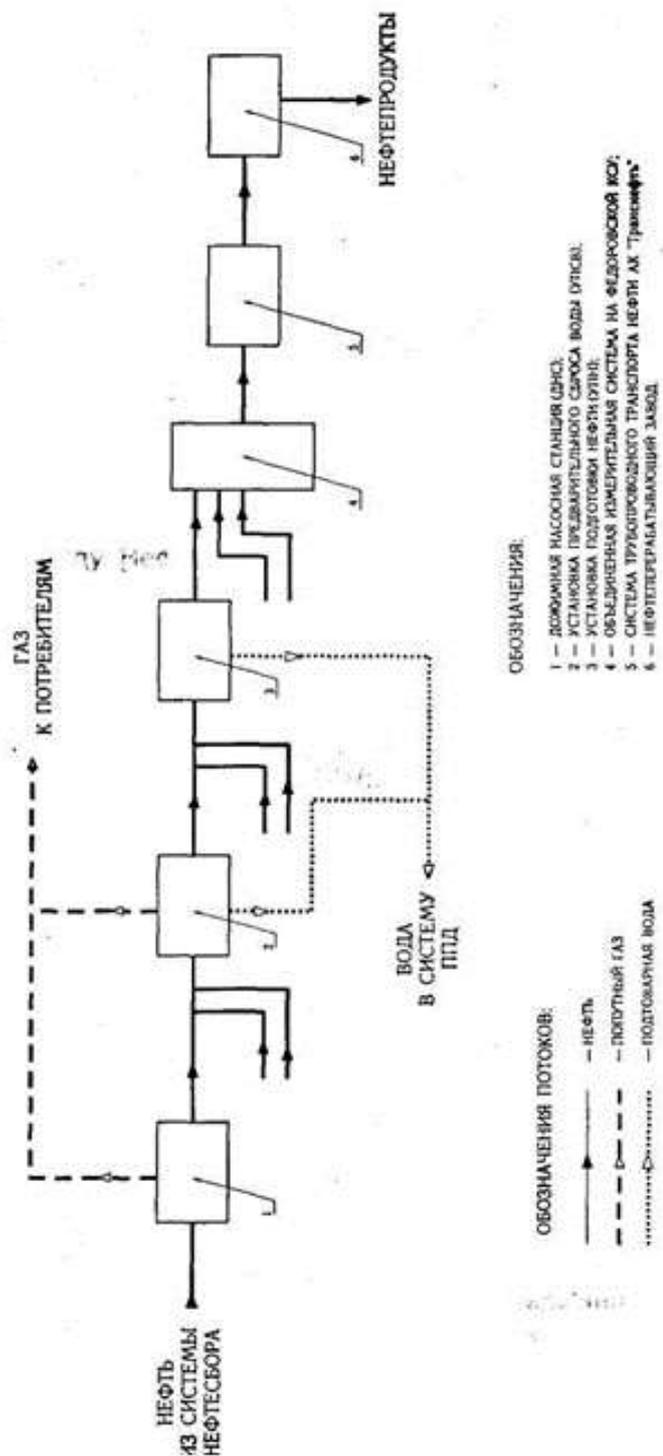


Рис 2.5.3.1. Схема сбора и транспорта нефти, газа и воды.

Поступившая на дожимную насосную станцию (ДНС) поз. 1 (рис. 2.5.3.1.) газо-водонефтяная эмульсия ступенчато сепарируется от попутного нефтяного газа и направляется на предварительное отделение воды на ус-

тановки предварительного сброса воды (УПСВ) поз. 2, размещаемые или на площадке ДНС, или на отдельной площадке. В зависимости от проектных решений установки предварительного сброса воды оборудуются технологическими отстойниками, нагревателями, аппаратами, насосным оборудованием. Варианты технологических схем показаны на рис. 8.3, 8.4.(42).

Предварительно подготовленная нефть по системе напорных трубопроводов поступает на товарные парки, где на установках подготовки нефти (УПН) поз.3 проходит ступенчатую подготовку до товарной кондиции. Товарная нефть по системе трубопроводов поступает на коммерческие узлы учета объединенной измерительной системы Федоровской концевой сепарационной установки (КСУ) поз. 4, где осуществляется прием - сдача нефти в систему трубопроводного транспорта нефти акционерной компании (АК) "Транснефть" поз. 5, и транспортируется на нефтеперерабатывающие заводы поз. 6.

Порядок приема - сдачи нефти по количеству и качеству определяется договором с АК "Транснефть" и действующими инструкциями по учету нефти, эксплуатации узлов учета нефти и метрологическому обеспечению и положениями о взаимоотношениях нефтегазодобывающих организаций и АК "Транснефть".

2.5.4. Системы промышленного сбора природного газа

Системы промышленного сбора природного газа отличаются от систем промышленного сбора нефти. На нефтяных месторождениях имеют дело с добычей и транспортированием вязких нефтяных эмульсий по трубопроводам, а на газовых месторождениях - с добычей и транспортированием маловязких «чистых» газов и газоконденсатных смесей.

Элементы сборной сети: устьевая арматура (фонтанная арматура), газоотводные линии (шлейф, манифольд), отключающие задвижки газосборных . На современных газовых месторождениях система сбора и подготовки газа включает в себя : установку предварительной подготовки газа (УППГ), УКПГ, ГС (головные сооружения),(41).

Существующие системы сбора газа классифицируются (1;41):

- по степени централизации технологических объектов подготовки газа;
- по конфигурации трубопроводных коммуникаций;
- по рабочему давлению.

По степени централизации технологических объектов подготовки газа различают индивидуальные, групповые и централизованные системы сбора (рис 2.5.4.1.).

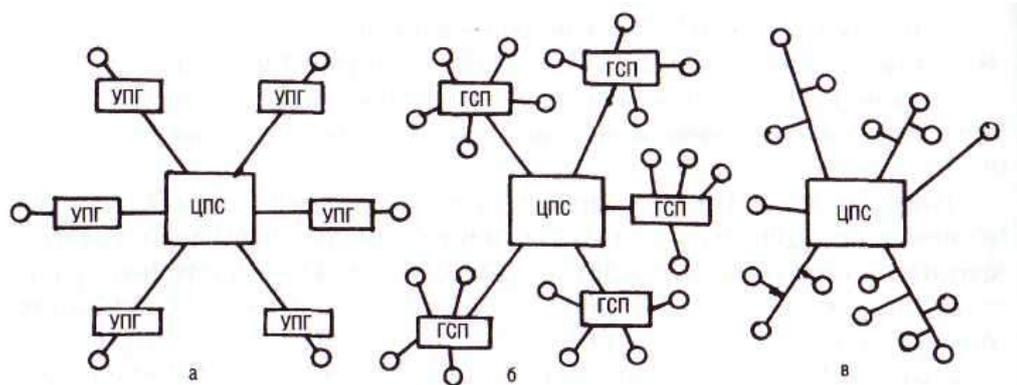


Рис. 2.5.4.1. Системы сбора газа на промыслах: а) — индивидуальная; б) — групповая; в) — централизованная; УПГ — установка подготовки газа; ГСП — групповой сборный пункт; ЦПС — центральный пункт сбора

При индивидуальной системе сбора (рис. 2.5.4.1. а) каждая скважина имеет свой комплекс сооружений для подготовки газа (УПГ), после которого газ поступает в сборный коллектор и далее на центральный пункт сбора (ЦПС). Данная система применяется в начальный период разработки месторождения, а также на промыслах с большим удалением скважин друг от друга. Недостатками индивидуальной системы являются: 1) рассредоточенность оборудования и аппаратов по всему промыслу, а следовательно, сложности организации постоянного и высококвалифицированного обслуживания, автоматизации и контроля за работой этих объектов; 2) увеличение суммарных потерь газа по промыслу за счет наличия большого числа технологических объектов и т. д.

При групповой системе сбора (рис. 2.5.4.1. б) весь комплекс по подготовке газа сосредоточен на групповом сборном пункте (ГСП), обслуживающем несколько близко расположенных скважин (до 16 и более). Групповые сборные пункты подключаются к промысловому сборному коллектору, по которому газ поступает на центральный сборный пункт и далее потребителю.

Групповые системы сбора получили широкое распространение, так как их внедрение позволяет увеличить мощность и коэффициент загрузки технологических аппаратов, уменьшить число объектов контроля, обслуживания и автоматизации, а в итоге — снизить затраты на обустройство месторождения.

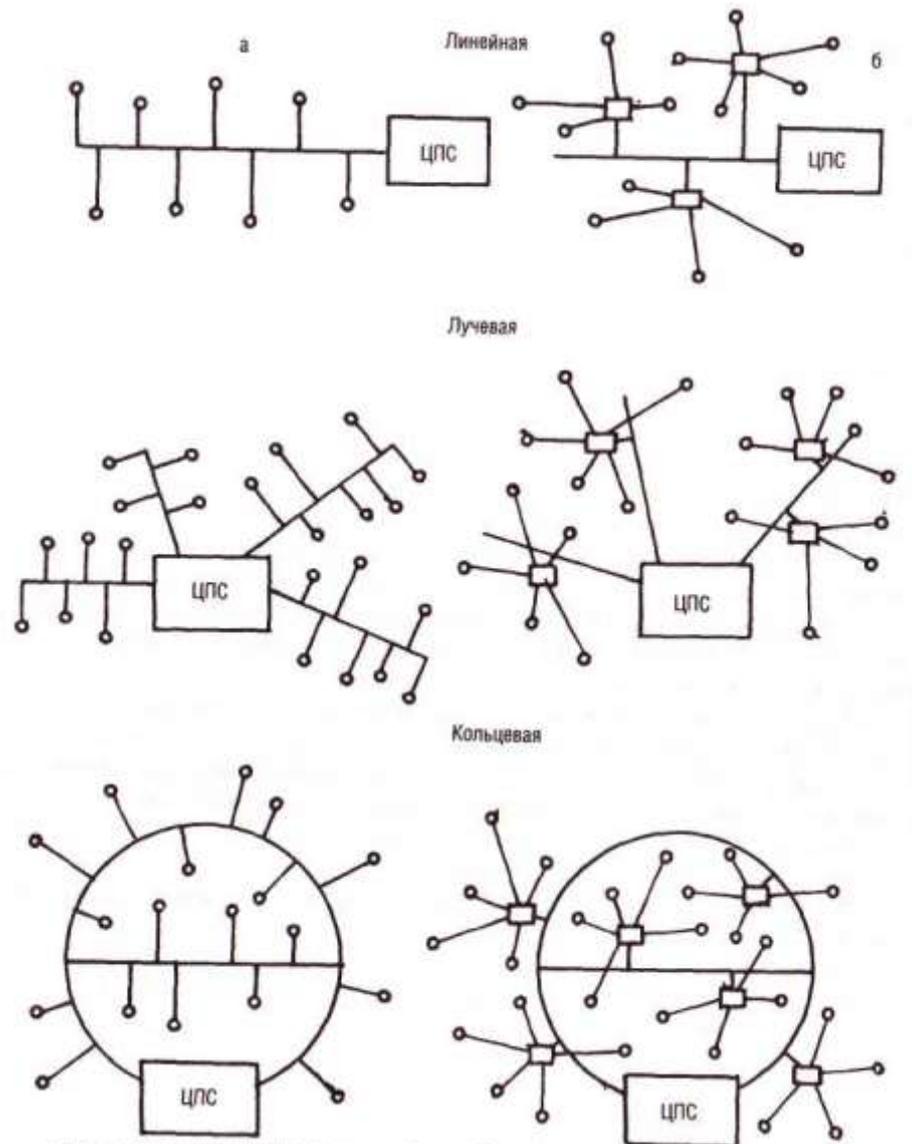


Рис. 2.5.4.2. Формы коллекторной газосборной сети: а ~ индивидуальное подключение скважин; б - групповое подключение скважин

При *централизованной системе сбора* (рис. 2.5.4.1. в) газ от всех скважин по индивидуальным линиям или сборному коллектору поступает к единому центральному сборному пункту, где осуществляется весь комплекс технологических процессов подготовки газа и откуда он направляется потребителям.

Применение (наибольшее) централизованных систем сбора позволяет осуществить еще большую концентрацию технологического оборудования, за счет применения более высокопроизводительных аппаратов уменьшить металлозатраты и капитальные вложения в подготовку газа.

Выбор системы сбора газа обосновывается технико-экономическим расчетом.

По конфигурации трубопроводных коммуникаций различают бесколлекторные и коллекторные газосборные системы. При *бесколлекторной системе сбора* газ (подготовленный или нет) поступает на ЦПС со скважин по индивидуальным линиям. В *коллекторных газосборных системах* отдельные скважины подключаются к коллекторам, а уже по ним газ поступает на ЦПС.

Выделяют линейные, лучевые и кольцевые коллекторные газосборные системы (рис. 2.5.4.2.).

Линейная газосборная сеть состоит из одного коллектора и применяется при разработке вытянутых в плане месторождений небольшим числом (2...3) рядов скважин. Лучевая газосборная сеть включает в себя несколько коллекторов, сходящихся в одной точке в виде лучей. Кольцевая газосборная сеть представляет собой замкнутый коллектор, огибающий большую часть месторождения и имеющий перемычки. Кольцевая форма сети позволяет обеспечить бесперебойную подачу газа потребителям в случае выхода из строя одного из участков коллектора.

По рабочему давлению системы сбора газа делятся на вакуумные ($P < 0,1$ МПа), низкого давления ($0,1 < P < 0,6$ МПа), среднего давления ($0,6 < P < 1,6$ МПа) и высокого давления ($P > 1,6$ МПа).

2.6. Гидравлические расчёты магистральных нефтепроводов (3, 5, 7, 19)

2.6.1. Основные факторы, влияющие на перекачку жидкостей

Вязкость нефти и нефтепродуктов. Основным свойством жидкости, влияющим на давление и производительность перекачки, является вязкость, характеризующая собой внутреннее трение жидкости. Различают абсолютную, кинематическую и относительную вязкость. В формулах гидравлики трубопроводов обычно фигурирует кинематическая вязкость, измеряемая в квадратных сантиметрах на секунду ($\text{см}^2/\text{с}$). Вязкость определяют приборами, называемыми вискозиметрами.

Кинематическую вязкость определяют по формуле

$$v_t = 0,0731BV_t - (0,0631/BV_t),$$

где v_t - кинематическая вязкость, $\text{см}^2/\text{с}$; BV_t — градусы условной вязкости.

Индекс t указывает, при какой температуре определена вязкость жидкости.

Вязкость сырой нефти зависит от температуры. С повышением температуры вязкость снижается и, наоборот, с понижением — увеличивается.

При гидравлическом расчете нефтепроводов необходимо учитывать температурные условия перекачки, зависящие от температуры нефтепродукта в начальном пункте и температуры среды, окружающей трубопровод. Поэтому в расчеты часто вводят промежуточные значения вязкости. Эти значения удобнее всего определять по кривой вязкости, вычерчиваемой на основании лабораторных данных.

Удельный вес — вес единицы объема. Изменения удельного веса продукта влияют на ход перекачки в значительно меньшей степени, чем изменения вязкости. Объясняется это тем, что удельный вес нефти с изменением температуры колеблется в сравнительно узких пределах.

При гидравлических расчетах применяется понятие относительного удельного веса, называемого для краткости просто удельным весом. Относительный удельный вес показывает, во сколько раз данная жидкость, взятая при температуре $20\text{ }^\circ\text{C}$, тяжелее или легче воды, взятой в том же объеме при температуре $4\text{ }^\circ\text{C}$. Эта величина безразмерная. Удельный вес (относительный удельный вес) нефтепродукта, определенный при температуре, отличной от $20\text{ }^\circ\text{C}$, и не приведенный к этой температуре, называют «погружением» в соответствии с погружением в жидкость денсиметра - прибора, служащего для определения удельного веса при данной температуре жидкости.

В лабораториях удельный вес нефти определяют при помощи весов Вестфалиа или пикнометра, которые дают значительно большую точность, чем денсиметр.

Промежуточные значения удельного веса определяют аналитическим путем по формуле

$$\gamma_t = \gamma_{20} - \beta(t - 20),$$

где γ_t - удельный вес при t °С; γ_{20} - удельный вес при 20 °С; β - коэффициент, значения которого приведены в [«Транспорт нефтепродуктов и газа», М., 1960, с. 54-55].

Температура перекачиваемой жидкости. Температура перекачиваемой жидкости без путевого подогрева зависит от температуры почвы, которая, в свою очередь, зависит от климата местности и времени года.

Температура перекачиваемой жидкости определяет величину вязкости и таким образом влияет на режим перекачки; она определяет возможность застывания нефти и образования ледяных пробок в зимнее время. Кроме того, в зависимости от колебания температуры стенок труб рассчитывают прочность трубопровода.

Магистральные трубопроводы прокладывают с заглублением их в грунт, для чего сооружают специальную траншею. Глубина траншеи определяется в основном по соображениям защиты трубопровода от резких колебаний температуры. С увеличением глубины залегания трубопровода колебания температуры окружающего его грунта уменьшаются, и в периоды похолодания предотвращается чрезмерное возрастание вязкости нефти, а также уменьшается растяжение трубопровода, могущее вызвать его разрыв. Излишнее увеличение глубины траншеи ведет к непроизводительным затратам во время строительства и осложняет ремонтные работы при эксплуатации трубопровода.

2.6.2. Трасса трубопровода и ее профиль

Трассой трубопровода называют линию, разбитую на местности и определяющую направление оси трубопровода в каждой его точке. Эта линия, будучи нанесена на план местности, по которой проходит трубопровод, называется планом трассы.

Проекцию трассы на параллельную ей вертикальную плоскость называют профилем трассы, причем каждой точке этого профиля отвечает определенная отметка над уровнем моря (рис. 2.6.2.1).

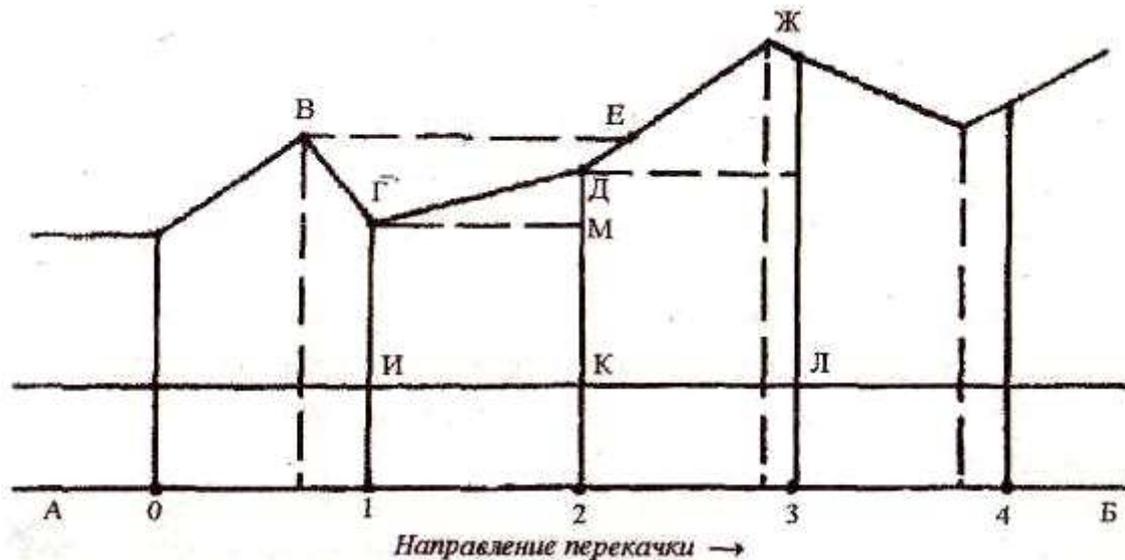


Рис. 2.6.2.1. Профиль трассы трубопровода

Профиль трассы строят так, что длина трубопровода определяется на нем горизонтальной прямой АБ, являющейся разверткой трассы. Сама же ломаная линия профиля является условной линией, характеризующей собой вертикальные уклоны отдельных участков трассы, но не их длину. Например, расстояние между точками трассы Г и Д определяется не длиной отрезка ГД, а длиной отрезка ИК (следовательно, расстояние между точками Г и Д равно расстоянию между точками Д и Ж, так как ИК = КЛ). Ордината ИГ в принятом масштабе представляет отметку Z_{Γ} точки Г над уровнем моря. Разность ординат КД - ИГ = МД или $Z - Z_{\partial} = \Delta Z$ определяет собой в том же масштабе разность отметок точек Г и Д трассы трубопровода. При определении разности отметок ΔZ необходимо всегда вычитать значение предыдущей ординаты Z_{Γ} из значения последующей ординаты Z_{∂} , т. е. необходимо брать разность отметок всегда против хода перекачки.

Для лучшего выявления местности вертикальный масштаб профиля обычно берут в несколько раз больше, чем горизонтальный масштаб. Отношение вертикального к горизонтальному масштабу называется искажением профиля. Искажение может быть десятикратным, пятидесятикратным, стократным и т.п.

Точку профиля, резко возвышающуюся над соседними, называют пиком (точка В). Пониженный же участок трассы, ограниченный с обеих сторон подъемами, называют карманом или мешком (участок ВГДЕ).

Длину трубопровода непосредственно по его трассе измеряют топографической лентой. При предварительных расчетах длину трубопровода можно определять по карте, причем точность измерения увеличивается с увеличением масштаба карты.

2.6.3. Гидравлический уклон

Гидравлическим уклоном называют отношение потери напора на трение к единице длины трубопровода (рис. 2.6.3.1.):

$$i = h_{\text{тр}} / l = h / l = \lambda \omega^2 / 2ag,$$

где $h_{\text{тр}}$ - напор, потерянный на трение; l - длина трубопровода. $h_{\text{тр}}$ и l имеют одинаковую размерность, поэтому i - безразмерная величина.

Отрезок $AD = h$ изображает полный напор, идущий на преодоление всех сопротивлений на определенном участке трубопровода. Линия DC называется линией гидравлического уклона. В любой точке E трассы отрезок KE вертикали между линией профиля трассы и линией гидравлического уклона равен пьезометрическому напору $h_{\text{п}}$, а отрезок EO между линией гидравлического уклона и горизонталью KO - потере напора на трение на пути от начальной до данной точки профиля (для точки E потеря напора на участке AE равна $h_{\text{тр}}$).

Гидравлический уклон i есть тангенс угла a (при вычислении $\text{tg} a$ необходимо учитывать масштабное искажение профиля).

Физически линию гидравлического уклона можно представить как ось воображаемого трубопровода, в верхний конец которого жидкость подается насосами, а оттуда движется самотеком

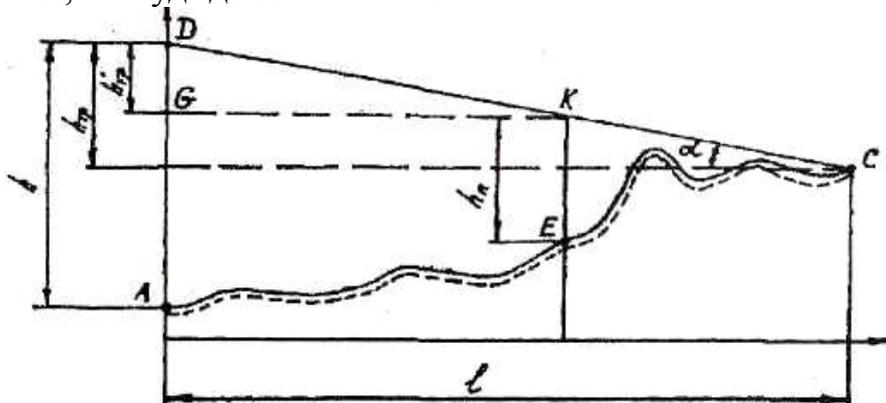


Рис. 2.6.3.1. Профиль трассы с линией гидравлического уклона

под влиянием собственной тяжести, причем скорость ее движения соответствует скорости в реальном трубопроводе.

2.6.4. Гидравлический расчет трубопроводов

Основной задачей гидравлического расчета является определение диаметра d трубопровода и потери напора h по заданной производительности Q .

Расчет вновь проектируемого трубопровода начинают с предварительного выбора диаметра и ориентировочно выбранной скорости движения жидкости.

По скорости ω , диаметру d и вязкости γ устанавливается параметр Рейнольдса Re и характер движения жидкости. Затем определяют коэффициент гидравлического сопротивления λ , гидравлический уклон i и потерю напора h на трение в трубопроводе.

В гидравлике различают два основных режима: ламинарный и турбулентный. Между ними лежит неопределенный режим, при котором в трубопроводе может наблюдаться то ламинарное, то турбулентное движение.

Для определения режима движения служит параметр Рейнольдса:

$$Re = \omega d / \gamma,$$

где ω - скорость движения жидкости в трубопроводе, м/с; d - диаметр трубопровода, м; γ - кинематическая вязкость, м²/с.

Установлено, что при $Re > 2320$ в трубопроводе кругового сечения всегда имеет место турбулентный режим Re , а при $Re < 2320$ - ламинарный.

Перемещение жидкости связано с потерей напора. При перемещении ее по трубопроводам насос должен развивать напор, необходимый для преодоления гидравлических сопротивлений трения по длине трубопровода, местных сопротивлений (вентили, изгибы, повороты), геометрической высоты, равной разности отметок уровней жидкости в конечном и начальном пунктах перекачки, и на создание скоростного напора жидкости.

Величина потери напора на трение по длине для труб круглого сечения, выражается следующим уравнением гидравлики:

$$h = \lambda l \omega^2 / 2 d g, \quad (2.1)$$

где λ - коэффициент гидравлического сопротивления; ω - средняя скорость движения жидкости, м/с.

Если потерю напора выразить через расход, то уравнение (2.1) примет вид:

$$h = 8 \lambda Q^2 / (\pi^2 g d^5). \quad (2.2)$$

В отдельных случаях формулу (2.2) применяют в виде

$$h = \beta Q^{2-m} \gamma^m l / d^{5-m}, \quad (2.3)$$

где β и m - коэффициенты, зависящие от режима движения.

Гидравлический уклон:

$$i = h_{TP} / l = h / l = \lambda \omega^2 / 2ag,$$

где λ - зависит от режима движения жидкости и от степени шероховатости стенок трубопровода.

Под шероховатостью понимают неровности (выступы) на внутренних поверхностях стенок. Различают абсолютную и относительную шероховатость.

Абсолютной шероховатостью ε называется абсолютная высота выступов на внутренней поверхности трубопровода. Относительная шероховатость ε есть отношение абсолютной шероховатости к внутреннему радиусу трубопровода:

$$\varepsilon = e / r.$$

Трубы имеют шероховатость различных размеров и неравномерную по длине трубы. Поэтому для характеристики шероховатости пользуются эквивалентной (усредненной) шероховатостью K_1 . Она зависит от материала труб, продолжительности эксплуатации, явлений коррозии и эрозии. Для большинства стальных труб эквивалентная шероховатость равна 0,1 - 0,2 мм. Опытами установлено, что для нефтепроводных и газопроводных труб $K_1 = 0,14 - 0,15$ мм.

Трубопроводы разделяются на гидравлически гладкие и гидравлически шероховатые. Гидравлически гладкими называются трубопроводы, в которых отдельные струи потока, двигаясь параллельно друг другу, плавно обтекают все неровности на внутренней поверхности трубы, в результате чего шероховатость не оказывает влияния на сопротивление потока. Такое явление наблюдается при ламинарном режиме. Коэффициент гидравлического сопротивления для гидравлически гладких труб зависит от числа Re и не зависит от степени шероховатости стенок труб.

С увеличением турбулентности толщина пограничного слоя уменьшается, становится меньше абсолютной шероховатости e и в результате при соприкосновении жидкости со стенкой трубы получаются дополнительные завихрения, создаваемые выступами, за счет которых величина коэффициента гидравлического сопротивления увеличивается. В этом случае коэффициент сопротивления зависит от шероховатости стенок трубопровода и числа Рейнольдса (зона смешанного трения). При дальнейшем

увеличении числа Рейнольдса повышается турбулентность потока и, начиная с определенного значения Рейнольдса, коэффициент λ будет зависеть только от шероховатости труб (квадратичная зона). При перекачке нефти режим квадратичного сопротивления не наблюдается. Он встречается при транспорте газа. В нефтепроводах чаще встречается режим гидравлически гладкого трения ($Re < Re_l$), в продуктопроводах - смешанное трение ($Re_l < Re < Re_{II}$).

Величина коэффициента гидравлического сопротивления при ламинарном режиме, когда $Re < 2320$, независимо от степени шероховатости трубы, определяется по формуле Стокса:

$$\lambda = 64/Re.$$

Для ламинарного режима коэффициенты в формуле (2.3) равны $m=1$ и

$$\beta = 128/(\pi \rho g).$$

При $Re > 3000$ всегда имеет место турбулентный режим. Коэффициенты m и β при турбулентном режиме в зоне гидравлически гладких труб $m = 0,25$ и $\beta = 0,241/g$, а при квадратичном законе сопротивления (для гидравлически шероховатых труб)

$$m = 0 \text{ и } \beta = 8\lambda/(\pi^2 g).$$

Для расчета коэффициентов гидравлического сопротивления при турбулентном режиме для разных чисел Рейнольдса рекомендуется пользоваться формулами:

Блазиуса $\lambda = 0,3164 \cdot Re^{-0,25};$

Исаева $l/\lambda^{12} = -1,8 \cdot \lg(6,8/Re + \varepsilon);$

Никурадзе $\lambda = l/(1,74 + 2 \cdot \lg d / 2K_1)^2.$

Многие вязкие нефтепродукты при низких температурах (вблизи температуры застывания) не подчиняются закону Ньютона, а следуют закону Шведова - Бингхема, так как обладают динамическим сопротивлением сдвига. Они текут по трубам особым образом: центральная часть потока движется как твердое тело, а периферийная - течет как жидкость ламинарно. Такой режим движения называют структурным.

Потеря напора на местные сопротивления определяется по формуле

$$h_{m.c} = \sum \varepsilon \omega^2 / (2g), \quad (2.4)$$

где $\sum \varepsilon$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений на расчетном участке; ω - скорость за местом сопротивления.

Иногда величину местного сопротивления определяют через эквивалентную длину прямого участка трубы (под этим понимается длина такого участка трубы, на котором потеря напора эквивалентна потере в местном сопротивлении).

Эквивалентная длина прямого участка определится, если приравнять правые части уравнений (2.1) и (2.4) и обозначить l через $l_{\text{ЭКВ}}$:

$$l_{\text{ЭКВ}} = \varepsilon d / \lambda .$$

Суммарная потеря напора в трубопроводе определяется по формуле

$$H = h_T + h_{CK} \pm H_{CT},$$

где h_T - потери напора на трение по длине и в местных сопротивлениях, м ст. жидк.; $h_{CK} = \omega^2 \max / (2g)$ - потери на участке, которому соответствует наибольшая скорость движения нефтепродукта (в местах сужения трубопровода), м ст. жидк.; H_{CT} - разность отметок уровней жидкости в конце и начале трубопровода (на какую высоту приходится поднимать жидкость).

Гидравлический расчет заканчивается подбором насоса по значениям подачи и напора и определением действительной производительности при работе принятого насоса на данный трубопровод.

2.6.5. Характеристика трубопровода

При подаче жидкости центробежным насосом в напорный трубопровод подача насоса и развиваемым им напор зависят от сопротивления трубопровода. Кривую, выражающую зависимость потери напора трубопровода от производительности перекачки по нему, называют характеристикой трубопровода и выражают ее в тех же координатах, что и характеристику насоса. Общая потеря напора H_0 складывается из потерь на трение h и преодоление разности нивелирных отметок ΔZ :

$$H_0 = \beta Q^{2-m} v^m L / D^{5-m} + \Delta Z. \quad (2.5)$$

Если трубопровод имеет участки с лупингами, то при одинаковых диаметрах лупинга:

$$H_0 = i(L - x) + i_{\text{л}}x + \Delta Z. \quad (2.6)$$

где x - суммарная протяженность лупингованных участков.

Уравнения (2.5) и (2.6) являются аналитическими выражениями характеристики трубопровода. Величины L , D , λ определяют крутизну характеристики; чем больше вязкость нефти, протяженность трубопровода или меньше его диаметр, тем характеристика круче. Построение характеристики трубопровода производится с помощью гидравлического расчета. Для этого, задаваясь рядом значений Q , определяют величины напора H . Значения H наносят на график, и полученные точки соединяют плавной кривой, представляющей собой характеристику трубопровода.

2.6.6. Совмещенная характеристика насоса и трубопровода

Если на график $H - Q$ нанести (рис. 2.6.6.1) суммарную характеристику насосов и трубопровода, то совместный график называется совмещенной характеристикой.

Точка пересечения характеристик насоса и трубопровода является рабочей точкой, насоса, которой соответствуют определенные значения Q и H . На рис. 2.6.6.1.а представлены совмещенные рабочие характеристики насоса и трубопровода. Рабочая характеристика трубопровода при геометрическом напоре, равном нулю, представлена кривой 1. При перекачке жидкости с подъемом на высоту $H_{\text{ст}}$ рабочая характеристика

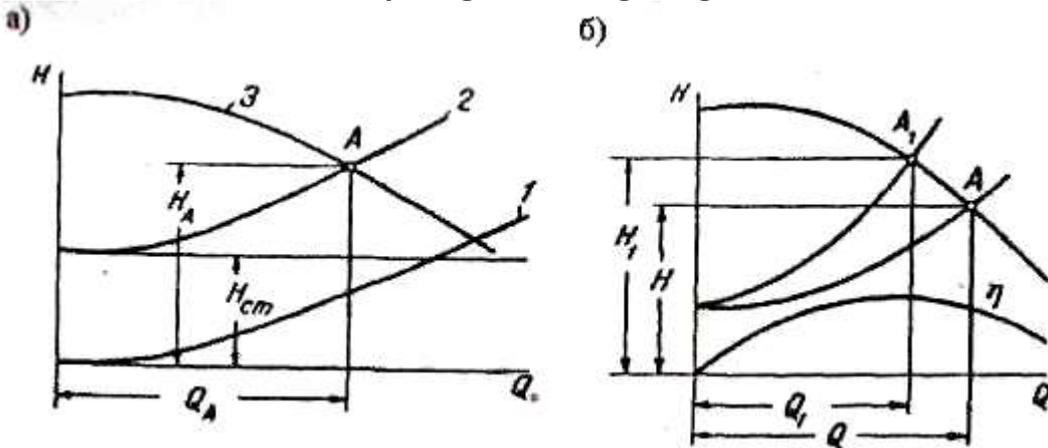


Рис. 2.6.6.1. Рабочие характеристики центробежного насоса и трубопровода:

а — рабочие характеристики насоса и трубопровода; б — смещение рабочей точки при изменении характеристики трубопровода; 1 — характеристика трубопровода при $H_{\text{ст}} = 0$; 2 — характеристика трубопровода с

подъемом жидкости на высоту $H_{ст}$; 3 — характеристика центробежного насоса перемещается на графике в положение 2, соответствующее в масштабе напоров высоте $H_{ст}$. Точка А — рабочая точка насоса. Каждой характеристике трубопровода соответствует своя рабочая точка, так как ее положение на кривой $H — Q$ зависит от кривизны линии характеристики.

При проектировании трубопроводов и подборе насосов необходимо стремиться к тому, чтобы рабочая точка насоса находилась на ординате максимального КПД (η). Из рис. 2.6.6.1. б видно, что наибольшее значение КПД будет для трубопровода с рабочей точкой А1 которой отвечают производительность Q_1 и напор H_1 .

2.6.7. Расчет сложных трубопроводов

Ранее изложенная методика гидравлического расчета предполагает, что диаметр нефтепровода по длине не меняется. Такой трубопровод принято называть **простым**.

В действительности при постоянной величине внешнего диаметра труб нефтепровода внутренний диаметр меняется с изменением толщины стенок труб. Кроме того, на отдельных участках прокладываются параллельные трубопроводы (лупинги и резервные нитки). *Такой трубопровод принято называть сложным.*

В общем случае сложный трубопровод можно рассчитывать по отдельным участкам. Далее общие потери напора определяются как сумма потерь напора последовательно соединенных участков. На участках с параллельными нитками потери напора принимаются равными потерям напора в одной из них.

Потеря напора в сложном трубопроводе, состоящем из ряда последовательных участков разных диаметров (рис. 2.6.7.1., 2.6.7.2.), определяется как сумма потерь на всех участках.

$$H = h_1 + h_2 + \dots h_n,$$

где H - потеря напора в трубопроводе, составленном из последовательно соединенных участков; h_1, h_2, \dots, h_n - потери напора на отдельных участках.

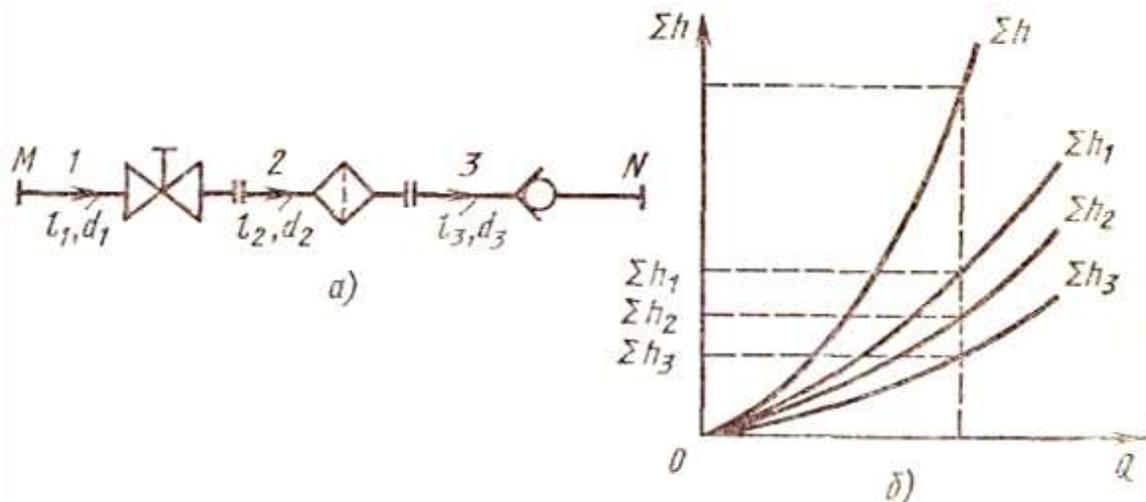


Рис. 2.6.7.1. Последовательное соединение трубопроводов

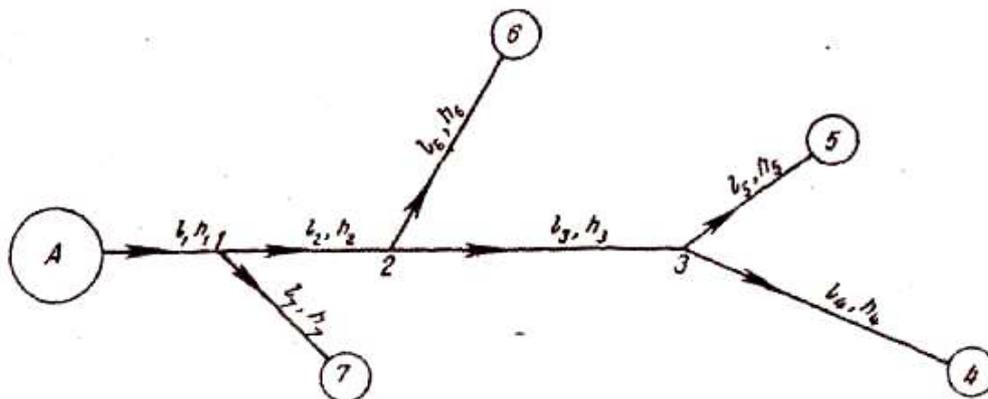


Рис. 2.6.7.2. Схема разветвленного трубопровода:

A — насос; 4, 5, 6, 7 — потребители

Если трубопровод состоит из нескольких параллельно включенных участков, по которым (рис. 2.6.7.3.) одновременно происходит перекачка жидкости, то в этом случае потери напора на каждом участке равны между собой:

$$h_1 = h_2 = \dots = h_n.$$

Общий поток Q в этом случае разветвляется на n параллельных потоков Q_1, Q_2, \dots, Q_n . Очевидно, что $Q = Q_1 + Q_2 + \dots + Q_n$.

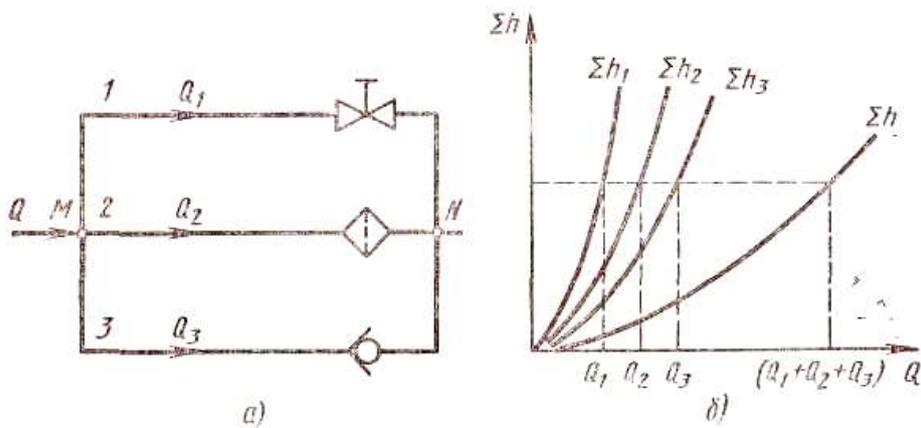


Рис. 2.6.7.3. Параллельное соединение трубопроводов

Для облегчения расчета используется замена расчета сложного трубопровода расчетом простого трубопровода использованием понятий эквивалентного диаметра и коэффициента расхода.

Эквивалентным диаметром принято называть диаметр простого трубопровода, пропускная способность которого равна пропускной способности реального нефтепровода при прочих равных условиях.

Эквивалентный диаметр определяется последовательным упрощением сложного трубопровода, используя формулы определения эквивалентного диаметра при параллельном и последовательном соединении участков.

При параллельном соединении n участков

$$D_{\text{эк}} = \left(\sum_{i=1}^n D_i^{\frac{5-m}{2-m}} \right)^{\frac{2-m}{5-m}},$$

где $D_{\text{эк}}$ - эквивалентный диаметр; D - диаметр каждой из ветвей сложного участка.

При последовательном соединении n участков

$$D_{\text{эк}} = \left(\frac{L}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{D_i^{5-m}}} \right)^{\frac{1}{5-m}},$$

где D_i - диаметр каждого из n последовательно соединенных участков; l_i - длина участка одного диаметра; L - суммарная длина последовательно соединенных участков.

Коэффициентом расхода K_p называют отношение пропускной способности нефтепровода данного диаметра Q к пропускной способности эталонного нефтепровода Q_n , при прочих равных условиях.

$$K_p = \left(\frac{Q}{Q_n}\right)^{2-m}.$$

Эталонный диаметр D_o выбирается произвольно исходя из удобства расчетов. Обычно в расчётах принимают $D_o = 1$ м.

Коэффициент расхода простого трубопровода диаметром

$$K_{pi} = \left(\frac{D_i}{D_o}\right)^{2-m}$$

Для участка с параллельными нитками

$$K_p = \sum_{i=1}^n K_{pi}$$

Для последовательно соединенных участков

$$K_p = \left(\frac{L}{\sum_{i=1}^n \frac{l_i}{K_{pi}^{2-m}}} \right)^{\frac{1}{2-m}},$$

В этом случае потери напора на трение в нефтепроводе будут определены выражением

$$h_n = \frac{\beta}{K_{p^{2-m}}} \cdot \frac{Q^{2-m} v^m}{D_o^{5-m}} \cdot L.$$

2.7. Технологический расчет магистрального нефтепровода (методика, задание, пример расчета)

В данном разделе приводятся основные сведения и пример расчета индивидуального задания.

2.7.1. Введение

В дисциплине «Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» рассматривается комплекс средств, методов и технологий строительства, эксплуатации и ремонта объектов транспорта и хранения нефти и газа. При этом необходимо решать вопросы разработки и эксплуатации экономически эффективных и экологически безопасных систем транспорта и хранения углеводородного сырья.

Выполнение индивидуального задания предполагает технологический расчет магистрального нефтепровода (определение толщины стенки нефтепровода, гидравлический расчет, подбор насосно-силового оборудования, определение числа насосных станций и расстановка их по трассе нефтепровода), а также расчет показателей объемов производства и финансовые показатели (Рис. 2.7.1.1.).



Рис. 2.7.1.1. Схема технологического расчета магистрального нефтепровода

Приложения методического руководства содержат всю необходимую для выполнения расчетной работы справочную информацию, приведены основные понятия, касающиеся нефтепроводов, а также полный пример расчета. Графическую часть задания необходимо выполнять в графическом редакторе или на миллиметровке.

Студент выполняет тот вариант индивидуального задания, номер которого соответствует последним двум цифрам его зачетной книжки.

Рекомендуемая литература

1. Аксельрад Э.Л. Расчет трубопроводов / Э.Л. Аксельрад, В.П. Ильин. – Л.: Машиностроение, 1972. – 240 с.
2. Бабин Л. А. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов: учебное пособие для вузов по специальности «Сооружение газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз» / Л. А. Бабин, Л. И. Быков, В.Я. Волохов. – М.: Недра, 1979. – 176 с.

3. ГОСТ 3900-85* «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности».
4. ГОСТ 12124-87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов».
5. Методика расчёта напорных характеристик и пересчёта параметров центробежных насосов магистральных нефтепроводов при изменении частоты вращения и вязкости перекачиваемой жидкости: РД39–30–990–84. –Уфа – АК «Транснефть», 1984.
6. Методика расчёта основных физических параметров газонасыщенной нефти для определения характеристик центробежных насосов: РД39–30–1092–84. – Уфа, 1984. – 43 с.
7. Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации: РД 153–39–019–37. –СПб., 2002.
8. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов (ВНТП 2-86). –М.: Миннефтепром, 1986. –109 с.
9. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов: учебно–практическое пособие / под ред. Ю. Д. Земенкова. – М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с.
10. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.05.06.-85* Магистральные трубопроводы.
11. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов/ П.И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов: учебное пособие для вузов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 658 с.
12. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах: Учебное пособие./ Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – СПб.: Недра, 2004. – 544.
13. Центробежные насосы в системах сбора подготовки и магистрального транспорта нефти /А.Г. Гумеров, Л.Г. Колпаков, С.Г. Бажайкин и др. – М.: Недра–БизнесЦентр, 1999. – 295 с.

2.7.2. Основные понятия

- **ВНТП** – Ведомственные нормы технологического проектирования.
- **Гидравлический уклон i** – это безразмерная величина, характеризующая потерю напора на трение на единицу длины трубопровода.
- **Головная насосная станция (ГПС)** – начальная насосная станция нефтепровода с емкостью, осуществляющая операции по приёму нефти с нефтепромысловых предприятий для дальнейшей транспортировки магистральному нефтепроводу.
- **Диаметр трубы условный** – установленный нормативами ряд чисел, каждому из которых соответствует фактический диаметр трубы; (например, условный – 1200 мм, фактический – 1220 мм).
- **Динамическая вязкость** – свойство жидкости или газа оказывать сопротивление перемещению одних ее частиц относительно других. Для характеристики этих сил используется **коэффициент динамической вязкости (μ)**. За единицу динамической вязкости принят паскаль-секунда (Па·с), т.е. вязкость такой жидкости, в которой на 1 м² поверхности слоя действует сила, равная одному ньютону, если скорость между слоями на расстоянии 1 см изменяется на 1 см/с. Жидкость с вязкостью 1 Па·с относится к числу высоковязких. В нефтяном деле, так же как и в гидрогеологии и ряде других областей науки и техники, для удобства принято пользоваться единицей вязкости в 1000 раз меньшей – мПа·с.
- **Кавитация** – образование в жидкости полостей (кавитационных пузырьков, или каверн), заполненных [газом](#), [паром](#) или их смесью. Кавитация возникает в результате местного понижения давления в жидкости. Перемещаясь с потоком в область с более высоким давлением или во время полупериода сжатия, кавитационный пузырек захлопывается, излучая при этом [ударную волну](#).
- **Кинематическая вязкость** – отношение динамической вязкости к плотности среды.
- **Лупинг** – участок линейной части нефтепровода, проложенный параллельно основному для увеличения пропускной способности.
- **Магистральная насосная станция (МНС)** – комплекс технологического оборудования, осуществляющий повышение давления в магистральном трубопроводе с помощью магистральных насосных агрегатов.
- **Магистральный нефтепровод (МНП)** – инженерное сооружение, состоящее из трубопроводов с арматурой и связанных с ними нефтеперекачивающих станций, хранилищ, нефти и других

- технологических объектов, обеспечивающих приемку, транспортировку, сдачу нефти потребителям, или перевалку на другой вид транспорта.
- **Нефтепровод** – сооружение из труб, соединительных деталей и арматуры для перекачки нефти на расстояние.
 - **Нефтепровод основной (основная нитка)** – однопутный нефтепровод, соединяющий головную НПС и конечный пункт магистрального нефтепровода.
 - **Нефтепровод магистральный** – инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, обеспечивающее транспортировку, приемку, сдачу нефти потребителям или перевалку на другой вид транспорта.
 - **Напор жидкости** – линейная величина, выражающая удельную (отнесенную к единице веса) энергию потока жидкости в данной точке (м).
 - **Насос** – устройство (гидравлическая машина) для напорного перемещения жидкости в результате сообщения ей внешней энергии (потенциальной и кинетической).
 - **Нефтеперекачивающая станция** – комплекс сооружений и устройств для приема и перекачки нефти насосными установками по магистральному нефтепроводу.
 - **Подпорная насосная** – комплекс технологического оборудования, обеспечивающий безкавитационную работу магистральных насосных агрегатов.
 - **Пропускная способность** – расчетное количество нефти, которое может пропустить нефтепровод в единицу времени при заданных параметрах нефти, с учетом установленного оборудования и несущей способности трубопровода.
 - **Рабочая точка системы**, состоящей из нескольких насосов и нескольких трубопроводов – точка пересечения суммарной $Q-H$ характеристики всех насосов с суммарной $Q-H$ характеристикой всех трубопроводов.
 - **Расход (подача) жидкости** – объем жидкости, протекающей через сечение в единицу времени (m^3/c).
 - **Ротор** – вращающаяся деталь машины, расположенная внутри статора (неподвижная часть машины роторного типа).

2.7.3. Задание

Выполните технологический расчет МНП, расчет основных параметров нефтяных магистральных (типа НМ) и подпорных насосов, пересчет их характеристик с воды на вязкую нефть, определите число насосных станций (НС), расставьте НС вдоль фиксированной трассы трубопровода для условий своего варианта, рассчитайте показатели объемов производства, а также финансовые показатели, характеризующие производственно-хозяйственную деятельность предприятия.

Студент выполняет тот вариант задания, номер которого соответствует последним двум цифрам его зачетной книжки. Исходные данные для расчета приведены в таблице 2.7.1, 2.7.2, 2.7.3.

Таблица 2.7.1

*Исходные данные для технологического расчета МНП**

№ варианта	$t_{плн},$ °С	$\rho_{ст} = \rho_{20},$ кг/м ³	$\mu_{ст} = \mu_{20},$ мПа·с	$G_r,$ млн т/год	$L,$ км	$n_э$	$\Delta Z,$ м	Число НПС
1	2	3	4	5	6	7	8	9
01	-5,0	720	50	0,7	450	1	450	$> n_{НС}$
02	-4,5	725	55	1,0	500	1	500	$> n_{НС}$
03	-4,0	730	60	1,5	550	1	550	$> n_{НС}$
04	-3,5	735	65	2,0	600	1	600	$> n_{НС}$
05	-3,0	740	70	2,5	650	2	650	$> n_{НС}$
06	-2,5	745	75	3,0	700	2	700	$> n_{НС}$
07	-2,0	750	80	3,5	750	2	750	$> n_{НС}$
08	-1,5	755	85	4,0	800	2	800	$> n_{НС}$
09	-1,0	760	90	5,0	850	2	850	$> n_{НС}$
10	10,5	875	205	70	2000	4	2000	$< n_{НС}$
11	0,0	770	100	7,0	950	2	950	$< n_{НС}$
12	0,5	775	105	8,0	1000	2	1000	$< n_{НС}$
13	1,0	780	110	10,0	1050	3	1050	$< n_{НС}$
14	1,5	785	115	11,0	1100	3	1100	$< n_{НС}$
15	2,0	790	120	12,0	1150	3	1150	$< n_{НС}$
16	2,5	795	125	14,0	1200	3	1200	$< n_{НС}$
17	3,0	800	130	16,0	1250	3	1250	$< n_{НС}$
18	3,5	805	135	18,0	1300	3	1300	$< n_{НС}$
19	4,0	810	140	20,0	1350	3	1350	$< n_{НС}$
20	4,5	815	145	22,0	1400	3	1400	$> n_{НС}$
21	5,0	820	150	24,0	1450	3	1450	$> n_{НС}$
22	5,5	825	155	26,0	1500	3	1500	$> n_{НС}$

Продолжение табл. 2.7.1

23	6,0	830	160	30,0	1550	3	1550	$> n_{\text{НС}}$
24	6,5	835	165	32,0	1600	4	1600	$> n_{\text{НС}}$
25	7,0	840	170	34	1650	4	1650	$> n_{\text{НС}}$
26	7,5	845	175	36	1700	4	1700	$< n_{\text{НС}}$
27	8,0	850	180	42	1750	4	1750	$< n_{\text{НС}}$
28	8,5	855	185	46	1800	4	1800	$> n_{\text{НС}}$
29	9,0	860	190	50	1850	4	1850	$> n_{\text{НС}}$
30	9,5	865	195	55	1900	4	1900	$< n_{\text{НС}}$
31	10,0	870	200	60	1950	4	1950	$> n_{\text{НС}}$

***Примечание.** $t_{\text{плн}}$, °С – средневзвешенная температура перекачиваемой по МНП нефти; $\rho_{\text{ст}}$, кг/м³ и $\mu_{\text{ст}}$, мПа·с – соответственно плотность и динамическая вязкость нефти в стандартных условиях (нормальном атмосферном давлении $P_{\text{ст}} = 0,1 \text{ МПа} = 1 \text{ атм} = 1 \text{ кг/см}^2$ и температуре $t_{\text{ст}} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$); $G_{\text{т}}$, млн т нефти в год – это плановое задание на перекачку или грузопоток в нефтепроводе; L , км – протяжённость МНП (геометрическая длина МНП); $n_{\text{э}}$ – количество эксплуатационных участков, на которые делится трасса МНП; $\Delta Z = (Z_{\text{к}} - Z_{\text{н}})$, м – разность высотных отметок конечного $Z_{\text{к}}$ (резервуары нефтеперерабатывающего завода или нефтеналивного терминала) и начального $Z_{\text{н}}$ (головная нефтеперекачивающая станция) пунктов МНП. Знак « $> n_{\text{НС}}$ » – при выполнении расчета число насосных станций округлить в большую сторону; знак « $< n_{\text{НС}}$ » – число насосных станций округлить в большую сторону.

Таблица 2.7.2

Исходные данные для построения профиля трассы нефтепровода**

Вариант										1	2
Расстояние l , км	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
Отметка z_i , м	50,0	125,0	187,5	250,0	287,5	275,0	250,0	300,0	375,0	500,0	550,0
Вариант	3	4	5	6	7	8	9		11	12	13
Расстояние l , км	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000	1050
Отметка z_i , м	600,0	650,0	700,0	750,0	800,0	850,0	900,0	950	1000	1050	600,0

Продолжение табл. 2.7.2

Вариант	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Расстояние l , км	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500	1550	1600
Отметка z_i , м	1150,0	1200,0	1250,0	1300,0	1350,0	1400,0	1450,0	1500,0	1550,0	1600,0	1650,0
Вариант	25	26	27	28	29	30	31				
Расстояние l , км	1650	1700	1750	1800	1850	1900	1950				
Отметка z_i , м	1700,0	1750,0	1800,0	1850	1900	1950	2000,0				

****Примечание.** Для построения профиля трассы нефтепровода для конкретного варианта используйте значения расстояний l и отметок z_i от начала нефтепровода $l=0$ до обозначения соответствующего варианта.

Таблица 2.7.3

*Исходные данные для расчета технико-экономических показателей****

Вариант	Тариф (Т), руб./100 т·км	Перекачка нефти (Пн), тыс. т
1	7,45	15 450,9
2	8,09	22 033,2
3	9,42	20 560,4
4	13,56	38 776,4
5	10,99	29 655,2
6	10,43	53 099,1
7	11,98	18 444,3
8	13,11	19 078,4
9	11,07	35 099,5
10	19,36	56 043,2
11	24,76	32 006,0
12	13,31	28 887,0
13	7,45	34 788,9
14	8,09	15 900,5
15	9,42	17 885,4
16	13,56	19 066,5
17	10,99	22 877,4
18	10,43	31 009,5
19	11,98	23 568,4
20	13,11	16 345,4

Продолжение табл. 2.7.3

Вариант	Тариф (Т), руб./100 т·км	Перекачка нефти (Пн), тыс. т
21	11,07	44 789,5
22	19,36	40 344,3
23	24,76	32 222,8

24	13,31	19 076,5
25	7,45	20 555,7
26	8,09	34 789,0
27	9,42	49 786,8
28	13,56	18 678,6
29	10,99	32 566,4
30	10,43	67 899,5
31	11,98	65 786,2

*****Примечание.** Значение протяженности нефтепровода взять из табл. 2.7.1.

2.7.4. Расчёт основного насоса

4.1. В соответствии с заданной пропускной способностью МНП G_{Γ} по табл. 2.4 выберите его ориентировочные параметры: наружный диаметр $D_{\text{н}}$ и допустимое давление $P_{\text{доп}}$, определяемое из условий прочности труб и запорной арматуры МНП.

Таблица 2.7.4

Ориентировочные параметры МНП

Пропускная способность (грузопоток) G_{Γ} , млн т/год	Диаметр наружный $D_{\text{н}}$, мм	Допустимое давление $P_{\text{доп}}$, МПа
0,7 – 1,2	219	9,8
1,1 – 1,8	273	8,3
1,6 – 2,4	325	7,4
2,2 – 3,4	377	6,4
3,2 – 4,4	426	6,4
4,0 – 9,0	530	6,3
7,0 – 13,0	630	6,2
11,0 – 19,0	720	6,1
15,0 – 27,0	820	6,0
23,0 – 50,0	1020	5,9
41,0 – 78,0	1220	5,8

4.2. Руководствуясь данными табл. 2.7.5 и выбранными значениями $D_{\text{н}}$ и $P_{\text{доп}}$, определите расчетную толщину стенки трубопровода δ (с округлением до номинальной толщины стенки в большую сторону):

$$\delta = \frac{K_{\text{нр}} \cdot P_{\text{доп}} \cdot D_{\text{н}}}{2([\sigma_{\text{р}}] + K_{\text{нр}} \cdot P_{\text{доп}})}, \quad (4.1)$$

где $K_{нр}$ – коэффициент надёжности по внутреннему рабочему (допустимому) давлению в трубопроводе:

- 1,15 – для нефте- и нефтепродуктопроводов с условным диаметром 700 – 1200 мм с промежуточными перекачивающими станциями без подключения ёмкостей;
- 1,10 – во всех остальных случаях (при работе с подключенной ёмкостью; для нефтепроводов диаметром менее 700 мм);

$P_{доп}$ – допустимое давление в трубопроводе, МПа;

D_n – наружный диаметр трубопровода, мм;

$[\sigma_p]$ – расчётное (допустимое) сопротивление стали на разрыв, МПа:

$$[\sigma_p] = \sigma_p \cdot \frac{K_{у.р.}}{K_{н.м.1} \cdot K_n}, \quad (4.2)$$

где $\sigma_p = \sigma_{вр}$ – нормативное (предельное) сопротивление металла трубы и сварных соединений на разрыв (временное сопротивление на разрыв), МПа (принимается по табл. П1.1 и П1.2 Приложения 1);

$K_{у.р.}$ – коэффициент условий работы трубопровода, зависящий согласно СНиП 2.05.06 – 85* Магистральные трубопроводы от категории трубопровода и его участка (принимается студентом самостоятельно, табл. 2.7.5).

Таблица 2.7.5

Категория	В	І	ІІ	ІІІ	ІV
Коэффициент условий работы трубопровода $K_{у.р.}$	0,6	0,75	0,75	0,9	0,9
Примечание.					
➤ для обычной линейной части при $D_y \geq 700$ мм, $K_{у.р.} = 0,9$, а при прокладке по территории распространения вечномёрзлых грунтов $K_{у.р.} = 0,75$;					
➤ для особо ответственных участков (переходы через судоходные реки с $D_y \geq 1000$ мм) $K_{у.р.} = 0,6$.					

$K_{н.м.1}$ – коэффициент надёжности по материалу, учитывающий качество материала труб с учётом реальной технологии их изготовления, допусков на толщину стенки, степени контроля сварных соединений (принимается по табл. П1.1 и П1.2 Приложения 1);

K_n – коэффициент надёжности, учитывающий внутреннее давление P , диаметр трубопровода и его назначение (принимается по табл. 2.7.6).

Таблица 2.7.6

Коэффициент надёжности K_n по назначению трубопровода

Условный диаметр трубопровода D_v , мм	Газопроводы			Нефте- и нефтепродуктопроводы
	$P \leq 5,4$ МПа	$5,4 < P \leq 7,4$ МПа	$7,4 < P \leq 9,8$ МПа	
500 и менее	1	1	1	1
600 - 1000	1	1	1,05	1
1200	1,05	1,05	1,1	1,05
1400	1,05	1,1	1,15	-

4.3. Определите внутренний диаметр трубопровода $d_{вн}$, мм:

$$d_{вн} = D_n - 2 \cdot \delta. \quad (4.3)$$

4.4. Определите плотность перекачиваемой нефти ρ_t при заданной температуре в соответствии с РД 153 – 39 – 019 – 37 Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний РФ, кг/м³:

$$\rho_t = \rho_{ст} - \gamma(t_{п.н.} - t_{ст}), \quad (4.4)$$

где γ – средняя температурная поправка к плотности [кг/(м³·°C)], которая принимается из табл. 2.7.7.

Таблица 2.7.7

Температурная поправка на плотность нефти

Плотность $\rho_{ст}$, кг/м ³	Температурн. поправка γ , [кг/(м ³ ·°C)]	Плотность $\rho_{ст}$, кг/м ³	Температурн. поправка γ , [кг/(м ³ ·°C)]
630,0 – 699,9	0,910	800,0 – 809,9	0,765
700,0 – 709,9	0,897	810,0 – 819,9	0,752
710,0 – 719,0	0,884	820,0 – 829,9	0,738
720,0 – 729,9	0,870	830,0 – 839,9	0,725
730,0 – 739,9	0,857	840,0 – 849,9	0,712
740,0 – 749,9	0,844	850,0 – 859,9	0,699

Продолжение табл. 2.7.7

750,0 – 759,9	0,831	860,0 – 869,9	0,686
760,0 – 769,9	0,818	870,0 – 879,9	0,673
770,0 – 779,9	0,805	880,0 – 889,9	0,660
780,0 – 789,9	0,792	890,0 – 899,9	0,647
790,0 – 799,9	0,778		

4.5. Определите расчетный часовой $Q_{ч}$ (для выбора марки насоса) и секундный $Q_{с}$ (для гидравлического расчета) расходы нефти:

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G_{\text{г}} \cdot 10^9 \cdot K_{\text{п}}}{N_{\text{г}} \cdot 24 \cdot \rho_{\text{т}}}, \text{ м}^3/\text{ч}; \quad (4.5)$$

$$Q_{\text{с}} = Q_{\text{ч}}/3600, \text{ м}^3/\text{с}; \quad (4.6)$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент, учитывающий возможность перераспределения потоков в процессе эксплуатации нефтепровода:

- 1,07 – для однетрубных (одноточных) нефтепроводов;
- 1,05 – для параллельных двухтрубных (двухточных) нефтепроводов, образующих единую систему;
- 1,10 – для нефтепромысловых магистралей.

В нашем случае полагаем $K_{\text{п}} = 1,07$ (одноточный нефтепровод).

$N_{\text{г}}$ – число рабочих дней трубопровода в году, определяется в зависимости от диаметра и длины трубопровода (табл. 2.7.8).

Таблица 2.7.8
Нормативная годовая продолжительность (в сутках) работы МНП

Протяженность L , км	Диаметр нефтепровода $D_{\text{н}}$, мм	
	до 820 (включительно)	свыше 820
$L \leq 250$	357	355
$250 < L \leq 500$	356 (355)	353 (351)
$500 < L \leq 700$	354 (352)	351 (349)
$L > 700$	352 (350)	349 (345)

4.6. Рассчитайте скорость перекачки V (м/с) по формуле:

$$V = \frac{Q_{\text{с}}}{S_{\text{прох}}} = \frac{4Q_{\text{с}}}{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2}; \quad (4.7)$$

где $S_{\text{прох}}$ и $d_{\text{вн}}$ – соответственно площадь проходного сечения (в м^2) и внутренний диаметр (в м) трубопровода; $Q_{\text{с}}$ – секундный расход нефти; $\pi = 3,14$.

4.7. В соответствии с расчётной часовой пропускной способностью $Q_{\text{ч}}$ выберите марку основного магистрального насоса (НМ) (Приложение 2) насосных станций так, чтобы значение $Q_{\text{ч}}$ попало в рабочую область $Q_{\text{л}} \leq Q_{\text{ч}} \leq Q_{\text{п}}$ заводской напорной (или $Q-H$) характеристики насоса, снятой на воде ($t_{\text{ст}} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$) (поскольку в данном диапазоне заметного ухудшения к.п.д. не наблюдается, рис. 2.7.1).

Здесь $Q_{л}$, $Q_{п}$ – левая и правая границы рабочей зоны насоса.

Границы рабочей области на графике $H = F(Q)$ вычисляются по формулам:

$$Q_{л} = 0,8 Q_{в. опт}; \quad Q_{п} = 1,2 Q_{в. опт}, \quad (4.8)$$

где $Q_{в. опт}$ – подача выбранного типа насоса в оптимальном режиме, т.е. при максимальном к.п.д. η_{max} (рис. 2.24).

Общие технические условия на магистральные насосы НМ определяются ГОСТ 12124 – 87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов» [4], который распространяется, как на основные, так и на подпорные насосы. Государственный стандарт охватывает 11 типов основных насосов, а с учетом сменных роторов (рабочих колёс) – 20 типов.

Насосы в упомянутом ГОСТе расположены в порядке возрастания подачи от 125 до 12 500 м³/ч. Насосом с самой большей подачей является насос НМ 10000–210, маркировка которого расшифровывается так: **насос магистральный с номинальной подачей (с основным рабочим колесом) $Q_{о.н} = 10\,000$ м³/ч и номинальным напором $H_{о.н} = 210$ м.**

На перекачивающих станциях основные магистральные насосы соединяют **последовательно**, так чтобы при одной и той же подаче напоры, создаваемые насосами суммировались. Это позволяет увеличить напор на выходе станции.

- Для насосов ряда от НМ 125–550 до НМ 360–460 соединяют последовательно, как правило, два насоса при одном резервном.
- Для насосов с подачей от 500 м³/ч и выше соединяют последовательно три насоса при одном резервном.

По конструкции основные насосы, входящие в ГОСТ 12124-87, подразделяются на два типа: **секционные многоступенчатые** (число ступеней, т.е. рабочих колёс, от трёх до пяти) с колёсами одностороннего входа (на подачи от 125 до 710 м³/ч) и **спиральные одноступенчатые** с двухсторонним входом жидкости в рабочее колесо (на подачи от 1250 м³/ч и более). Последние имеют сменные колёса (роторы) на подачи $0,5 \cdot Q_{о.н}$; $0,7 \cdot Q_{о.н}$ (что обеспечивает экономную работу насосов на первой стадии освоения трубопровода) и $1,25 \cdot Q_{о.н}$, где $Q_{о.н}$ – подача насоса с основным колесом при номинальном режиме перекачки (данный режим указывается в самой маркировке насоса – НМ $Q_{о.н} - H_{о.н}$).

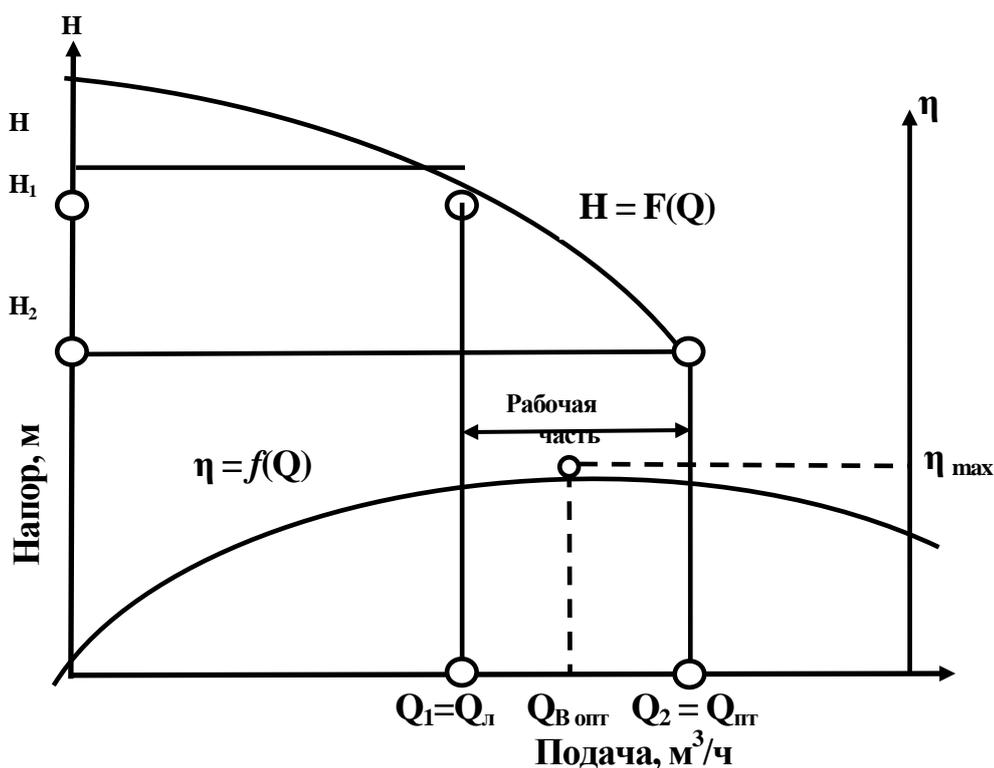


Рис. 2.7.1. $(Q-H)$ – характеристика центробежного насоса

4.8. Рассчитайте подачу насоса в оптимальном режиме:

$$Q_{\text{в опт}} = -c_{1\text{в}} / (2c_{2\text{в}}), \quad (4.9)$$

при которой максимальный к.п.д. на воде $\eta_{\text{м. в макс}}$ равен

$$\eta_{\text{м. в макс}} = c_{0\text{в}} + c_{1\text{в}} Q_{\text{в опт}} + c_{2\text{в}} Q_{\text{в опт}}^2,$$

где $c_{0\text{в}}$, $c_{1\text{в}}$, $c_{2\text{в}}$ – коэффициенты, определяемые по табл. 8.

4.9. Рассчитайте границы рабочей области по формулам (4.8).

4.10. Определите аналитическую зависимость напора, развиваемого насосом от его подачи по двум точкам (Q_1, H_1) и (Q_2, H_2) :

$$H_{\text{мв}} = h_{\text{мв}} - b_{\text{мв}} Q^2, \quad (4.10)$$

где $Q_1 = Q_{\text{л}}$ и $Q_2 = Q_{\text{п}}$;

$h_{\text{мв}}$ и $b_{\text{мв}}$ – коэффициенты, которые рассчитываются на основании системы двух уравнений с двумя неизвестными:

$$\begin{cases} H_1 = h_{\text{мв}} - b_{\text{мв}} Q_1^2; \\ H_2 = h_{\text{мв}} - b_{\text{мв}} Q_2^2, \end{cases}$$

$$\text{откуда} \quad \begin{cases} h_{\text{МВ}} = \frac{H_1 Q_2^2 - H_2 Q_1^2}{Q_2^2 - Q_1^2}; \\ b_{\text{МВ}} = \frac{H_1 - H_2}{Q_2^2 - Q_1^2}, \end{cases} \quad (4.11)$$

где H_1 и H_2 – напоры, взятые с заводской напорной характеристики $H = F(Q)$ (Приложение 4).

4.11. Оцените правильность вычисления коэффициентов по формулам (4.11) с помощью погрешности:

$$\delta = \left| \frac{F(Q_{\text{о.н}}) - H_{\text{о.н}}}{H_{\text{о.н}}} \right| \cdot 100 \%, \quad (4.12)$$

которая не должна превышать допустимой (5 %), где $F(Q_{\text{о.н}}) = h_{\text{МВ}} - b_{\text{МВ}} Q_{\text{о.н}}^2$. Тогда напор, развиваемый насосом на воде в оптимальном режиме будет равен:

$$H_{\text{МВ опт}} = h_{\text{МВ}} - b_{\text{МВ}} Q_{\text{МВ опт}}^2. \quad (4.13)$$

В соответствии с Нормами технологического проектирования магистральных нефтепроводов (ВНТП 2-86) магистральные нефтепроводы протяженностью более 600 делятся на эксплуатационные участки длиной от 400 до 600 км. Станции, расположенные на границах таких участков, работают с подключенными резервуарами. Суммарный полезный объём резервуарных парков нефтепровода ориентировочно определяется следующим образом (единица измерения – суточный объём перекачки нефти по трубопроводу):

- головная насосная станция (ГНС) 2 – 3;
- НПС на границе эксплуатационных участков 0,3 – 0,5;
- то же при проведении приёмно-сдаточных операций (в местах подкачки нефти с близлежащих месторождений или сброса нефти попутным потребителям) 1 – 1,5.

2.7.5. Расчёт подпорного магистрального насоса

Главной задачей подпорного насоса является взять нефть из резервуара и подать её на вход основного насоса, перекачивающего нефть (или нефтепродукты) по трубопроводу. С помощью подпорных насосов создается избыточное давление (подпор) на входе в основные насосы станции, которое обеспечивает их бескавитационную работу, поскольку разности высотных

отметок остаточного уровня взлива нефти в резервуаре (оси приёмораздаточного патрубка резервуара) и оси входного патрубка основного насоса не хватает, чтобы преодолеть довольно значительный кавитационный запас последнего, составляющий (Приложение 5) от 20 м (2,0 атм) для насосов НМ 1250–260 до 87 м (8,7 атм) для насосов НМ 10000–210. Подпорные насосы, применяемые для создания такого давления, требуют гораздо меньших значений давления на входе. Необходимый кавитационный запас для подпорных насосов находится в пределах от 0,22 атм (2,2 м) до 0,5 атм (5 м) (Приложение 5) и может быть обеспечен за счёт разницы высотных отметок уровня взлива «местного» остатка в резервуаре и оси входного патрубка насоса.

Напорная характеристика подпорных насосов выражается уравнением:

$$H_{\text{пв}} = h_{\text{пв}} + a_{\text{пв}} \cdot Q - b_{\text{пв}} Q^2, \quad (5.1)$$

коэффициенты которого $h_{\text{пв}}$, $a_{\text{пв}}$ и $b_{\text{пв}}$ приведены в Приложении 5.

В отличие от основных магистральных насосов на перекачивающих станциях **подпорные насосы соединяют как правило параллельно** (расходы нефти в насосах суммируются, а напор, создаваемый каждым насосом, остается одним и тем же), для того чтобы обеспечить требуемый подпор при меньшей подаче в каждом из отдельно взятых насосов. Ведь, как известно, **при параллельном соединении насосов общий поток жидкости разделяется на части, составляющие подачи этих насосов**. Поэтому стремятся, чтобы либо производительность одного насоса, либо производительность нескольких (двух или трех) параллельно соединенных насосов была равна производительности (подаче) основного магистрального насоса. **Наиболее распространённая схема соединения подпорных насосов – два работающих и один резервный.**

2.7.6. Пересчёт характеристик основного и подпорного насоса с воды на вязкую жидкость

В каталогах приведены характеристики центробежных насосов, снятые на воде ($\rho_{\text{в}} = 1000 \text{ кг/м}^3$, $\mu_{\text{в}} = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с} = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$ и $\nu_{\text{в}} = 1 \text{ сСт} = 10^{-2} \text{ сСт} = 1 \text{ мм}^2/\text{с} = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ при $t_{\text{ст}} = 20 \text{ }^\circ\text{С}$). При транспортировке маловязких нефтей и нефтепродуктов эти характеристики изменений не претерпевают. Однако с ростом вязкости перекачиваемой жидкости они ухудшаются (снижаются). Вследствие этого, выбрав магистральный и подпорный насосы, необходимо оценить целесообразность пересчёта паспортных характеристик основных и подпорных насосов (напора, подачи, допустимого кавитационного запаса, к.п.д., мощности), приведённых заводом-изготовителем для воды, в случае отклонения свойств транспортируемой жидкости ($\rho_{\text{т}}$, $\mu_{\text{т}}$ и $\nu_{\text{т}}$ при $t = t_{\text{пн}}$) от свойств воды.

Пересчёт характеристик необходим, если кинематическая вязкость транспортируемой жидкости ν_t при заданной температуре перекачки $t = t_{пн}$ попадает на интервал:

$$\nu_{п} < \nu_t \leq \nu_{доп}, \quad (6.1)$$

где $\nu_{п}$ – критическое значение вязкости (в м²/с) перекачиваемой жидкости, при превышении которой необходим пересчёт напора и подачи НМ;

$\nu_{доп}$ – максимально допустимая вязкость жидкости, при которой центробежный насос ещё способен вести перекачку без предварительной подготовки жидкости (например, без предварительного её подогрева: для центробежных нефтяных насосов серии НМ $\nu_{доп} = 3\text{Ст} = 3 \cdot 10^{-4}$ м²/с).

Кинематическая вязкость ν_t находится по формуле:

$$\nu_t = \mu_t / \rho_t, \quad (6.2)$$

где ρ_t и μ_t – соответственно плотность (в кг/м³) и динамическая вязкость (в Па·с) перекачиваемой жидкости при $t = t_{пн}$, которая находится по известной формуле Рейнольдса-Филонова:

$$\mu_t = \mu_{ст} \cdot e^{-\beta(t_{пн} - t_{ст})}, \quad \text{при } -5 \text{ }^\circ\text{C} \leq t_{пн} \leq 80 \text{ }^\circ\text{C}, \quad (6.3)$$

где β – коэффициент крутизны вискозограммы ($\beta = 0,02 - 0,03$, где нижний предел соответствует высоким температурам, а верхний – низким, в наших расчётах принимаем $\beta = 0,025$).

Примечание. Если при расчёте по формуле (5.1) ν_t окажется больше допустимой $\nu_{доп}$, то следует принять:

$$\nu_t = \nu_{доп} \text{ и } \mu_t = \nu_t \cdot \rho_t = \nu_{доп} \cdot \rho_t.$$

6.1. Определите кинематическую вязкость ν_t , используя формулы (5.1) и (6.1).

6.2. Рассчитайте критическое значение вязкости перекачиваемой среды $\nu_{п}$.

Для вычисления значения $\nu_{п}$ необходимо определить число Рейнольдса в насосе $Re_{н}$ и сравнить его с переходным числом Рейнольдса $Re_{п}$:

$$Re_{н} = \frac{n \cdot D_{к}^2}{\nu_t} \quad (6.4)$$

где $D_{к}$ – наружный диаметр рабочего колеса насоса (м) (Приложение 3), n – число оборотов (в с⁻¹) рабочего колеса насоса (Приложение 2), ν_t – кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости (м²/с).

Параметр $Re_{н}$ учитывает влияние вязкости перекачиваемой жидкости на значение потерь энергии на трение внутри самого насоса.

В результате исследований уставлено (рис. 2.7.2):

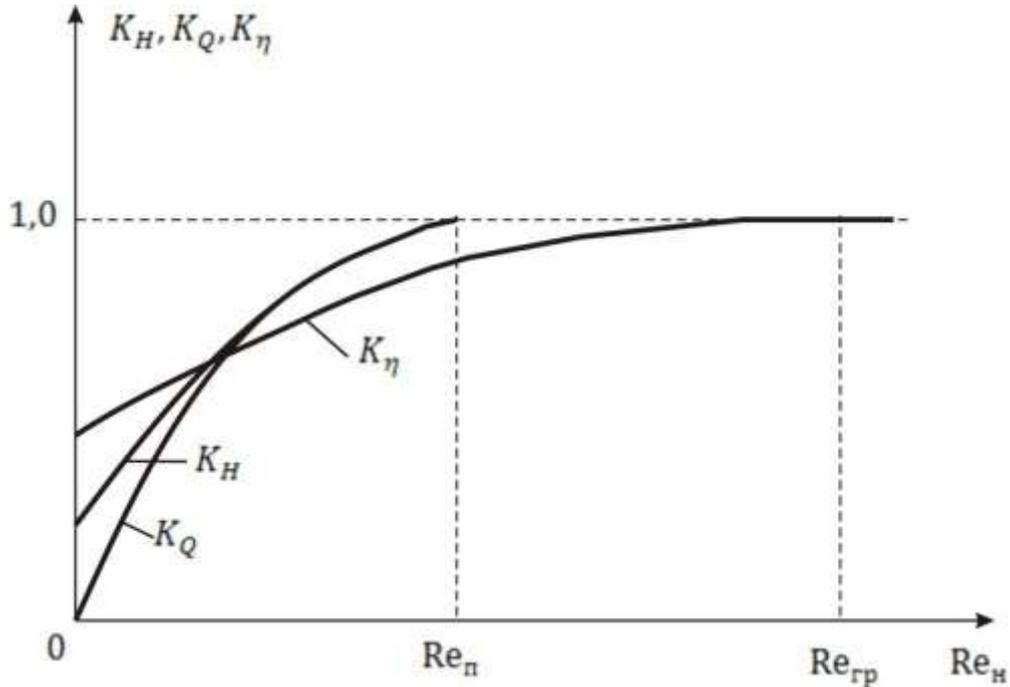


Рис. 2.7.2. Зависимости коэффициентов пересчёта K_H , K_Q и K_η от числа Рейнольдса в насосе Re_n

- При весьма больших числах Re_n ($Re_n \geq Re_\pi \rightarrow \nu_t \leq \nu_n$) сила трения перестаёт зависеть от числа Re_π , а зависит только от подачи Q ; характеристика насоса не зависит от вязкости ν_t перекачиваемой жидкости, а зависит только от диаметра и угловой скорости вращения рабочего колеса; в пересчёте $(Q-H)$ -характеристики с воды на вязкую жидкость нет необходимости (коэффициенты h_{MB} , a_{MB} , b_{MB} в уравнениях (4.13), (5.1) не пересчитываются, так как соответствующие коэффициенты пересчёта K_H и K_Q равны 1 (рис. 6.1). Но это не означает, что так же не надо пересчитывать коэффициенты в уравнении $\eta_{MB} = f_{MB}(Q)$. Поскольку, как это хорошо видно из рис. 6.1 при $Re_n = Re_\pi$ коэффициент пересчёта к.п.д. K_η существенно отличается от единицы ($K_\eta < 1$).
- Если $Re_n < Re_\pi$ ($\nu_t > \nu_n$) характеристики центробежного нагнетателя, построенные на воде ($\nu_B = 1 \text{ с Ст}$), отличаются от характеристик нагнетателя, работающего на более вязкой жидкости (коэффициенты в уравнениях (4.13), (5.1) пересчитываются, так как K_H и $K_Q < 1$, рис. 6.1).

$$Re_\pi = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305}, \quad (6.5)$$

где n_s – коэффициент быстроходности насоса на режиме максимального к.п.д., являющийся индивидуальной характеристикой насоса:

$$n_s = 3,65 \frac{n \left(Q_{в\text{ опт}}/n_{в\text{ с}} \right)^{0,5}}{60 \left(H_{в\text{ опт}}/n_k \right)^{0,75}}, \quad (6.6)$$

где n – число оборотов ротора (рабочего колеса) насоса, об/мин. (Приложение 2);

$Q_{в\text{ опт}}, H_{в\text{ опт}} = h_b - b_b Q_{в\text{ опт}}^2$ – подача ($\text{м}^3/\text{ч}$) и напор (м) насоса при работе на воде с максимальным к.п.д. (здесь $Q_{в\text{ опт}}$ рассчитывается по формуле 4.9);

$n_k, n_{в\text{ с}}$ – соответственно число последовательно установленных рабочих колёс (ступеней насоса) и сторон всасывания рабочего колеса;

$H_{в\text{ опт}}/n_k$ – напор, создаваемый одной ступенью,

$Q_{в\text{ опт}}/n_{в\text{ с}}$ – расход, приходящийся на одну сторону рабочего колеса.

Критическое значение вязкости нефти $\nu_{п}$, выше которого необходим пересчёт напорной характеристики рассчитывается по формуле:

$$\nu_{п} > nD_k^2 / \text{Re}_{п}. \quad (6.7)$$

6.3. При выполнении условия (6.7), то есть в случае $\text{Re}_{п} < \text{Re}_{н}$, вычислите коэффициенты пересчёта напора K_H , подачи K_Q и к.п.д. K_η насоса с воды на вязкую нефть. Для этого используйте следующие формулы:

$$\left. \begin{aligned} K_H &= 1 - 0,128 \lg(\text{Re}_{п}/\text{Re}_{н}); \\ K_Q &= K_H^{1,5}; \\ K_\eta &= 1 - a_\eta \lg(\text{Re}_{гр}/\text{Re}_{н}), \end{aligned} \right\} \quad (6.8)$$

где $\text{Re}_{гр}$ – граничное число Рейнольдса (рис. 6.1); a_η – поправочный коэффициент.

Величины $\text{Re}_{гр}$ и a_η , так же как и $\text{Re}_{п}$ являются функцией от n_s :

$$\text{Re}_{гр} \approx 0,224 \cdot 10^5 \cdot n_s^{0,384}; \quad (6.9)$$

$$a_\eta \approx 1,33 \cdot n_s^{-0,326}. \quad (6.10)$$

Зная K_H, K_Q, K_η , можно рассчитать величины аппроксимационных коэффициентов при работе насоса на высоковязкой нефти (индекс « ν ») h_{MV} ,

$a_{MV}, b_{MV} (h_{пв}, a_{пв}, b_{пв}), c_{0V}, c_{1V}, c_{2V}$ через известные коэффициенты при работе насоса на воде (индекс «В»):

$$\begin{aligned} h_{MV} &= K_H \cdot h_{MB}; \\ a_{MV} &= a_{MB} \cdot \frac{K_H}{K_Q} = \frac{a_{MB}}{K_H^{0,5}}; \\ b_{MV} &= b_{MB} \cdot \frac{K_H}{K_Q^2} = \frac{b_{MB}}{K_H^2}; \end{aligned} \quad (6.11)$$

$$\begin{aligned} c_{0V} &= K_\eta \cdot c_{0B}; \\ c_{1V} &= c_{1B} \cdot \frac{K_\eta}{K_Q}; \\ c_{2V} &= c_{2B} \cdot \frac{K_\eta}{K_Q^2}. \end{aligned} \quad (6.12)$$

6.4. Определите подачу насоса в оптимальном режиме.

Максимальный к.п.д. на высоковязкой нефти $\eta_{V_{\max}}$ достигается при подаче определяемой по формуле (4.9).

$$Q_{V_{\text{опт}}} = -c_{1V} / (2 \cdot c_{2V}),$$

при которой к.п.д. и напор насоса соответственно равны:

$$\eta_{V_{\max}} = c_{0V} + c_{1V} \cdot Q_{V_{\text{опт}}} + c_{2V} \cdot Q_{V_{\text{опт}}}^2; \quad (6.13)$$

$$H_{\mu V_{\text{опт}}} = h_{\mu V} - b_{\mu V} \cdot Q_{V_{\text{опт}}}^2.$$

6.5. Аналогично пересчитайте коэффициенты в напорной характеристике $H_{пв} = h_{пв} - b_{пв} Q^2$ подпорного насоса по формулам (6.1 – 6.13).

6.6. Заполните таблицу.

Режим	Подача, м ³ /с	Напор, м	к.п.д.
Магистральный насос			
номинальный			
оптимальный на воде			
оптимальный на нефти			
Подпорный насос			
номинальный			
оптимальный на воде			
оптимальный на нефти			

2.7.7. Расстановка насосных станций по трассе нефтепровода

Размещение насосных станций на трассе нефтепровода производится графически на профиле трассы. Для этого необходимы следующие данные:

- 1) гидравлический уклон i трубопровода;
- 2) гидравлический уклон для участков с лупингами (или вставками), $i_{л}$ ($i_{в}$);
- 3) напоры, развиваемые основными насосами каждой насосной станции $H_{ст i}$;
- 4) величины подпора на входе в основные насосы головной и промежуточных насосных станций H_2 ;
- 5) величины остаточных напоров на входе в конечные пункты эксплуатационных участков и нефтепровода в целом $H_{кп}$.

7.1. Определите число насосных станций

Рассчитайте:

- число Рейнольдса Re , характеризующее режим течения жидкости по трубопроводу:

$$Re = \frac{4Q}{\pi \cdot d_{вн} \cdot v_t} = \frac{4G}{\pi \cdot d_{вн} \cdot \mu_t}, \quad (7.1)$$

v_t (m^2/c), μ_t ($mPa \cdot c$) – соответственно кинематическая и динамическая вязкость нефтепродукта при расчетной температуре.

- граничные значения Re : Re_I , Re_{II} :

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; \quad Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon},$$

где $\varepsilon = \frac{K_{\varepsilon}}{d_{вн}}$ – относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость K_{ε} (табл. 2.7.5) и внутренний диаметр трубопровода.

Ламинарный режим течения жидкости сохраняется до $Re \approx 2300$. Ламинарное течение может реализоваться для высоковязких нефтей, течение которых характеризуется относительно небольшими числами Рейнольдса.

Коэффициент гидравлического трения λ в этом случае зависит только от Re и рассчитывается по формуле Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{Re}.$$

Таблица 2.7.5

То же	Умеренно заржавленные	$\frac{0,3 - 0,7}{0,5}$
То же	Старые заржавленные	$\frac{0,8 - 1,5}{1}$
То же	Сильно заржавленные или с большими отложениями	$\frac{2 - 4}{3}$
* Примечание. В знаменателе указаны средние значения эквивалентной шероховатости		

Эквивалентная шероховатость труб (данные А.Д. Альтшуля)

Вид трубы	Состояние трубы	K_z , мм *
Бесшовные стальные	Новые чистые	$\frac{0,01 - 0,02}{0,014}$
Сварные стальные	После нескольких лет эксплуатации	$\frac{0,15 - 0,3}{0,2}$
То же	Новые чистые	$\frac{0,03 - 0,12}{0,5}$
То же	С незначительной коррозией после очистки	$\frac{0,1 - 0,2}{0,15}$

Продолжение табл. 2.7.5

При **турбулентном режиме** течения ($Re > 2300$) различают три зоны трения:

гидравлически гладких труб

$$2320 < Re < Re_I, \quad \lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (\text{формула Блазиуса});$$

зону смешанного трения

$$Re_I < Re < Re_{II}, \quad \lambda = 0,11 \left(\varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (\text{формула Альтшуля});$$

зону квадратичного трения

$$Re > Re_{II}, \quad \lambda = 0,11 \sqrt[4]{\varepsilon};$$

- потери напора на трение по длине нефтепровода по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_{\tau} = \lambda \frac{LV^2}{d_{\text{вн}} 2g}, \quad (7.2)$$

где L – длина трубопровода, м; g – ускорение свободного падения, $g = 9,81$ м/с²; V – скорость течения нефти, м/с (формула 4.7).

Кроме того, в потери напора на трение входят потери на местных сопротивлениях (задвижки, повороты, сужения и т.п.), являющиеся незначительными и принимаемые равными 1...2 % от потерь на трение, т. е. $1,02h_{\tau}$;

- гидравлический уклон i :

$$i = \frac{h_{\tau}}{L} = \frac{\lambda V^2}{d_{\text{вн}} 2g} = \beta \frac{Q^{2-m} v_t^m}{d_{\text{вн}}^{5-m}}; \quad (7.3)$$

- полные потери напора в трубопроводе, м:

$$H = 1,02h_{\tau} + \Delta z + n_{\text{э}} H_{\text{кп}}, \quad (7.4)$$

где Δz – разность геодезических отметок конца и начала трубопровода; $H_{\text{кп}}$ – остаточный напор в конце участка, необходимый для закачки нефти в резервуары ($H_{\text{кп}} = 20 \dots 40$ м).

На станциях, расположенных на границе эксплуатационных участков, вместимость резервуарного парка должна составлять 0,3 ... 0,5 суточной пропускной способности трубопровода, поэтому напор $H_{\text{кп}}$ будет использован $n_{\text{э}}$ раз.

- напор одной станции:

$$H_{\text{ст}} = kH_{\mu\nu} - h_{\text{вн}}, \quad (7.5)$$

где k – число основных насосов, $k = 3$; $h_{\text{вн}}$ – внутростанционные потери напора, $h_{\text{вн}} = 15 - 20$ м по ВНТП 2–86;

- число насосных станций $n_{\text{нс}}$:

$$n_{\text{нс}} = \frac{1,02iL + \Delta z + n_{\text{э}}(H_{\text{кп}} - H_{\mu\nu})}{kH_{\mu\nu} - h_{\text{вн}}}. \quad (7.6)$$

7.2. Выполните расстановку насосных станций по трассе нефтепровода

Расчетное число насосных станций $n_{\text{нс}}$, как правило, получается дробным и может быть округлено как в сторону большего числа $n'_{\text{нс}}$, так и в сторону меньшего $n''_{\text{нс}}$.

Расстановка перекачивающих станций выполняется графически на сжатом профиле трассы, построенном в графическом редакторе или на миллиметровке. Данные для построения профиля трассы нефтепровода для каждого варианта приведены в таблице 3.2.

округление числа станций в сторону увеличения

В данном случае напор каждой станции должен быть уменьшен с $H_{ст}$ до $H'_{ст}$. Найдите действительный напор одной станции:

$$H'_{ст} = \frac{1,02iL + \Delta z + n_э(H_{кп} - H_{п\mu\nu})}{n'_{нс}} \quad (7.7)$$

Рассчитайте действительный напор одного насоса:

$$H'_{\mu\nu} = \frac{H'_{ст} + h_{вн}}{k} \quad (7.8)$$

Уменьшение напора станций осуществляется применением рабочих колес меньшего диаметра или их обточкой. Уточнив напор насоса $H'_{\mu\nu}$, проведите обрезку рабочего колеса насоса:

$$\frac{D'_2}{D_2} = \sqrt{\frac{H'_{\mu\nu}(Q_2^2 - Q_1^2) + (H_1 - H_2)Q_{\mu\nu\text{ опт}}^2}{H_1Q_2^2 - H_2Q_1^2}}, \quad (7.9)$$

где H_1 – напор (м) при Q_1 , ($\text{м}^3/\text{с}$); H_2 – напор (м) при Q_2 , ($\text{м}^3/\text{с}$); H_1 , Q_1 , H_2 , Q_2 – любые точки, взятые с $Q - H$ характеристики насоса.

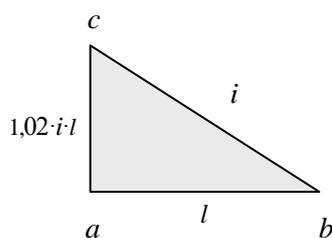
Рассчитайте новый диаметр ротора D'_2 .

Укажите на сколько процентов необходимо обрезать рабочее колесо.

С целью избежания снижения к.п.д. насосов обточка не должна превышать 10 %.

Выполните расстановку насосных станций по трассе нефтепровода, с округлением числа станций в большую сторону.

Например, в работе находятся три перекачивающие станции, оборудованные однотипными магистральными насосами и создающие одинаковые напоры $H_{ст1} = H_{ст2} = H_{ст3} = H'_{\mu\nu}$. На ГПС установлены подпорные насосы, создающие подпор $H_{п} = H_{п\mu\nu}$. В конце трубопровода (эксплуатационного участка) обеспечивается остаточный напор $H_{кп}$ (рис. 2.7.3).



Треугольник гидравлического уклона abc

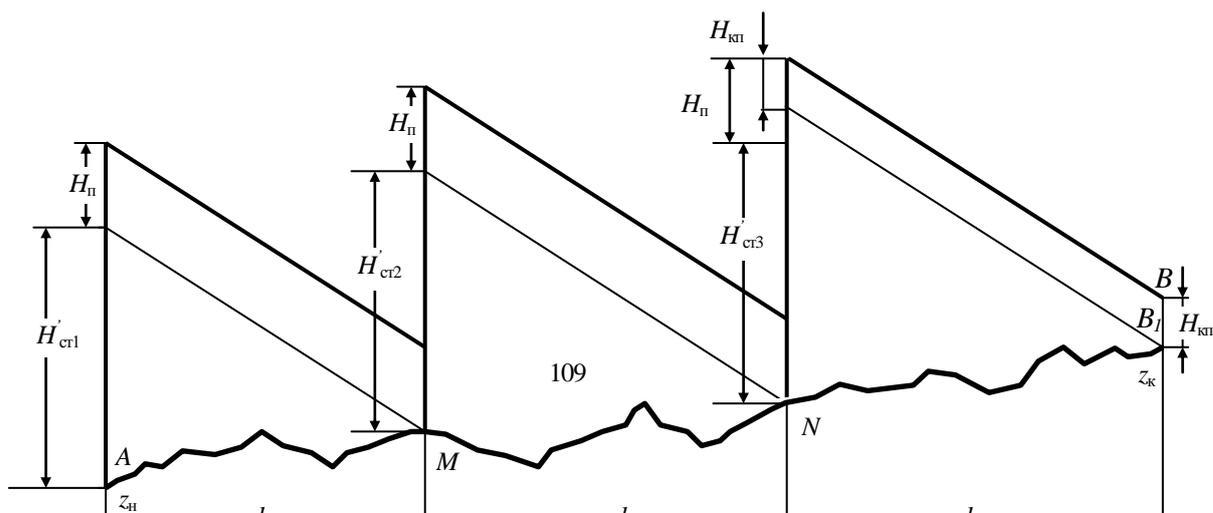


Рис. 2.7.3. Пример расстановки перекачивающих станций по трассе нефтепровода постоянного диаметра при $n'_{\text{НС}} = 3; n'_{\text{НС}} > n_{\text{НС}}$

Постройте треугольник гидравлического уклона abc (с учетом надбавки на местные сопротивления) в принятых масштабах сжатого профиля трассы.

Из начальной точки трассы вертикально вверх в масштабе высот откладывается напор $H'_{\text{ст1}}$, развиваемый основными насосами первой станции, добавляем величину подпора $H_{\text{п}}$.

Место положения на трассе второй перекачивающей станции определяется с помощью отрезка, проведенного из вершины напора $H_{\text{ст1}}$ параллельно линии гидравлического уклона до пересечения с профилем. Расположению второй перекачивающей станции будет соответствовать точка M на профиле трассы.

Для последней насосной станции из точки N по вертикали в масштабе отложите сумму напора последней станции $H'_{\text{ст3}}$ и разности $H_{\text{п}} - H_{\text{кп}}$. Линия гидравлического уклона, проведенная из отметки $H_{\text{п}} - H_{\text{кп}}$ должна совпадать с конечной отметкой $z_{\text{к}}$ нефтепровода.

округление числа станций в сторону уменьшения

В данном случае для компенсации недостающего напора прокладывают лупинг. Необходимо распределить общую длину лупингов по перегонам между станциями. Лупинг можно применить в любом месте расчетной длины трассы. Наиболее целесообразно размещать в конце перегона между насосными станциями. При этом рассчитывается **длина лупинга**:

$$l_{\text{л}} = \frac{H_{\text{ст}}(n_{\text{НС}} - n''_{\text{НС}})}{i(1 - \omega)}, \quad (7.10)$$

где ω – расчетный коэффициент:

$$\omega = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{d_{\text{Л}}}{d_{\text{ВН}}} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}}, \quad (7.11)$$

при:

ламинарном течении $\omega = 0,5$;

турбулентном течении

в зоне гидравлически гладких труб $\omega = 0,296$;

в зоне смешанного трения $\omega = 0,272$;

в зоне квадратичного трения $\omega = 0,25$;

m – коэффициент Лейбензона (табл. 2.7.6);

Таблица 2.7.6

Величины коэффициентов Лейбензона

Режим течения	m	A_1	$\beta, \text{с}^2/\text{м}$
Ламинарный	1	64	4,15
Турбулентный:			
зона Блазиуса	0,25	0,3164	0,0246
зона смешанного трения	0,123	$10^{0,1271 \lg e - 0,627}$	$0,0802 A_1$
зона квадратичного трения	0	λ	$0,0827 \lambda$

и гидравлический уклон на участке с лупингом, который определяется через гидравлический уклон и диаметр основной «нитки» трубопровода:

$$i_{\text{Л}} = \frac{i}{\left[1 + \left(\frac{d_{\text{Л}}}{d_{\text{ВН}}} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{2-m}} = \omega i. \quad (7.12)$$

Рассмотрим особенности расстановки НПС по трассе нефтепровода для исходных данных, рассмотренных выше.

Дополнительно строится гидравлический треугольник abd . Его гипотенуза bd определяет положение линии гидравлического уклона на участке с лупингом $i_{\text{Л}}$ (рис. 2.7.3).

Из начальной точки трассы вертикально вверх в масштабе высот откладывается напор $H_{ст1}$, развиваемый основными насосами первой станции и величину подпора $H_{п}$. Проведем линии гидравлических уклонов из концов соответствующих отрезков до пересечения с профилем трассы. Отложите в масштабе в точке X величину подпора $H_{п}$ и из полученной точки проведите линию гидравлического уклона $i_{л1}$. Точка пересечения этой линии с линией гидравлического уклона i даст длину лупинга $l_{л1}$.

Аналогичные построения выполняются для размещения остальных лупингов и станций. Сумма длин отрезков $l_{л1}$, $l_{л2}$ и $l_{л3}$ должна равняться расчетной длине лупинга $l_{л}$, найденной из выражения (7.10).

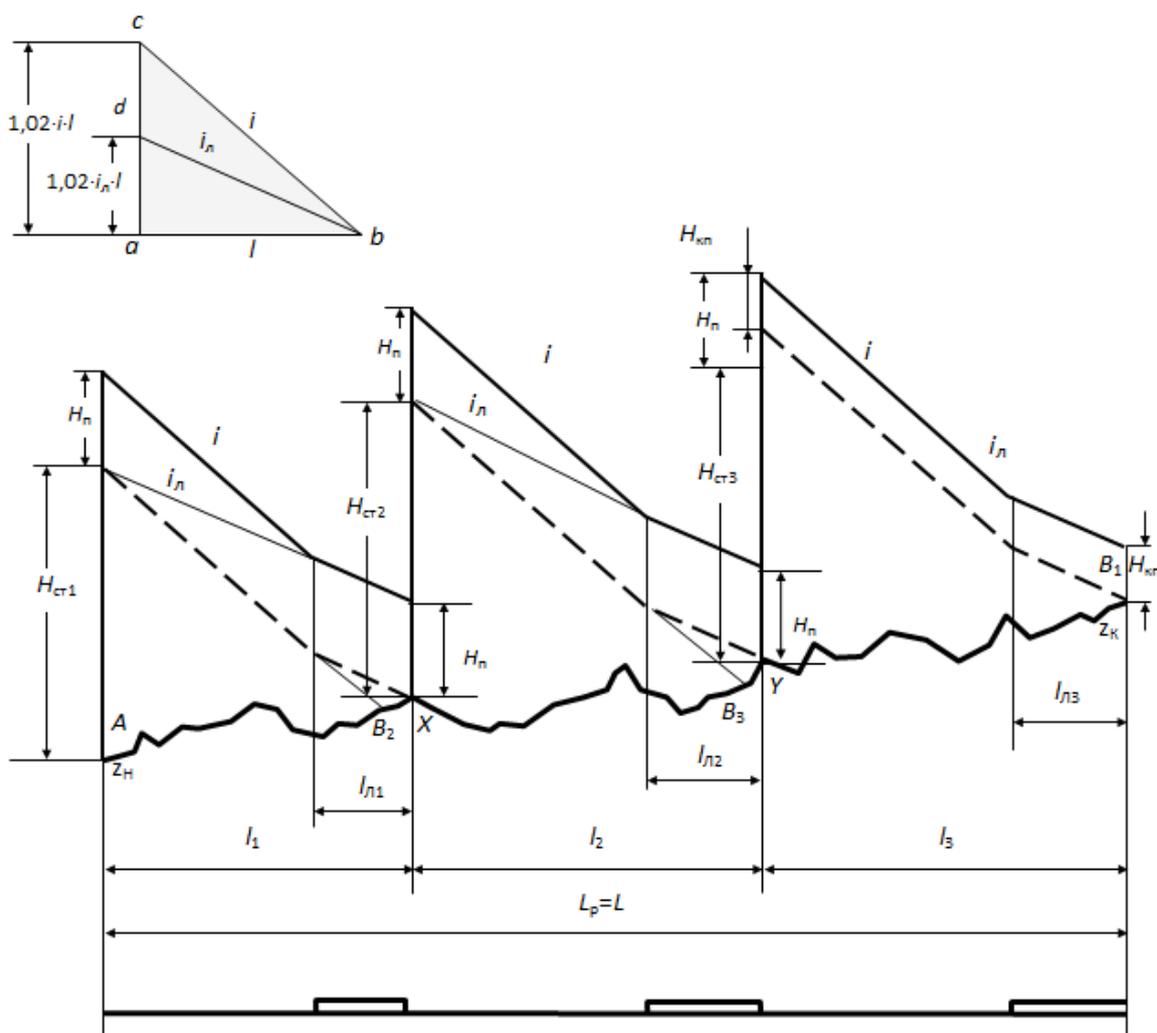


Рис. 2.7.3. Расстановка перекачивающих станций и лупингов по трассе нефтепровода

7.3. Построение графика совместной работы нефтепровода и всех НПС.
Графическое определение рабочей точки системы

Для построения совмещенной характеристики нефтепровода и насосных станций проведите расчеты, результаты сведите в таблицу 7.3.

Таблица 2.7.7

Данные для построения совмещенной характеристики
нефтепровода и НПС

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	$H = 1,02\beta \frac{Q^{2-m} v_t^m L}{d_{\text{вн}}^{5-m}} + \Delta z + n_3 H_{\text{кп}}, \text{ м}$	$H = n_3 H_{\text{п} \mu \nu} + n_{\text{н}} H_{\mu \nu}$ при общем количестве основных насосов $n_{\text{н}}$ на всех станциях			
		...	$n_{\text{н}} - 2$	$n_{\text{н}} - 1$	$n_{\text{н}}$
400					
600					
800					
1000					
1200					
1400					

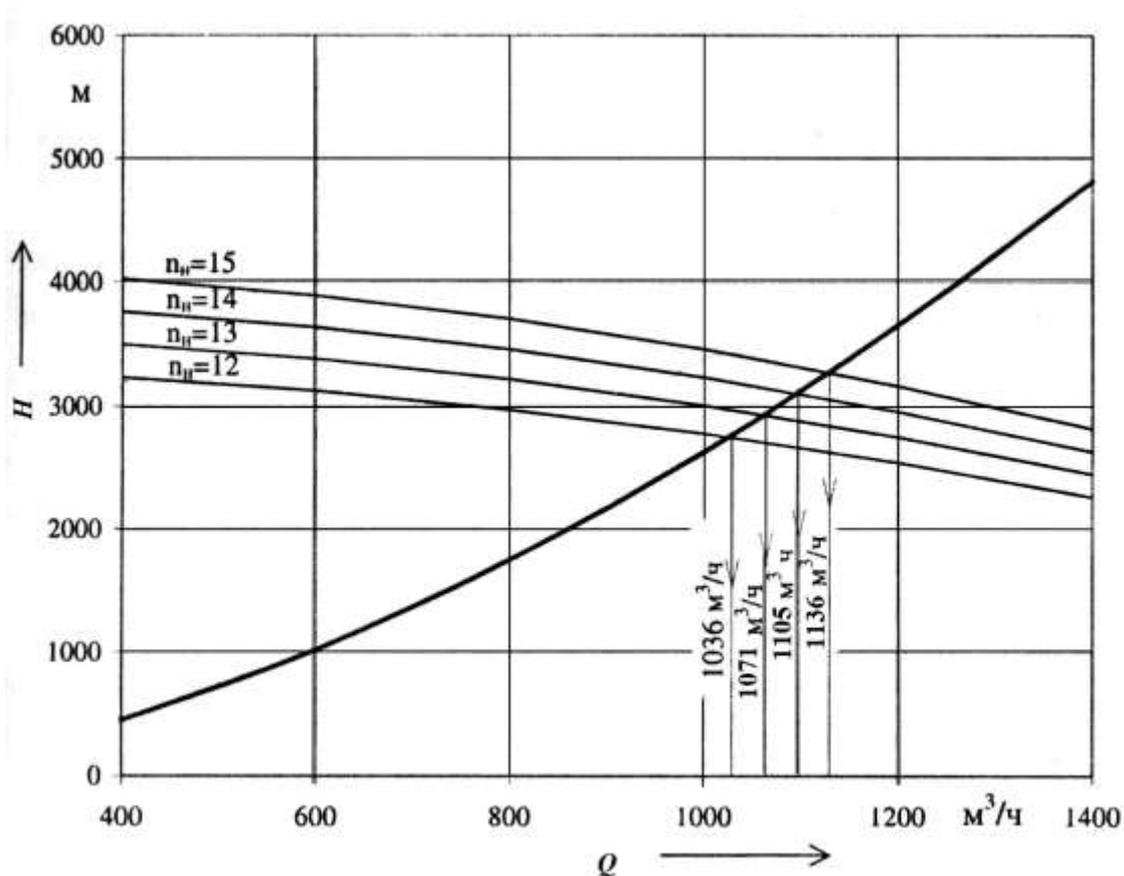


Рис. 2.7.4. Пример совмещенной характеристики нефтепровода и насосных станций: проектная производительность $Q = 1066 \text{ м}^3/\text{ч}$, количество насосных станций – пять, количество насосов, работающих на станции – три

Совмещенная характеристика нефтепровода и насосных станций позволяет определить при каком количестве работающих насосов обеспечивается проектная производительность нефтепровода.

Из рис. 2.7.7 можно видеть, что проектная производительность нефтепровода для данного примера обеспечивается при работе на станциях тринадцати насосов.

При распределении количества насосов следует иметь в виду, что большее их число должно быть установлено на НПС, расположенных в начале трубопровода, и меньшее – в его конце.

2.7.8. Расчёт некоторых технико-экономических показателей работы нефтепроводного предприятия

Система технико-экономических показателей работы предприятия позволяет охарактеризовать его производственно-хозяйственную деятельность.

✓ Тариф на транспортировку нефти

За услуги по транспортировке нефти с нефтедобывающих предприятий взимается плата по тарифам, устанавливаемым государственным органом регулирования естественных монополий – Федеральной службой по тарифам (ФСТ России).

$$T(\text{тариф}) = T_{\text{в}}(\text{тарифная выручка}) / G(\text{грузооборот}).$$

При этом **тариф** устанавливается за единицу транспортной работы, то есть за 100 т·км. Средний тариф по России (в системе ОАО «АК «Транснефть») по состоянию на 01.01.2011 г. составляет:

$$T = 38,5741 \text{ руб./ } 100 \text{ т·км.}$$

✓ Тарифная выручка

Тарифная выручка ($T_{\text{в}}$) – сумма денежных средств, полученных предприятием за оказанные услуги по транспортировке нефти. Тарифная выручка определяется как произведение объема товарной продукции на стоимость ее реализации.

✓ Себестоимость перекачки

«Положением об определении тарифов на услуги по транспортировке нефти по магистральным трубопроводам», утвержденным ФСТ России, установлено, что расчетная величина тарифа должна обеспечить покрытие экономически обоснованных затрат и образование прибыли в достаточном размере. Этот размер составляет 15 %. Таким образом, норма прибыли (или рентабельность) в тарифе за услуги по транспортировке нефти составляет 15%, а удельная себестоимость – 85 %.

Таблица 2.7.8.

Расчетные формулы

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Усл. обозн.	Расчетная формула
1	2	3	4	5
1.	Показатели объемов производства			
1.1.	Перекачка нефти	тыс. т	Пн	—
1.2.	Объем транспортной работы	млн т · км	От	$От = Пн \cdot П$, где П — протяженность трубопровода, км
1.3.	Тарифная выручка	млн руб.	Тв	$Тв = От \cdot Т$, где Т — тариф на перекачку, руб./100 т·км
2.	Финансовые показатели			
2.1.	Затраты на перекачку нефти	млн руб.	Зп	—
2.2.	Себестоимость перекачки 1 т нефти	руб./т	Спн	$Спн = Зп / Пн$
2.3.	Себестоимость единицы транспортной работы	руб./т·км	Ст	$Ст = Зп / От$
2.4.	Прибыль от реализации	млн руб.	Пр	$Пр = Тв - Зп$
2.5	Чистая прибыль	млн руб.	Пч	$Пч = Пр - Н$, где Пр — прибыль от реализации (налогооблагаемая прибыль), руб.; Н — расходы по налогу на прибыль (с 01.01.2009 г. ставка налога на прибыль составляет 20 % от налогооблагаемой прибыли), руб.

✓ **Затраты на перекачку**

Общая сумма затрат на перекачку нефти:

$$З_{п} = Q \cdot L \cdot C_{уд},$$

где Q — объем перекачки нефти по магистральному нефтепроводу, т;

L — протяженность участка магистрального нефтепровода, км;

$Q \cdot L$ — транспортная работа (грузооборот) т·км;

$C_{уд}$ — удельная себестоимость, то есть себестоимость перекачки 1 т нефти на 100 км, в руб. за единицу транспортной работы (100 т·км).

✓ **Прибыль от реализации**

Прибыль (убыток) от реализации ($П_p$) — это финансовый результат, полученный предприятием от основной деятельности; равен разнице между

тарифной выручкой и затратами на транспортировку нефти по магистральным трубопроводам.

✓ **Чистая прибыль**

После уплаты налога на прибыль и других платежей в бюджет оставшаяся часть прибыли – чистая прибыль ($\Pi_{ч}$) остается в распоряжении предприятия и используется им самостоятельно.

2.7.9. Пример расчёта

Данные для технологического расчета магистрального нефтепровода

№ варианта	$t_{плн},$ °С	$\rho_{ст} = \rho_{20},$ кг/м ³	$\mu_{ст} = \mu_{20},$ мПа·с	$G_T,$ млн т/год	$L,$ км	$n_э$	$\Delta Z,$ м	Число НПС
	- 0,5	765	95	6,0	900	2	900	$> n_{нс}$

Данные для построения профиля трассы нефтепровода

Расстояние $l,$ км	0	100	200	300	400	500	600	700	800	900
Отметка $z,$ м	50,0	200,0	287,5	250,0	375	587,5	600	712,5	875	950,0

Данные для расчета технико-экономических показателей работы нефтепроводного предприятия

Вариант	Тариф (Т), руб./100 т·км	Перекачка нефти (Пн), тыс. т
	7,45	50 211,6

2.7.9.1. Расчет основного магистрального насоса

9.1.1. В соответствии с заданной пропускной способностью МНП G_T выберем его ориентировочные параметры.

Таблица 2.7.9

Ориентировочные параметры МНП

Пропускная способность (грузопоток) G_T , млн т/год	Диаметр наружный D_H , мм	Допустимое давление $P_{доп}$, МПа
4,0 – 9,0	530	6,3

9.1.2. Определим расчетную толщину стенки трубопровода δ (с округлением до номинальной толщины стенки в большую сторону):

Принимаем для расчета $K_{у.р.} = 0,9$ для III категории трубопровода;

$$K_{H.M1} = 1,4; K_H = 1.$$

Расчётное (допустимое) сопротивление стали на разрыв, МПа:

$$[\sigma_p] = \sigma_p \frac{K_{у.р.}}{K_{H.M1} \cdot K_H} = [510 \cdot 0,9] / [1,4 \cdot 1] = 327,9 \text{ МПа.}$$

$$\delta = \frac{K_{H.p} \cdot P_{доп} \cdot D_H}{2([\sigma_p] + K_{H.p} \cdot P_{доп})} = [1,1 \cdot 6,3 \cdot 530] / [2 \cdot (327,9 + 1,1 \cdot 6,3)] = 10,97 \text{ мм.}$$

Принимаем $\delta = 11$ м.

9.1.3. Определим внутренний диаметр трубопровода

$$d_{вн} = D_H - 2 \cdot \delta = 530 - 2 \cdot 11 = 508 \text{ мм.}$$

9.1.4. Определим плотность перекачиваемой нефти

Таблица 2.7.10

Температурная поправка на плотность нефти

Плотность $\rho_{ст}$, кг/м ³	Температурная поправка γ , $\left(\frac{кг}{м^3 \cdot ^\circ C}\right)$
760,0 – 769,9	0,818

$$\rho_t = \rho_{ст} - \gamma(t_{п.н} - t_{ст}) = 765 - 0,818 \cdot (-0,5 - 20) = 781,77 \text{ кг/м}^3.$$

9.1.5. Определим расчетный часовой $Q_{ч}$ и секундный $Q_{с}$ расходы нефти:

$$Q_{ч} = \frac{G_{г} \cdot 10^9 \cdot K_{п}}{N_{г} \cdot 24 \cdot \rho_t} = [6,0 \cdot 10^9 \cdot 1,07] / [352 \cdot 24 \cdot 781,77] = 972,1 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Принимаем $K_{п} = 1,07$ – для однострунных (однониточных) нефтепроводов.

Таблица 2.7.11

Нормативная годовая продолжительность (в сутках) работы МНП

Протяженность L , км	Диаметр нефтепровода $D_{н}$, мм	
	до 820 (включительно)	свыше 820
$L > 700$	352 (350)	349 (345)

$$Q_{с} = Q_{ч} / 3600 = 972,1 / 3600 = 0,270 \text{ м}^3/\text{с}.$$

9.1.6. Скорость перекачки V :

$$V = \frac{Q_{с}}{S_{прох}} = \frac{Q_{с}}{\pi d_{вн}^2 / 4} = \frac{4Q_{с}}{\pi d_{вн}^2} = [4 \cdot 0,270] / [3,141 \cdot 0,508^2] = 1,33 \text{ м/с}.$$

9.1.7. В соответствии с расчётной часовой пропускной способностью $Q_{ч}$ выберем марку основного магистрального насоса (НМ).

Таблица 2.7.12

Технические характеристики насосов серии НМ

Типоразмер насоса	Номинальный режим на воде						Число ступеней (рабочих колёс), n_k
	Подача $Q_{ОН}$, $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор $H_{ОН}$, м	Частота вращения, n , об/мин	Допуст. кавитац. запас $\Delta h_{доп. Н, м}$	КПД $\eta_{ОН}$, %	Мощность привода (эл/двиг.) $N_{ОН}$, кВт	
Насосы спиральные одноступенчатые с двухсторонним подводом жидкости к рабочему колесу $n_{вс} = 2$							
НМ 1250-260*	1259	260	3 000	20	80	1250	1

9.1.8. Рассчитаем подачу насоса в оптимальном режиме:

$$Q_{МВ\text{ опт}} = -c_{1в} / (2c_{2в}) = [-10,36 \cdot 10^4] / [2 \cdot (-44,35 \cdot 10^{-8})] = 1168 \text{ м}^3/\text{ч}, \text{ при}$$

которой максимальный к.п.д. на воде равен:

$$\eta_{M. \text{ в макс}} = c_{0B} + c_{1B} Q_{M \text{ в ОПТ}} + c_{2B} Q_{M \text{ в ОПТ}}^2 = 20,29 \cdot 10^{-2} + 10,36 \cdot 10^{-4} \cdot 1168 - 44,35 \cdot 10^{-8} \cdot 1168^2 = 0,81.$$

9.1.9. Определим границы рабочей области

$$Q_{\text{Л}} = 0,8 Q_{M \text{ в ОПТ}} = 0,8 \cdot 1168 = 934,4 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_{\text{П}} = 1,2 Q_{M \text{ в ОПТ}} = 1,2 \cdot 1168 = 1401,6 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

9.1.10. Определим аналитическую зависимость напора, развиваемого насосом от его подачи по двум точкам (Q_1, H_1) и (Q_2, H_2) :

$$H_{M \text{ в}} = h_{M \text{ в}} - b_{M \text{ в}} Q^2 = 318,8 - (3,85 \cdot 10^{-5} \cdot 1250^2) = 258,64 \text{ м},$$

$$\text{где } h_{M \text{ в}} = [285 \cdot 1401,6^2 - 243 \cdot 934,4^2] / [1401,6^2 - 934,4^2] = 318,8 \text{ м};$$

$$b_{M \text{ в}} = [285 - 243] / [1401,6^2 - 934,4^2] = 3,85 \cdot 10^{-5} \text{ ч}^2/\text{м}^5.$$

Напор, развиваемый насосом на воде в оптимальном режиме:

$$H_{M \text{ в ОПТ}} = h_{M \text{ в}} - b_{M \text{ в}} Q_{M \text{ в ОПТ}}^2 = 318,8 - (3,85 \cdot 10^{-5} \cdot 1168^2) = 266,28 \text{ м}.$$

9.1.11. Оценим правильность вычисления коэффициентов

$$\delta = \left| \frac{F(Q_{\text{о.н}}) - H_{\text{о.н}}}{H_{\text{о.н}}} \right| \cdot 100 \% = \left| \frac{[378,95 - 371,32]}{[371,32]} \right| \cdot 100 \% = 3 \% \leq 5 \%.$$

2.7.9.2. Расчет подпорного магистрального насоса

Выбираем подпорный насос НПВ 600-60.

9.2.1. Определим подачу подпорного насоса в оптимальном режиме

$$Q_{\text{П ОПТ}} = -c_{1B} / (2c_{2B}) = [-24 \cdot 10^{-4}] / [2 \cdot (-209 \cdot 10^{-8})] = 574,2 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

9.2.2. Определим максимальный к.п.д. на воде

$$\eta_{M. \text{ в макс}} = c_{0B} + c_{1B} Q_{\text{П в ОПТ}} + c_{2B} Q_{\text{П в ОПТ}}^2 = 9,15 \cdot 10^{-2} + 24 \cdot 10^{-4} \cdot 574,2 - 209 \cdot 10^{-8} \cdot 574,2^2 = 0,78.$$

9.2.3. Напорная характеристика подпорных насосов в оптимальном режиме

$$H_{\text{П в ОПТ}} = h_{\text{П в}} + a_{\text{П в}} \cdot Q - b_{\text{П в}} Q^2 = 75,3 + 0 \cdot 574,2 - 45 \cdot 10^{-6} \cdot 574,2^2 = 60,46 \text{ м}.$$

9.2.4. Определим аналитическую зависимость напора, развиваемого насосом от его подачи

$$H_{\text{пв}} = h_{\text{пв}} + a_{\text{пв}} \cdot Q - b_{\text{пв}} Q^2 = 75,3 + 0 \cdot 600 - 45 \cdot 10^{-6} \cdot 600^2 = 59,1 \text{ м.}$$

2.7.9.3. Пересчет характеристик основного и подпорного насосов с воды на вязкую жидкость

Основной магистральный насос

9.3.1. Определим кинематическую вязкость нефти

$$\nu_t = \mu_t / \rho_t = 0,159 / 781,77 = 2,03 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с} = 2,03 \text{ Ст},$$

$$\text{где } \mu_t = \mu_{\text{ст}} \cdot e^{-\beta(t_{\text{п.н}} - t_{\text{ст}})} = 95 \cdot 10^{-3} \cdot 2,7^{[-0,025 \cdot (-0,5 - 20)]} = 158,6 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

9.3.2. Рассчитаем критическое значение вязкости перекачиваемой среды

$\nu_{\text{п}}$.

$$\text{Re}_{\text{н}} = \frac{n \cdot D_{\text{к}}^2}{\nu_t} = [3000 \cdot 0,44^2] / [60 \cdot 2,03 \cdot 10^{-4}] = 47684,$$

$$\text{Re}_{\text{п}} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 52,1^{-0,305} = 94613,$$

$$\text{где } n_s = 3,65 \frac{n \left(Q_{\text{в опт}} / n_{\text{в с}} \right)^{0,5}}{60 \left(H_{\text{в опт}} / n_{\text{к}} \right)^{0,75}} =$$

$$3,65 \cdot [(3000 \cdot [1168/2]^{0,5}) / (60 \cdot [371,32/1]^{0,75})] = 52,1.$$

$\text{Re}_{\text{н}} < \text{Re}_{\text{п}}$ ($47684 < 94613$), ($\nu_t > \nu_{\text{п}}$), следовательно, характеристики центробежного нагнетателя, построенные на воде, отличаются от характеристик нагнетателя, работающего на более вязкой жидкости, т.е. коэффициенты в уравнении:

$$H_{\text{м в опт}} = h_{\text{мв}} - b_{\text{мв}} Q_{\text{м в опт}}^2$$

пересчитываются.

Критическое значение вязкости нефти $\nu_{\text{п}}$, выше которого необходим пересчет напорной характеристики рассчитывается по формуле:

$$\nu_{\text{п}} > n D_{\text{к}}^2 / \text{Re}_{\text{п}} = [3000 \cdot 0,44^2] / [60 \cdot 94613] = 1,02 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с} = 1,02 \text{ Ст.}$$

9.3.3. Определим коэффициенты пересчета напора K_H , подачи K_Q и к.п.д. K_{η} насоса с воды на вязкую нефть:

$$K_H = 1 - 0,1281 \cdot \lg[94613/47684] = 0,962;$$

$$K_Q = 0,962^{1,5} = 0,943;$$

$$K_\eta = 1 - 0,37 \cdot \lg[102214/47684] = 0,877,$$

$$\text{где } \text{Re}_{\text{гp}} \approx 0,224 \cdot 10^5 \cdot n_s^{0,384} = 0,224 \cdot 10^5 \cdot 52,1^{0,384} = 102214,$$

$$a_\eta \approx 1,33 \cdot n_s^{-0,326} = 1,33 \cdot 52,1^{-0,326} = 0,37.$$

9.3.4. Определим аппроксимационные коэффициенты при работе насоса на высоковязкой нефти:

$$h_{\text{MV}} = K_H \cdot h_{\text{MB}} = 0,962 \cdot 318,8 = 306,68;$$

$$a_{\text{MV}} = a_{\text{MB}} \cdot \frac{K_H}{K_Q} = \frac{a_{\text{MB}}}{K_H^{0,5}} = 0;$$

$$b_{\text{MV}} = b_{\text{MB}} \cdot \frac{K_H}{K_Q^2} = \frac{b_{\text{MB}}}{K_H^2} = [3,85 \cdot 10^{-5}] / [0,962^2] = 4,16 \cdot 10^{-5};$$

$$c_{0V} = K_\eta \cdot c_{0B} = 0,877 \cdot 20,29 \cdot 10^{-2} = 17,8 \cdot 10^{-2};$$

$$c_{1V} = c_{1B} \cdot \frac{K_\eta}{K_Q} = 10,36 \cdot 10^{-4} \cdot [0,877/0,943] = 9,63 \cdot 10^{-4};$$

$$c_{2V} = c_{2B} \cdot \frac{K_\eta}{K_Q^2} = -44,35 \cdot 10^{-8} \cdot [0,877/0,943^2] = -43,75 \cdot 10^{-8}.$$

$$H_{\text{MV}_{\text{опт}}} = h_{\text{MV}} - b_{\text{MV}} \cdot Q_{\text{V}_{\text{опт}}}^2 = 306,68 - 4,16 \cdot 10^{-6} \cdot 1250^2 = 241,58 \text{ м при } a_{\text{MB}} = 0.$$

9.3.5. Определим подачу основного насоса в оптимальном режиме при работе на высоковязкой нефти:

$$Q_{\text{MV}_{\text{опт}}} = -c_{1V} / (2c_{2V}) = [-9,63 \cdot 10^{-4}] / [2 \cdot (-43,75 \cdot 10^{-8})] = 1100,5 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

9.3.6. Определим максимальный к.п.д. основного насоса при работе на высоковязкой нефти:

$$\eta_{\text{M}_{V_{\text{max}}}} = c_{0V} + c_{1V} \cdot Q_{\text{MV}_{\text{опт}}} + c_{2V} \cdot Q_{\text{MV}_{\text{опт}}}^2 = 17,8 \cdot 10^{-2} + 9,63 \cdot 10^{-4} \cdot 1100,5 - 43,75 \cdot 10^{-8} \cdot 1100,5^2 = 0,708.$$

9.3.7. Напорная характеристика в оптимальном режиме:

$$H_{\text{MV}_{\text{опт}}} = h_{\text{MV}} - b_{\text{MV}} \cdot Q_{\text{V}_{\text{опт}}}^2 = 306,68 - (4,16 \cdot 10^{-5} \cdot 1100,5^2) = 256,2 \text{ м}.$$

Подпорный насос

9.3.8. Определим кинематическую вязкость нефти

$$\nu_t = \mu_t / \rho_t = 0,159 / 781,77 = 2,03 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с} = 2,03 \text{ Ст},$$

$$\text{где } \mu_t = \mu_{\text{ст}} \cdot e^{-\beta(t_{\text{п.н}} - t_{\text{ст}})} = 95 \cdot 10^{-3} \cdot 2,7^{[-0,025 \cdot (-0,5 - 20)]} = 158,6 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

9.3.9. Рассчитаем критическое значение вязкости перекачиваемой среды

$\nu_{\text{п}}$.

$$\text{Re}_{\text{н}} = \frac{n \cdot D_{\text{к}}^2}{\nu_t} = [1485 \cdot 0,445^2] / [60 \cdot 2,03 \cdot 10^{-4}] = 24143,$$

$$\text{Re}_{\text{п}} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 70,6^{-0,305} = 86258,$$

$$\text{где } n_s = 3,65 \frac{n \left(\frac{Q_{\text{в опг}}}{n_{\text{в с}}} \right)^{0,5}}{60 \left(\frac{H_{\text{в опг}}}{n_{\text{к}}} \right)^{0,75}} =$$

$$3,65 \cdot [(1485 \cdot [574,2/2]^{0,5}) / (60 \cdot [60,46/1]^{0,75})] = 70,6.$$

$\text{Re}_{\text{н}} < \text{Re}_{\text{п}}$ ($44000 < 83480$), ($\nu_t > \nu_{\text{п}}$), следовательно, характеристики центробежного нагнетателя, построенные на воде, отличаются от характеристик нагнетателя, работающего на более вязкой жидкости, то есть коэффициенты в уравнении:

$$H_{\text{пв}} = h_{\text{пв}} - b_{\text{пв}} Q^2$$

пересчитываются.

Критическое значение вязкости нефти $\nu_{\text{п}}$, выше которого необходим пересчёт напорной характеристики рассчитывается по формуле:

$$\nu_{\text{п}} > n D_{\text{к}}^2 / \text{Re}_{\text{п}} = [1485 \cdot 0,445^2] / [60 \cdot 86258] = 0,57 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с} = 0,57 \text{ Ст}.$$

9.3.10. Определим коэффициенты пересчета напора K_H , подачи K_Q и к.п.д. K_{η} насоса с воды на вязкую нефть:

$$K_H = 1 - 0,1281 \cdot \lg[86258/22278] = 0,924;$$

$$K_Q = 0,924^{1,5} = 0,888;$$

$$K_{\eta} = 1 - 0,332 \cdot \lg[114865/22278] = 0,764,$$

$$\text{где } \text{Re}_{\text{гп}} \approx 0,224 \cdot 10^5 \cdot n_s^{0,384} = 0,224 \cdot 10^5 \cdot 70,6^{0,384} = 114865,$$

$$a_{\eta} \approx 1,33 \cdot n_s^{-0,326} = 1,33 \cdot 70,6^{-0,326} = 0,332.$$

9.3.11. Определим аппроксимационные коэффициенты при работе насоса на высоковязкой нефти:

$$h_{\text{пв}} = 0,924 \cdot 75,3 = 69,58;$$

$$a_{\text{пв}} = 0;$$

$$b_{\text{пв}} = 45 \cdot 10^{-6} \cdot [0,924] / [0,888^2] = 52,73 \cdot 10^{-6};$$

$$c_{0\text{в}} = K_{\eta} \cdot c_{0\text{Б}} = 0,764 \cdot 9,15 \cdot 10^{-2} = 6,99 \cdot 10^{-2};$$

$$c_{1\text{в}} = c_{1\text{Б}} \cdot \frac{K_{\eta}}{K_Q} = 24 \cdot 10^{-4} \cdot [0,764 / 0,888] = 20,65 \cdot 10^{-4};$$

$$c_{2\text{в}} = c_{2\text{Б}} \cdot \frac{K_{\eta}}{K_Q^2} = -209 \cdot 10^{-8} \cdot [0,764 / 0,888^2] = -202,5 \cdot 10^{-8}.$$

$$H_{\text{пв}} = h_{\text{пв}} - b_{\text{пв}} \cdot Q^2 = 69,58 - 52,73 \cdot 10^{-6} \cdot 600^2 = 50,61 \text{ м при } a_{\text{мв}} = 0.$$

9.3.12. Определим подачу основного насоса в оптимальном режиме при работе на высоковязкой нефти:

$$Q_{\text{пв опт}} = -c_{1\text{в}} / (2c_{2\text{в}}) = [-20,65 \cdot 10^{-4}] / [2 \cdot (-202,5 \cdot 10^{-8})] = 509,9 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

9.3.13. Определим максимальный к.п.д. основного насоса при работе на высоковязкой нефти:

$$\eta_{\text{пв max}} = 6,99 \cdot 10^{-2} + 20,65 \cdot 10^{-4} \cdot 509,9 - 202,5 \cdot 10^{-8} \cdot 509,9^2 = 0,59.$$

9.3.14. Напорная характеристика в оптимальном режиме:

$$H_{\text{пв опт}} = 69,58 - 52,7 \cdot 10^{-6} \cdot 509,9^2 = 55,88 \text{ м}.$$

Таблица 2.7.13

Режим	Подача, м ³ /с	Напор, м	к.п.д.
Магистральный насос			
номинальный	1250	260	0,8
оптимальный на воде	1168	266,28	0,81
оптимальный на нефти	1100,5	256,2	0,708
Подпорный насос			
номинальный	600	60	0,77
оптимальный на воде	574,2	60,46	0,78
оптимальный на нефти	509,9	55,88	0,59

2.7.9.4. Определение числа насосных станций

- число Рейнольдса Re , характеризующее режим течения жидкости по трубопроводу:

$$Re = \frac{4Q}{\pi \cdot d_{\text{BH}} \cdot v_t} = \frac{4G}{\pi \cdot d_{\text{BH}} \cdot \mu_t} = \frac{4 \cdot 0,270}{3,14 \cdot 0,508 \cdot 2,03 \cdot 10^{-4}} = 3335.$$

➤ граничные значения Re : Re_I , Re_{II} .

Примем для расчетов сварные стальные трубы после нескольких лет эксплуатации ($K_3 = 0,2$)

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon} = \frac{10}{0,2} \cdot 508 = 25400.$$

Так как $2320 < Re < 25400$, то течение нефти происходит в зоне гидравлически гладких труб и коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda \text{ равен } \lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{7,599} = 0,042.$$

➤ потери напора на трение в нефтепроводе:

$$h_\tau = \lambda \frac{LV^2}{d_{\text{BH}}^2 g} = 0,042 \cdot \frac{900 \cdot 10^3 \cdot 1,33^2}{0,508^2 \cdot 9,8} = 6715,45 \text{ м.}$$

➤ гидравлический уклон i :

$$i = \frac{h_\tau}{L} = \frac{\lambda V^2}{d_{\text{BH}}^2 g} = \beta \frac{Q^{2-m} v_t^m}{d_{\text{BH}}^{5-m}} = \frac{6715,45}{900 \cdot 10^3} = 0,0075.$$

➤ полные потери напора в трубопроводе, м:

Примем для расчетов $H_{\text{кп}} = 30$ м.

$$H = 1,02 h_\tau + \Delta z + n_3 H_{\text{кп}} = 1,02 \cdot 6715,45 + 900 + 2 \cdot 30 = 7809,76 \text{ м.}$$

➤ напор одной насосной станции:

$$H_{\text{ст}} = k H_{\mu\nu} - h_{\text{BH}} = 3 \cdot 256,2 - 15 = 753,6 \text{ м.}$$

➤ число насосных станций $n_{\text{НС}}$:

$$n_{\text{НС}} = \frac{1,02 i L + \Delta z + n_3 (H_{\text{кп}} - H_{\text{п} \mu\nu})}{k H_{\mu\nu} - h_{\text{BH}}} = \frac{1,02 \cdot 0,0075 \cdot 900 \cdot 10^3 + 900 + 2(30 - 55,88)}{3 \cdot 256,2 - 15} = 10,26.$$

9.5. Расстановка насосных станций по трассе нефтепровода

округление числа станций в сторону увеличения ($n'_{\text{НС}} = 11$)

Действительный напор одной станции:

$$H'_{\text{ст}} = \frac{1,02 i L + \Delta z + n_3 (H_{\text{кп}} - H_{\text{п} \mu\nu})}{n'_{\text{НС}}} = \frac{1,02 \cdot 0,0075 \cdot 900 \cdot 10^3 + 900 + 2(30 - 55,88)}{11} =$$

703,02 м.

Действительный напор одного насоса:

$$H'_{\mu\nu} = \frac{H'_{\text{ст}} + h_{\text{BH}}}{k} = \frac{703,02 + 15}{3} = 239,34.$$

Проведем обрезку рабочего колеса насоса:

$$Q_1 = 800 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,22 \text{ м}^3/\text{с}; H_1 = 306,68 - 4,16 \cdot 10^{-5} \cdot 800^2 = 280,06 \text{ м.}$$

$$Q_2 = 1200 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,33 \text{ м}^3/\text{с}; H_2 = 306,68 - 4,16 \cdot 10^{-5} \cdot 1200^2 = 246,78 \text{ м.}$$

$$Q_{\text{МВ ОПТ}} = 1100,5 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,3 \text{ м}^3/\text{с.}$$

$$\frac{D_2'}{D_2} = \sqrt{\frac{H_{\mu\nu}'(Q_2^2 - Q_1^2) + (H_1 - H_2)Q_{\mu\nu \text{ ОПТ}}^2}{H_1 Q_2^2 - H_2 Q_1^2}} = \sqrt{\frac{239,34 \cdot (0,33^2 - 0,22^2) + (280,06 - 246,78) \cdot 0,3^2}{280,06 \cdot 0,33^2 - 246,78 \cdot 0,22^2}} = 0,97.$$

$D_2' = 0,97 \cdot 440 = 426,9 = 427 \text{ мм}$ – новый диаметр ротора, то есть обрезаем рабочее колесо на 3 %.

Построим график совместной работы нефтепровода и всех НПС. Определим графически рабочую точку системы.

Таблица 2.7.14

Данные для построения графика совместной работы НПС и МНП

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	Характеристика трубопровода $H = 1,02\beta \frac{Q^{2-m_v} L^m}{d_{\text{вн}}^{5-m}} + \Delta z + n_3 H_{\text{КП}}, \text{ м}$	Характеристика нефтеперекачивающих станций $H = n_3 H_{\text{П} \mu\nu} + n_{\text{н}} H_{\mu\nu}$ при количестве основных насосов $n_{\text{н}}$ на всех станциях				
		28	29	30	31	32
400	2398,4	8523,0	8823,0	9123,0	9423	9723,1
600	3884,4	8268,9	8560,6	8852,3	9144,0	9435,7
800	5798,1	7913,2	8193,3	8473,3	8753,4	9033,5
1000	8109,4	7455,9	7721,0	7986,1	8251,2	8516,3
1200	10800,4	6897,0	7143,8	7390,6	7637,4	7884,1
1400	13842,3	6236,5	6461,6	6686,8	6911,9	7137,1

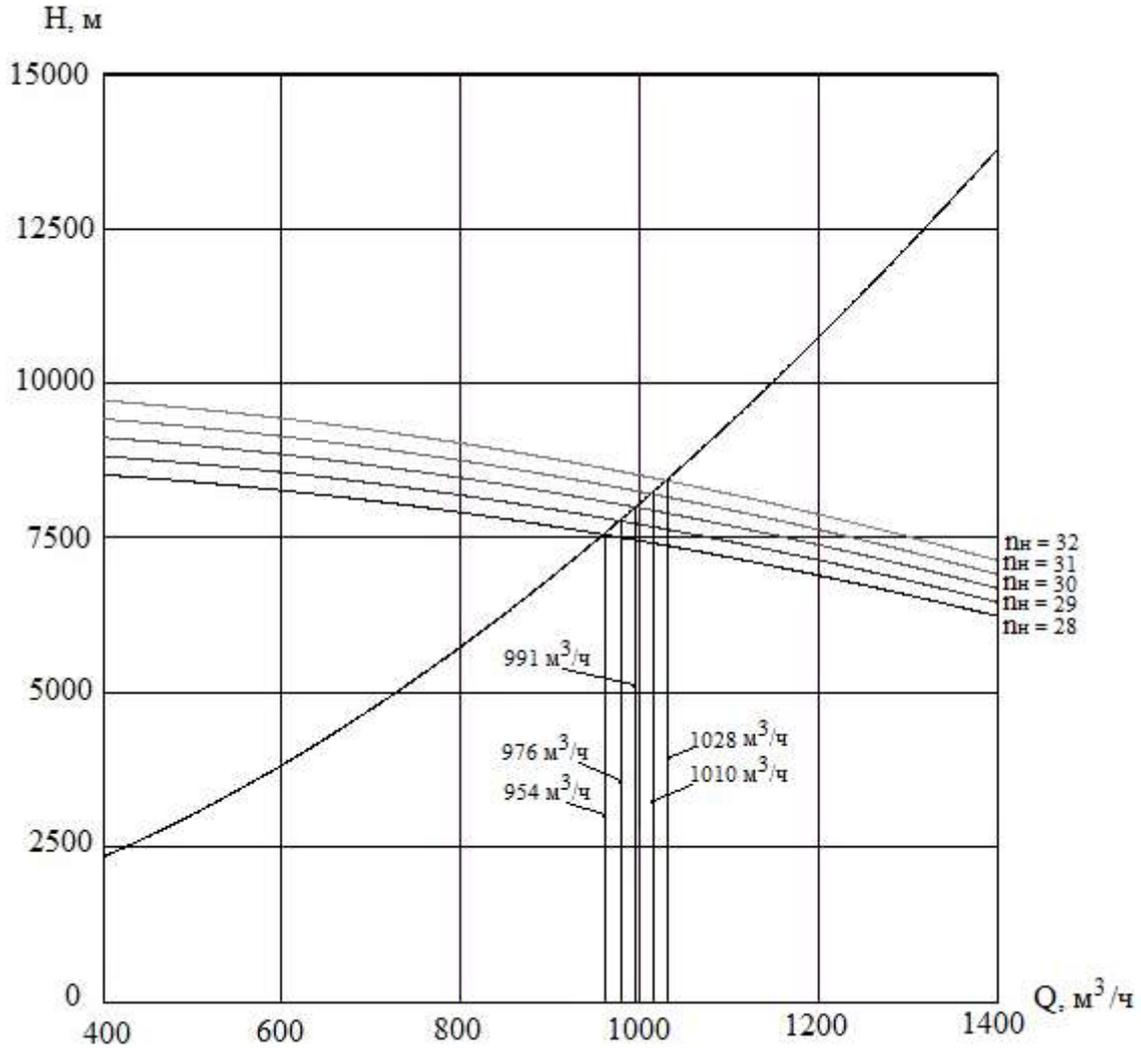


Рис. 2.7.5. Совмещенная характеристика нефтепровода и насосных станций

При количестве работающих насосов $n_n = 28, 29, 30, 31, 32$ производительность нефтепровода составляет соответственно 954, 976, 991, 1010, 1028 $\text{m}^3/\text{ч}$. При этом проектная производительность нефтепровода обеспечивается при работе на станциях 29 насосов. Выберем следующую схему включения насосов на насосных станциях: 3–3–3–3–3–3–3–2.

Выполним расстановку насосных станций по трассе нефтепровода, с округлением числа станций в большую сторону.

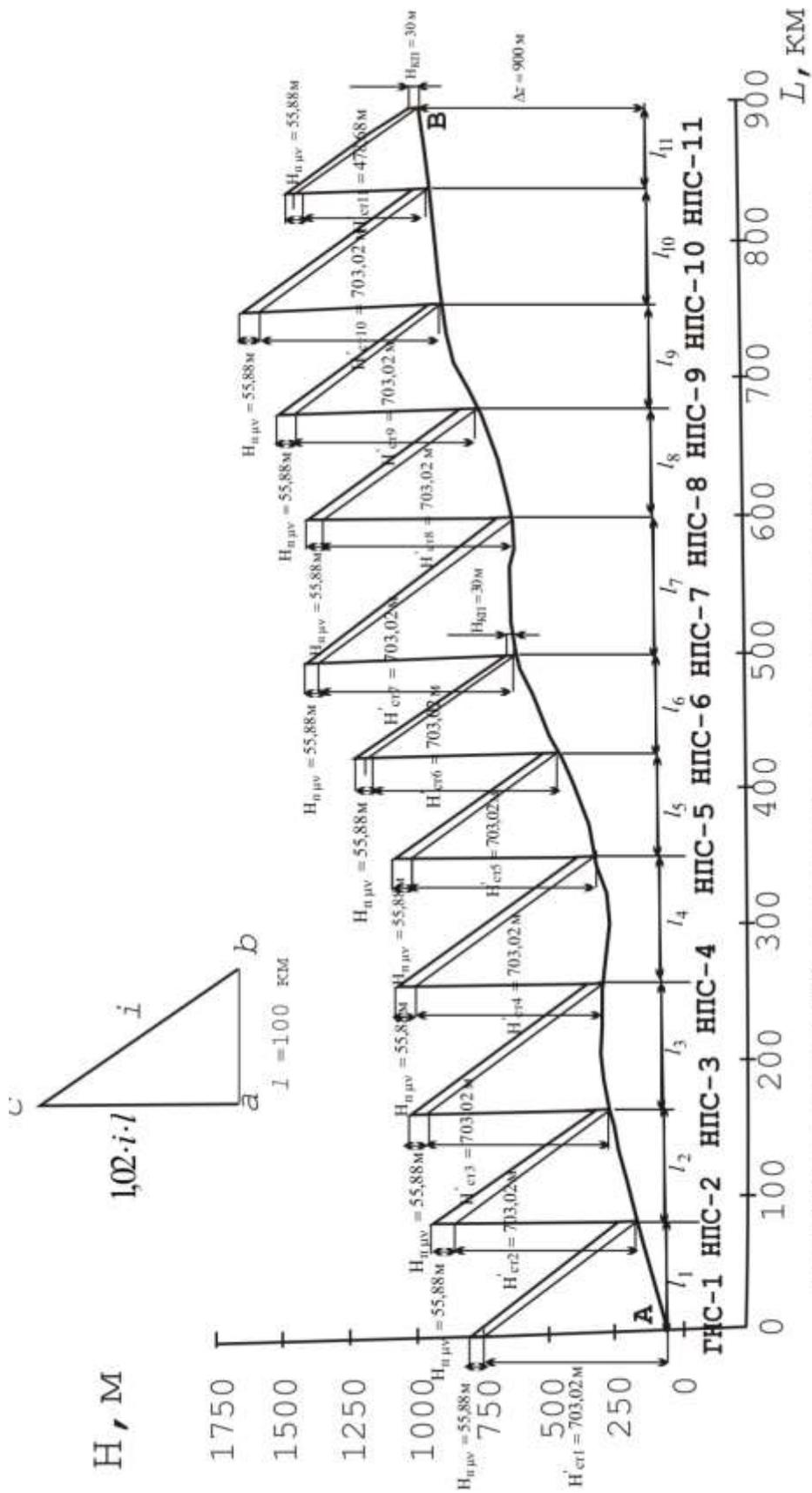


Рис.9.2. Расстановка НПС по трассе нефтепровода для условий рассмотренного примера

Таблица 2.7.15

Расчетные значения высотных отметок НПС и длин линейных участков нефтепровода

Нефтеперекачивающая станция	Высотная отметка z_i , м	Расстояние от начала нефтепровода, км	Длина линейного участка l_i , км
ГНПС-1	50,0	0	80,0
НПС-2	175,0	80,0	85,0
НПС-3	250,0	165,0	90,0
НПС-4	287,5	255,0	95,0
НПС-5	300,0	350,0	75,0
НПС-6	425,0	425,0	75,0
НПС-7	587,5	500,0	100,0
НПС-8	600,0	600	80,0
НПС-9	712,5	680	75,0
НПС-10	837,5	755,0	85,0
НПС-11	887,5	840,0	60,0
КП	950,0	900	-

2.7.9.6. Расчет некоторых технико-экономических показателей работы нефтепроводного предприятия

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Рассчитанное значение
1.	Объем транспортной работы	млн т·км	45 190,4
2.	Тарифная выручка	млн руб.	3366,7
3.	Себестоимость единицы транспортной работы	руб./т·км	6,3
4.	Затраты на перекачку нефти	млн руб.	2847,0
5.	Себестоимость перекачки 1 т нефти	руб./т	56,7
6.	Прибыль от	млн руб.	519,7

	реализации		
--	------------	--	--

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Характеристики труб для нефтепроводов и нефтебаз

Таблица П1.1

Рабочее давление, МПа	Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Характеристики материала труб			Коэффициент надежности по материалу, K_1	Поставщик труб, №№ технических условий
			Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	σ_T , МПа		
5,4...7,4	1220	10; 11; 12; 13; 14; 15; 16	08ГБЮ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-ЗР-03-94
		10; 11; 12; 13; 14; 15; 16	09ГБЮ	550	380		
5,4...7,4	1220	10; 11; 12; 13; 14; 15; 16	12ГСБ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-ЗР-04-94
		10; 11; 12; 13; 14; 15; 16	12ГСБ	550	380		
6,3	1020	12,5; 12,9; 15,5; 16	13Г1С-У	540	390	1,47	ЧТЗ, ТУ-14-3-1698-90
6,3	1020	11,4	13Г1С-У	540	390	1,34	НМТЗ, ТУ-14-3-1424-86
6,3 5,4 5,4	1020	11; 11,5; 12	17Г1С	510	363	1,4	ВТЗ, ТУ1104-138100-357-02-96
	1020	9,5; 10; 10,5	17Г1С	510	363		
	1020	8; 8,5; 9	К60	588	441		
5,4...7,5	820	8; 9; 10; 11; 12	13Г2АФ	530	363	1,47	ЧТЗ, ТУ-14-25-86
5,4...7,5	820	8,5; 9,2; 10,6; 11,4	17ГС	510	353	1,47	ЧТЗ, ТУ-14-3-1270-84
5,4...7,4	820	9; 10; 11; 12; 13; 14	12ГСБ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-ЗР-04-94
7,4	720	7,3; 8,7; 10,8; 12; 14; 16; 20	К60	589	461	1,34	ВМЗ, ТУ-14-ЗР-01-93
5,4...7,4	720	8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	08ГБЮ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-ЗР-03-94
5,4...7,4	720	7,5; 8,1; 9,3; 10; 11; 12	17ГС	510	353	1,47	ЧТЗ, ТУ-14-3-1270-84
5,4...7,4	630	8; 9; 10; 11; 12	12Г2С	490	343	1,4	ХТЗ, ТУ-322-8-10-95
5,4...7,4	530	8; 9; 10	13ГС	510	353	1,34	ХТЗ, ТУ-322-8-10-95
7,4	530	7; 7,5; 8; 9; 10	17ГС	510	353	1,47	ЧТЗ, ТУ-14-3-1270-84
7,4	530	7,1; 8,8; 10; 12; 14; 16	-	529	392	1,34	ВМЗ, ТУ-14-ЗР-01-93
5,4...7,4	530	7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	8ГБЮ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-ЗР-03-94
5,4...7,4	530	7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	12ГСБ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-ЗР-04-94

Примечание. ЧТЗ – Челябинский трубный завод; НМТЗ – Новомосковский трубный завод; ВТЗ – Волжский трубный завод; ХТЗ – Харцызский трубный завод; ВМЗ – Выксунский металлургический завод

Таблица П1.2

Трубы сварные для магистральных газонефтепроводов (ГОСТ 20295-85)

Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Характеристики материала труб			Коэффициент надежности по материалу, K_1
		Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	σ_T , МПа	
159	4; 4,5; 5; 5,5	K34	340	210	1,47
168	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7	K38	380	240	
219	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8	K42	420	250	
273	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8	K50	500	350	
325	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9	K52	520	360	
351	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	K55	650	380	
377	4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	—/—	—/—	—/—	
426	5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	—/—	—/—	—/—	

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Технические характеристики насосов серии НМ

Типоразмер насоса	Номинальный режим на воде						Число ступеней (рабочих колёс), n_k
	Подача $Q_{он}$, м ³ /ч	Напор $H_{он}$, м	Частота вращения, n , об/мин	Допуст. кавитац. запас $\Delta h_{доп. Н.М}$	к.п.д. $\eta_{\hat{1} \hat{1} \hat{1}} \%$	Мощность привода (эл/двиг.) $N_{он}$, кВт	
1	2	3	4	5	6	7	8
Насосы секционные многоступенчатые, с рабочими колесами							
одностороннего входа $\hat{n}_{вс} = 1$							
НМ 125-550*	125	550	3 000	4,0	72	400	5
НМ 180-500*	180	500	3 000	4,0	72	400	5
НМ 250-475*	250	475	3 000	4,0	75	500	5
НМ 360-460*	360	460	3 000	4,5	78	630	3
НМ 500-300*	500	300	3 000	4,5	80	500	3
НМ 710-280*	710	280	3 000	6,0	80	800	3

Продолжение

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Технические характеристики насосов серии НМ

Насосы спиральные многоступенчатые с двухсторонним подводом жидкости к рабочему колесу $\hat{n}_{вс} = 2$

НМ 1250-260* с ротором $1 \cdot Q_{OH}$ со сменным ротором на подачу $0,7 \cdot Q_{OH}$ и на подачу $1,25 \cdot Q_{OH}$	1259	260	3 000	20	80	1250	1
	875	**		16		1250	
	1562,5	**		30		1600	
НМ 1800-240*	1800	240	3 000	25	83	1600	1
НМ 2500-230* с ротором $1,0 \cdot Q_{OH}$ - $0,7 \cdot Q_{OH}$ - $0,5 \cdot Q_{OH}$ - $1,25 \cdot Q_{OH}$	2500	230	3 000	32	86	2000	1
	1750	**		30		2000	
	1250	**		-		2000	
	3125	**		38		2500	
НМ 3600-230* с ротором $1,0 \cdot Q_{OH}$ - $0,7 \cdot Q_{OH}$ - $0,5 \cdot Q_{OH}$ - $1,25 \cdot Q_{OH}$	3600	230	3 000	40	87	2500	1
	2520	**		35		2500	
	1800	**		-		2500	
	4500	**		45		3150	
НМ 5000-210* с ротором $1,0 \cdot Q_{OH}$ - $0,7 \cdot Q_{OH}$ - $0,5 \cdot Q_{OH}$	5000	210	3 000	42	88	3150	1
	3500	**		-		3150	
	2500	**		-		3150	
НМ 7000-210* с ротором $1,0 \cdot Q_{OH}$ - $0,7 \cdot Q_{OH}$ - $0,5 \cdot Q_{OH}$ - $1,25 \cdot Q_{OH}$	7000	210	3 000	52	89	5000	1
	4900	**		45		5000	
	3500	**		-		4000	
	8750	**		-		6300	
НМ 10000-210* с ротором $1,0 \cdot Q_{OH}$ - $0,7 \cdot Q_{OH}$ - $0,5 \cdot Q_{OH}$ - $1,25 \cdot Q_{OH}$	10000	210	3 000	65	89	6300	1
	7000	**		52		6300	
	5000	**		-		5000	
	12500	**		87	87	8000	

*) Насосы прошлых лет выпуска.

**) Рассчитать по напорной характеристике насоса самостоятельно.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Справочные данные по насосам типа НМ

Типоразмер насоса	Коэффициенты в формуле (4.9)			Параметры насоса, мм			
	$10^2 \cdot c_{0B}$	$10^{-4} \cdot c_{1B}$, ч/м ³	$10^{-8} \cdot c_{2B}$, ч ² /м ⁶	Диаметр патрубка (условный проход)		Диаметр рабочего колеса, D_K	Ширина лопаток рабочего колеса
				входного D_{BX}	выходного $D_{ВЫХ}$		
1	2	3	4	5	6	7	8
Насосы секционные многоступенчатые							
НМ 125-550*	3,45	94	-3021	200	135	260*	16
НМ 180-500*	3,05	81	-2448	200	135	272*	16
НМ 250-475*	2,29	51	-871	250	190	300*	16

HM 360-460*	7,61	38	-505	300	190	300*	24
HM 500-300*	6,00	33	-352	300	235	300*	28
HM 710-280*	-0,33	27	-213	300	235	315*	-
Насосы спиральные одноступенчатые							
HM 1250-260*							
ротор 1,0 Q _{OH}	20,29	10,36	-44,35	353	353	440*	26
- 0,7 Q _{OH}	17,14	11,91	-52,68	353	353	418*	26
HM 1250-260 ротор 1,25 Q _{OH}	34,10	6,27	-21,7	353	353	450	
HM 1800-240*							
ротор 1,0 Q _{OH}	3,86	9,51	-28,57	512	380	440*	
HM 2500 - 230* ротор							
1,0 Q _{OH}	6,86	7,11	-15,63	512	380	430*	36,2
- 0,7 Q _{OH}	4,96	7,94	-19,81	512	380	495*	38
- 0,5 Q _{OH}	5,66	9,73	-29,87	512	380	425*	26
HM 2500 - 230 ротор 1,25 Q _{OH}	18,8	4,03	-6,2	512	380	450	
HM 3600 - 230*							
ротор 1,0 Q _{OH}	7,05	5,30	-8,64	512	380	450*	41
- 0,7 Q _{OH}	4,29	6,32	-12,28	512	380	450*	43
- 0,5 Q _{OH}	7,55	7,62	-19,52	512	380	450*	29
HM 2500 - 230 ротор 1,25 Q _{OH}	15,1	4,0	-4,57	512	380	470	
HM 5000 - 210*							
ротор 1,0 Q _{OH}	10,57	3,42	-3,74	610	610	450*	70
- 0,7 Q _{OH}	22,61	3,66	-5,33	610	610	470*	72
- 0,5 Q _{OH}	33,57	2,89	-4,02	610	610	430*	70

Продолжение

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Справочные данные по насосам типа НМ

HM 7000 - 210*							
ротор 1,0 Q _{OH}	0,46	2,58	-1,85	610	610	475*	61
- 0,7 Q _{OH}	3,14	3,14	-3,11	610	610	475*	49
- 0,5 Q _{OH}	0,16	4,11	-4,93	610	610	467*	52
HM 7000 - 210 ротор 1,25 Q _{OH}	2,25	2,0	01,23	610	610	490	
HM 10000-210* с							
ротором 1,0 Q _{OH}	5,66	1,84	-1,02	610	800	495*	66
- 0,7 Q _{OH}	5,55	2,35	-1,70	610	800	505*	57
- 0,5 Q _{OH}	1,00	3,08	-2,86	610	800	475*	58
- 1,25 Q _{OH}	17,0	1,47	-0,76	610	800	530*	

*) - насосы прошлых лет выпуска

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Напоры $H_1 = F(Q_1)$ и $H_2 = F(Q_2)$, соответствующие левой и правой границам рабочей области ($Q - H$) – характеристики насосов ($Q_1 = Q_n \leq Q \leq Q_2 = Q_n$)

Типоразмер насоса	Диаметр рабочего	Напоры (в м), соотв. подачам Q_1 и Q_2
-------------------	------------------	--

	колеса $D_k, мм$	$H_1 = F(Q_1)$	$H_2 = F(Q_2)$
1	2	3	4
Насосы секционные			
HM 125-550*	260*	539	414
HM 180-500*	272*	559	469
HM 250-475*	300*	472	405
HM 360-460*	300*	498	423
HM 500-300*	300*	347	272
HM 710-280*	315	335	263
Насосы спиральные			
HM 1250-260* ротор 1,0 Q_{OH}	440*	285	243
- 0,7 Q_{OH}	418*	254	218
HM 1250-260 ротор 1,25 Q_{OH}	450	307	282
HM 1800-240* Ротор 1,0 Q_{OH}	440*	267	278
HM 2500-230* ротор 1,0 Q_{OH}	430*	257	217
- 0,7 Q_{OH}	405*	228	205
- 0,5 Q_{OH}	425*	220	186
HM 2500-230 ротор 1,25 Q_{OH}	450	270	144

Продолжение

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Напоры $H_1 = F(Q_1)$ и $H_2 = F(Q_2)$, соответствующие левой и правой границам рабочей области ($Q - H$) – характеристики насосов ($Q_1 = Q_l \leq Q \leq Q_2 = Q_p$)

HM 3600-230* ротор 1,0 Q_{OH}	450*	281	226
- 0,7 Q_{OH}	450*	239	201
- 0,5 Q_{OH}	450*	241	201
HM 2500-230 ротор 1,25 Q_{OH}	470	253	215
HM 5000-210* ротор 1,0 Q_{OH}	450*	190	143
- 0,7 Q_{OH}	470*	244	194
- 0,5 Q_{OH}	439*	58	25
HM 7000-210* ротор 1,0 Q_{OH}	475*	241	168
- 0,7 Q_{OH}	475*	231	202
- 0,5 Q_{OH}	467*	207	161
HM 7000-210 ротор 1,25 Q_{OH}	490	263	187
HM 10000-210* ротор 1,0 Q_{OH}	495*	225	195
- 0,7 Q_{OH}	505*	247	153
- 0,5 Q_{OH}	475*	230	183
- 1,25 Q_{OH}	530*	314	235

*) Насосы прошлых лет выпуска.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Техническая характеристика подпорных насосов (одноступенчатых с рабочим колесом двустороннего хода)

Типоразмер насоса	Номинальный режим (на воде)							Коэффициенты в формуле (16)				Коэффициенты в формуле (9)			
	Подача $Q_{0н},$ $M^3/ч$	Напор $H_{0н},$ M	Частота вращ. вала $n,$ об/мин.	Допустимая кавитация запас $\Delta h_{доп. о н.},$ M	К.П.Д. $\eta_{он},$ %	Мощность привода $N,$ kB	Диам-р рабоче го колеса $D_K,$ mm	$h_{0н}, M$	$a_{пл.},$ $10^{-2},$ $ч/м^2$	$b_{пл.},$ $10^{-8},$ $ч^2/м^6$	$10^{-2},$ $C_{0в}$	$10^{-4},$ $C1_{в},$ $ч^2/м^3$	$10^{-8},$ $C2B,$ $ч^2/м^6$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
Горизонтальные серии НМП*, НД в Н и НД с Н*															
НМП 2500-74	2500	74	1000	3,0	72	800	690	80,3	-	0,961	27,3	2,21	-1,82		
НМП 2600-78	2600	78	1000	3,0	83	800	725	89,2	-	0,842	2,09	4,2	-5,46		
НМП 5000-115	5000	115	1000	3,5	85	1000	840	137,6	-	0,940	12,9	2,75	-2,69		
8НД в Н	500	28	960	4,5	79	-	470	316	2,95	0,733	3,63	39,1	-481		
12 НД с Н	800	28	960	4,0	86	-	460	33,4	-	8,56	6,14	20,5	-126		
ротор 1							430	29,4	-	9,47	12,8	19,6	-127		
- 2							400	24,1	-	9,84	11,9	22,0	-158		
- 3															
12 НД с Н	1100	30	960	5,0	88	-	480	39,0	-	6,19	7,1	13,3	-59		
ротор 1							540	48,7	-	5,26	7,1	13,3	-59		
- 2															
Вертикальные серии НПВ															
НПВ 150-60	150	60	2975	3,0	72	250	230	78,5	-	836	-4,9	99	-3150		
ротор 1							207	63,9	-	875	7,07	73	-2370		
- 2															
НПВ 300-60	300	60	2975	3,0	75	250	240	78,5	-	199	1,0	47	-751		
ротор 1							216	63,1	-	197	-15,1	57	-960		
- 2															
НПВ 600-60	600	60	1485	4,0	77	400	445	75,3	-	45	9,15	24	-209		
ротор 1							400	62,1	-	47,7	9,03	20	-162		
- 2															
НПВ 1250-60*	1250	60	1500	2,2	76	400	495*	77,1	-	11,48	5,0	10,01	-35,11		
ротор 1							445*	64,2	-	47,7	5,0	10,01	-35,11		
- 2															
НПВ 1250-60	1250	60	1500	2,72	76	400	525	74,8	-	9,5	17,2	8	-24		
ротор 1							500	69,2	-	10,6	17,2	8	-24		
- 2															

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Техническая характеристика подпорных насосов (одноступенчатых с рабочим колесом двустороннего хода)

- 3											475	59,9	-	8,9	17,2	8	-2,4
НПВ 2500-80*											530*	113,3	-	5,36	-0,75	6,93	-14,4
пороп 1	2500	80	1500	3,2	82	800					477*	82,9	-	3,61	-0,75	6,93	
- 2																	
НПВ 2500-80																	
пороп 1	2500	80	1500	3,2	82	800					540	79,7	-	1,0	32,3	4	-8,1
- 2											515	96,4	-	4,5	32,3	4	-8,1
- 3											487	86,3	-	4,4	32,3	4	-8,1
НПВ 3600-90*																	
пороп 1	3600	90	1500	4,8	84	1250					640*	136,3	-	3,7	1,02	4,79	-6,69
- 2											550*	101,8	-	3,0	1,02	4,79	-6,69
НПВ 3600-90																	
пороп 1	3600	90	1500	4,8	84	1250					610	127	-	2,9	-3,64	4,5	-6,4
- 2											580	112	-	2,6	-3,64	4,5	-6,4
- 3											550	93,7	-	1,4	-3,64	4,5	-6,4
НПВ5000-																	
120*																	
пороп 1	5000	120	1500	5,0	85	2000					640*	151,9	-	1,33	3,71	3,54	-3,81
- 2											576*	121,1	-	1,24	3,71	3,54	3,81
НПВ 5000-120																	
пороп 1	5000	120	1500	5,0	85	2000					645	151,3	-	1,3	22,4	2,6	-2,7
- 2											613	132,7	-	0,98	22,4	2,6	-2,7
- 3											580	120,7	-	1,0	22,4	2,6	-2,7

2.8. Конструктивные решения прокладки магистральных трубопроводов

2.8.1. Прокладка трубопроводов

Основной составляющей магистрального трубопровода является линейная часть — непрерывная нить, сваренная из отдельных труб или секций и уложенная вдоль трассы тем или иным способом.

Существуют следующие принципиально различные конструктивные схемы прокладки магистральных трубопроводов: подземная (рис. 2.8.1.1., а-д), полуподземная (рис. 2.8.1.1., е), наземная и надземная. Выбор той или иной схемы прокладки определяется условиями строительства и окончательно принимается на основании технико-экономического сравнения различных вариантов.

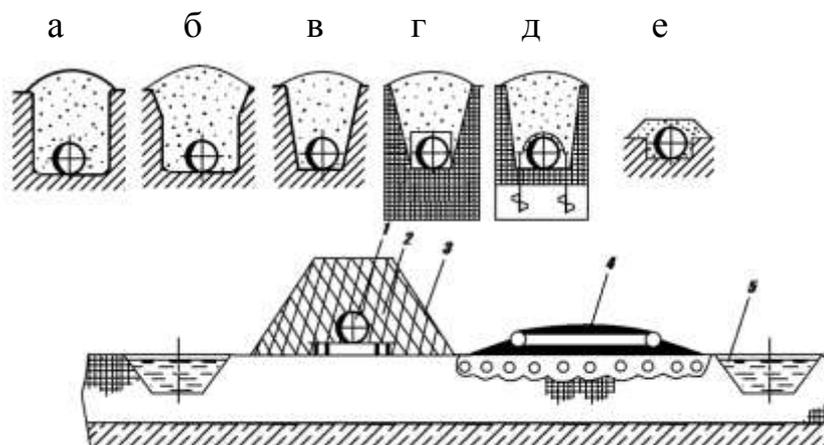


Рис. 2.8.1.1. Подземная и полуподземная схемы укладки:

а — с вертикальными боковыми откосами; б — комбинированная траншея; в — с наклонными боковыми откосами; г — пригрузка одиночными грузами; д — пригрузка металлическими винтовыми анкерными устройствами; е — полуподземная схема укладки

наземная схема укладки: 1-трубопровод; 2-торфяная или хворостяная подготовка; 3-обвалование или насыпь из песчаного грунта; 4-лежневая дорога; 5- канава противопожарная

Подземная схема укладки является наиболее распространенной (98 % от общей протяженности) и предусматривает укладку трубопровода в грунт на глубину, превышающую диаметр трубы.(7) При подземной укладке достигается максимальная механизация работ всех видов, не загромождается территория, и после окончания строительства используются пахотные земли, отсутствует воздействие солнечной радиации и атмосферных осадков, трубопровод находится в стабильных атмосферных условиях. Однако на

участках с вечномерзлыми, скальными и болотистыми грунтами данная схема укладки является неэкономичной из-за высокой стоимости земляных работ. Кроме того, необходимость специальной балластировки (особенно газопроводов) на участках с высоким стоянием грунтовых вод и надежного антикоррозионного покрытия от почвенной коррозии значительно повышает стоимость строительства.

Кроме укладки непосредственно в грунт существуют канальная и туннельная схемы укладки. Они применяются преимущественно для паропроводов и продуктопроводов, транспортирующих вязкие, требующие высокого подогрева, нефтепродукты. Каналы устраиваются непроходные, а туннели проходные. Проходным считается туннель, имеющий высоту не менее 1,6 м. Ширина каналов и туннелей определяется количеством труб. Каналы и туннели сооружаются только из негорючих материалов: из железобетона, бетона, кирпича и бутового камня. Дно каналов делается с уклоном (0,003-0,005 — для светлых нефтепродуктов) для отвода воды, проникшей в них, к сборным колодцам; (0,005-0,010 — для масел и темных нефтепродуктов). Туннели оборудуются вентиляционными шахтами на расстоянии 25 м одна от другой, входы в туннель с негорючими лестницами устраиваются через каждые 50 м. Прокладка трубопроводов в туннелях дороже других видов прокладки, но она обеспечивает большие эксплуатационные преимущества.

Все трубопроводы в целях их опорожнения или для стока образующегося в них конденсата (при транспортировке газов) должны прокладываться с уклоном к месту откачки жидкостей.

Полуподземная схема укладки применяется при пересечении трубопроводом заболоченных и солончаковых участков, при наличии подстилающих скальных пород. Трубопровод укладывается в грунт на глубину менее диаметра с последующим обвалованием выступающей части (см. рис. 2.8.1, е).

Наземная схема укладки в насыпи преимущественно используется в сильно обводненных и заболоченных районах. При всех ее преимуществах недостатком является слабая устойчивость грунта насыпи и устройство большого числа водопропускных сооружений (рис. 2.8.1.1.).

Надземная прокладка как линейной части магистральных трубопроводов (рис. 2.8.1.2), так и отдельных его участков (рис. 2.8.1.3) рекомендуется в пустынных районах, районах горных выработок и оползней, на участках вечномерзлых грунтов и болот, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия.

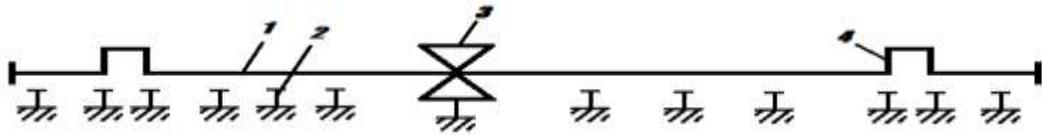
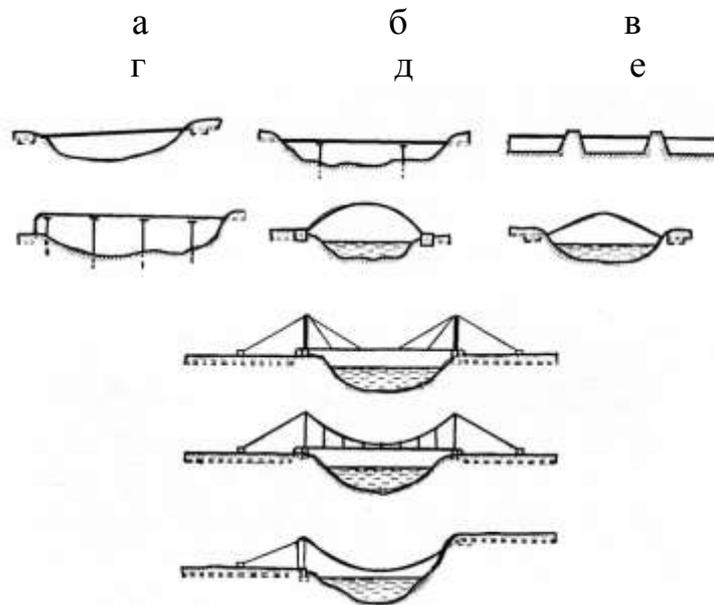


Рис. 2.8.1.2. Надземная схема укладки линейной части магистрального трубопровода

1-трубовод с компенсатором; 2-опора промежуточная продольноподвижная; 3-опора неподвижная; 4- компенсатор П-образный



ж, з, и

Рис. 2.8.1.3. Надземная прокладка отдельных участков магистральных трубопроводов:

балочные системы: а - однопролетный трубопровод; б - многопролетный; в - многопролетный на земляных призмах; г - трубопровод с Г-образным компенсатором; арочные системы: д — однотрубный переход по круговой форме очертания оси; е — по треугольной форме очертания оси; висячие системы: ж — вантовый переход; з — гибкий переход; и - самонесущий переход

При надземной прокладке сводится к минимуму объем земляных работ, отпадает необходимость в дорогостоящей пригрузке и в устройстве защиты от почвенной коррозии и блуждающих токов.

Недостатки: загроможденность территории, устройство опор, специальных проездов для техники и значительная подверженность трубопровода суточному и сезонному колебаниям температуры, что требует принятия специальных мер.

2.8.2. Компенсация тепловых удлинений трубопроводов

В процессе эксплуатации трубопроводы изменяют свою температуру в связи с изменением температуры окружающей среды и перекачиваемых жидкостей. Колебание температуры стенки трубопровода приводит к изменению его длины.

Закон изменения длины трубопровода выражается уравнением

$$\Delta = \alpha \cdot l(t_1 - t_0),$$

где Δ — удлинение или укорочение трубопровода; α — коэффициент линейного расширения металла труб (для стальных труб $\alpha = 0,000012 \text{ 1/}^\circ\text{C}$); l — длина трубопровода; t — температура укладки трубопровода; t_0 — температура окружающей среды.

Если концы трубопровода жестко закреплены, то от температурных воздействий в нем возникают термические напряжения растяжения или сжатия, величина которых определяется по закону Гука

$$\sigma = \pm E \frac{\Delta}{l} = \pm E \cdot \alpha \cdot \Delta t,$$

где E — модуль упругости материала трубы (для стали) $E = 2,1 \cdot 10^6 \text{ кг/см}^2 = 2,1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$.

Эти напряжения вызывают в точках закрепления трубопровода усилия, направленные вдоль оси трубопровода, не зависящие от длины, и равные

$$N = \sigma \cdot F,$$

где σ — напряжение сжатия и растяжения, возникшее в трубе от изменения температуры; F — площадь живого сечения материала трубы.

Величина ΔV может быть очень большой и привести к разрушению трубопровода, арматуры, опор, а также нанести повреждения оборудованию (насосам, фильтрам и т.п.) и резервуарам.

Изменения длины подземных трубопроводов зависят не только от колебаний температуры, но и от силы трения трубы о грунт, которая препятствует изменениям длины.

Если усилия от термических напряжений не зависят от длины трубопровода, то сила трения трубы о грунт прямо пропорциональна длине трубопровода. Существует такая длина, на которой силы трения могут уравновеситься с термической силой, и трубопровод не будет иметь изменения длины. На участках меньшей длины трубопровод будет передвигаться в грунте.

Предельная длина такого участка l_{\max} , на котором возможно перемещение трубопровода в грунте, определяется по уравнению

$$l_{\max} = \frac{\alpha \cdot E \cdot (t_y - t_o) \cdot \delta}{k \cdot \mu},$$

где δ — толщина стенки трубы, см; k — давление грунта на поверхность трубы, кг/см²; μ — коэффициент трения трубы о грунт.

2.8.3. Компенсаторы(7)

Разгрузка трубопроводов от термических напряжений осуществляется установкой компенсаторов. Компенсаторы — устройства, позволяющие трубопроводам свободно удлиняться или сокращаться при изменении температуры без повреждения соединений. Применяются линзовые, сальниковые, гнутые компенсаторы.

При выборе трассы трубопроводов необходимо стремиться к тому, чтобы температурные удлинения одних участков могли бы восприниматься деформациями других, т.е. стремиться к самокомпенсации трубопровода, используя для этого все его повороты и изгибы.

Линзовые компенсаторы (рис. 2.8.3.1.) применяются для компенсации удлинений трубопроводов с рабочим давлением до 0,6 МПа при диаметре от 150 до 1 200 мм.

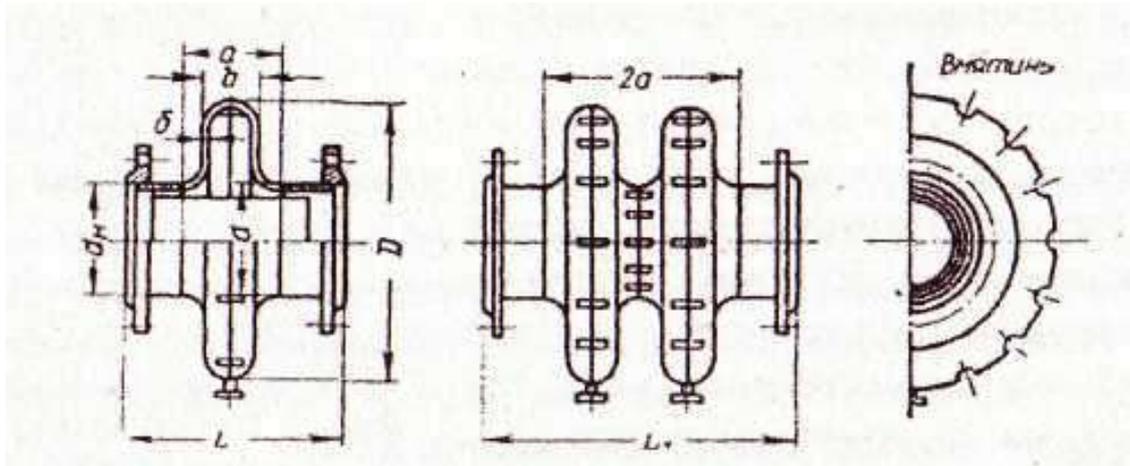


Рис. 2.8.3.1. Компенсаторы линзовые с двумя фланцами

Компенсаторы изготавливают из конических тарелок (штампованных), каждая пара сваренных между собой тарелок образует волну. Количество волн в компенсаторе делают не более 12 во избежание продольного изгиба. Компенсирующая способность линзовых компенсаторов составляет до 350 мм.

Линзовые компенсаторы характеризуются герметичностью, малыми габаритами, простотой изготовления и эксплуатации, но применение их ограничено непригодностью для больших давлений.

Сальниковые компенсаторы (рис. 2.8.3.2.) являются осевыми компенсаторами и применяются для давлений до 1,6 МПа. Компенсаторы состоят из чугунного или стального корпуса и входящего в него стакана. Уплотнение между стаканом и корпусом создается сальником. Компенсирующая способность сальниковых компенсаторов составляет от 150 до 500 мм.

Сальниковые компенсаторы устанавливаются на трубопроводах с точной укладкой, так как возможные перекосы могут привести к заеданию стакана и разрушению компенсатора. Сальниковые компенсаторы ненадежны в отношении герметичности, требуют постоянного надзора за уплотнением сальников и в связи с этим имеют ограниченное применение. Эти компенсаторы устанавливаются на трубопроводах диаметром от 100 мм и выше для негорючих жидкостей и на паропроводах.

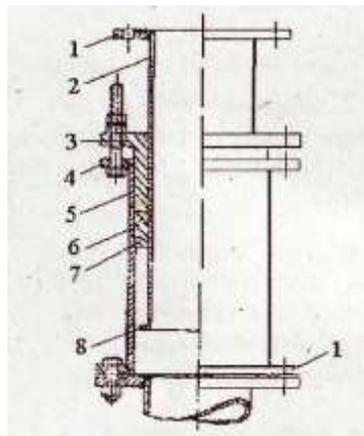


Рис. 2.8.3.2. Сальниковый компенсатор:

1 — фланец; 2 — внутренняя труба компенсатора; 3 — грунд-букса; 4 — фланец; 5 — наружная труба компенсатора; 6 — набивка; 7 — упорное кольцо сальника; 8 — стопорное кольцо

Гнутые компенсаторы имеют П-образную (рис. 2.8.3.3.), лирообразную, S-образную и другие формы и изготавливаются на месте монтажа из тех же труб, из которых собирается трубопровод. Эти компенсаторы пригодны для любых давлений, уравновешены и герметичны. Недостатками их являются значительные габариты.

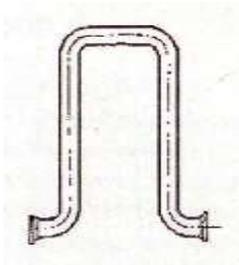


Рис. 2.8.3.3. П-образный компенсатор

2.8.4. Опоры трубопроводов

Существуют свободные и неподвижные («мертвые» или анкерные) опоры трубопроводов (7).

Неподвижные опоры устанавливаются в тех местах, где необходимо закрепить трубопровод в определенном положении (в местах ответвлений, между компенсаторами, перед присоединением к оборудованию и т.д.).

Свободные опоры не ограничивают перемещения трубопровода в осевом и поперечном направлениях. Выполняются они катковыми (рис. 2.8.4.1. а, б) и скользящими (рис. 2.8.4.1. в). Скользящие опоры имеют гладкую поверхность; они просты по конструкции и получили широкое распространение. Катковые опоры более сложны и применяются реже, в более ответственных случаях. Рассчитываются свободные опоры по вертикальной и горизонтальной нагрузкам.

а

б

в

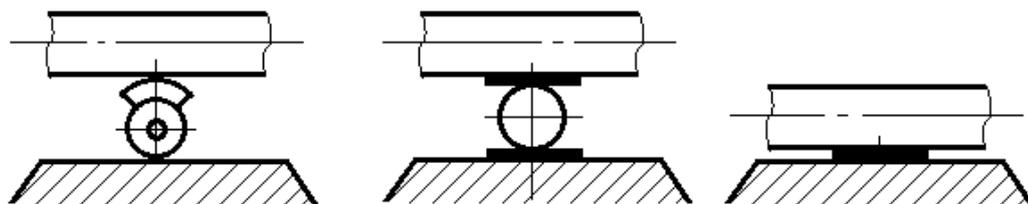


Рис. 2.8.4.1. Опоры трубопроводов

а, б-опоры катковые; в- опора скользящая

Вертикальная нагрузка Q складывается из веса трубопровода, арматуры, изоляции, снега, льда и веса воды, заполняющей трубопровод (при испытании).

Расчетная нагрузка на промежуточную опору равна

$$Q = k \cdot q \cdot l,$$

где $k = 1,2$ — коэффициент перегрузки; q - суммарная нагрузка на погонный метр трубы, кг/м; l - расстояние между опорами трубопровода, м.

Ветровая нагрузка, передаваемая пучком горизонтально расположенных трубопроводов на опору (рис. 2.8.4.2.), определяется по формуле

$$S = k \cdot p_v \cdot D \cdot l,$$

где p_v - скоростной напор ветра, кг/м²; D - диаметр трубопровода, наибольшего в пучке, с учетом изоляции, м.

Горизонтальные усилия, действующие на опору вдоль оси трубопровода, подразделяются на:

- а) силы трения, возникающие между трубопроводом и опорой;
- б) распоры компенсаторов;
- в) силы, появляющиеся вследствие давления на заглушку или закрытую задвижку (эти усилия не учитываются в случае применения гнутых компенсаторов).

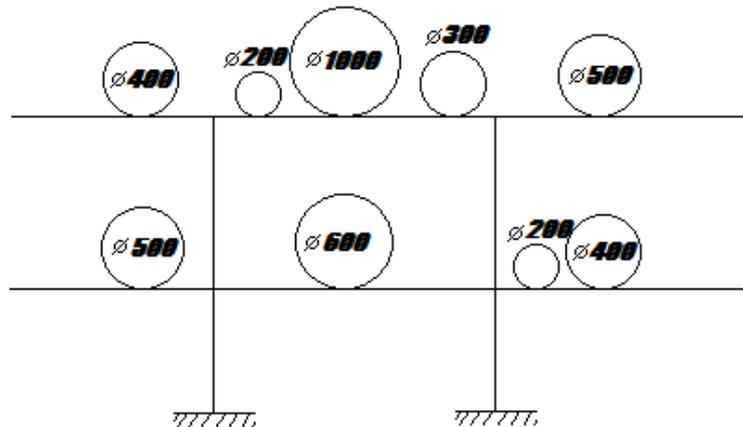


Рис. 2.8.4.2. Схема загрузки поперечного сечения опоры. Двухъярусная опора для девяти паро-и газопроводов

Для промежуточных опор со скользящими или Катковыми опорными устройствами расчетное горизонтальное усилие вдоль оси трубопровода определяется по формуле (силы трения)

$$N = \mu \cdot Q,$$

где μ - коэффициент трения; при скользящих опорах $\mu = 0,3$ - при трении стали о сталь и стали о чугун; $\mu = 0,6$ - при трении стали о бетон; при

Катковых опорах $\mu = \frac{0,05}{R}$ Здесь R - радиус катка, см.

Распор (подразделяется на распор за счет температурных деформаций и за счет внутреннего давления) линзовых компенсаторов определяется по следующим формулам:

а) распор за счет температурных деформаций трубопровода, соответствующий максимальной допустимой осадке линзы(сжатию линзы) по формуле

$$P_{\text{тем}} = \frac{1.25 \cdot \delta^2}{1 - \beta} \cdot \frac{\pi \cdot \sigma_T}{k_3},$$

где S - толщина стенки линзы, см; σ_T - предел текучести стали, кг/см²; коэффициент $\beta = \frac{d^2}{D^2}$ - здесь d и D - соответственно внутренний и наружный диаметры линзы, см, k_3 - коэффициент запаса, принимаемый равным 1,2 при

давлении в компенсаторе, меньшем 0,25 МПа, или 1,3 - при давлении, большем 0,25 МПа;

б) распор линзового компенсатора за счет внутреннего давления по формуле

$$P_{\text{дав}} = \frac{\pi(D^2 - d^2)}{8} \cdot p,$$

где p - рабочее давление в трубопроводе, кг/см²;

в) суммарный распор линзового компенсатора по формуле

$$P_K = P_{\text{темн}} + P_{\text{дав}}$$

Анкерные опоры подразделяются на разгруженные и неразгруженные (концевые). Расчетные горизонтальные усилия, действующие на разгруженные анкерные опоры при прокладке одного трубопровода, определяются по следующим формулам:

а) при отсутствии в смежных пролетах задвижек (рис. 2.8.4.3. а, в) горизонтальное усилие определяется как разность усилий, действующих по обе стороны от анкерной опоры, при этом меньшее по величине усилие умножается на коэффициент 0,8; усилие на анкерную опору H равно

$$P_{\text{расч}} = (P_1 + N_1) - 0.8(P_2 + N_2)$$

где P_1, P_2, N_1 и N_2 — соответственно температурные распоры компенсаторов и силы трения на опорах слева и справа от опоры H ;

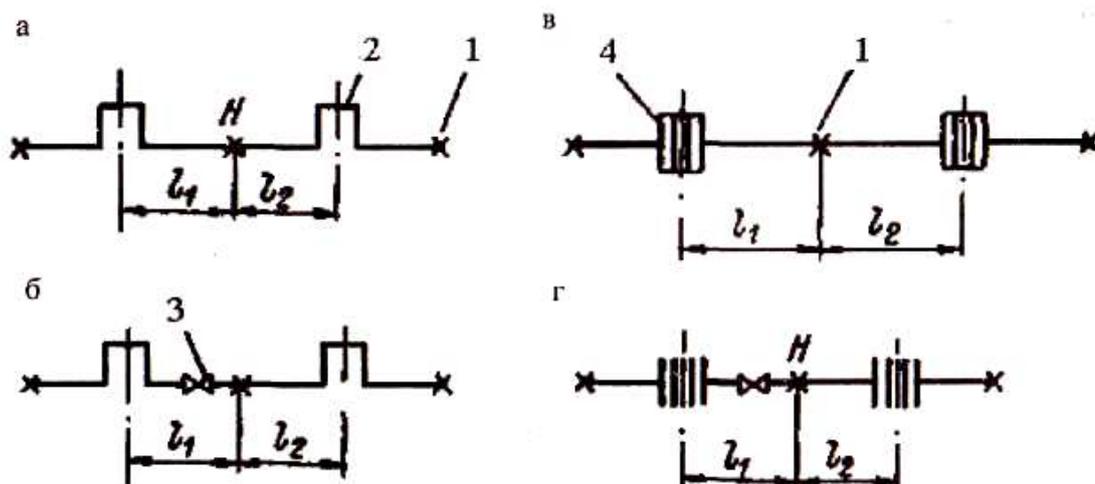


Рис. 2.8.4.3. Расчетные схемы для анкерной опоры (расположение задвижек и компенсаторов в пролетах):

1 - анкерная опора; 2 - П-образный компенсатор; 3 - задвижка; 4 - линзовый компенсатор

б) если в одном из смежных пролетов имеется задвижка (рис. 2.7.10, б,г), то усилие на опору H равно

$$P_{РАСЧ} = P_1 + N_1 - 0.8N_2 \quad (\text{для схемы на рис. 2.7.10, б});$$

$$P_{РАСЧ} = P_1 + N_1 - 0.8N_2 + \frac{\pi d^2}{4} \cdot p \quad (\text{для схемы на рис. 2.7.10, г}).$$

При определении горизонтальных усилий, действующих на концевые анкерные опоры, в расчет вводятся усилия с одной стороны от опоры.

Размеры опорных поверхностей определяются по следующим данным:
 - рабочая поверхность скользящей опоры, см^2 :

$$F = \frac{Q}{\sigma_{\text{СМ}}}$$

- длина катка катковой опоры, см

$$S_K = \frac{Q}{\sigma_{\text{СМ}}}$$

Где $\sigma_{см}$ — допустимое давление на смятие. Величина его принимается для скользящих стальных опор $[\sigma_{см}] < 100 \text{ кг/см}^2$ и для роликовых опор $[\sigma_{см}] \leq 50 \text{ кг/см}^2$.

Конструкции и размеры неподвижных опор чрезвычайно разнообразны и зависят от способа прокладки трубопровода и величины силы, действующей на опору.

Длина допускаемого пролета трубопровода из условия прочности определяется по формуле

$$l = \sqrt{\frac{\left(R - \frac{P_u \cdot D}{4\delta}\right) \cdot W \cdot m}{8,33 \cdot q}},$$

где l — допускаемый пролет, м; R - расчетное сопротивление стали, кг/см^2 ; P_u — испытательное давление в трубопроводе, кг/см^2 ; D — средний диаметр трубопровода, см; W — момент сопротивления трубы, см^3 ; m — коэффициент условий работы ($m = 0,8$); q — суммарная нагрузка на погонный метр трубы, кг/м .

Из условия допустимого прогиба

$$l = 4 \sqrt{\frac{384 \cdot E \cdot J}{5 \cdot q}} \cdot f,$$

где E — модуль упругости; $J = \frac{\pi d^4}{64}$ - осевой момент инерции трубы; f - прогиб.

Тонкостенные трубопроводы большого диаметра должны дополнительно проверяться на устойчивость поперечного сечения от внешней нагрузки

$$\sigma_{сж} \leq 30,8 \cdot 10^4 \cdot \frac{\delta}{D}$$

где $\sigma_{сж}$ — максимальное продольное сжимающее напряжение, возникающее в трубопроводе вследствие изгиба.

2.8.5. Расчет трубопроводов на прочность (7)

Трубопровод, уложенный в грунт, в течение всего периода эксплуатации находится под воздействием внешних сил. Эти силы вызывают

сложные напряжения в теле трубы и стыковых соединениях, главные среди них продольное σ_a , кольцевое σ_r и радиальное (рис. 2.8.5.1.).

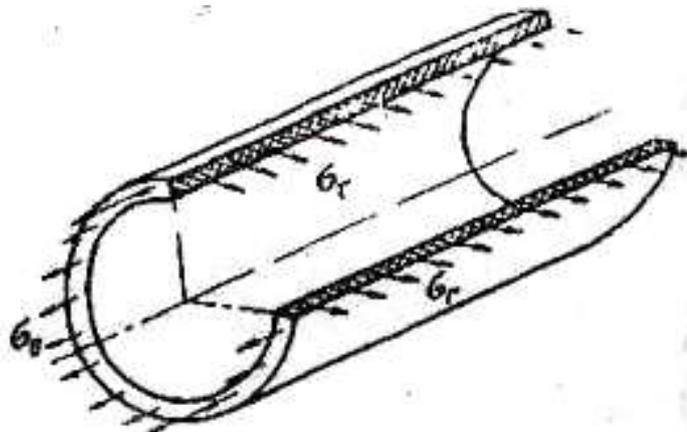


Рис. 2.8.5.1. Распределение напряжений в трубопроводе

Радиальное напряжение обусловлено внутренним давлением (равно ему и противоположно по направлению):

$$\sigma_r = -p.$$

Кольцевое напряжение возникает от действия внутреннего и внешнего давлений. Определяют его по классической формуле Мариотта

$$\sigma_t = \frac{p \cdot D}{2 \cdot \delta}$$

где p - внутреннее давление; D - внутренний диаметр трубы;

δ - толщина стенки трубы.

Продольное напряжение, возникающее от внутреннего давления

$$\sigma_{ap} = \mu \frac{p \cdot D}{2\delta},$$

где μ — коэффициент Пуассона ($\mu=0,3$ для стали).

Продольное напряжение от изменения температуры трубы определяется по формуле Гука

$$\sigma_{at} = \alpha \cdot E(t_2 - t_1),$$

где α — коэффициент линейного расширения металла, ($\alpha=0,000012$ 1/°C); $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа — модуль упругости стали при растяжении, сжатии, изгибе; t_2 —

температура воздуха во время укладки трубопровода в траншею; t_1 — наименьшая температура грунта на глубине укладки трубы.

Наиболее опасны разрывающие усилия, а не сжимающие, и для их уменьшения следует стремиться к сокращению разности температур

$t_2 - t_1$. Для уменьшения продольных напряжений сваренный трубопровод опускают в траншею в наиболее холодное время суток (рано утром).

Из всех напряжений наиболее опасны кольцевые.

Большие продольные напряжения появляются в трубе при ее холодном упругом изгибе (из-за неровностей рельефа). Они вычисляются следующим образом:

$$\sigma_{ap} = E \cdot \frac{D_H}{2\rho},$$

где D_H — наружный диаметр трубы; ρ — радиус изгиба.

В настоящее время магистральные трубопроводы рассчитывают по методу предельных состояний. Под предельным понимают такое состояние конструкции, при котором ее нормальная дальнейшая эксплуатация невозможна.

Различают три предельных состояния:

1) по несущей способности (прочности и устойчивости конструкций, усталости материала), при достижении которого конструкция теряет способность сопротивляться внешним воздействиям или получает такие остаточные деформации, которые не допускают ее дальнейшую эксплуатацию;

2) по развитию чрезмерных деформаций от статических и динамических нагрузок, при достижении которого в конструкции, сохраняющей прочность и устойчивость, появляются деформации или колебания, исключающие возможность дальнейшей эксплуатации;

3) по образованию или раскрытию трещин, при достижении которого трещины в конструкции, сохраняющей прочность и устойчивость, появляются и раскрываются до такой величины, при которой дальнейшая эксплуатация конструкции становится невозможной.

Прочность трубопровода будет сохраняться при условии, если максимальные воздействия сил будут меньше минимальной несущей способности трубы

$$n \cdot p \cdot D \leq 2 \cdot \delta \cdot R_1, \quad (2.7.1)$$

где n — коэффициент перегрузки; D — внутренний диаметр трубы; R_1 — расчетное сопротивление металла трубы и сварных соединений (R_1 — несущая способность трубы).

$$R_1 = R_1^H \cdot k_1 \cdot m_1 \cdot m_2,$$

где $R_1^H = \sigma_B$ — нормативное сопротивление растяжению материала труб (равно пределу прочности материала труб); k_1, m_1, m_2 — коэффициенты условий работы.

Так как $D = D_H - 2\delta$, то из формулы (2.7.1) получим

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2(n \cdot p + R_1)}. \quad (2.7.2)$$

Для того чтобы не было чрезмерных пластических деформаций, необходимо выполнить условие

$$n \cdot p \cdot D \leq 0,9 \cdot 2\delta \cdot R_{2H},$$

Откуда

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2(n \cdot p + 0,9R_{2H})}. \quad (2.7.3)$$

где $R_{2H} = \sigma_T$ (пределу текучести материала труб).

Принимается большее значение δ_1 , полученное по формулам (2.7.2) и (2.7.3).

Минимально допустимая толщина стенки трубы при существующей технологии выполнения сварочно-монтажных работ должна быть больше

$1/140$ диаметра трубы но не менее 4 мм для труб условным диаметром свыше 200 мм и не менее 3 мм. для труб условным диаметром 200 мм и менее.

Суммарная продольная нагрузка в наиболее тяжелый период эксплуатации должна быть меньше несущей способности трубы (R_1):

$$\mu \frac{p \cdot D}{2\delta} + E \cdot \alpha \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D_H}{2\rho} \leq R_1;$$

минимально допустимый радиус изгиба

$$\rho_{\text{доп}} = \frac{E \cdot D_H}{2 \left[R_1 - \mu \frac{p \cdot D}{2\delta} - E \cdot \alpha \cdot \Delta t \right]},$$

где Δt — должно быть взято со знаком плюс, чтобы R_1 получить наибольшим.

Минимальный радиус упругого изгиба определяется по СНиП 111-42-80 (см. табл. 2.8.1)

Таблица 2.8.1

Минимальные допустимые радиусы изгиба

Диаметр трубопроводов, мм	Минимально допустимые радиусы упругого изгиба трубопровода, м	Диаметр трубопроводов, мм	Минимально допустимые радиусы упругого изгиба трубопровода, м
1400	1400	600	600
1200	1200	500	500
1000	1000	400	400
800	800	300	300
700	700	200	200

Действительные радиусы ρ упругого изгиба трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях трассы должны быть больше $\rho_{\text{доп}}$.

При $\rho < \rho_{\text{доп}}$ следует применять специальные гнутые вставки труб.

2.9. Сортамент труб и элементы трубопроводных конструкций

2.9.1. Сортамент труб

Трубопроводные сети (коммуникации) состоят из следующих основных элементов:

- 1) труб разного назначения и сортамента;
- 2) соединительных частей (фланцев, соединительных муфт, колен, угольников, отводов, тройников, крестовин, гребенок и др.);
- 3) арматуры: запорной, регулирующей, предохранительной ;
- 4) компенсаторов.

Для выбора размеров сечений элементов трубопроводов пользуются системой условных (номинальных) проходов, установленных ГОСТ 26349-84 который определяет параметрический ряд номинальных давлений, состоящий из 26 параметров от 0,01 до 80 МПа. Условный проход обозначается D_v с добавлением цифровой величины условного прохода. Например, условный проход 100 мм обозначается $D_y 100$.

Для транспортирования нефти и газа применяются различные виды труб выполненных по различным ГОСТ, СТ, отечественным и импортным ТУ (см. пример в разделе 2.7. –приложение)

По способу изготовления стальные трубы могут быть (36)

бесшовные

- горячедеформированные;
- горячекатанные;
- горячепрессованные;
- холоднодеформированные;
- холоднокатанные;
- холоднотянутые;

Сварные

- прямошовные (одно и двухшовные);
- спиральношовные;
- многослойные.

По размерам различают трубы (36)

Малого диаметра: 57- 426 мм

Большого диаметра: 530-1420 мм

Существуют два метода изготовления труб из стальных болванок:

- 1) непосредственное вытягивание нагретой до пластического состояния болванки с постепенным приданием ей формы трубы;
- 2) прокатка горячей болванки в пластину (штрипс) нужной толщины, которую затем сворачивают в трубу, а получающийся при этом продольный шов сваривают.

Трубы, изготовленные первым способом, называют цельнотянутыми, а вторым - сварными.

Цельнотянутые трубы, которые называют также бесшовными, изготавливают двумя способами: способом специальной прокатки и способом последовательного расширения. В обоих случаях процесс изготовления трубы начинается с придания болванке строго цилиндрической формы и превращения ее путем «прошивки» сердечником в гильзу со сквозным продольным отверстием небольшого диаметра.

Процесс изготовления сварной трубы начинают с заготовки длинной и узкой стальной полосы (штрипса) путем резки стальных листов на

специальном стане. Затем на другом стане, имеющем ряд валков, штрипс последовательными этапами изгибается до придания ему формы трубы. Для сварки трубы применяют электродуговую автоматическую сварку под слоем флюса на специальных станах.

Спирально сваренные трубы являются разновидностью сварных труб. Штрипс для них изготавливают в виде узкой стальной ленты, которая, проходя через специальный стан-автомат, изгибается в спираль по форме трубы. Спиральный шов сваривается автоматической сваркой. Такой шов увеличивает прочность трубы, повышая жесткость и не ослабляя продольного сечения.

Сварные трубы, кроме простоты изготовления и удешевления, имеют перед цельнотянутыми то преимущество, что их можно изготавливать большого диаметра с малой толщиной стенок.

Алюминиевые трубы конкурируют со стальными при сооружении низконапорных газо- и нефтепроводов и промышленных сборных коллекторов (7). Наибольший диаметр алюминиевых труб составляет 300 мм. Низко- и среднепрочные сплавы алюминия легко свариваются. Применение алюминия делает ненужным антикоррозионные покрытия.

2.9.2. Конструкция морских трубопроводов

Основными вопросами проектирования морских трубопроводов являются выбор и обоснование его основных конструктивных параметров, таких как материал труб, их наружный диаметр и толщина стенки, способ монтажа, а также защиты от коррозии, обеспечения устойчивости и других эксплуатационных характеристик (1).

Конструкцию морских трубопроводов выбирают после сравнительного технико-экономического анализа различных вариантов с учетом конкретных условий строительства и эксплуатации.

По расположению трубопровода в акватории относительно дна (или поверхности воды) различают

- трубопроводы, заглубленные в грунт;
- трубопроводы, расположенные на дне без обвалования;
- трубопроводы, расположенные на дне с обвалованием;
- трубопроводы, расположенные в водной среде, т.е. ниже поверхности воды и выше поверхности дна.

На рисунке 2.9.2.1. показаны схемы размещения морских трубопроводов.

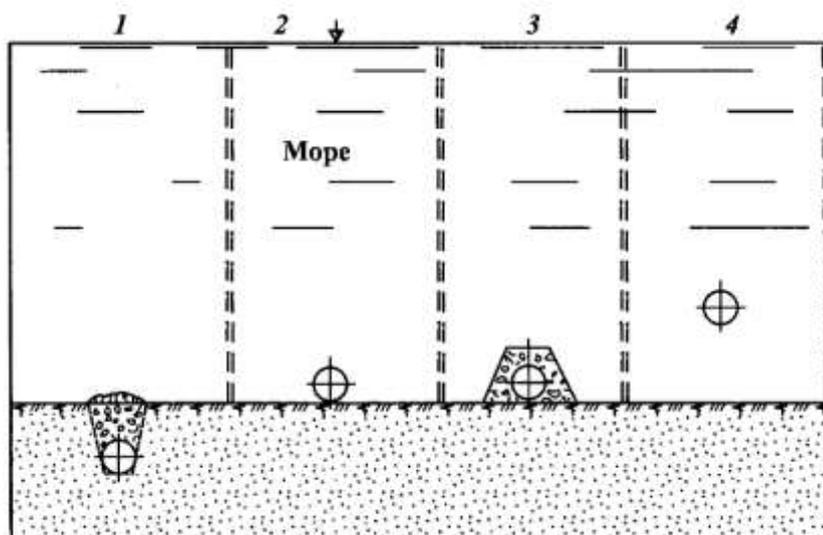


Рисунок 2.9.2.1. Схема положений морского трубопровода

1 – заглубленный в грунт; 2 – на дне, 3 – в обваловке на дне; 4 – в воде.

В качестве материалов труб нашли применение сталь, коррозионностойкие сплавы, алюминий и некоторые другие. Наибольшее распространение получили стальные трубопроводы.

К числу наиболее распространенных материалов и соответственно конструкций относятся:

1. *Трубы из углеродисто-марганцевой стали.* Наиболее полный свод требований к ним содержится в «Правилах для морских трубопроводных систем», выпущенных Det Norsk Veritas (Норвегия).

2. *Гибкие трубы* (рис.2.9.2.2.). Трубы имеют композитную структуру и изготавливаются из нескольких слоев пластмассы, резины и стали для формирования прочных и гибких трубопроводов, способных выдерживать высокие рабочие давления и обеспечивать транспортировку широкого ряда продуктов. Гибкие трубы имеют большую стоимость материала, однако они обеспечивают значительную экономию расходов на укладку. Они могут укладываться с неспециализированных плавучих средств, а это означает, что большие расходы на мобилизацию специального трубоукладочного судна, например к удаленным строительным-монтажным участкам, могут быть снижены.



Рис. 2.9.2.2. Конструкция гибкой трубы

3. *Пучки труб.* Разработка небольших месторождений часто связана с применением определенного центрального эксплуатационного сооружения, окруженного несколькими сателлитными скважинами, для добычи продукта или закачки воды в пласт. Экономичным решением для проблемы монтажа нескольких линий на коротком участке является применение пучка линий. Пучок может состоять из отдельных труб, заключенных в единую трубу-носитель или связанных вместе на берегу.

Труба-носитель выбирается таким образом, чтобы обеспечить плавучесть всего пучка, близкого к нейтральной. Этот пучок труб буксируют на место по дну, вблизи него или на среднем уровне по глубине в зависимости от ряда технических соображений, которые включают условия на трассе буксировки.

Пучок затем размещают на дне, несущую трубу заполняют водой на грунте и отдельные трубопроводы пучка подсоединяют к соответствующему оборудованию. Связывание труб в пучки обеспечивает значительную экономию средств, если может быть найдена соответствующая площадка на берегу для изготовления таких пучков.

4. *Трубы J-образной формы.* Они являются альтернативой обычному стояку. J-образную трубу обычно монтируют предварительно на платформе для последующего монтажа, защиты и обеспечения опоры для внутренней трубы, соединяющей верхние строения платформы с уложенным на дне трубопроводом. J-образные трубы могут поддерживаться по отдельности или связываться вместе в пучок внутри кессона. Кессон особенно полезен в тех случаях, когда необходимо проводить несколько J-образных труб в ограниченном пространстве.

Конструкция J-образных труб зависит от того, что предполагается в них располагать, а именно: стальной трубопровод, гибкий трубопровод или обеспечивающие кабели.

J-образные трубы обеспечивают значительную экономию, связанную с уменьшением стоимости конструкции морских сооружений, поскольку при этом исключается необходимость применения соединительных катушек. Начальный конец трубопровода может быть уложен с соответствующего плавучего средства и затянут в J-образную трубу с помощью лебедок, располагающихся на платформе. Плавучее средство затем перемещается от платформы и выполняет обычные операции укладки трубопровода. Если требуется подсоединить второй конец трубопровода к платформе через J-образную трубу, то его укладывают петлей и затем втягивают.

5. *Конструкция «труба в трубе»*. Существуют конструкции, в которых в целях повышения надежности несущая труба не контактирует с окружающей средой — это так называемые конструкции типа «труба в трубе».

Среди них можно выделить две принципиально различные схемы: 1) внутренняя труба работает, наружная используется как защитный кожух; 2) обе трубы работают.

Конструкции типа «труба в трубе» показаны на рис. 2.9.2.3.-2.9.2.6. Их существенным недостатком является то, что кожух не воспринимает нагрузку от внутреннего давления и тем самым не повышает их несущую способность. Кроме того, требуется балластировка всего трубопровода.

Для более полного использования несущей способности внутренней и наружной труб было предложено межтрубное пространство заполнять цементно-песчаным раствором (рис. 2.9.2.6.), который после отвердения жестко соединяет обе трубы. В результате получается монолитная двухтрубная конструкция, способная выдерживать значительно большее внутреннее давление.

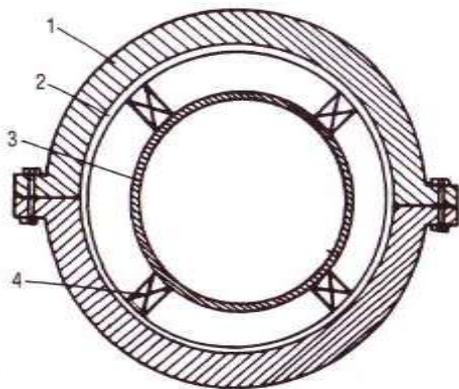


Рис. 2.9.2.3. Конструкция трубопровода типа «труба в трубе» без заполнения межтрубного пространства: 1 — балластирующие грузы; 2 — кожух; 3 — несущая труба; 4 — центрирующие элементы

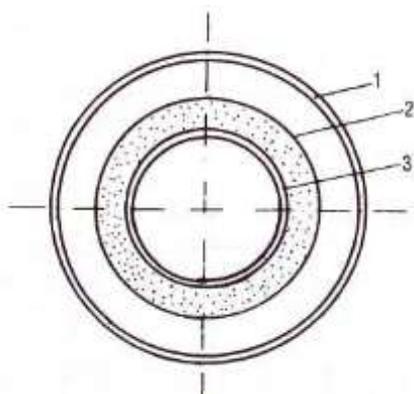


Рис. 2.9.2.4. Конструкция трубопровода типа «труба в трубе» с теплоизоляцией внутренней трубы: 1,3 — наружная и внутренняя трубы; 2 — теплоизоляция

Диаметр внутренней трубы принимают исходя из технологических соображений (пропускной способности), а наружный — исходя из обеспечения возможности прокачки заполнителя (цемент, битум, эпоксидные смолы и т. п.) по межтрубному пространству, а также из обеспечения необходимой плавучести.

6. *Балластировка подводных трубопроводов.* Балластировка подводных трубопроводов необходима для их устойчивого положения на дне моря, водоема, реки, озера. Для обеспечения устойчивого положения подводный трубопровод должен иметь отрицательную плавучесть, т. е. полный вес трубопровода в воздухе должен быть больше веса вытесненной им воды.

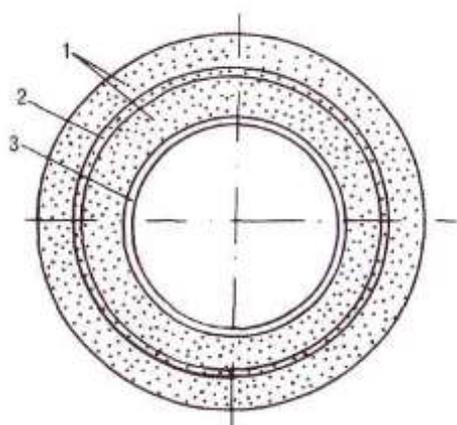


Рис. 2.9.2.5. Конструкция трубопровода типа «труба в трубе» с двойной теплоизоляцией: 1 — теплоизоляция; 2, 3 — наружная и внутренняя трубы

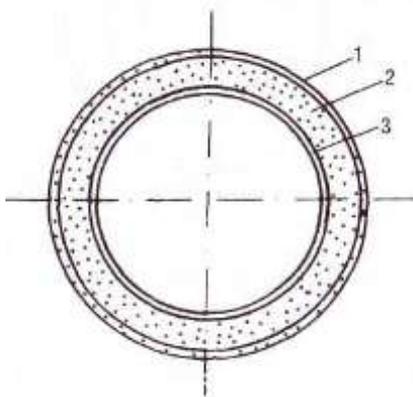


Рис. 2.9.2.6. Конструкция трубопровода типа «труба в трубе» с заполнением межтрубного пространства цементно-песчаным раствором

На устойчивость подводного трубопровода большое влияние оказывает объемный вес воды в придонной зоне (при размыве грунта от действия волн), а также гидродинамическое давление от волнения и течений. Изменение объемного веса воды с 1,0 до 1,20—1,25 т/м³ может привести к уменьшению величины отрицательной плавучести и всплытию трубопровода.

Таким образом, при подсчете веса трубы в воде, кроме значения отрицательной плавучести, следует учитывать и другие факторы, имеющие дополнительное влияние на устойчивость подводного трубопровода. Необходимое значение веса балласта определяется по условному «удельному весу» трубопровода (отношение веса трубопровода с балластом в воздухе к весу воды, вытесняемой трубопроводом и балластом). Так, по американским техническим условиям морские трубопроводы, укладываемые в прибрежных зонах, должны иметь условный «удельный вес» не менее 1,30. В отдельных случаях, в зависимости от естественных условий района прокладки, когда при волнениях объемный вес грунтовой смеси в придонной зоне доходит до 1,8 т/м³, величины условного «удельного веса» морского трубопровода рекомендуется увеличивать до 2.

В практике для балластировки подводных трубопроводов применяют сплошные монолитные бетонные и асфальто-бетонные мастики, наносимые на изоляцию, а также одиночные чугунные, железобетонные или бетонные грузы.

Следует отметить, что одиночные грузы могут создавать сосредоточенные нагрузки, повреждать изоляцию, затруднять протаскивание их по дну и исключать применение труботягательных механизмов.

В последнее время при строительстве морских трубопроводов нашли применение пригрузки сплошными покрытиями из бетона, усиленного арматурой, поверх слоя антикоррозионной изоляции.

2.9.3. Рукава

Кроме металлических труб на нефтебазах при сливе и раздаче, в обвязке насосных агрегатов и др. применяются рукава. По конструкции рукава делятся на резинотканевые (прорезиненные), резиновые, металлорезиновые и металлические. Наибольшее распространение имеют резинотканевые рукава (7). Их стенки состоят из чередующихся слоев прорезиненной ткани и тонких слоев резины.

По условиям работы резинотканевые рукава делятся на следующие:

- 1) всасывающие - работающие под вакуумом;
- 2) напорные - работающие под внутренним избыточным давлением;
- 3) всасывающе-напорные - способные противостоять как разрежению, так и давлению.

Во избежание сплющивания от атмосферного давления при работе под вакуумом внутри рукава помещена спираль из оцинкованной стальной проволоки или ленты. Напорные рукава, стремящиеся под действием внутреннего давления расширяться, снабжают наружной проволочной спиралью или специальной оплеткой. Всасывающе-напорные рукава изготавливаются с внутренней и наружной спиралями. Диаметр рукавов от 16 до 350 мм, длина - от 1 до 18 м по ГОСТ 5398-76 «Рукава резиновые напорно-всасывающие с текстильным каркасом, неармированные».

Для соединения рукава с другими элементами трубопроводов на концах имеются гладкие манжеты, в которые вставляются присоединительные наконечники (мундштуки).

Резиновые и резинотканевые рукава для транспортирования нефти и нефтепродуктов являются термостойкими в пределах температур от -30 °С до +60 °С. Для транспортирования жидких и газообразных веществ при более высоких температурах применяются гибкие металлические герметичные рукава диаметром от 4 до 300 мм. Металлические рукава с хлопчатобумажной прокладкой могут применяться для транспортируемой среды с температурой до 110 °С, а имеющие асбестовую прокладку - с температурой до 300 °С.

2.9.4. Соединения труб

Для соединения труб применяют различные соединения: сварное (электро- и газосварка), фланцевое, муфтовое, ниппельное, муфтовозамковое (бурильные трубы), различные виды быстросъемных соединений, коленошарнирные (АО Сарапульский машиностроительный завод) и др. (14). Для фиброгласовых труб (линейные и насосно-компрессорные) компания «Амерон» предлагает широкий выбор (5 видов) механических и клейко-связывающих систем соединения (14).

Наиболее распространенными соединениями трубопроводов являются сварные. Этот способ соединений имеет перед другими существенные преимущества, обеспечивающие простоту, прочность, плотность соединения, надежность в эксплуатации и экономичность в отношении расхода металла.

Во многих случаях электродуговая сварка трубопроводов производится автоматически под слоем флюса или в среде углекислого газа.

Широкое распространение получили фланцевые соединения благодаря легкости их сборки и разборки. Фланцевые соединения дороже сварных и по сравнению с ними имеют следующие недостатки:

1) возможно нарушение плотности соединения при деформации прокладки и ослаблении болтов;

2) требуется больше металла на их изготовление;

3) увеличенные габариты соединения;

4) требуют периодической смены прокладок.

На нефтебазах применяются фланцы следующих типов: приварные стальные, нарезные стальные и чугунные, отлитые заодно с арматурой (стальные и чугунные).

Приварные фланцы имеют преобладающее распространение вследствие дешевизны и простоты изготовления, надежности и легкости монтажа. Для обеспечения плотности соединения во фланцах устраивают выточки и выступы, входящие друг в друга, или кольцевые риски.

Для трубопроводов, работающих под давлением более 2,5 МПа, применяются только стальные фланцы с приваркой встык.

Толщина приварных фланцев определяется по формуле(7)

$$\delta = K \{ qD - d \} t / [\sigma (t - d_1) \cdot d_1]]^{1/2} + 1,2 \text{ см,}$$

где K — коэффициент; $K = 0,43$ — если уплотняющая прокладка приложена по всей торцовой поверхности фланца; $K = 0,6$ — если прокладка приложена на части торцовой поверхности; q — нагрузка, приходящаяся на один болт, кг; D — диаметр окружности болтовых отверстий, см; d — наружный диаметр трубы, см; a — допустимое напряжение на изгиб, кг/см²; t — шаг болтов, см; d_1 — диаметр болта, см.

Нагрузка, приходящаяся на один болт, может быть определена по формуле

$$q = K_3 \pi (D_1 + 2 \cdot \frac{b}{3})^2 p / 4n,$$

где $K_3 = 1,3-1,5$ — коэффициент затяжки болтов; D — внутренний диаметр уплотнительной прокладки, см; b — ширина уплотнительной прокладки, см; p — максимально возможная величина внутреннего давления, кг/см^2 ; n — число болтов.

Муфтовые соединения бывают нарезные и ненарезные. Нарезные муфты представляют собой короткие цилиндры длиной $l = (1,5-2)d$ с внутренней резьбой, с помощью которой муфта навинчивается на резьбу соединяемых концов труб.

К ненарезным относятся муфты с кольцевым пазом.

Муфты с кольцевым пазом состоят из двух половин, соединенных друг с другом четырьмя болтами. Половинки муфты перед сбалчиванием надеваются на соединяемые концы труб, снабженные выступами, входящими в паз муфты. Герметичность соединения достигается за счет обжатия уплотняющего кольца, выполняемого из нефтеустойчивых прочных материалов.

Такие муфты обеспечивают трубопроводу гибкость, допускающую поворот одной трубы относительно другой приблизительно на 9° и компенсацию температурных напряжений (P до 35 кг/см^2). Недостатком этого соединения является трудность выполнения кольцевых выступов в условиях строительных площадок.

2.9.5. Прокладки для фланцевых соединений

Для нефтепроводов во фланцевых соединениях применяются следующие прокладки(7):

- 1) при давлении до $P_v = 1 \text{ МПа}$ и t до 40°C - картон промасленный или паронит (асбокартон) марки ЛВ толщиной 2-3 мм;
- 2) при давлении 1-1,6 МПа и температуре до 300°C - паронит вулканизированный марки ЛВ толщиной 2 мм;
- 3) при давлении 1,6-6,4 МПа — металлические гладкие гофрированные прокладки из отожженного алюминия или мягкой стали с асбестовым сердечником; паронит общего назначения; асбомедные и асбоалюминиевые;
- 4) при давлении более 6,4 МПа рекомендуется применение прокладок из железа АРМКО или отожженной стали марки Ст1; из паронита маслобензостойкого.

2.10. Арматура газонефтепроводов

Арматура — неотъемлемая часть любого трубопровода. Трубопроводная арматура представляет собой устройства, предназначенные для управления потоками жидкостей или газов, транспортируемых по трубопроводам. Как известно, любой

магистральный трубопровод состоит из линейной части, перекачивающих (газосжатых или насосных) и распределительных станций, предназначенных для направления транспортируемой среды потребителям.

На магистральных трубопроводах по характеру работы различают арматуру линейной части и обслуживающую перекачивающие и распределительные станции или технологический трубопровод.

2.10.1. Основные термины и определения

Под термином «трубопроводная арматура» понимают устройства, устанавливаемые на трубопроводах, агрегатах, сосудах и предназначенные для управления (отключения, регулирования смешивания, фазоразделения) потоками рабочих сред (жидкой, газообразной, газожидкостной, порошкообразной, суспензии и т. п.) путем изменения площади проходного сечения.

Трубопроводная арматура характеризуется двумя главными параметрами:

- условным проходом (номинальный размер);
- условным (номинальным) давлением.

Условный проход (номинальный размер) D_y или D_n трубопроводной арматуры – это номинальный внутренний диаметр присоединяемого к арматуре трубопровода, мм. Размеры условных проходов должны соответствовать числам параметрического ряда, устанавливаемого ГОСТ 28338–89 (всего 49 показателей от 3 до 4000 мм) (табл. 2.10.1).

Условное (номинальное) давление (P_y или P_n) – избыточное наибольшее рабочее давление при температуре рабочей среды 20 С, при котором обеспечивается заданный срок службы соединений трубопроводов и арматуры, имеющих определенные размеры, обоснованные расчетом на прочность при выбранных материалах и характеристиках их прочности при этой температуре.

ГОСТ 26349–84 определяет параметрический ряд номинальных давлений, состоящих из 26 параметров от 0,1 до 800 кгс/см² (от 0,01 до 80 МПа).

Таблица 2.10.1

Значения условных проходов по ГОСТ 28338–89

Условный проход, мм			
3	40	300	1600
4	50	350	1800
5	63*	400	2000

6	65	450**	2200
8	80	500	2400
10	100	600	2600**
12	125	700	2800
15	150	800	3000
16*	160*	900**	3200**
20	175**	1000	3400
25	200	1200	3600**
32	250	1400	3800** 4000

* Допускается для гидравлических и пневматических устройств.

** Не допускается для арматуры общего назначения.

В отличие от условного давления рабочее давление – это наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации арматуры, т. е. при заданной рабочей температуре. Наряду с перечисленными главными понятиями в арматуростроении наиболее часто применяются следующие термины, отражающие специфические элементы, объекты и параметры выпускаемых изделий:

тип арматуры – классификационная единица, характеризующая взаимодействие подвижного элемента затвора (запирающего органа) с потоком рабочей среды и определяющая основные конструкционные особенности трубопроводной арматуры, например, задвижка, клапан, и т. д.;

вид арматуры – классификационная единица, характеризующая назначение трубопроводной арматуры, например, запорная, регулирующая и т. п.

2.10.2. Классификация арматуры

Чтобы представить все многообразие исполнений и модификаций трубопроводной арматуры, ее можно классифицировать по следующим основным признакам (рис. 2.10.1).

1. По области применения:

- промышленная трубопроводная арматура общего назначения;
- промышленная трубопроводная арматура для особых условий работы;
- специальная;
- судовая;
- сантехническая.

2. По функциональному назначению (виду):

- запорная;
- регулирующая;

- распределительно-смесительная;
- предохранительная;
- защитная;
- фазоразделительная.



Рис. 2.10.1. Арматура газонефтепроводов

3. По конструктивным типам:

Задвижка – трубопроводная арматура, в которой запирающий элемент перемещается возвратно-поступательно перпендикулярно направлению потока рабочей среды. Используется преимущественно в качестве запорной арматуры: запирающий элемент находится в крайних положениях «открыто» и «закрыто».

Вентиль – трубопроводная арматура, в которой запирающий или регулирующий элемент перемещается возвратно-поступательно параллельно оси потока рабочей среды в седле корпуса арматуры.

Кран – трубопроводная арматура, в которой запирающий или регулирующий элемент имеет форму тела вращения, или его части; поворачивается вокруг своей оси, перпендикулярно расположенной по отношению к направлению потока рабочей среды.

4. В зависимости от условного давления рабочей среды:

- вакуумная (давление среды ниже 0,1 МПа (1 кгс/см²) абс.);
- низкого давления (от 0 до 1,6 МПа (от 0 до 16 кгс/см²) избыт.);
- среднего давления (от 1,6 до 6,4 МПа (от 16 до 64 кгс/см²));
- высокого давления (от 10,0 до 100,0 МПа (от 100 до 1000 кгс/см²));
- сверхвысокого давления (от 100,0 МПа (от 1000 кгс/см²)).

5. По способу присоединения к трубопроводу:

- муфтовая – присоединяется к трубопроводу или емкости с помощью муфт с внутренней резьбой;
- цапковая – присоединяется к трубопроводу или емкости на наружной резьбе буртиком под управление;
- под приварку – присоединяется к трубопроводу или емкости с помощью сварки. Преимуществами являются полная и надежная герметичность соединения, минимум обслуживания. Недостаток – повышенная сложность демонтажа и замены;
- фланцевая – присоединяется к трубопроводу или емкости с помощью фланцев. Преимуществом является возможность многократного монтажа и демонтажа на трубопроводе, хорошая герметичность стыков и удобство их подтяжки, большая прочность и применимость для широкого диапазона давления и проходов. Недостатки – возможность ослабления затяжки и потеря герметичности со временем, большие габаритные размеры и масса;
- штуцерная – присоединяется к трубопроводу или емкости с помощью штуцера (ниппеля).

6. По способу герметизации:

- сальниковая;
- мембранная;
- сильфонная;
- шланговая.

7. По способу управления:

- под дистанционное управление;
- с автоматическим управлением;
- с ручным управлением.

Условные обозначения и маркировка арматуры

На корпусе арматуры указываются условный диаметр прохода и рабочее давление, а также условный индекс, обозначающий тип арматуры и ее основные данные. Обозначения выполняются либо путем отливок выпуклых знаков, либо клеймением.

Например, индекс *30 Ч 9 25 бр* обозначает задвижку (30) чугунную (Ч) с электроприводом (9) конструкции, обозначенной порядковым номером 25 по каталогу ЦКБА, с уплотнительными кольцами из латуни (бр).

При отсутствии привода индекс изделия состоит из четырех элементов.

Арматура, изготавливаемая по проектам Государственного проектного института нефтяного машиностроения, обозначается по другой системе с применением букв и цифр, например ЗКЛ 2-200-16 – задвижка клиновья

литая, второй модификации с условным проходом 200 мм на условное давление 16 кгс/мм².

Чтобы иметь возможность при монтаже или в условиях эксплуатации быстро определять материал корпусных деталей и уплотняющих колец, арматура окрашивается в разные цвета (табл. 2.10.2).

Таблица 2.10.2

Материал и окраска арматуры

Материал	Цвет окраски
Чугун	Черный
Углеродистая сталь	Серый
Коррозионно-стойкая сталь	Голубой
Легированная сталь	Синий
Латунь, бронза	Без окраски

После установки арматуры на трубопровод она закрашивается вместе с трубопроводом.

2.10.3. Запорная арматура

Основное назначение запорной арматуры – перекрывать поток рабочей среды по трубопроводу и снова пускать среду в зависимости от требований технологического процесса, обслуживаемого данным трубопроводом. Кроме того, запорную арматуру применяют:

- для переключения потока или его части из одной ветви системы в другую;
- для дросселирования потока среды, т.е. изменения его расхода, давления и скорости.

Отметим, что такое применение запорной арматуры нежелательно, т.к. в условиях дросселирования запорная арматура быстрее изнашивается из-за эрозии, вибрации и других причин.

Запорная арматура бывает четырех типов:

- задвижки – запорный элемент перемещается поперек потока;
- вентили – запорный элемент перемещается вдоль потока жидкости без трения о корпус и его детали;
- краны – поворотные запорные устройства, уплотнительные поверхности которых во время работы остаются в контакте друг с другом и защищены от рабочей среды;
- дисковые поворотные затворы – наиболее простой вид арматуры, имеющий минимальные размеры, габарит и массу.

2.10.3.1. Задвижки

Задвижка – это запорное устройство, в котором проход перекрывается поступательным движением затвора перпендикулярно движению потока транспортируемой среды. Задвижки широко применяют для перекрытия потоков газообразных и жидких сред в трубопроводах с диаметрами условных проходов от 50 мм до 2000 мм при рабочих давлениях 0,4–20 МПа и температуре среды до 450 °С (рис. 2.10.3–2.10.6).

Положительными качествами задвижки являются сравнительная простота конструкции и малое гидравлическое сопротивление (по сравнению с вентилями), поэтому в нефтеперерабатывающей промышленности в качестве запорного устройства – затвора, как правило, пользуются задвижки, а вентили используются лишь при малых D_y . Недостатком задвижек является их относительно большая высота, поэтому в тех случаях, когда затвор должен быть, как правило, закрыт, а открывание производится редко, в целях экономии места при $D_y < 200$ мм используются вентили.

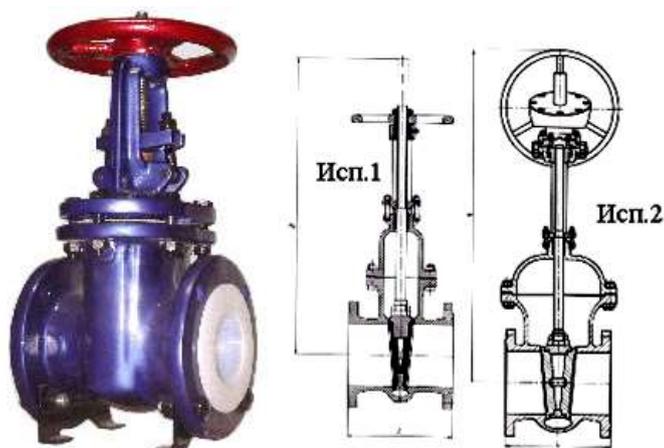


Рис. 2.10.3. Задвижка с выдвигным штоком сальниковая фланцевая

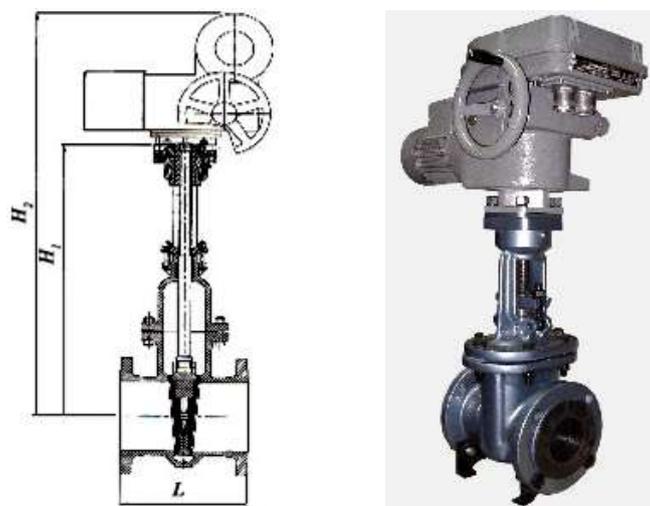


Рис. 2.10.4. Задвижка с выдвижным штоком сальниковая фланцевая с электроприводом (Завод ОАО «Пензтяжпромарматура»)

Технические характеристики:

Диаметр условного прохода -
1200 мм

Условное давление - 10,0 МПа
(100 кгс/см²)

Масса - 21850 кг

Строительная длина -
2100 мм

Присоединение к
трубопроводу - на приварке

Управление - электропривод
ЭПЦ10000Д12
(при перепаде давления на
шибере 2,0 МПа)

Класс герметичности -
«А» по ГОСТ 9544-93

Температура рабочей среды -
от минус 5°С до плюс 80°С

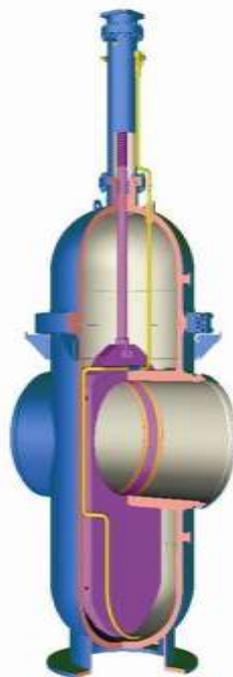


Рис. 2.10.5. Шиберная задвижка (Завод ОАО «Пензтяжпромарматура»)

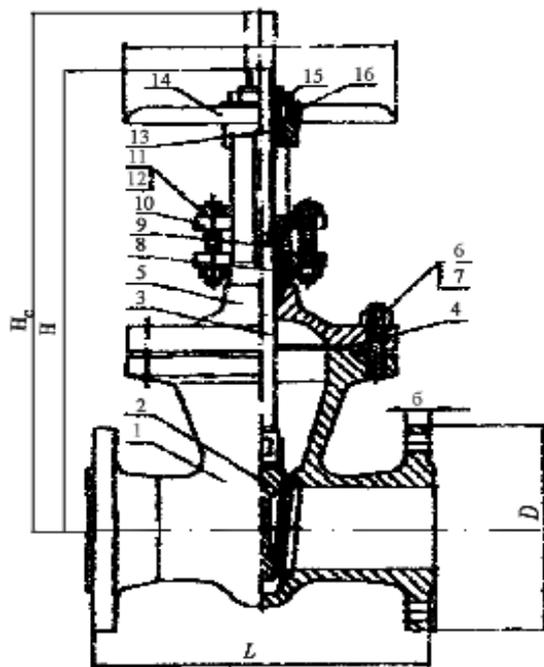


Рис. 2.10.6. Задвижка клиновая (ЗКЛ2) P_n 4,0 МПа:

1 – корпус; 2 – клин; 3 – штибель; 4 – прокладка; 5 – крышка; 6 – гайка;

7 – шпилька; 8 – набивка сальника; 9 – втулка; 10 – фланец; 11 – гайка;
12 – шпилька; 13 – втулка резьбовая; 14 – маховик; 15 – контргайка; 16 – шпонка

Предприятием ОАО «Тяжпромарматура» выпускаются клиновые задвижки диаметром от 80 до 700 мм.

Шиберные задвижки

Основные преимущества шиберной задвижки:

- дренажный трубопровод, находящийся внутри корпуса задвижки, предохранен от повреждений и замораживания в зимнее время;
- конструкция седел без нажимного кольца более проста и удобна в случае необходимости ремонта;
- съемные уплотнительные кольца после замены не требуют дополнительной механической обработки (меняются заменой старых);
- наличие резьбового конца на обводе дренажной трубы дает возможность стыковки к нему депарафинизационных аппаратов, а также отводящих шлангов при продувке подшиберного пространства. Данное отверстие может послужить для замеров протечек задвижки, как, впрочем, и отверстие под спускную пробку в горловине крышки;
- быстросъемное хомутовое соединение корпус-крышка занимает меньше времени на разборку-сборку задвижки, чем фланцевое соединение, требующее отворачивания крепежа;
 - возможность ремонта задвижки без вырезки корпуса из трубопровода.

При обратной сборке заведение шибера в корпус происходит за счет расклинивания седел.

В сравнении с другими видами запорной арматуры задвижки имеют следующие преимущества: незначительное гидравлическое сопротивление при полностью открытом проходе; отсутствие поворотов потока рабочей среды; возможность применения для перекрытия потоков среды большой вязкости; простота обслуживания; относительно небольшая строительная длина; возможность подачи среды в любом направлении.

Наиболее целесообразны и экономически оправданы проектирование и изготовление задвижек с диаметрами условных проходов более 300–400 мм, так как при этом их габаритные размеры и стоимость меньше аналогичных показателей кранов и вентилялей.

Недостатки, общие для всех конструкций задвижек, следующие: невозможность применения для сред с кристаллизующимися включениями, небольшой допустимый перепад давлений на затворе (по

сравнению с вентилями), невысокая скорость срабатывания затвора, возможность получения гидравлического удара в конце хода, большая высота, трудности ремонта изношенных уплотнительных поверхностей затвора при эксплуатации.

2.10.3.2. Вентили

Вентиль представляет собой клапан со шпинделем, ввинчиваемый в резьбу неподвижной ходовой гайки, расположенной в крышке или бугеле.

Применение резьбы, обладающей свойствами самоторможения, позволяет оставлять тарелку клапана в любом положении, применять малые усилия на маховике для управления вентиляем. Вентиль отличается простотой конструкции и создает хорошие условия для обеспечения надежной плотности при закрытом положении затвора. Наиболее широко вентили используются на трубопроводах малого диаметра и по мере увеличения условного диаметра трубопровода.

По месту расположения вентиля на трубопроводе различают (рис. 2.10.7.) проходные (*а*) и угловые (*б*) вентили.

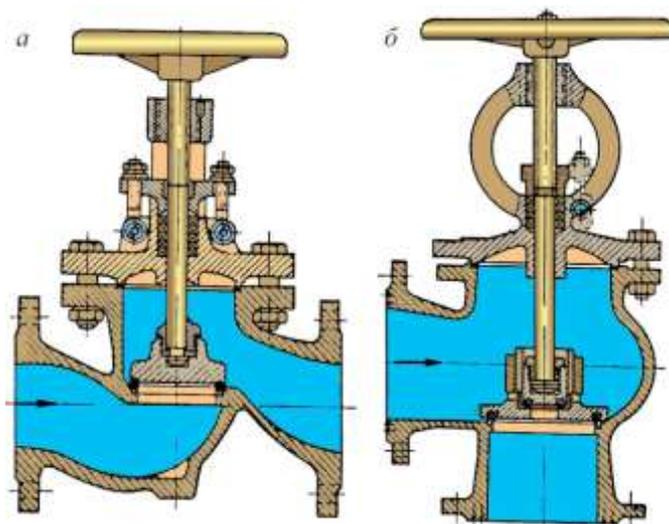


Рис. 2.10.7. Вентили: а – проходной; б – угловой

Прямые вентили устанавливаются на горизонтальном или вертикальном участке трубопровода, угловые – на месте поворота трубопровода. Прямочный вентиль представлен на (рис. 2.10.8).

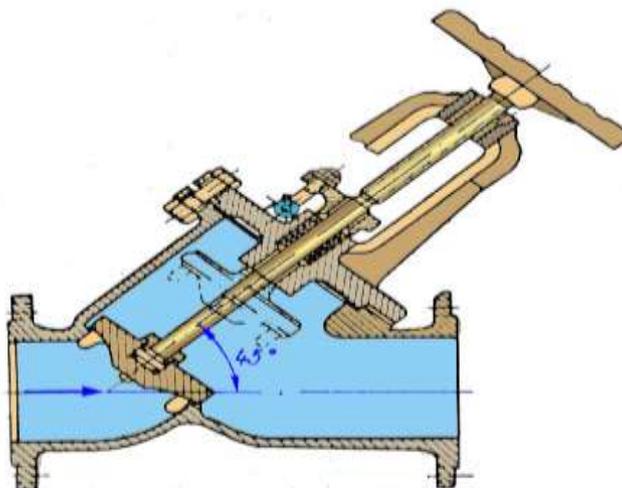


Рис. 13.7. Вентиль запорный прямооточный

2.10.3.3. Краны

Кран – это запорное устройство, состоящее из корпуса и пробки, в котором пробка имеет форму тела вращения с отверстием для пропуска жидкости или газа. На рис. 2.10.9 представлена схема крана шарового запорного с электроприводом. Пробка вращается вокруг своей оси. На рис. 2.10.10 показано уплотнение пробки крана.

Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры выпускает шаровые краны с условным диаметром прохода (D_y) в диапазоне от 25 мм до 1400 мм, рассчитанными на работу в диапазоне давлений от 1,6 МПа до 16,0 МПа.

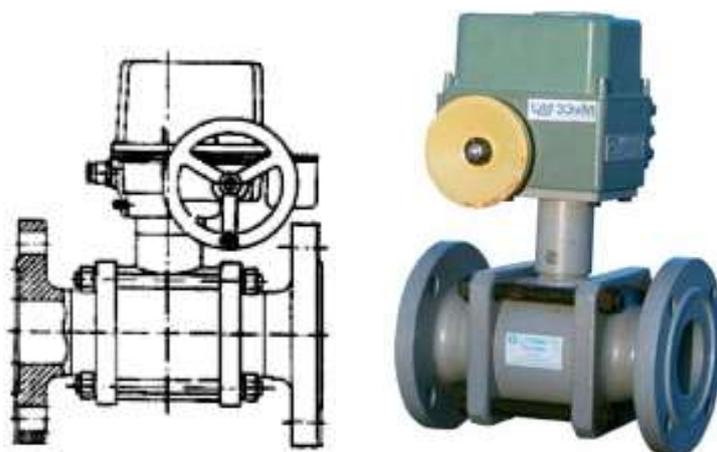


Рис. 2.10.9. Кран шаровой с электроприводом

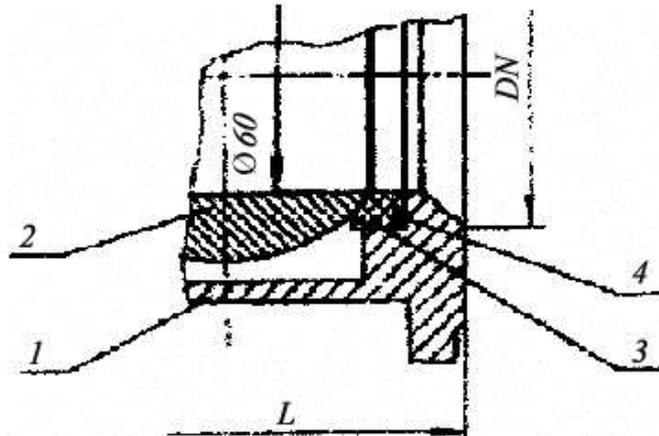


Рис. 2.10.10. Схема уплотнения пробки крана:
 1 – корпус; 2 – пробка; 3 – уплотнение затвора; 4 – уплотнительное кольцо

В зависимости от геометрической формы пробки и корпуса краны классифицируются по трем группам:

- конические;
- цилиндрические;
- шаровые.

Схемы кранов показаны на рис. 2.10.11.

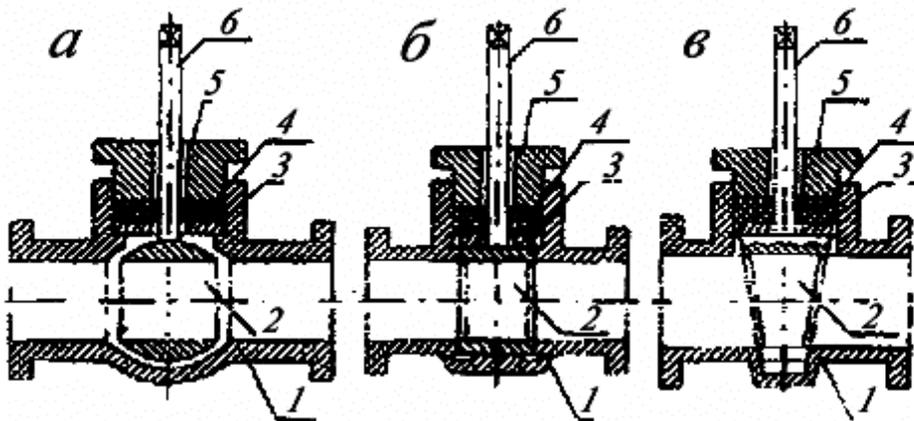


Рис. 2.10.11. Схемы кранов:
 а – конический; б – цилиндрический; в – шаровой;
 1 – корпус; 2 – пробка; 3 – разделительная шайба; 4 – сальниковая набивка;
 5 – сальниковая втулка; 6 – хвостовик

Краны классифицируют также и по другим конструктивным признакам, например, по способу создания удельного давления на уплотнительных поверхностях, по форме окна прохода пробки, по числу проходов, по наличию или отсутствию сужения прохода, по типу управления и привода, по материалу уплотнительных поверхностей и т. д. (рис. 2.10.12).

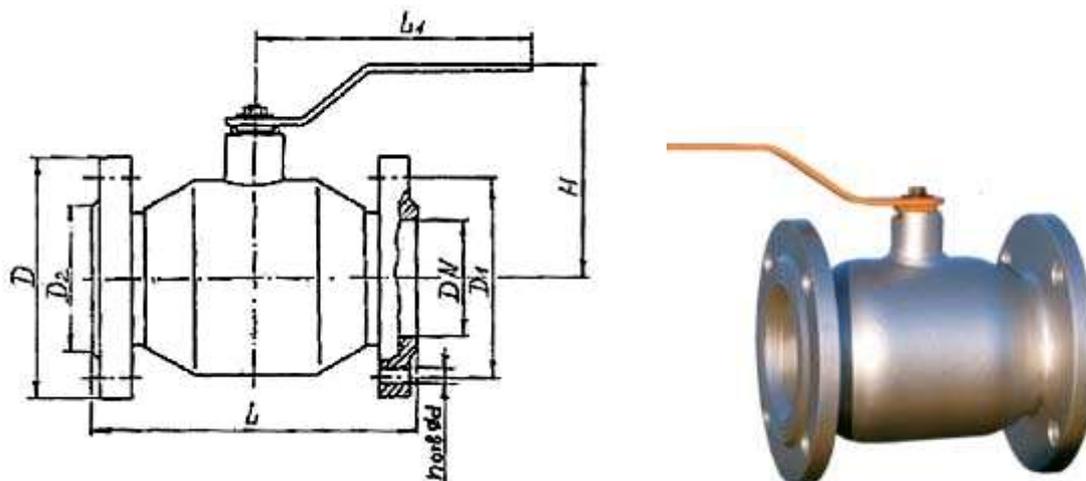


Рис. 2.10.12. Кран шаровой типа 10с9пМ завода «Строймаш»

Преимущества кранов:

- низкое гидравлическое сопротивление;
- прямооточность;
- простота конструкции;
- небольшие габаритные размеры и масса;
- высокая прочность и жесткость;
- надежная герметизация;
- независимость от направления движения среды;
- возможность регулирования давления и подачи.

У каждого вида крана имеются свои недостатки и преимущества, но, обобщая недостатки кранов, можно отметить следующие:

- максимальная рабочая температура не более 125 °С;
- необходимость точности изготовления трущихся деталей;
- высокая величина требуемого крутящего момента на шпинделе при открытии, закрытии.

2.10.3.4. Дисковые поворотные затворы

Дисковые поворотные затворы – один из наиболее прогрессивных видов арматуры. Их стали широко применять в последнее десятилетие.

Запорный элемент арматуры – диск диаметром, приблизительно равным внутреннему диаметру трубопровода. Затвор открывается и закрывается вращением диска вокруг оси, перпендикулярной оси трубопровода. Благодаря простой геометрической форме корпуса и запорного элемента дисковые поворотные затворы легки по конструкции и невелики по габаритным размерам. В центральной части корпуса дискового затвора расположены подшипники вала, на котором вращается диск.

Дисковые поворотные затворы позволяют соединить в одной конструкции две основные функции трубопроводной арматуры – регулирование и полное перекрывание (запирание) потока, что обуславливает экономичность их использования. Отличие дисковых затворов от подобных им по конструкции дроссельных заслонок состоит в том, что затворы обеспечивают герметичность в закрытом положении. На рис. 2.10.13 представлен затвор поворотный дисковый.

Основные преимущества дисковых затворов по сравнению с другими видами запорной арматуры – простота конструкции, малые габаритные размеры и масса – дают тем больший эффект, чем больше условный проход арматуры.

2.10.3.5. Регулирующие заслонки

Принцип действия регулирующих заслонок, предназначенных для регулирования больших расходов, заключается в изменении их пропускной способности при повороте диска в соответствии с входным сигналом, поступающим от управляющего устройства (управляющей вычислительной машины, автоматического регулятора, панели дистанционного управления и т. п.).



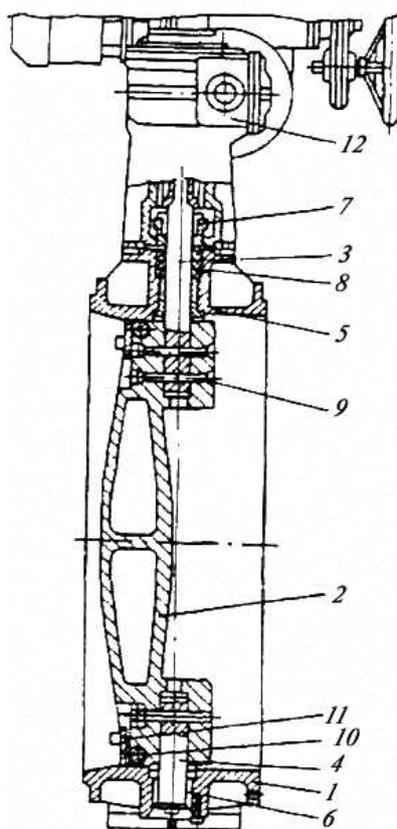
Рис. 2.10.13. Затворы поворотные дисковые. Компания «ПромАрт»

Существующие конструкции заслоночных исполнительных устройств могут быть классифицированы по нескольким признакам:

- по форме диска заслонки могут быть с плоским или профильным диском;
- по принципу действия заслонки разделяют на регулирующие и запорно-регулирующие;
- по взаимному расположению осей диска и вала заслонки могут быть с соосным расположением осей диска и вала и с несоосным;

- по конструкции корпуса заслонки разделяют на фланцевые и бесфланцевые (так называемые «вафельные»);
- по виду применяемого привода заслонки могут быть пневматические, электрические, гидравлические и ручные.

Конструкция запорно-регулирующей заслонки с электрическим исполнительным механизмом и ручным дублером показана на рис. 2.10.14. Регулирующий орган заслонки состоит из корпуса 1, диска 2, вала 3, оси 4, опор 5 и 6, деталей сальникового уплотнения – нажимного фланца 7 и уплотнительных колец 8. Диск жестко связан с валом и осью при помощи штифтов 9. Проход перекрывается резиновым кольцом 10, установленным в проточке диска и прижимаемым кольцом 11. Электрический привод с ручным дублером 12 крепится непосредственно к регулируемому органу. Вращение выходного звена привода передается непосредственно диску 2 через вал 3. Основные детали регулирующего органа, соприкасающиеся со средой, выполнены из серого чугуна.



*Рис. 2.10.14. Запорно-регулирующая заслонка с электрическим приводом:
 1 – корпус; 2 – диск; 3 – вал; 4 – ось; 5, 6 – опоры; 7 – нажимной фланец;
 8 – уплотнительные кольца; 9 – штифт; 10 – резиновое кольцо;
 11 – прижимное кольцо; 12 – ручной дублер*

2.10.4. Приводы запорной трубопроводной арматуры

Существует несколько видов приводов запорной трубопроводной арматуры:

- ручной;
- электроприводы;
- пневмогидроприводы;
- пневмоприводы;
- гидроприводы;
- с механическим редуктором;
- пневмоприводы со струйным приводом ПСДС-3, ПСДС-7 (<http://www.uppo.ru/production/nefteprod/pnevmo/>)



Рис. 2.10.15. Кран шаровый с ручным приводом с механическим редуктором



Рис. 2.10.16. Кран шаровый с электроприводом

2.10.5. Размещение запорной арматуры на трубопроводах

Размещение запорной арматуры на трубопроводах осуществляется согласно СНиП 2.05.06–85*. На трубопроводах надлежит предусматривать установку запорной арматуры на расстоянии, определяемом расчетом, но не более 30 км.

Кроме того, установку запорной арматуры необходимо предусматривать:

- на обоих берегах водных преград при их пересечении трубопроводом в две нитки и более согласно требованиям и на одностычных переходах категории В;
- в начале каждого ответвления от трубопровода на расстоянии не менее 15 м;
- на ответвлениях к газораспределительным станциям (ГРС) при протяженности ответвлений свыше 1000 м на расстоянии 300–500 м от ГРС;
- на входе и выходе газопроводов из компрессорных станций (КС), станций подземного хранения газа (СПХГ) и головных сооружений на расстоянии не менее: газопровода диаметром 1400 мм – 1000 м, диаметром менее 1400 мм до 1000 мм включительно – 750 м и диаметром менее 1000 мм – 500 м;
- по обеим сторонам автомобильных мостов (при прокладке по ним газопровода) на расстоянии не менее 250 м;
- на одном или обоих концах участков нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, проходящих на отметке выше городов и других населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии, устанавливаемом проектом в зависимости от рельефа местности;
- на нефтепроводах и нефтепродуктопроводах при пересечении водных преград в одну нитку – место размещения запорной арматуры в этом случае принимается в зависимости от рельефа земной поверхности, примыкающей к переходу, и необходимости предотвращения поступления транспортируемого продукта в водоем;
- на обоих берегах болот III типа протяженностью свыше 500 м.

На одностычных подводных переходах газопроводов через водные преграды установка запорной арматуры предусматривается при необходимости.

2.10.6. Предохранительная и защитная арматура

2.10.6.1. Обратные клапаны

Обратные клапаны относятся к защитной арматуре и служат для предотвращения обратного потока среды на линейной части трубопроводов и тем самым предупреждения аварии, например, при внезапной остановке насоса. На рис. 13.14 показан общий вид обратного клапана. Он является автоматическим самодействующим предохранительным устройством. Затвор – основной узел обратного клапана. Он пропускает среду в одном направлении и перекрывает ее поток в обратном. Клапаны не являются запорной арматурой.

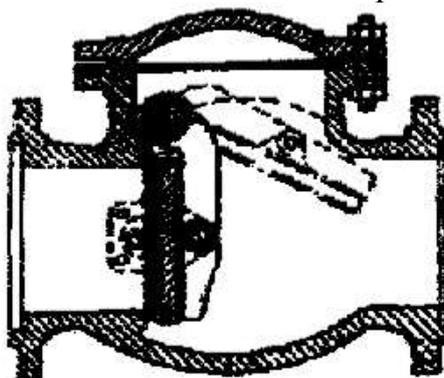


Рис. 2.10.17. Поворотный обратный клапан D_y 50–600 мм

2.10.6.2. Предохранительные клапаны

Для защиты сосудов аппаратов, емкостей, трубопроводов и другого технологического оборудования от разрушения при чрезмерном превышении давления чаще всего применяют предохранительные клапаны. При повышении в системе давления выше допустимого предохранительный клапан автоматически открывается и сбрасывает необходимый избыток рабочей среды, тем самым предотвращая возможность аварии. После окончания сброса давление снижается до величины, меньшей начала срабатывания клапана, предохранительный клапан автоматически закрывается и остается закрытым до тех пор, пока в системе вновь не увеличится давление выше допустимого. На рис. 2.10.18 показан грузовой предохранительный клапан. Предохранительные клапаны предназначены для жидкой и газообразной, химической или нефтяной рабочей среды, Нормы герметичности в затворе должны удовлетворять ГОСТ 9789–75.

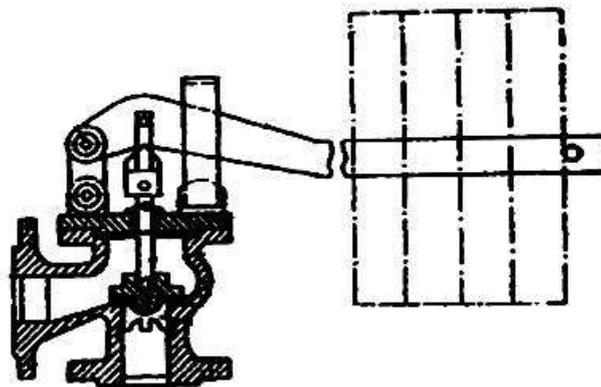


Рис. 2.10.18. Грузовой предохранительный клапан

Основные элементы предохранительного клапана и принцип действия

В настоящее время на практике используются весьма разнообразные конструкции предохранительных клапанов как отечественного, так и зарубежного изготовления. Основные элементы у всех этих конструкций являются общими. Предохранительный клапан состоит из корпуса, сопла, золотника, пружины или груза и крышки.

В рабочем состоянии при отсутствии давления на золотник клапана действует только сила сжатой пружины или груза, прижимая золотник к соплу и создавая удельные давления на уплотнительных поверхностях сопла и золотника. При образовании в защищаемой среде давления на золотник клапана начинает действовать противоположно направленная сила, зависящая от площади, на которую действует давление, и его величины. При рабочем давлении в сосуде или трубопроводе эта сила несколько ниже силы пружины или груза. При давлении выше установленного увеличится подъемная сила, которая преодолет усилие пружины и поднимет золотник, открывая тем самым выход избыточной среде. До этого момента все клапаны работают одинаково. Дальнейшая работа клапана зависит от его типа, конструкции и назначения.

3. ХРАНЕНИЕ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ГАЗА.

3.1. Хранение и распределение нефти и нефтепродуктов

3.1.1. Классификация нефтебаз

Нефтебазами называются предприятия, состоящие из комплекса сооружений и установок, предназначенных для приема, хранения и отпуска нефтепродуктов потребителям называют (10).

Назначение нефтебаз – обеспечить бесперебойное снабжение промышленности, транспорта, сельского хозяйства и других потребителей нефтепродуктами в необходимом количестве и ассортименте; сохранение качества нефтепродуктов и сокращение до минимума их потерь при приеме, хранении и отпуске потребителям.

Нефтебазы представляют большую опасность в пожарном отношении. К наиболее пожароопасным объектам относятся резервуары. Поэтому за критерий пожароопасности нефтебаз принят суммарный объем резервуарного парка. Его величина положена в основу деления нефтебаз **на категории**:

- I — общий объем резервуарного парка свыше 100 000 куб. м;
- II — то же, свыше 20 000 куб. м по 100 000 куб. м;
- III а — то же, свыше 10 000 куб. м по 20 000 куб. м;
- III б — то же, свыше 2 000 куб. м по 10 000 куб. м;
- III в — то же, до 2 000 куб. м включительно.

В зависимости от категории нефтебаз строительными нормами и правилами устанавливаются минимально допустимые (с точки зрения пожарной безопасности) расстояния до соседних объектов, например, расстояние от нефтебаз I категории до жилых и общественных зданий должно быть не менее 200 м, а от нефтебаз II и III категорий — не менее 100 м.

По **принципу оперативной деятельности** нефтебазы делятся на перевалочные, распределительные и перевалочно-распределительные.

Перевалочные нефтебазы предназначены для перегрузки (перевалки) нефтепродуктов с одного вида транспорта на другой. Размещают их на берегах судоходных рек и озер, вблизи морских портов, крупных железнодорожных магистралей, промежуточных перекачивающих станций нефтепродуктопроводов. Роль конечного пункта магистрального нефтепродуктопровода (МНПП) также обычно играет перевалочная нефтебаза.

Распределительные нефтебазы предназначены для непродолжительного хранения нефтепродуктов и снабжения ими потребителей обслуживаемого района. Их разделяют на оперативные, обслуживающие лишь местных потребителей, и сезонного хранения, предназначенные как для удовлетворения местных потребностей, так и для компенсации неравномерности подачи нефтепродуктов на оперативные нефтебазы, входящие в зону влияния нефтебазы сезонного хранения.

Перевалочно-распределительные нефтебазы совмещают функции перевалочных и распределительных нефтебаз.

По **транспортным связям** нефтебазы делятся на железнодорожные, водные (речные, морские), водно-железнодорожные, трубопроводные и базы, получающие нефтепродукты автотранспортом.

По номенклатуре хранения нефтепродуктов различают нефтебазы общего хранения, только для светлых нефтепродуктов, только для темных нефтепродуктов и др.

3.1.2. Хранение нефти

Нефтехранилище - комплекс сооружений для хранения нефти и ее переработки. В состав нефтехранилищ входят нефтяные напорные и безнапорные трубопроводы, насосные станции и др.

По способу размещения резервуаров различают нефтехранилища наземные, подземные и подводные. Нефтехранилища могут входить в состав нефтепромыслов, нефтебаз, насосных станций магистральных трубопроводов



Рис. 3.1.2.1. Хранение нефти

и нефтепродуктопроводов, нефтеперерабатывающих заводов и нефтехимических комплексов, а также являться самостоятельными предприятиями.

Наземные нефтехранилища оборудуются, в основном, вертикальными цилиндрическими резервуарами и резервуарами специальных конструкций (каплевидный с плавающей крышей, шаровой и др.).

Для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов при приеме и отпуске резервуары нефтехранилищ оборудуются газоуравнительной системой.

Емкость наземных нефтехранилищ обычно не превышает 1 млн м³ и ограничивается размерами отводимой территории, типами применяемых

резервуаров, существующими противопожарными и санитарными требованиями.

Резервуары бывают стальными и железобетонными.

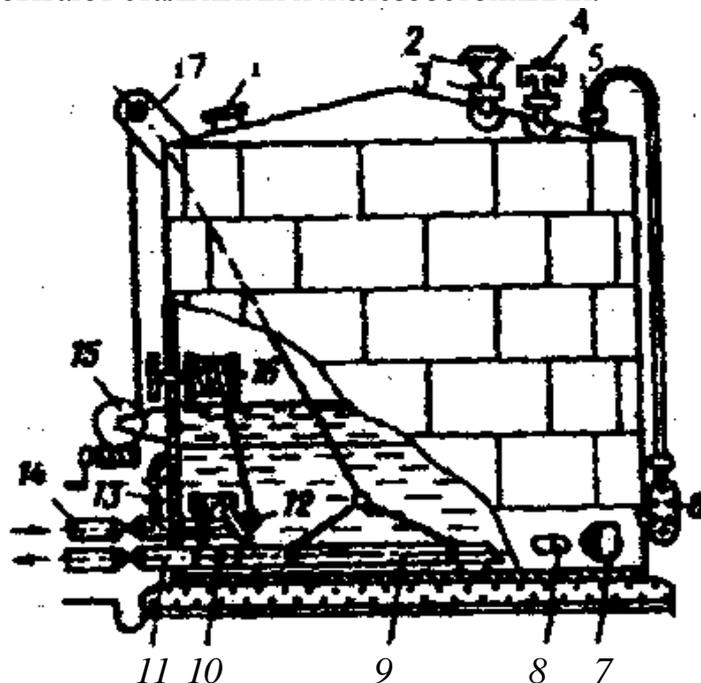


Рис. 3.1.2.2. Вертикальный цилиндрический резервуар:

1 - световой люк; 2 - гидравлический предохранительный клапан; 3 - огневой предохранитель; 4 - дыхательный клапан; 5 - замерный люк; 6 - указатель уровня; 7 - люк-лаз; 8 - сифонный кран; 9 - подъемная труба; 10 - шарнир подъемной трубы; 11, 14 - приемо-раздаточные патрубки; 12 - хлопушка; 13 - перепускное устройство; 15 - лебедка; 16 - управление хлопушкой; 17 - блок

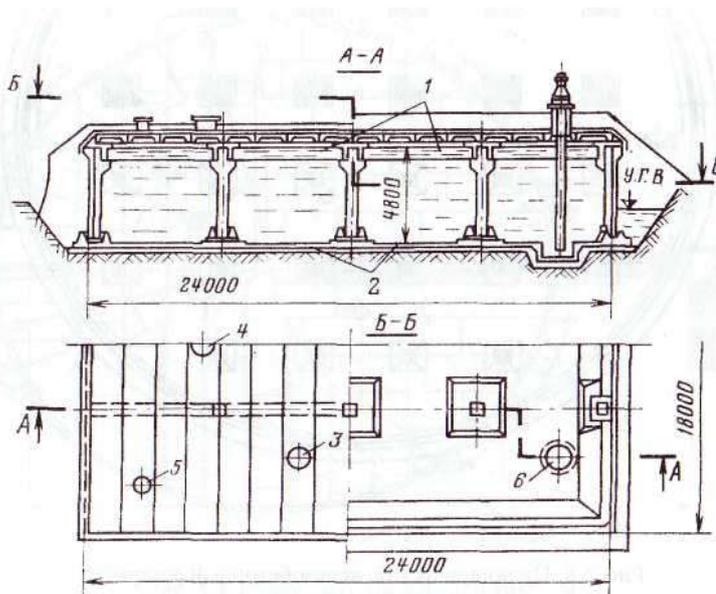


Рис. 3.1.2.3. Прямоугольный сборный железобетонный резервуар 2000 м³:

1— сборное покрытие; 2 - монолитное днище; 3 — световой люк; 4 - люк-лаз; 5 - вентиляционный патрубок; 6 – приямок

Наиболее широкое применение нашли *вертикальные цилиндрические стальные резервуары низкого давления* (рис. 3.1.1). Изготавливают такие резервуары вместимостью от 1000 до 50000 м³ из стальных листов путем их сварки. Сооружение стальных вертикальных цилиндрических резервуаров может производиться методом *полистовой сборки* и *рулонным* методом. Метод полистовой сборки заключается в поочередной сварке стальных листов в одно целое непосредственно на корпусе сооружаемого резервуара в месте его установки. Метод рулонного монтажа заключается в том, что днище и корпус резервуара сваривают в виде полотна из отдельных листов на заводе. Затем эти полотна сворачивают в рулоны и перевозят к месту монтажа резервуара. Там рулоны разворачивают, и они образуют соответственно днище или корпус резервуара. Рулонный способ значительно ускоряет процесс сооружения резервуаров. Его применяют для изготовления резервуаров вместимостью 10 тыс. м³. У резервуаров вместимостью 20 и 50 тыс. м³ толщина листов их нижних поясов весьма значительная, и это затрудняет рулонирование таких заготовок. Поэтому резервуары вместимостью 20 и 50 тыс. м³ обычно сооружают полистовым методом.

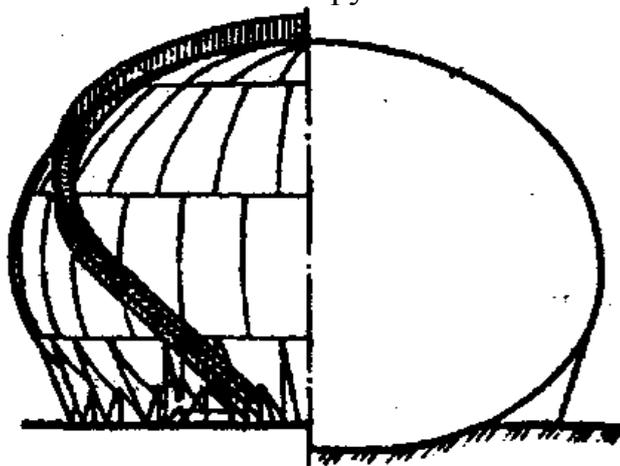


Рис. 3.1.2.4. Каплевидный резервуар

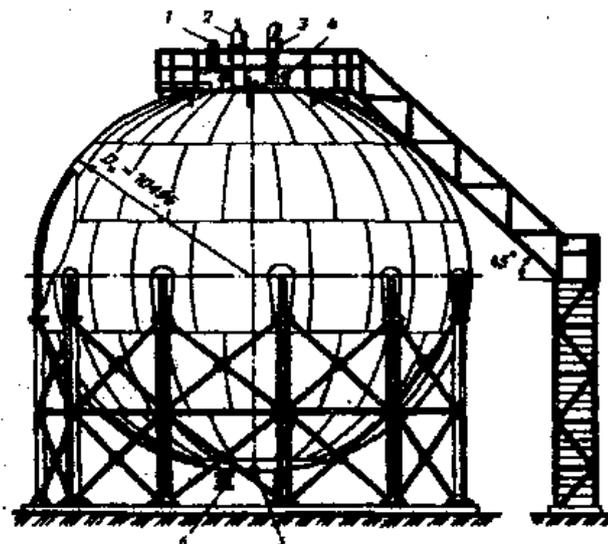


Рис. 3.1.4. Шаровой резервуар на стоечных опорах:

1 – узел дыхательной арматуры; 2 – поплавковый уровнемер; 3 – шлюзовая камера для замера уровня, температуры сжиженного газа и отбора проб; 4 – быстродействующая задвижка; 5 – дренажный кран; 6 – приемо-раздаточный патрубков

Для хранения нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов, имеющих высокую упругость паров, применяют резервуары специальных конструкций - шаровые и каплевидные (рис. 3.1.3). Такие резервуары имеют, как правило, небольшую вместимость (не выше 5000 м^3) и сооружают их в основном на нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводах.

Стоимость каплевидных (сферических) и шаровых резервуаров выше, чем вертикальных цилиндрических, из-за сложности сооружения их оболочки.

Подземные нефтехранилища позволяют создавать значительные запасы нефти и нефтепродуктов при небольших занимаемых площадях. По сравнению с наземными нефтехранилищами они более безопасны, характеризуются меньшими потерями от испарения, меньшими затратами тепла на поддержание необходимой температуры в хранилище и меньшими удельными затратами на сооружение и эксплуатацию. В состав подземных нефтехранилищ входят подземные резервуары (выработки-емкости, вспомогательные горные выработки, скважины и др.), наземные здания и сооружения.

Подземные нефтехранилища по конструкции резервуаров подразделяются на шахтные, сооружаемые горнопроходческими методами и создаваемые в горных выработках или отработанных шахтах; бесшахтные, создаваемые путем размыва каменной соли водой через скважины,

используемые впоследствии при эксплуатации нефтехранилищ. При сооружении подземных нефтехранилищ стремятся к их устройству в горных породах.

Широкое распространение получили подземные хранилища для нефтепродуктов, конденсата, сжиженных газов, сооружаемые в пластах каменной соли, имеющих очень малую проницаемость и пористость.

Вместимость единичного подземного хранилища может достигать нескольких сотен тысяч кубических метров и ограничена лишь мощностью и расположением пластов, в которых оно сооружается.

Существующая технология и техника позволяют сооружать подземные хранилища в пластах каменной соли методом выщелачивания на глубине до 1400 ÷ 1500 м и более.

Шахтные хранилища представляют собой отдельные тоннели или систему соединенных между собой горизонтальных выработок. При необходимости стенки таких тоннелей (выработок) герметизируют, чтобы устранить фильтрацию хранимого продукта в грунт. Для создания подземных хранилищ можно использовать выработанные горные выработки после их соответствующей герметизации (рис. 3.1.5).

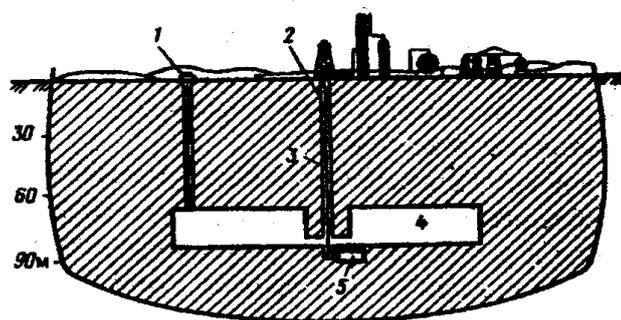


Рис. 3.1.5. Шахтное хранилище:

1 – трубопровод для заполнения хранилища нефтепродуктом; 2 – буровая скважина; 3 – эксплуатационная колонна; 4 – хранилище; 5 – насосная станция

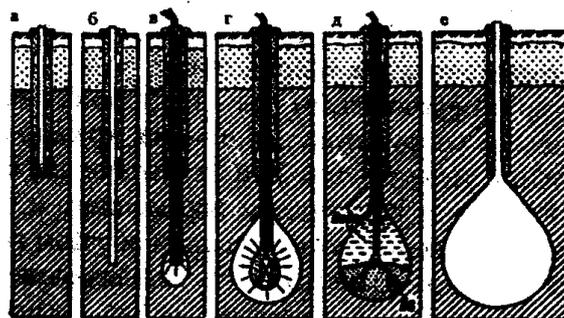


Рис. 3.1.6. Схема последовательности работ при создании хранилищ методом камуфлетного взрыва:

а – бурение скважины на начальный размер; б – обсадка скважины (цементация затрубного пространства и бурение скважины на конечный размер), в - первый «прострел» скважины; г – второй «прострел» скважины; д – взрыв основного заряда взрывчатого вещества ВВ; е – готовое подземное хранилище

Подземные хранилища могут создаваться в пластичных породах (глинах, суглинках) при помощи подземного камуфлетного взрыва. При этом бурится скважина до глубины расчетного заложения хранилища. Затем в ней взрывают один или два небольших прострелочных заряда. В образовавшейся полости размещают основной заряд взрывчатого вещества, и после его взрыва образуется готовое подземное хранилище. При этом окружающий грунт деформируется и уплотняется (рис. 3.1.6).

Ледогрунтовые хранилища сооружают в районах с многолетнемерзлыми грунтами в виде выемок (ниже нулевой изотермы). Сверху сооружают перекрытие и намораживают лед с устройством наружной теплоизоляции. Дно и боковые стены хранилища облицовывают льдом. Теплоизоляция должна обеспечивать температуру в ледяном слое хранилища не выше -3°C . Температура нефтепродукта, заливаемого в ледогрунтовые хранилища, должна быть не выше 0°C .

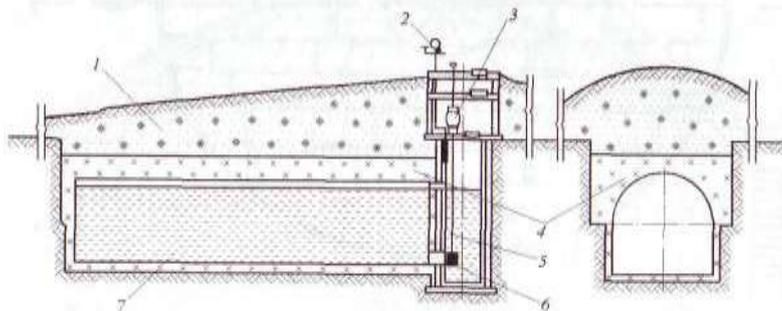


Рис. 3.1.7. Ледогрунтовое хранилище

В 1980 г. вместимость подземных нефтехранилищ составляла: во Франции - 25 млн м³, США - 65 млн м³, ФРГ - 50 млн м³.

Недостаток подземных нефтехранилищ - необходимость предотвращения накопления воды в подземных выработках из-за фильтрации грунтовых вод.

3.1.3. Хранение газа

Потребление газа происходит неравномерно в течение суток, недели, года, а магистральные газопроводы рассчитаны на определенную пропускную способность. Поэтому зимой, например, когда работает система теплоснабжения городов и поселков, ощущается недостаток газа, а летом - его избыток. Ночью газа потребляется несколько меньше, чем днем. Неодинаково потребление газа и по дням недели. Таким образом, можно говорить о суточной, недельной и сезонной неравномерности газопотребления. Наиболее ощутимо сказывается сезонная неравномерность. Для покрытия сезонной неравномерности газопотребления вблизи крупных центров потребления создают хранилища газа. Пропускная способность газопровода обычно больше, чем потребность в газе летом, но меньше, чем его потребность зимой. Поэтому летом излишек газа направляют в газохранилища, а зимой созданный за лето запас расходуется для покрытия нехватки газа.

Одним из основных способов компенсации сезонной неравномерности газопотребления является создание подземных хранилищ газа (ПХГ). Подземные газохранилища также обеспечивают надежность газоснабжения при авариях на газопроводе. Они сооружаются обычно вблизи крупных центров потребления, а также по трассе газопровода и выполняют в этом случае роль буферных хранилищ.

Различают *наземные* газохранилища - *газгольдеры* и *подземные*:

- 1) хранилища, сооруженные в пористых горных породах;
- 2) хранилища в полостях горных пород - шахтах, пещерах, рудниках, а также в отложениях каменной соли.

Газгольдер (англ. gasholder, от gas - газ и holder - держатель) - стационарное стальное сооружение для приема, хранения и выдачи газа в распределительные газопроводы или установки по его переработке и применению. Различают газгольдеры переменного и постоянного объема. В СНГ в городах применяются главным образом газгольдеры постоянного объема (высокого давления), представляющие собой цилиндрические (длиной около 17 м и диаметром около 3 м) резервуары со сферическими днищами или шаровые (диаметром около 10 м), рассчитанные на давление до 1,8 МПа.

Хранение больших объемов газа могут обеспечить только подземные хранилища.

Исходя из технико-экономических соображений, основная масса газа (80 ÷ 85 %) хранится в истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях, 15 ÷ 20 % хранится в водоносных пластах, на долю солянокаменных каверн приходится менее 1 %.

Для хранения сжиженного метана на береговых базах и при перевозке танкерами применяют специальные резервуары с мощной теплоизоляцией. Такие резервуары изготавливают или из стали, содержащей от 5 до 9 % никеля, или из алюминия высокой степени чистоты. Снаружи резервуары покрывают теплоизоляционным слоем из вакуумированного перлита и других материалов с низким коэффициентом теплопроводности.

Для хранения сжиженного метана на береговых базах все более широко применяют заглубленные в землю специально оборудованные железобетонные резервуары.

Сжиженный метан применяется также для компенсации сезонной неравномерности газопотребления.

3.1.4. Насосы и насосные станции нефтебаз

На нефтебазах с помощью насосов нефтепродукты транспортируются при их приеме и отпуске, а также при внутрибазовых перекачках.

Применяются насосы: центробежные, поршневые и шестеренные насосы. Распространены *центробежные насосы* типов НК (консольные) и НД (с рабочими колесами двустороннего входа). Консольные насосы НК одноступенчатые; их подача составляет от 30 до 140 м³/ч, а напор — от 45 до 130 м. Насосы типа НД бывают одно-, двух- и трехступенчатыми с подачей от 200 до 1700 м³/ч и напором — от 60 до 300 м. Таким образом, их параметры, как правило, значительно отличаются от параметров центробежных насосов, используемых на перекачивающих станциях магистральных трубопроводов.

Схема *поршневого насоса* простого действия изображена на рис. 3.1.8 В цилиндре (1) перемещается поршень (5). Движение поршня от привода передается через шток (6). К цилиндру присоединена клапанная коробка (4), в которой размещены два клапана: всасывающий (3), устанавливаемый на всасывающей линии, и нагнетательный (10), устанавливаемый на напорной линии. При движении поршня вправо всасывающий клапан открывается и цилиндр заполняется перекачиваемой жидкостью. Когда же поршень движется влево, всасывающий клапан закрывается и открывается нагнетательный клапан, через который перекачиваемая жидкость вытесняется в нагнетательный трубопровод.

В качестве привода поршневых насосов используются электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и паровые двигатели.

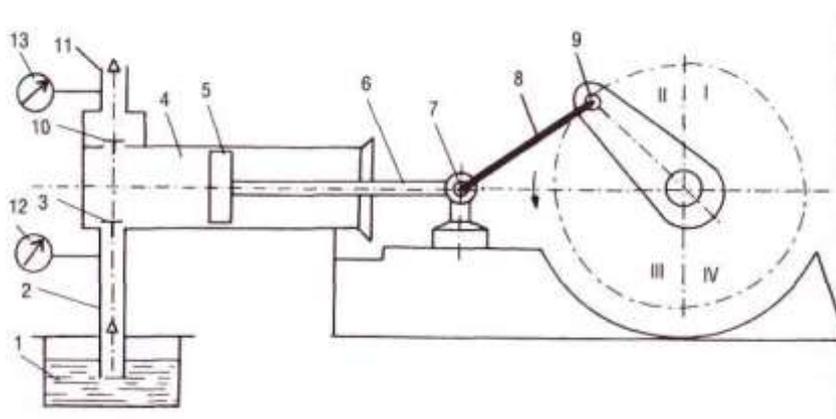


Рис. 3.1.8. Принципиальная схема насосной установки на базе поршневого насоса: 1 — опорожняемая емкость; 2 — всасывающий трубопровод; 3 — всасывающий клапан; 4 — цилиндр насоса; 5 — поршень; 6 — шток; 7 — кресткопф; 8 — шатун; 9 — кривошип; 10 — нагнетательный клапан; 11 — напорный трубопровод; 12 — вакуумметр; 13 — манометр

Шестеренный насос состоит из корпуса, в котором помещены две (три) находящиеся в зацеплении крупнозубые шестерни (рис. 3.1.9). Корпус охватывает шестерни с небольшим зазором. При вращении шестерни зубья выходят из зацепления в зоне всасывания. При этом освобождается некоторый объем и в данной зоне образуется разрежение. В насос засасывается жидкость, которая захватывается зубьями и переносится во впадинах между зубьями в зону нагнетания.

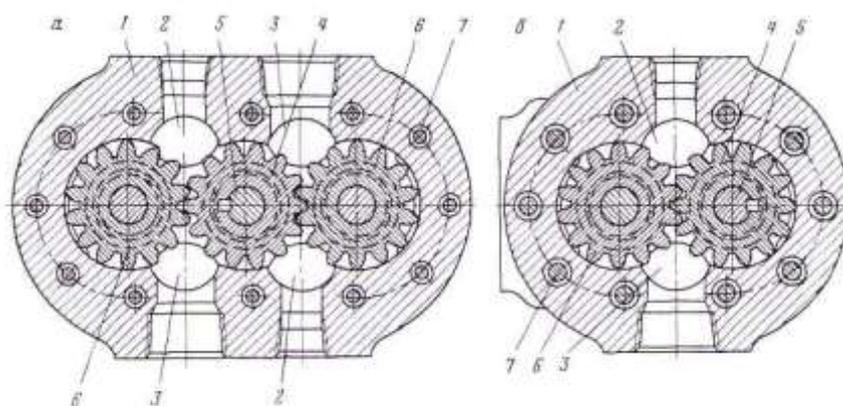


Рис. 3.1.9. Схема шестеренного насоса-мотора:

а — с тремя шестернями; б — с двумя шестернями; 1 — корпус; 2 и 3 — полость соответственно нагнетания и всасывания; 4 и 5 — ведущая и ведомая шестерни; 6 — болт.

Выбор типа насоса определяется:

- 1) свойствами перекачиваемого нефтепродукта (вязкость, давление насыщенных паров);
- 2) необходимой подачей нефтепродукта;
- 3) необходимым напором;
- 4) обеспеченностью нефтебазы электроэнергией и паром.

Центробежные насосы используются для перекачки маловязких нефтепродуктов. Область применения поршневых и шестеренных насосов — перекачка высоковязких нефтепродуктов. Кроме того, их используют там, где требуются самовсасывающие насосы (например, при операциях по зачистке вагонов-цистерн и барж).

Количество и марку насосов выбирают в соответствии с необходимыми подачей и напором.

Насосные станции делят на стационарные и передвижные. В стационарных насосных (наземных, полуподземных и подземных) станциях оборудование смонтировано на неподвижных фундаментах и связано с емкостями постоянными жесткими соединениями трубопроводов. Оборудование передвижных насосных станций устанавливается на автомашинах, прицепах, баржах или понтонах (плавучие станции). Передвижные насосные станции служат для перекачки нефтепродуктов там, где нецелесообразно строить стационарную насосную станцию (на временных складах, на судоходных реках и т. д.).

По роду перекачиваемых нефтепродуктов имеются насосные станции для перекачки светлых и темных нефтепродуктов и смешанные.

Насосные станции, предназначенные для перекачки легковоспламеняющихся нефтепродуктов, оборудуются естественной вентиляцией с применением дефлекторов или искусственной вентиляцией с применением вентиляционных установок.

3.1.5. Подземное хранение нефтепродуктов

Подземное хранение нефтепродуктов в горных выработках получило довольно широкое распространение за рубежом (1). 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 глубоких взрывов;
- шахтные хранилища;
- льдогрунтовые хранилища.

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

3.2. Хранение и распределение газа

3.2.1. Газораспределительные сети

Газораспределительной сетью называют систему трубопроводов и оборудования, служащую для транспорта и распределения газа в населенных пунктах.

Газ в газораспределительную сеть поступает из магистрального газопровода через газораспределительную станцию. В зависимости от давления различают следующие типы газопроводов систем газоснабжения:

- высокого давления (0,3...1,2 МПа);
- среднего давления (0,005...0,3 МПа);
- низкого давления (менее 0,005 МПа).

В зависимости от числа ступеней понижения давления в газопроводах системы газоснабжения населенных пунктов бывают одно-, двух- и трехступенчатые (рис. 3.1.20):

1) одноступенчатая — это система газоснабжения, при которой распределение и подача газа потребителям осуществляются по газопроводам только одного давления (как правило, низкого); она применяется в небольших населенных пунктах;

2) двухступенчатая система обеспечивает распределение и подачу газа потребителям по газопроводам двух категорий: среднего и низкого или высокого и низкого давлений; она рекомендуется для населенных пунктов с большим числом потребителей, размещенных на значительной территории;

3) трехступенчатая — это система газоснабжения, где подача и распределение газа потребителям осуществляются по газопроводам и низкого, и среднего и высокого давлений; она рекомендуется для больших городов.

При применении двух- и трехступенчатых систем газоснабжения дополнительное редуцирование газа производится на газорегуляторных пунктах (ГРП).

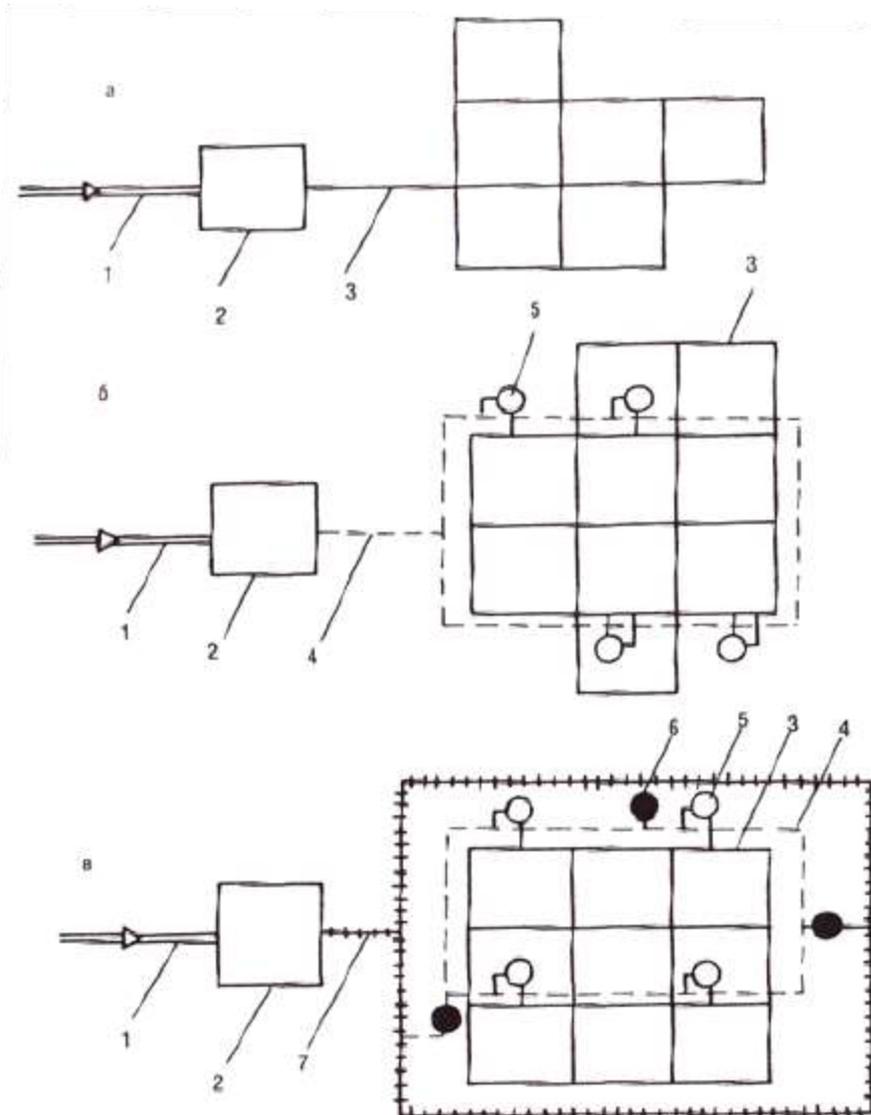


Рис. 3.2.1. Принципиальная схема газоснабжения населенных пунктов: а — одноступенчатая; б - двухступенчатая; в - трехступенчатая; 1 — отвод от магистрального газопровода; 2 — ГРС; 3 — газопровод низкого давления; 4 — газопровод среднего давления; 5, 6 -газорегуляторный пункт; 7 — газопровод высокого давления

Газопроводы низкого давления в основном используют для газоснабжения жилых домов, общественных зданий и коммунально-бытовых предприятий. Газопроводы среднего и высокого (до 0,6 МПа) давлений предназначены для подачи газа в газопроводы низкого давления через городские ГРС, а также для газоснабжения промышленных и крупных коммунальных предприятий. По газопроводам высокого (более 0,6 МПа) давления газ подается к промышленным потребителям, для которых это условие необходимо по технологическим требованиям.

По **назначению** в системе газоснабжения различают распределительные газопроводы, газопроводы-вводы и внутренние газопроводы. *Распределительные газопроводы* обеспечивают подачу газа от источников газоснабжения до газопроводов-вводов. *Газопроводы-вводы* соединяют распределительные газопроводы с внутренними газопроводами зданий. *Внутренним* называют газопровод, идущий от газопровода-ввода до места подключения газового прибора, теплоагрегата и т. п.

По **расположению в населенных пунктах** различают наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые, межпоселковые) и внутренние (внутрицеховые, внутридомовые) газопроводы.

По **местоположению относительно поверхности земли** различают подземные и надземные газопроводы.

По **материалу труб** различают газопроводы металлические (стальные, медные) и неметаллические (полиэтиленовые, асбоцементные и др.).

Подключение и отключение отдельных участков газопроводов и потребителей газа осуществляют с помощью запорной арматуры — задвижек, кранов, вентилях. Кроме того, газопроводы оборудуют следующими устройствами: конденсатосборниками, линзовыми или гибкими компенсаторами, контрольно-измерительными пунктами и т. п.

3.2.2. Газорегуляторные пункты

Газорегуляторные пункты (ГРП) устанавливаются в местах соединения газопроводов различного давления. ГРП предназначены для снижения давления и автоматического поддержания его на заданном уровне.

Схема ГРП приведена на рис. 3.1.21. Она включает в себя входной газопровод (1), задвижки (2), фильтр (3), предохранительный клапан (4), регулятор давления (5), выходной (6) газопровод, манометры (7). Газ, поступающий на ГРП, сначала очищается в фильтре (3) от механических примесей. Затем проходит через предохранительный клапан (4), который служит для автоматического перекрытия трубопровода в случае повышения выходного давления сверх заданного, что свидетельствует о неисправности регулятора давления (5). Контроль за работой регулятора (5) ведется также с помощью манометров (7).

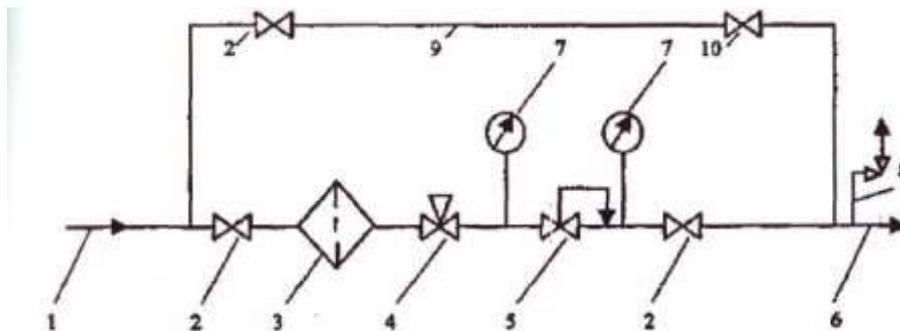


Рис. 3.2.2. Технологическая схема ГРП: 1 — входной газопровод;

2 — отключающие устройства; 3 — фильтр; 4 — предохранительный запорный клапан; 5 — регулятор давления; 6 — выходной газопровод; 7 — манометр; 8 — предохранительный сбросной клапан; 9 — байпас; 10 — регулирующая задвижка на байпасе

Некоторые ГРП оборудуются приборами для измерения количества газа: диафрагмами в комплекте с дифференциальными манометрами или ротационными счетчиками.

3.2.3. Сжиженные углеводородные газы в системе газоснабжения

Наряду с природным газом в системе газоснабжения широко используются сжиженные газы (пропан, бутан и др.).

В зависимости от расхода газа, климатических условий и вида потребителей системы их снабжения сжиженными газами подразделяются на следующие типы:

- 1) индивидуальные и групповые баллонные;
- 2) групповые резервуарные с естественным или искусственным испарением;
- 3) групповые резервуарные установки по получению взрывобезопасных смесей газа с воздухом.

Индивидуальной баллонной установкой называют установку, имеющую не более 2-х баллонов со сжиженным газом. Данные установки предназначены, в основном, для газоснабжения потребителей с небольшим расходом газа, например, отдельных квартир, садовых домиков и т. п. Сжиженный газ в данном случае хранится в баллонах объемом 5,27 или 50 л, которые размещаются либо на улице (в специальных шкафах), либо в помещении.

Групповые баллонные установки используются для газоснабжения жилых многоквартирных зданий, мелких коммунально-бытовых и промышленных предприятий. В их состав входит более 2-х баллонов сжиженного газа. Суммарный объем баллонов не должен превышать 600 л

при расположении шкафа с ними около зданий и 1000 л — при размещении шкафа вдали от зданий.

Групповые баллонные установки оснащаются регулятором давления газа, общим отключающим устройством, показывающим манометром, сбросным предохранительным клапаном.

4. ОБЪЕКТЫ И СООРУЖЕНИЯ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

4.1. Магистральные компрессорные станции (КС).

4.1.1. Принципиальная технологическая схема КС

Компрессорные станции предназначены для транспортирования газа от месторождений или подземных хранилищ до потребителя. Компрессорные станции (КС) располагаются по трассе газопровода в соответствии с гидравлическим расчетом при соблюдении нормативных разрывов от границ КС до зданий и сооружений населенных пунктов, вахтенных поселков и промышленных предприятий.

Технологической схемой КС предусматриваются следующие технологические процессы:

- очистка газа;
- сжатие (компримирование) газа;
- охлаждение газа после сжатия.

В состав КС входят следующие основные и вспомогательные установки и системы:

- блок очистки газа;
- компрессорный цех/система блок-контейнеров;
- системы охлаждения газа, масла и воды;
- система подготовки топливного, пускового, импульсного газа и газа на собственные нужды;
- система сбора и утилизации конденсата;
- маслохозяйство;
- система тепло- и электроснабжения;
- система контроля и управления;
- система водоснабжения, канализации и очистки сточных вод;
- система связи;
- система пожаротушения;
- служебно-эксплуатационный и ремонтный блок;
- открытая стоянка техники с воздухоподогревом; складские помещения;
- узел приема и пуска средств очистки и диагностики.

На компрессорных станциях газопроводов в качестве нагнетателей применяют

- поршневые газомотокомпрессоры (ГМК);
- центробежные нагнетатели;

Поршневые газомотокомпрессоры (ГМК) представляют собой газоперекачивающий агрегат (ГПА) в котором объединены привод и компрессор для сжатия газа. Производительность составляет 0,5- 8 млн. м³ в сутки, давление сжатия газа достигает 1,5-12,5 МПа (30). Область преимущественного применения ГМК – трубопроводы для перекачки нефтяного газа и станции подземного хранения газа (ПХГ). Применяются агрегаты: 10ГК, 8ГК, 10ГКН1, 84ГКР1, ГПА- 5000 и др.

На магистральных газопроводах пропускной способностью более 10 м³/сут. применяют центробежные нагнетатели с газотурбинным приводом или электроприводом с потребляемой мощностью до 10 000 кВт (2,30).

Применяемые центробежные нагнетатели: 280-11, 370-13-1, НГ-280-9, Н-300-1,23 и др. Применяется асинхронные электродвигатели типа АФЗ-4500—1500 и синхронные электродвигатели типа СТМ—4000-2 (30).

Выпускаются газотурбинные установки (ГТУ): ГТ-700-4, ГТК-5, ГТК-10, ГТН-9-750 и др.

4.1.1.1. Установка очистки газа

В *установке очистки газа* компримируемый газ очищается от жидкостных и механических примесей для предотвращения загрязнения и эрозии оборудования и трубопроводов КС. Блоки установки состоят из пылеуловителя, технологических трубопроводов с запорной арматурой, контрольно-измерительных приборов и трубных проводок к ним, металлоконструкций. Схемы пылеуловителей приведены ниже (рис. 4.1.1. и 4.1.2.).

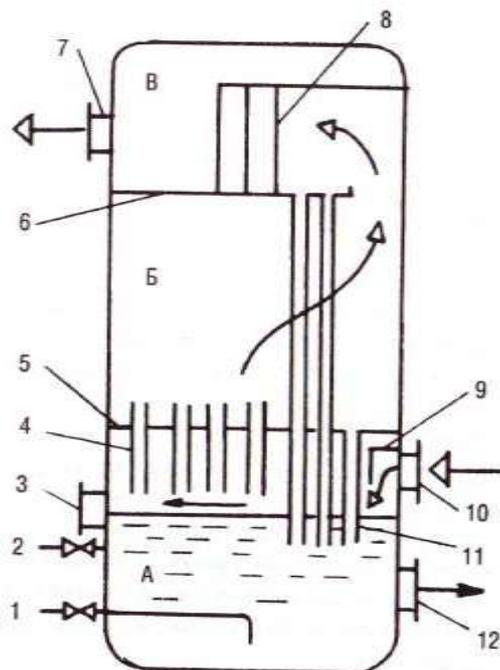


Рис. 4.1.1. Принципиальная схема вертикального масляного пылеуловителя: 1 — трубка для слива загрязненного масла; 2 — трубка для долива свежего масла; 3 — указатель уровня; 4 — контактные трубки; 5, 6 — перегородки; 7 — патрубок для вывода газа; 8 — скруббер; 9 — козырек; 10 — патрубок для ввода газа; 11 — дренажные трубки; 12 — люк для удаления илама

Очищаемый газ входит в аппарат через патрубок (10) и упираясь в козырек (9), он меняет направление своего движения. Крупные же частицы механических примесей, пыли и жидкости по инерции продолжают двигаться горизонтально. При ударе о козырек их скорость гасится, и под действием силы тяжести они выпадают в масло. Далее газ направляется в контактные трубки (4), нижний конец которых расположен в 20...50 мм над поверхностью масла. При этом газ увлекает за собой в контактные трубки масло, где оно обволакивает взвешенные частицы пыли.

В осадительной секции скорость газа резко снижается. Выпадающие при этом крупные частицы пыли и жидкости по дренажным трубкам (11) стекают вниз. Наиболее легкие частицы из осадительной секции увлекаются газовым потоком в верхнюю скрубберную секцию В. Основной элемент — скруббер, состоящий из нескольких рядов перегородок (8), расположенных в шахматном порядке. Проходя через лабиринт перегородок, газ многократно меняет направление движения, а частицы масла по инерции ударяются о перегородки и стекают сначала на дно скрубберной секции, а затем по дренажным трубкам (11) в нижнюю часть пылеуловителя.

Очищенный газ выходит из аппарата через газоотводящий патрубок (7).

Осевший на дно пылеуловителя шлам периодически (раз в 2...3 месяца) удаляют через люк (12). Загрязненное масло через трубку (1) сливают в отстойник. Взамен загрязненного в пылеуловитель по трубе (2) доливается очищенное масло. Контроль за его уровнем ведется по шкале указателя уровня (3).

Наряду с «мокрым» для очистки газов от твердой и жидкой взвеси применяют и «сухое» пылеулавливание. Наибольшее распространение получили циклонные пылеуловители

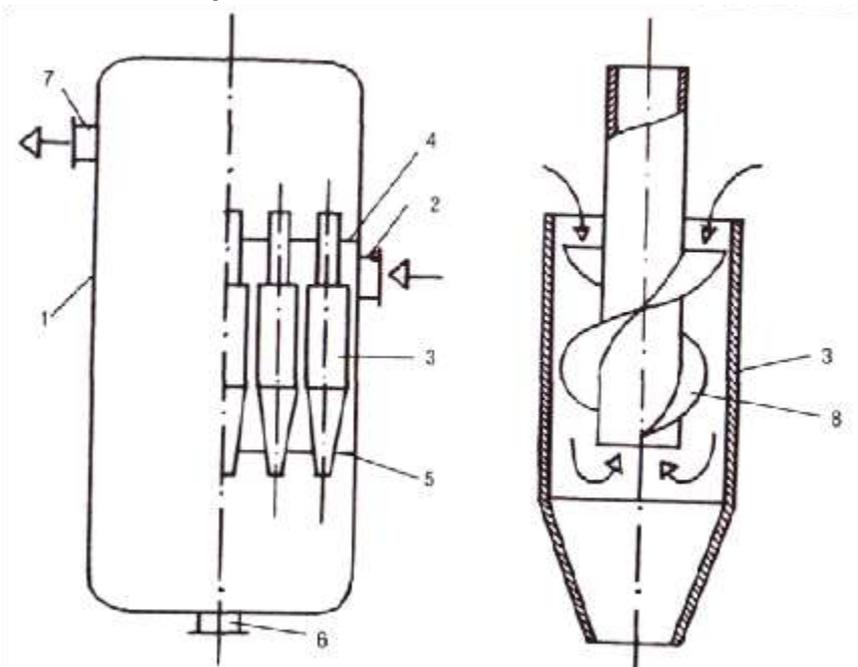


Рис. 4.1.2. Принципиальная схема циклонного пылеуловителя: 1 — корпус; 2 — патрубок для ввода газа; 3 — циклон; 4,5 — перегородки; 6 — патрубок для удаления шлама; 7 — патрубок для вывода газа; 8 — винтовые лопасти

Схема циклонного пылеуловителя, приведена на рис. 4.5.6. Газ входит в аппарат через патрубок (2) и попадает в батарею циклонов (3). Под действием центробежной силы твердые и жидкие частицы отбрасываются к периферии, затормаживаются о стенку циклона и выпадают в нижнюю часть аппарата, откуда выводятся через патрубок (6). А очищенный газ, изменяя направление движения, попадает в верхнюю часть аппарата, откуда выводится через патрубок (7).

В товарном газе содержание мехпримесей не должно превышать $0,05 \text{ мг/м}^3$.

Для **осушки газа** используются следующие методы:

- охлаждение;
- абсорбция;
- адсорбция.

4.1.1.2 Установка охлаждения газа

Установка охлаждения газа состоит из аппаратов воздушного охлаждения (АВО). Охлаждение газа после компримирования положительно влияет на устойчивость газопровода, увеличение его производительности, улучшение условий работы антикоррозийной изоляции.

Число аппаратов воздушного охлаждения определяется в каждом конкретном случае по тепловым и гидравлическим расчетам газопровода, исходя из температуры наружного воздуха и оптимальной температуры транспорта газа. Рабочая температура среды: на входе в аппарат — до 70 °С, на выходе из аппарата — не более 45°С. Каждый аппарат имеет отключающую арматуру.

4.2. Газораспределительные станции (ГРС)

Газораспределительные станции (ГРС) предназначены для подачи газа потребителю в обусловленных количествах, с определенным давлением, степенью очистки и одоризации. В настоящее время в основном применяются блочно-комплектные автоматизированные газораспределительные станции(1).

Блочно-комплектные автоматизированные ГРС (БК АГРС) комплектуются и собираются на заводах и после испытаний в виде крупных транспортабельных блоков, состоящих из оборудования, ограждающих конструкций, систем управления и защиты, поставляются на строительные площадки. После установки блоков на проектные отметки, сборки внутренних соединительных трубопроводов, присоединения к внешним коммуникациям вводятся в эксплуатацию без разборки и ревизии.

Параметрический ряд БК АГРС включает в себя следующие типоразмеры:

- на входное давление 5,6 МПа производительностью (тыс. м³/ч): 1; 3; 10; 40; 80; 40/80; 160; 80/80; 200; 40/160; 300; 100/20; 600; 40/40;
- на входное давление 7,5 МПа производительностью: 3; 5; 25- 40- 80- 40/40; 40/80; 100; 80/80.

4.2.1. Газорегуляторные пункты и установки.

Принципиальная схема газорегуляторного пункта

Газорегуляторные пункты предназначены для снижения давления газа, поступающего к потребителю, до необходимого и автоматического его поддержания постоянным независимо от расхода газа и колебания его давления до ГРП. Принципиальная схема ГРП приведена на рис. 4.3.2. Кроме того, на ГРП осуществляют очистку газа от механических примесей, контроль за входным и выходным давлением и температурой, учет расхода (в случае отсутствия специального пункта измерения расхода), предохранение от

возможного повышения или понижения давления газа в контролируемой точке газопровода сверх допустимых пределов.

В зависимости от входного давления различают ГРП среднего (свыше 0,005 до 0,3 МПа) давления и высокого (от 0,3 до 1,2 МПа) давления. По назначению ГРП могут быть общегородскими, районными, квартальными и объектовыми.

Состав оборудования газорегуляторного пункта

В соответствии с назначением в состав ГРП входят следующие элементы:

- регулятор давления (РД), понижающий давление газа и поддерживающий его на заданном уровне;
- предохранительное запорное устройство (ПЗУ), прекращающее подачу газа при повышении или понижении его давления после регулятора сверх заданного;
- фильтр для очистки газа от механических примесей;
- контрольно-измерительные приборы (КИП) для измерения давления (манометры), перепада давления на фильтре (дифманометры), учета расхода газа (расходомеры), температуры газа (термометры);
- импульсный и сбросной трубопроводы;
- запорные устройства (задвижки, краны);
- обводной газопровод (байпас) для снабжения газом потребителей в период ревизии оборудования и ремонта. На байпасе предусматривается монтаж последовательно двух отключающих устройств. Для ГРП с входным давлением более 0,6 МПа и пропускной способностью более 5000 куб. м вместо байпаса дополнительно монтируется резервная нитка.

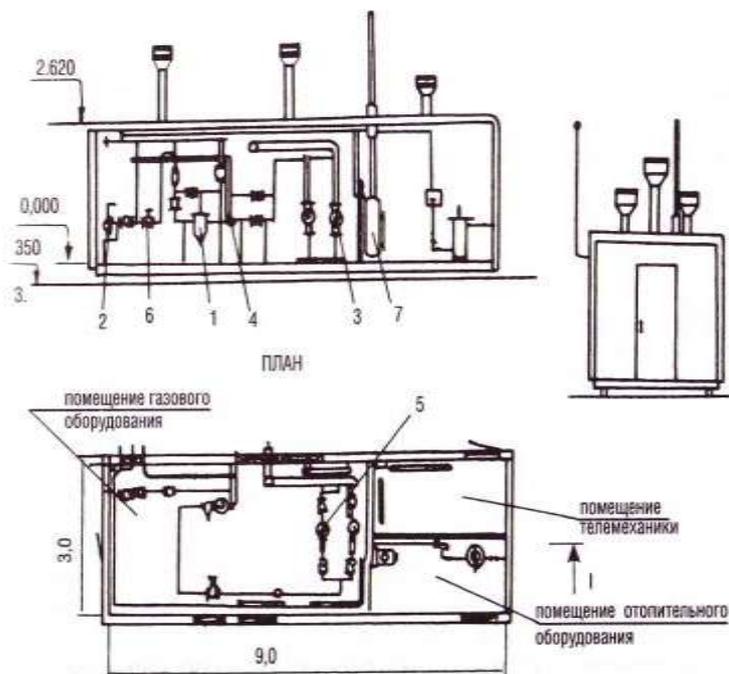


Рис. 4.2.1. Принципиальная схема ГРП: 1 — фильтр газовый; 2, 3 — регуляторы давления; 4 — клапан предохранительный сбросный; 5 — клапан запорно-предохранительный; 6 — клапан предохранительный ПП; 7 — газовый отопительный аппарат АОГВ

В зависимости от назначения и технической целесообразности ГРП размещаются:

- в отдельно стоящих зданиях, как правило, в блок-боксах;
- в пристройках к зданиям;
- встраиваются в одноэтажные производственные здания или котельные;
- в шкафах на наружных стенах газифицируемых зданий или на отдельно стоящих опорах из негорючих материалов;
- на покрытиях газифицируемых производственных зданий I и II степени огнестойкости с негорючим утеплителем;
- на открытых огражденных площадках под навесом на территории промышленных предприятий, если климатические условия позволяют обеспечить нормальную работу технологического оборудования и приборов КИПиА.

Устанавливать ГРП в подвальных и цокольных помещениях зданий любого назначения, а также встраивать и пристраивать к жилым и общественным зданиям не допускается.

4.3. Нефтеперекачивающие станции (НПС)

4.3.1. Технологическое оборудование и сооружения НПС

Типы нефтеперекачивающих станций

Нефтеперекачивающие станции предназначены для транспортирования нефти от месторождений до потребителя. НПС магистральных нефтепроводов разделяются на головные и промежуточные (1).

Головные **НПС** предназначены для приема нефти с нефтепромыслов и перекачки ее из резервуаров в магистральный трубопровод.

Принципиальная технологическая схема головной НПС приведена на рис. 4.2.2.

Она включает в себя подпорную насосную (1), площадку фильтров и счетчиков (2), магистральную насосную (3), площадку регуляторов давления (4), площадку пуска скребков (5) и резервуарный парк (6). Нефть с промысла направляется на площадку (2), где сначала очищается в фильтрах-грязеуловителях от посторонних предметов, а затем проходит через турбинные расходомеры, служащие для оперативного контроля за ее количеством. Далее она направляется в резервуарный парк (6), где производится ее отстаивание от воды и мехпримесей, а также осуществляется коммерческий учет. Для закачки нефти в трубопровод используются подпорная (1) и магистральная (3) насосные. По пути нефть проходит через площадку фильтров и счетчиков (2) с целью оперативного учета, а также площадку регуляторов давления (4) с целью установления в магистральном нефтепроводе требуемого расхода. Площадка (5) служит для запуска в нефтепровод очистных устройств — скребков.

Промежуточные НПС предназначены для повышения давления перекачиваемой нефти в магистральном трубопроводе. Промежуточные НПС размещают по трассе нефтепровода в соответствии с гидравлическим расчетом через 50—200 км. Технологическая схема промежуточной НПС приведена на рис. 4.4.2.

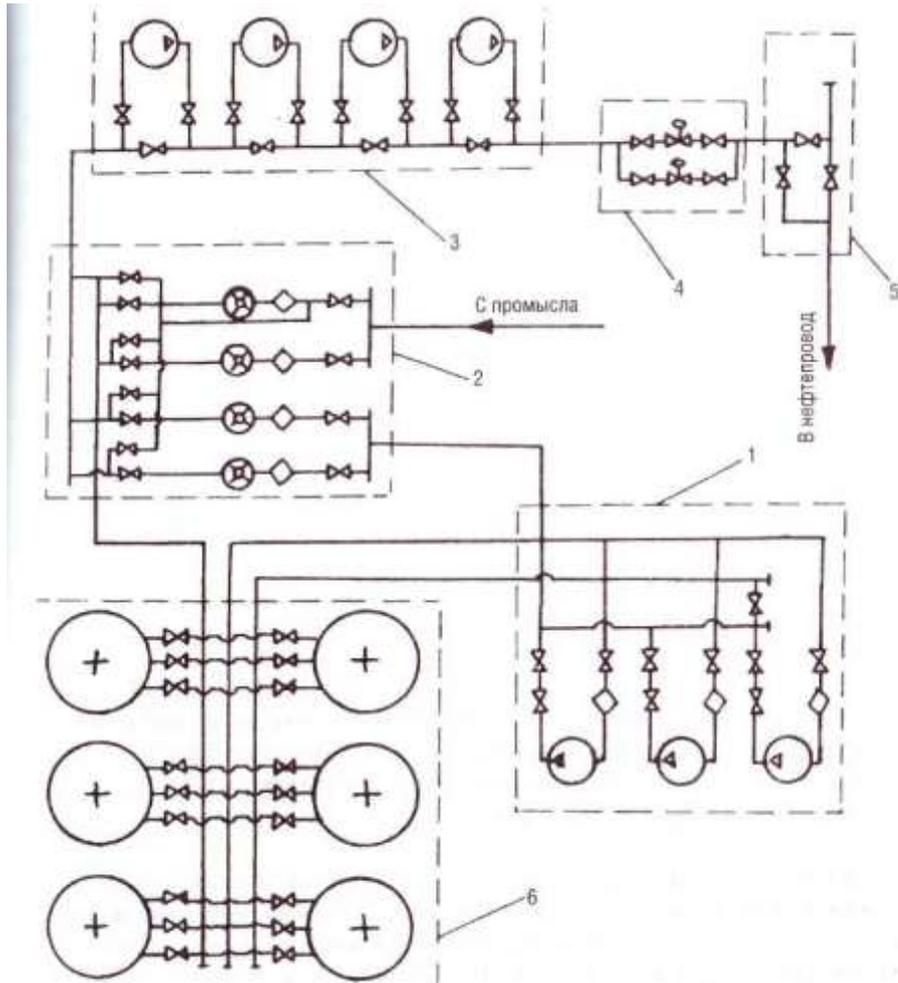


Рис. 4.2.2. Технологическая схема головной нефтеперекачивающей станции: 1 — подпорная насосная; 2 — площадка фильтров и счетчиков; 3 — основная насосная; 4 — площадка регуляторов; 5 — площадка туска скребков; 6 — резервуарный парк

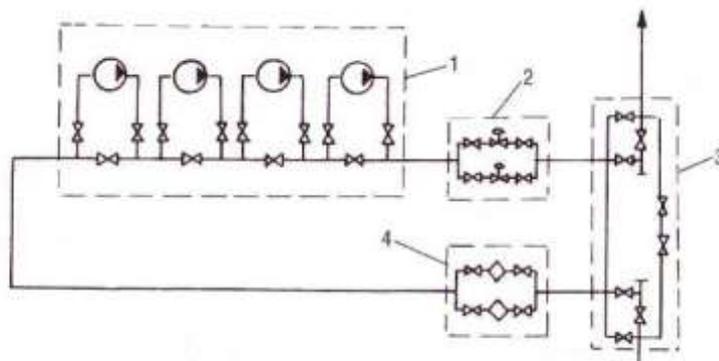


Рис. 4.2.3. Технологическая схема промежуточной перекачивающей станции: 1 — основная насосная; 2 — помещение с регулирующими клапанами; 3 — устройство приема и пуска скребка; 4 — площадка с фильтрами-грязеуловителями

Для обеспечения достаточно надежного уровня синхронной работы смежных НПС магистральные трубопроводы разбивают на эксплуатационные участки, среднюю длину которых принимают в пределах 400—600 км. Расстояния между НПС определяются гидравлическим расчетом в зависимости от рабочего давления и пропускной способности нефтепровода при соблюдении нормативных разрывов от границ НПС до зданий и сооружений населенных пунктов, вахтенных поселков и промышленных предприятий.

Основные технологические процессы на НПС

Технологической схемой НПС предусматриваются следующие *технологические процессы*:

- перекачка нефти по схеме «из насоса в насос»;
- автоматический переход на перекачку нефти по магистральному нефтепроводу мимо станции в случае ее остановки;
- обратная перекачка нефти по магистральному нефтепроводу;
- прием и пуск средств диагностики без остановки станции;
- сброс нефти от ударной волны в резервуар-сборник нефти;
- сбор утечек от насосов, опорожнение самотеком фильтров-грязеуловителей и приемных трубопроводов блока системы сглаживания волн в резервуар-сборник нефти;
- откачка нефти из резервуара-сборника вертикальным насосным агрегатом в приемный трубопровод основных насосов;
- опорожнение наземных участков трубопроводов нефтеперекачивающей станции от нефти при ремонтных работах;
- при достижении аварийного уровня нефти в резервуарах-сборниках нефти предусматривается отключение насосных агрегатов, а затем отключение от магистрального трубопровода;
- размыв парафина в резервуаре-сборнике нефтью при помощи вертикального насосного агрегата;
- оперативный учет нефти, поступающей на НПС, а также контроль крупных утечек с помощью ультразвукового счетчика.

Состав объектов и сооружений НПС

В состав НПС входят следующие *основные и вспомогательные установки и сооружения*:

- магистральная насосная;
- маслохозяйство;
- сборник нефти сброса ударной волны утечек и дренажа;

- емкость для аварийного сбора нефти;
- насосы погружные высоконапорные;
- регуляторы давления;
- система сбора и утилизации нефтеутечек;
- система тепло- и электроснабжения;
- система контроля и управления;
- система водоснабжения, канализации и очистки сточных вод;
- система связи;
- система пожаротушения;
- служебно-эксплуатационный и ремонтный блок;
- открытая стоянка техники с воздухоподогревом;
- складские помещения;
- септик с насосной установкой;
- канализационная насосная станция нефтесодержащих стоков;
- канализационная насосная станция очищенных сточных вод;
- станция биологической очистки сточных вод со сборниками отстаиваемых сточных вод;
- сборник уловленной нефти с насосной установкой;
- узел приема и пуска средств очистки и диагностики. Территория НПС разделена на две зоны: производственную и служебно-производственного комплекса.

Насосные агрегаты и сопутствующее оборудование

Магистральные насосные оснащаются насосными агрегатами, технические характеристики которых приведены в разделе 2.7.

5. СООРУЖЕНИЕ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ

5.1. Технология и организация выполнения работ подготовительного периода

В зависимости от организационной, технологической и экономической подготовки строительства трубопроводного объекта в подготовительном периоде выделяют три этапа (ВСН 004-88):

организационный;

мобилизационный;

подготовительно-технологический.

На **организационном** этапе рассматривается и согласуется проектно-сметная документация, необходимая для начала строительства данного трубопроводного объекта, прорабатываются вопросы комплектации и социального развития.

На **мобилизационном** этапе должны выполняться внедрассовые подготовительные работы.

На подготовительно-технологическом этапе следует выполнять вдольтрассовые подготовительные работы.

Мероприятия, выполняемые на **организационном** этапе до начала строительно-монтажных работ подразделяются на:

- мероприятия строительной организации;

- мероприятия по подготовке строительства конкретного объекта.

Мероприятия строительной организации должны предусматривать развитие производственной базы, в том числе: комплектацию парка машин и механизмов, подготовку кадров, решение вопросов социального развития.

Организационный этап инженерной подготовки строительного производства трубопроводного объекта должен включать следующие мероприятия:

- рассмотрение и приемку утвержденной в установленном порядке проектно-сметной документации;

- заключение договоров подряда-субподряда на капитальное строительство;

- открытие финансирования строительства;

- приемку трассы трубопровода от заказчика в натуре и получение разрешения на строительство;

- получение лесопорубочных билетов;

- разработку проектов производства работ.

Основанием для строительства магистрального трубопровода должно служить наличие следующих документов:

- утвержденного проекта (рабочего проекта) и сводного сметного расчета стоимости строительства или выписок из них, когда строительство осуществляется несколькими генподрядными организациями;

- рабочих чертежей и утвержденных смет по рабочим чертежам (объектных и локальных);

- разрешения соответствующих ведомств и эксплуатационных служб на право выполнения строительно-монтажных работ;

- утвержденного проекта производства работ;

При рассмотрении проекта (рабочего проекта) генподрядчик и субподрядные организации должны проверить соответствие разделов проекта организации строительства требованиям СНиП 1.02.01-85, СНиП 3.01.01-85 "Организация строительного производства".

При сдаче трассы заказчик обязан создать геодезическую разбивочную основу для строительства и не менее чем за 10 дней до начала выполнения строительно-монтажных работ передать поэтапно подрядчику техническую

документацию на нее и закрепленные на полосе строительства пункты основы в соответствии со СНиП 3.01.03-84 "Геодезические работы в строительстве".

Одновременно с приемкой трассы трубопровода должна быть осуществлена приемка оси линии технологической связи.

На мобилизационном этапе с учетом конкретных условий строительства должны выполняться следующие внетрассовые подготовительные работы:

сооружение временных на период строительства жилых городков и объектов культурно-бытового назначения, баз централизованного технического обслуживания машин, сетей электро-, водо- и теплоснабжения, канализации, радио- и телефонной связи и системы диспетчерской связи, подъездных дорог, сварочных и изоляционных баз, складов, вертолетных площадок и причалов;

приемка и складирование труб, материалов и оборудования;

открытие карьеров;

сварка труб в секции, изоляция в базовых условиях и изготовление криволинейных вставок.

Вопросы выбора и сооружения подъездных дорог, а также организация работы транспорта должны быть решены в проекте организации строительства при разработке транспортных схем.

Для хранения наиболее объемных строительных грузов - труб, трубных секций и железобетонных пригрузов должны устраиваться временные на период строительства склады, которые располагаются в пунктах разгрузки (прирельсовые), при сварочных базах (базовые), в различных точках трассы (трассовые склады). Количество различных видов складов должно быть обосновано транспортной схемой в составе проекта организации строительства.

Площадки для приема вертолетов должны устраиваться при жилых городках, сварочных базах, в местах сосредоточенных работ (переходы рек, узлы подключения КС и НС), вблизи трассы согласно проекту организации строительства.

На мобилизационном этапе должен быть создан запас труб не менее 50-80% всего запланированного количества, а в районах со сложными природно-климатическими условиями - 100%.

Генеральный проектировщик должен обеспечить генподрядчика проектно-сметной документацией на "Временные здания и сооружения", куда входят полевые жилгородки, базы сварки, изоляции, технического обслуживания, а также их инженерное обеспечение. Он же осуществляет вместе с заказчиком отвод территорий под их размещение в соответствии с прил.2 СНиП 3.01.01-85 "Организация строительного производства".

Для доставки материалов на объекты должна быть использована преимущественно существующая дорожная сеть, а в необходимых случаях (если нет дорог) построены временные подъездные дороги (Рис. 5.1.1).

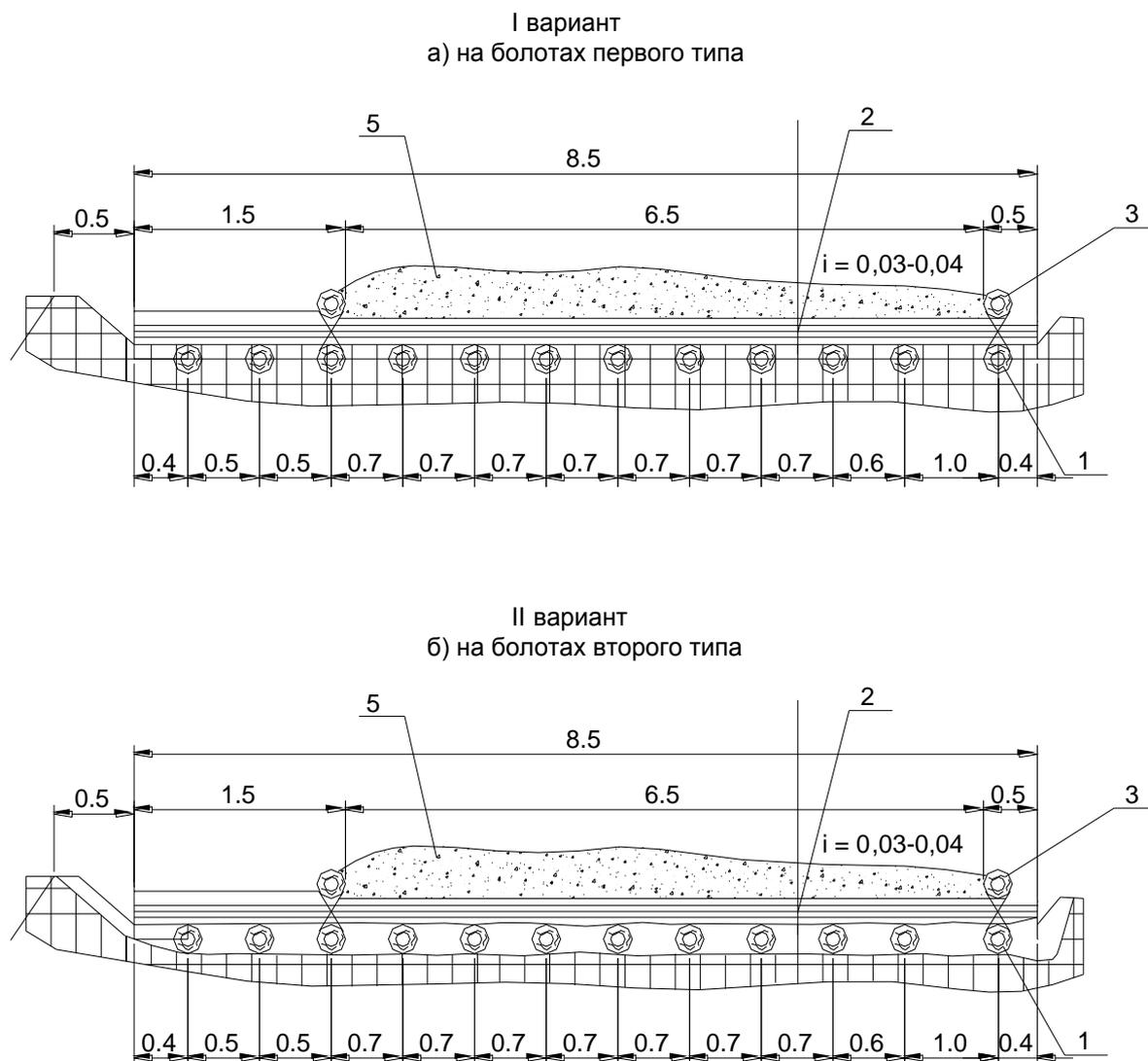


Рис. 5.1.1. Конструктивные схемы технологических лежневых дорог [проект ТомскНИПИнефть] 1. Продольные лежни; 4. Хвост и лесосечные отходы; 2. Лаги поперечного настила толщиной 20 – 30 см в плотном теле; 3. Отбойный брус; 5. Слой минерального дренажирующего грунта толщиной 30 – 50 см

Существующие дороги (если это необходимо) следует отремонтировать и в дальнейшем поддерживать в рабочем состоянии.

В зимний период для подъезда к строительным площадкам должны быть оборудованы зимние и ледовые дороги, ледовые переправы в соответствии с проектом.

На **подготовительно-технологическом** этапе должны выполняться первоочередные и совмещенные вдольтрассовые работы:

восстановление закрепления оси трассы и пикетажа, детальная разбивка горизонтальных и вертикальных кривых, разметка строительной полосы, выноска пикетов за ее пределы;

расчистка строительной полосы от леса и кустарника, корчевка пней;

снятие и складирование в специально отведенных местах плодородного слоя почвы;

планировка строительной полосы, уборка валунов, нависших камней, устройство полок на косогорах;

осушение строительной полосы, ее промораживание и защита от промерзания в зависимости от условий строительства;

строительство вдоль трассовых временных дорог и монтажных проездов;

сварка труб в секции на полевой трубосварочной базе;

изготовление гнутых отводов (кривых);

поддержание дорог в работоспособном состоянии;

изоляция (или футеровка при необходимости) секций труб в базовых условиях на трассе;

вывозка на трассу трубных секций, кривых, балластных грузов;

устройство защитных ограждений, обеспечивающих безопасность производства работ.

Генподрядчик принимает в соответствии с требованиями СНиП 3.01.03-84 "Геодезические работы в строительстве" созданную заказчиком геодезическую разбивочную основу и техническую документацию на нее.

После планировки рельефа трассы, срезки грунта или устройства полок в горной местности знаки разбивки оси трассы также должны быть закреплены.

Вид и конструкция осушительных сооружений, зависящие от конкретных гидрогеологических условий участка, должны быть указаны в проекте и согласованы с землепользователями.

Осушение на трассе должно сводиться к следующим мероприятиям:

устройству боковых, отводных, нагорных и дренажных канав;

строительству водопропускных и водоотводных сооружений, которые служат для отвода поверхностных вод и понижения уровня грунтовых вод;

строительству подземного дренажного трубопровода;

устройству вертикальных иглофильтров на небольших участках (переходы через дороги).

На участках с плавунными грунтами через каждые 50-60 м по створу будущей траншеи должны устраиваться водопонизительные колодцы глубиной по 3,5-4 м для откачки из них воды насосами.

Перед началом работ по планировке строительной полосы необходимо расчистить ее от валунов и камней.

Планировку трассы в условиях барханных и грядоучеистых песков следует осуществлять путем срезки барханов и отсыпки грунтов в межбарханные впадины за пределами строительной полосы.

Планировочные работы на участках трассы, которые проходят через местность с подвижными песками, следует выполнять непосредственно перед началом строительно-монтажных работ.

На заболоченных участках трассы в зоне проезда и работы машин и на полосе устройства основания под трубопровод при наземной прокладке планировку следует выполнять в основном путем засыпки неровностей привозным грунтом, не допуская срезки и нарушения верхнего торфяного покрова болота.

Расчистка трассы от леса и кустарника должна быть выполнена в границах строительной полосы и других местах, установленных проектом. К расчистке леса приступают после получения специального разрешения - лесорубочного билета (ордера).

Перед началом строительных работ в горных районах необходимо удалить нависные камни и скалы, провести защитные противообвальные и противооползневые мероприятия, срезать крутые склоны, установить средства якорения механизмов.

На участках со слабым и просадочным естественным основанием необходимо предусматривать противодеформационные мероприятия с учетом местных мерзлотно-грунтовых, гидрогеологических, геоморфологических и других природных условий, в том числе: устройство основания из дренирующих грунтов, рациональное размещение водопропускных сооружений и устройств; устройство берм на подтопляемых участках и др.

При наличии в полосе отвода кустарника и неделовой древесины последние следует использовать в основании дорог.

Приемку законченных инженерно-подготовительных работ следует выполнять к моменту начала последующих видов работ. На все отклонения от проектных решений должны быть составлены акты.

Все подготовительные работы при сооружении линейной части магистральных трубопроводов, их организация, а также величины охранных зон должны соответствовать требованиям "Правил охраны магистральных трубопроводов", а также "Инструкции по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов"

5.2. Основные и завершающие работы строительного-монтажных работ для линейной части магистрального трубопровода.

После проведения работ подготовительного периода начинается собственно строительство трубопровода: основная и завершающие стадии работ.

К основным видам работ относятся:

- транспортные работы (завоз труб, материалов, оборудования и др.);
- сооружение траншеи, котлованов;
- трубосварочные работы;
- изоляционные работы;
- монтаж трубопроводной арматуры;
- сооружение свай под трубопровод;
- прокладка защитных кожухов на переходах;
- укладка трубопровода в траншею или на опоры;
- засыпка уложенного трубопровода (подземного).

Завершающие работы:

- монтаж установок ЭХЗ;
- очистка полости трубопровода;
- испытания на прочность и герметичность;
- дефектоскопия;
- устройство противозерозионных сооружений;
- устройство противопожарных сооружений;
- рекультивация земель.

Строительство трубопроводов, как правило, ведется поточным методом механизированными колоннами (комплексными трубопроводостроительными потоками — КТП), обеспечивающими требуемое качество и темп строительства путем формирования специализированных бригад и звеньев и производства всех видов работ в строгой технологической последовательности (1).

Сооружение переходов через естественные и искусственные препятствия выполняют специализированными подразделениями (бригадами) по отдельному проекту производства работ (или технологической карте). ППР должен быть согласован с владельцем искусственного сооружения, а по естественным препятствиям — с местной администрацией или ведомством, ответственным за эксплуатацию (охрану) природного объекта.

Сложные узлы трубопровода (крановый узел, узел задвижки, узел подключения КС и НС, узел пуска-приема очистных поршней и др.) монтируют силами специализированной бригады (звена). Сложные узлы рекомендуется сооружать из укрупненных блоков-модулей базовой заготовки.

Типы специальных машин и технологической оснастки, их количество и расстановку подбирают по диаметру трубопровода, природным условиям строительства и принятой технологии производства работ.

На строительстве трубопроводов используют в основном две схемы организации выполнения сварочно-монтажных работ:

- трассовую, по которой отдельные трубы доставляют непосредственно на трассу, раскладывают, стыкуют и сваривают в длинные плети;
- базовую, по которой трубы сваривают в двух-, трехтрубные секции на трубосварочной базе и вывозят на трассу для сварки в плети.

Типовая организационно-технологическая схема строительного потока при строительстве подземного трубопровода приведена на рис. 5.2.1.(1)

Количество бригад (звеньев), их ресурсооснащенность, специализация зависят от протяженности и диаметра трубопровода, природных условий и темпов строительства. Бригада по обслуживанию и ремонту совместно с машинистами проводит техническое обслуживание и выполняет текущий и аварийный ремонт машин и технологической оснастки КТП. Бригада имеет в своем составе полустационарную универсальную ремонтную мастерскую (ПУРМ), передвижные ремонтные мастерские на базе автомобилей высокой проходимости, топливозаправщики.

Служба жизнеобеспечения призвана обеспечивать нормальный быт строителей и проводить работы, связанные с обустройством жил-городков, обслуживанием столовых, прачечных, магазинов, клубов, а также проводить санитарно-гигиенические мероприятия.

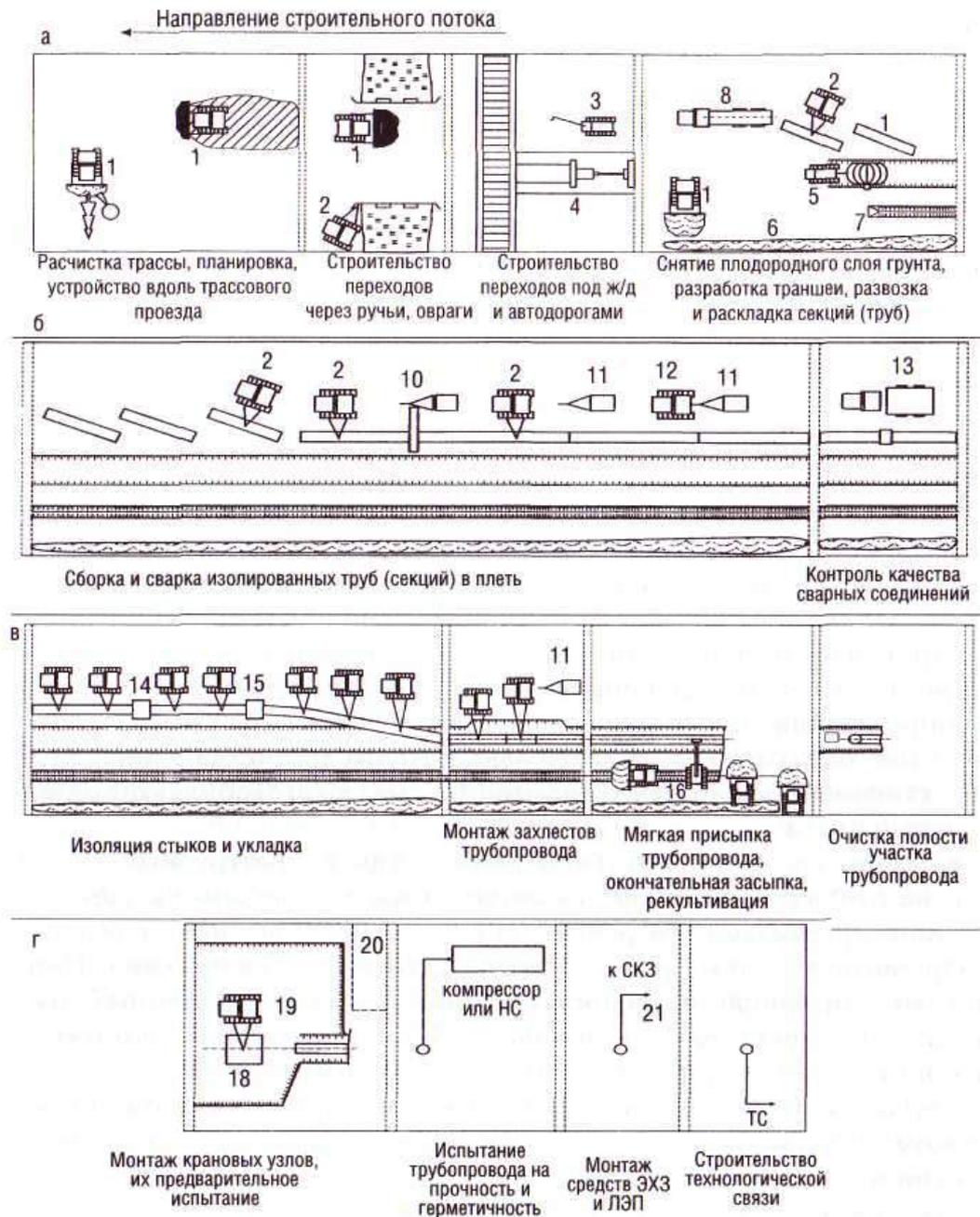


Рис. 5.2.1 - Типовая организационно-технологическая схема линейного потока по сооружению подземного магистрального трубопровода: 1 — бульдозер; 2 — трубоукладчик; 3 — подъемный кран; 4 — прокладка трубопровода под дорогой; 5 — роторный экскаватор; 6 — плодородный грунт; 7 — отвал грунта; 8 — трубовоз; 9 — секция труб; 10 — электростанция; 11 — сварочный агрегат; 12 — трактор; 13 — ЛКС; 14 — очистительная машина стыка; 15 — изоляционная машина стыка; 16 — одноковшовый экскаватор; 17 — очистительный поршень; 18 — линейный экран; 19 — нитка трубопровода; 20 — подготовительная площадка с укрупненными монтажными заготовками; 21 — станция катодной защиты

При удалении фронта работ от жилого городка осуществляется перебазирование городка с целью сокращения плеча возки персонала строителей и обслуживающих звеньев.

Ширина полосы отвода земель на время строительства трубопроводов определяется в соответствии с «Нормами отвода земель для магистральных трубопроводов».

Строительство трубопроводов ведется методами, обеспечивающими выполнение всех работ в технологической последовательности, регламентированной проектом и организационно-технологической документацией.

Строительство трубопроводов в последнее время выполняется преимущественно индустриальными методами с использованием труб увеличенной длины (18м); труб с заводским изоляционным покрытием; запорных узлов в блочном или модульном исполнении.

Строительно-монтажные работы на пересечениях с подземными коммуникациями выполняются по согласованию с владельцем коммуникации, при наличии от него письменного разрешения на производство работ (с указанием сроков и условий пересечения) и в присутствии его представителя.

При подготовке производства работ на местах пересечения трубопровода с существующими подземными коммуникациями и сооружениями используют приборы обнаружения коммуникаций и принимают меры для предохранения их от повреждений.

Применение материалов и изделий, на которые отсутствуют сертификаты, паспорта и другие документы, подтверждающие их выходные данные и качество, не допускается. Применение новых отечественных или любых импортных материалов и изделий допускается после их испытания, получения экспертного заключения и согласования с Госгортехнадзором России.

Строительная организация и персонал, занятый на выполнении строительно-монтажных работ, ответственны за соблюдение требований строительных норм и правил и проекта. Приемочный контроль качества выполненных работ, а также ответственных конструкций (технический надзор) осуществляет специализированная организация, нанятая заказчиком.

5.3. Транспортные работы

Большой объем грузопотока при строительстве трубопровода обуславливают оптимизацию транспортных операций. Транспортировка труб, материалов, конструкций и оборудования, поступающих на строительство

трубопроводов, осуществляется в соответствии с транспортной схемой строительства, входящей в состав проектной документации.

Транспортные и погрузочно-разгрузочные работы в строительстве имеют большой удельный вес, на них приходится свыше 42 % всей трудоемкости строительно-монтажных работ (29).

При выполнении транспортных и погрузочно-разгрузочных работ следует соблюдать требования следующих нормативных документов: «Правила техники безопасности для предприятий автомобильного транспорта», утвержденные ЦК профсоюза рабочих автомобильного транспорта и шоссейных дорог; «Правила дорожного движения», утвержденные МВД СССР; «Инструкция по перевозке крупногабаритных и тяжеловесных грузов автомобильным транспортом», утвержденная МВД СССР; «Правила технической эксплуатации железных дорог», утвержденные Министерством путей сообщения, «Правила плавания по внутренним судоходным путям», утвержденные Министерством речного флота РСФСР, «Правила техники безопасности при строительстве магистральных трубопроводов», утвержденные Миннефтегазстроем.

В составе транспортной схемы в общем случае должны предусматриваться следующие транспортные и погрузочно-разгрузочные операции:

- погрузка труб на заводе-изготовителе и перевозка железнодорожным транспортом;
- выгрузка и временное складирование труб на прирельсовом складе и в портах (рис. 5.3.1) [36];
- погрузка на автомобили и другой вид транспорта;
- перевозка труб на базисный или притрассовый склад;
- погрузка и транспортировка трубных секций на трассу строительства трубопровода;
- выгрузка и раскладка труб по трассе.

Доставка труб должна осуществляться железнодорожным, автомобильным, гусеничным, водным или воздушным транспортом (вертолетами: тяжелыми типа МИ-6, МИ-10, средними типа МИ-4, МИ-8, легкими типа МИ-2, КА-26).

Применяемые погрузочно-разгрузочные механизмы подразделяются на работающие независимо от транспортных средств (самоходные автомобильные и пневмоколесные краны-погрузчики) и входящие в состав транспортных средств (автомобили-самосвалы, транспортные средства с самогружающимися платформами, средства с приспособлениями для саморазгрузки и т. д.).



Рис. 5.3.1. Складирование труб на подготовительной площадке

Выбор вида транспорта, типа дорог и транспортных средств с учетом условий расположения строительной площадки производится путем сравнения экономических показателей возможных вариантов. Основными показателями для их сравнения являются себестоимость перевозки 1 т груза и капитальных затрат. Вычислив стоимость перевозки 1 т для различных способов, выбирают наиболее целесообразный вариант в технико-экономическом отношении.

Трубы и плети в процессе строительства магистральных трубопроводов перевозятся специальными автомобильными и тракторными поездами, которые в зависимости от длины транспортируемых труб делятся на трубовозы и плетевозы.

Одиночные трубы от пунктов временного складирования до трубосварочных баз должны транспортироваться трубовозами на шасси полноприводных автомобилей типа Урал-375Е, ЗИЛ-131, КрАЗ-255Б и др. [29].

Предельное количество труб или секций, перевозимых на подвижном составе, с учетом грузоподъемности транспортных средств, массы труб и допускаемых габаритов, приведено в табл. 3.1.

Для перевозки труб в сложных дорожных условиях (с учетом заболоченных участков и болот I типа) следует использовать гусеничный транспорт, в том числе снегоболотоходы типа «Хаски-8», «Урал-5920», БТ-361А.

На болотах I, II и III типов допускается использовать автомобили «Урал-375Е», ЗИЛ-131, КрАЗ-255Б, гусеничные транспортные средства ПТГ-251, БТ-61А и гусеничные транспортеры при наличии временных дорог.

Перевозку труб и секций длиной 12 и 24 м в горной и предгорной местности на участках с продольными уклонами до 10° следует выполнять трубоплетевозами на базе автомобилей.

На участках с частым чередованием подъемов и спусков с продольными уклонами 10–20° следует применять поезда на гусеничном ходу или использовать автомобили высокой проходимости.

На особо трудных участках трассы с подъемами более 20° следует использовать дежурные тягачи или тракторные самоходные лебедки.

В песчано-пустынной местности должны использоваться полноприводные автомобили и гусеничные поезда. Для повышения проходимости поездов в песках на прицепах следует применять арочные шины и пневмокотки.

В барханных песках трубы и секции следует перевозить тракторными поездами, состоящими из гусеничного трактора и двухколесных роспусков. Поезда должны работать колоннами в составе не менее двух тракторов. Секции труб длиной до 36 м от трубосварочных баз до трассы строительства трубопровода следует перевозить трубоплетевозами на базе автомобилей типа КрАЗ-255Б, Урал-4320, Урал-375Е, колесных тракторов К-701 и гусеничных тракторов.

В качестве трубовозов в основном применяются автопоезда, а в качестве плетевозов – как автомобильные, так и тракторные поезда.

Трубы длиной до 12 м, трубные сварные секции (из двух, трех и четырех труб) перевозят трубоплетевозами (автомобильными и тракторными). Предельное число перевозимых труб и секций зависит от грузоподъемности трубоплетевоза, массы труб и допустимых габаритов автопоезда. При перевозке изолированных труб и секций, во избежание повреждения изоляции, опорные элементы трубоплетевозов оснащают деревянными подкладками (ложементами) с выемками под трубы, а между трубами укладывают мягкие прокладки, например из отрезков резиновых шин.

Трубы и секции малых диаметров (до 219 мм) для сокращения времени погрузки-выгрузки, обеспечения сохранности покрытия, исключения провисания труб между тягачом и прицепом и повышения безопасности следует перевозить в пакетах. Перевозка секций труб представлена на рис. 5.3.2 [4].

Перемещение труб и секций на короткие расстояния производится трубоукладчиком, оснащенным мягкими полотенцами или торцевыми захватами с мягкими вкладышами. Транспортировка труб трубоукладчиком представлена на рис. 5.3.3 [4]. При транспортировке труб и секций по строительной полосе расстояние от следа движения транспортного средства до бровки разработанной траншеи не менее 3 м.



Рис. 5.3.2. Перевозка секций труб



Рис. 5.3.3. Транспортировка труб трубоукладчиком

Дороги со сборно-разборным покрытием используют в качестве транспортных подъездных путей, сооружаемых на болотах I и II типов, на многолетнемерзлых и мелкодисперсных, сильно увлажненных грунтах (ВСН 51-1-97) [36].



Рис. 5.3.4. Перевозка труб железнодорожным транспортом

На переувлажненных минеральных и многолетнемерзлых грунтах, на обводненных и заболоченных участках трассы сооружают грунтовые дороги без покрытия.

Таблица 3.2.1

Основные технические данные транспортных и грузоподъемных средств(ВСН 004-88)

Используемые виды транспорта	Грузоподъемность, т
Транспортные средства:	
железнодорожные полувагоны	60–75
железнодорожные платформы	60–75
трубоплетевозы (колесные и гусеничные)	9–40

баржи-площадки	300–2800
вертолеты	0,4–12
Грузоподъемные средства:	
автомобильные, пневмоколесные и гусеничные краны	10–40
краны-трубоукладчики с грузовым моментом	10–115
козловые краны	7,5–20

При низкой несущей способности грунтов отсыпку насыпи производят непосредственно на материковый грунт. При строительстве дорог на грунтах с низкой несущей способностью устраивают искусственное основание из деревянного настила, хворостяной выстилки, нетканого синтетического материала (НСМ), резиновых матов и т. д.

Грунт для сооружения грунтовых дорог разрабатывают в карьерах одноковшовыми экскаваторами и транспортируют к месту отсыпки дорожной насыпи. Отсыпка насыпи производится с послойным разравниванием и уплотнением грунта бульдозерами и дорожными катками.

Переезды транспортной и специальной строительной техники через действующие коммуникации допускаются только в специально оборудованных местах, расположение и конструкция которых определяются проектом производства работ и согласовываются с организациями, эксплуатирующими данные коммуникации.

Для обеспечения производства ремонтно-строительных работ в зимний период в условиях болот и многолетнемерзлых грунтов прокладывают временные зимние подъездные дороги и вдольтрассовые технологические проезды.

Зимние дороги и проезды могут быть:

- снежно-уплотненными, образованными в процессе движения автотранспорта и строительных машин;
- снежно-ледяными, образованными на сильно обводненных болотах, водных переправах путем естественного промерзания или путем постепенной поливки небольших участков дорог.

Зимние дороги сооружают на поверхности земли и в снежных насыпях.

Основанием дорог на нулевых отметках является промерзший грунт. На слабых, плохо промерзающих грунтах основание дороги армируют лесными материалами, в безлесных районах – неткаными синтетическими материалами.

Зимние дороги в снежных насыпях устраивают в районах с большим снегопереносом (более $200 \text{ м}^3/\text{м}$), а также в случаях, когда необходимо сглаживание продольного профиля дороги в местах пересечения оврагов, балок и резких понижений. На участках, где объема снега недостаточно, для возведения насыпи используют грунты.

Откосы снежной насыпи не должны быть круче, чем 1 : 3.

В зависимости от вида основания и срока действия зимние дороги подразделяют на четыре типа:

I – дороги, сооружаемые на нулевых отметках и в насыпях на промерзающих болотах I и III типов;

II – дороги, сооружаемые на плохо промерзающих увлажненных участках и болотах;

III – ледовые переправы;

IV – дороги с продленным сроком эксплуатации.

5.4. Земляные работы

Разработка траншей и котлованов. Земляные работы при сооружении трубопроводов производятся в соответствии с требованиями СНиП «Магистральные трубопроводы» и СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения. Основания и фундаменты».

Грунт, вынутый из траншеи, как правило, укладывают в отвал с одной стороны траншеи, на безопасном расстоянии от бровки (не ближе 0,5м от бровки), оставляя другую сторону свободной для передвижения транспорта и производства монтажно-укладочных работ (рабочая полоса). Разрешается укладывать отвал на рабочую полосу в стесненных условиях, с последующей его планировкой для прохода техники.

К моменту укладки трубопровода дно траншеи очищают от веток и корней деревьев, камней, обломков скальных пород, мерзлых комков, льда, огарков электродов и других предметов, которые могут повредить антикоррозионное покрытие.

Размеры профиля траншеи при строительстве трубопроводов устанавливаются проектом. Минимальная ширина траншеи принимается из условия избежать повреждения изоляционного покрытия труб при укладке плети и обеспечения заполнения грунтом пазух траншеи. Увеличение ширины траншеи сверх необходимой ведет к росту объемов работ и их стоимости.

ПРОФИЛЬ И ЗАГЛУБЛЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПОДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКЕ

Заглубление трубопроводов до верха трубы надлежит принимать, м, не менее(СНиП 2.05.06-85*):

при	условном	диаметре	менее	1000
мм.....		0,8		
"	"	"	1000 мм и более (до 1400 мм)	
.....				1,0
на болотах или торфяных	грунтах,	подлежащих	осушению	
.....				1,1

в песчаных барханах, считая от нижних отметок межбарханных оснований 1,0

в скальных грунтах, болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта и сельскохозяйственных машин..... 0,6

на пахотных и орошаемых землях 1,0

при пересечении оросительных и осушительных (мелиоративных) каналов..... 1,1 (от дна канала)

Заглубление нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в дополнение к указанным требованиям должно определяться также с учетом оптимального режима перекачки и свойств перекачиваемых продуктов в соответствии с указаниями, изложенными в нормах технологического проектирования.

Примечание. Заглубление трубопровода с балластом определяется как расстояние от поверхности земли до верха балластирующей конструкции.

Заглубление трубопроводов, транспортирующих горячие продукты при положительном перепаде температур в металле труб, должно быть дополнительно проверено расчетом на продольную устойчивость трубопроводов под воздействием сжимающих температурных напряжений в соответствии с указаниями разд. 8.

Ширину траншеи по низу следует назначать не менее:

$D + 300$ мм — для трубопроводов диаметром до 700 мм;

$1,5 D$ — для трубопроводов диаметром 700 мм и более. При диаметрах трубопроводов 1200 и 1400 мм и при траншеях с откосом свыше 1:0,5 ширину траншеи понизу допускается уменьшать до величины $D+500$ мм, где D — условный диаметр трубопровода.

При балластировке трубопроводов грузами ширину траншеи следует назначать из условия обеспечения расстояния между грузом и стенкой траншеи не менее 0,2 м.

На участке трассы с резко пересеченным рельефом местности, а также в заболоченных местах допускается укладка трубопроводов в специально возводимые земляные насыпи, выполняемые с тщательным послойным уплотнением и поверхностным закреплением грунта. При пересечении водотоков в теле насыпей должны быть предусмотрены водопропускные отверстия.

При взаимном пересечении трубопроводов расстояние между ними в свету должно приниматься не менее 350 мм, а пересечение выполняться под углом не менее 60° .

Пересечения между трубопроводами и другими инженерными сетями (водопровод, канализация, кабели и др.) должны проектироваться в соответствии с требованиями СНиП II-89-80*.

Для трубопроводов диаметром 1000 мм и более в зависимости от рельефа местности должна предусматриваться предварительная планировка трассы. При планировке строительной полосы в районе подвижных барханов последние следует срезать до уровня межрядовых (межбарханных) оснований, не затрагивая естественно уплотненный грунт. После засыпки уложенного трубопровода полоса барханных песков над ним и на расстоянии не менее 10 м от оси трубопровода в обе стороны должна быть укреплена связующими веществами (нейрозин, отходы крекинг-битума и т.д.)

При проектировании трубопроводов диаметром 700 мм и более на продольном профиле должны быть указаны как отметки земли, так и проектные отметки трубопровода.

При прокладке трубопроводов в скальных, гравийно-галечниковых и щебенистых грунтах и засыпке этими грунтами следует предусматривать устройство подсыпки из мягких грунтов толщиной не менее 10 см. Изоляционные покрытия в этих условиях должны быть защищены от повреждения путем присыпки трубопровода мягким грунтом на толщину 20 см или при засыпке с применением специальных устройств.

Проектирование подземных трубопроводов для районов распространения грунтов II типа просадочности необходимо осуществлять с учетом требований СНиП 2.02.01-83*.

Для грунтов I типа просадочности проектирование трубопроводов ведется как для условий непросадочных грунтов.

Примечание. Тип просадочности и величину возможной просадки грунтов следует определять в соответствии с требованиями СНиП 2.02.01-83*.

При прокладке трубопроводов по направлению уклона местности свыше 20 % следует предусматривать устройство противэрозионных экранов и перемычек как из естественного грунта (например, глинистого), так и из искусственных материалов.

При проектировании трубопроводов, укладываемых на косогорах, необходимо предусматривать устройство нагорных канав для отвода поверхностных вод от трубопровода.

При невозможности избежать возникновения просадки основания под трубопроводами при расчете трубопровода на прочность и устойчивость следует учитывать дополнительные напряжения от изгиба, вызванные просадкой основания.

При наличии вблизи трассы действующих оврагов и провалов, которые

могут повлиять на безопасную эксплуатацию трубопроводов, следует предусматривать мероприятия по их укреплению.

На трассе трубопроводов следует предусматривать установку постоянных реперов на расстоянии не более 5 км друг от друга.

Техника и технология земляных работ

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.

В РФ при сооружении трубопроводов большого диаметра (1020, 1220, 1420 мм) для разработки траншей применяется в основном импортная мощная техника – трубоукладчики, бульдозеры, рыхлители, одноковшовые экскаваторы фирм «Komatsu», «Caterpillar», «Kato», «Hitachi», «Fiat-Allis» и др. И только роторные траншейные экскаваторы используются отечественного производства [1].

Дно траншеи под укладку трубопровода тщательно планируют, убирают твердые комья земли, камни, ветки деревьев, лед и прочие предметы, в скальных и каменистых грунтах необходима подсыпка из мягкого грунта.

Для разработки траншеи в нормальных условиях применяют в основном одноковшовые универсальные и (или) более производительные – роторные экскаваторы (рис. 5.4.1, 5.4.2) [36]. Для разработки широких траншей с откосами (в сильно обводненных, сыпучих, неустойчивых грунтах) на сооружении трубопроводов используются одноковшовые экскаваторы, оборудованные драглайном. Иногда используются ковшовые скреперные установки (КСУ).



Рис. 5.4.1. Разработка траншеи одноковшовым экскаватором в горах [36]



Рис. 5.4.2. Разработка траншеи роторным экскаватором [36]

На участках со спокойным рельефом местности, на отлогих возвышенностях, на мягких подножьях и на мягких затяжных склонах гор работы выполняются роторными траншейными экскаваторами.

В илистых и пльвунных грунтах, не обеспечивающих сохранение откосов, траншеи разрабатывают с креплением и водоотливом. Виды крепления и мероприятия по водоотливу для конкретных условий должны устанавливаться проектом.

Разработка траншеи производится одноковшовым экскаватором:

- на участках с выраженной холмистой местностью (или сильно пересеченной), прерывающейся различными (в том числе водными) преградами;

- на участках кривых вставок трубопровода;
- в грунтах с включением валунов;
- на участках повышенной влажности;
- в обводненных грунтах.

Разработка траншеи роторным траншейным экскаватором производится на участках со спокойным рельефом местности, на отлогих возвышенностях, на участках с плотными грунтами.

В мерзлых и скальных грунтах траншеи разрабатывают с предварительным рыхлением горной породы механическим или взрывным способами (рис. 5.4.3). Бурение шпуров и скважин для зарядов осуществляется буровыми, как правило, подвижными установками.



Рис. 5.4.3 - Экскаватор гусеничный гидравлический ET-16

Техническая производительность одноковшовых экскаваторов определяется по формуле:

$$P_{ТХ} = 3600 * q * K_{н} / K_{р} * t_{ц}, \text{ м}^3/\text{ч},$$

где: q - вместимость ковша, м^3 ;
 $K_{р}$ – коэффициент разрыхления породы;
 $K_{н}$ – коэффициент наполнения ковша.
 $t_{ц}$ – продолжительность цикла.

Техническая производительность является возможной максимальной производительностью для данных условий и технологии работ. Кроме нее следует различать теоретическую и эксплуатационную производительность.

Эксплуатационная производительность учитывает потери времени на запланированные простои (профилактика, перерывы при подаче транспортных средств и т.п.), которые не должны превышать 20%, и определяется по формуле:

$$P_{\text{Э}} = P_{\text{ТХ}} * K_{\text{У}} * K_{\text{В}}, \text{ м}^3/\text{ч},$$

где: $P_{\text{Э}}$ – эксплуатационная производительность, м³/ч;
 $K_{\text{У}}$ – коэффициент зависящий от уровня квалификации машиниста экскаватора,

$$K_{\text{У}} = 0,89 \div 0,98; \text{ (низкая- } 0,89; \text{ средняя-} 0,94; \text{ высокая- } 0,98);$$

$K_{\text{В}}$ – использования экскаватора в смену,

$$K_{\text{В}} = 0,64 \text{ при нагрузке в транспортные средства,}$$

$$K_{\text{В}} = 0,75 \text{ при отсыпке в отвал}$$

Теоретическая производительность одноковшовых экскаваторов применяется только как часовая и определяется по формуле:

$$P_{\text{Т}} = 3600 * q / t_{\text{ц}}, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Производительность экскаваторов находится в прямой зависимости от содержания валунно-галечниковых включений в разрабатываемых породах.

Таблица 5.4.1

Максимальные значения $K_{\text{н}}$

Наименование грунтов	Коэффициент наполнения $K_{\text{н}}$ для одноковшовых экскаваторов	
	Прямая и обратная лопата	Драглайн
Песок и гравий сухие, щебень взорванная скала	0,95 + 1,02	0,80 + 0,90
Песок и гравий влажные	1,15 + 1,23	1,10 + 1,20
Суглинок сухой	1,05 + 1,12	0,80 + 1,00
Суглинок влажный	1,20 + 1,32	1,15 + 1,25
Глина средняя	1,08 + 1,18	0,98 + 1,06
Глина влажная	1,30 + 1,50	1,18 + 1,28
Глина тяжелая	1,00 + 1,10	0,95 + 1,00
Плохо взорванная скала	0,75 + 0,90	0,55 + 0,80

Экскаваторы роторные предназначен для разработки траншей под магистральные трубопроводы диаметром до 1420 мм в мерзлых и вечномерзлых грунтах V–VIII категорий в условиях Крайнего Севера. Экскаватор может применяться и для разработки траншей в талых грунтах I–IV категорий (табл. 5.4.2).

Таблица 5.4.2

Технические характеристики роторных экскаваторов

Параметры	Модели					
	ЭТР-134	ЭТР-204А	ЭТР-223А	ЭТР-224А	ЭТР-253А	ЭТР-254А
Наибольшая глубина копания, м	1,3	2,0	2,2	2,2	2,5	2,5
Ширина копания по дну, м	0,28	1,2	1,5	0,8	2,1–3,2	1,8–2,1
Базовая ширина	Трактор ТТ-4	Тягач с использованием узлов трактора Т-130МГ			Трактор ДЭТ-250М	Тягач с использованием узлов трактора К-701, Т-130

*Рис.5.4.4.Экскаватор траншейный роторный ЭТР-309*

Особенности производства земляных работ зимой. Перед началом земляных работ в зимнее время удаляют снег с полосы будущей траншеи, на коротком фронте во избежание промерзания грунта. Чтобы не случилось заноса траншей снегом и смерзания отвала грунта, при работе зимой разработка траншей в задел не рекомендуется. Технологический задел между землеройной и изоляционно-укладочной колоннами должен быть не более суточной производительности укладочной колонны.

Устройство траншей на участках трассы с большой глубиной промерзания грунта и крепостью целесообразно осуществлять роторными траншейными экскаваторами без откосников. В других случаях разработку траншей ведут одноковшовыми экскаваторами с предварительным рыхлением мерзлого грунта. Грунт рыхлят механическим или буровзрывным способом при глубине промерзания более 0,4м. Основные параметры взрыва, полученные расчетным путем, подлежат уточнению опытным взрыванием.

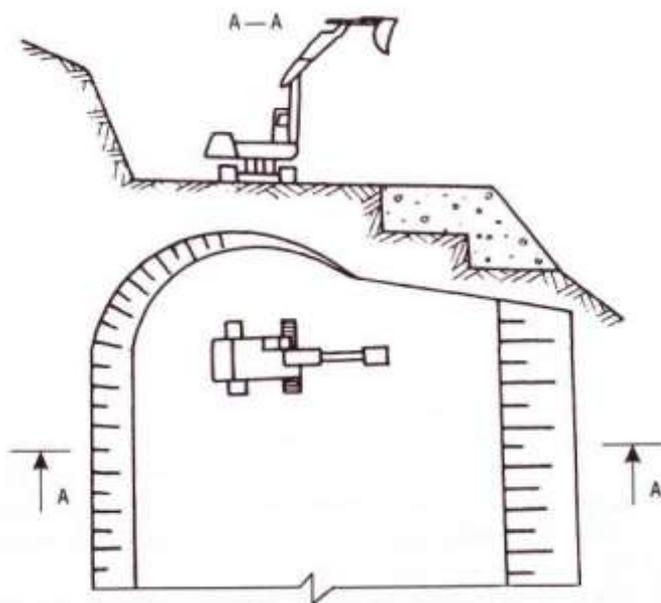


Рис. 5.4.5 - Схема разработки полков экскаватором(ВСН 004-88)

Примечание к рис. 5.4.5: на участках с поперечным уклоном более 15° для разработки разрыхленного или нескального грунта при устройстве полков следует применять одноковшовые экскаваторы, оборудованные прямой лопатой. Экскаватор разрабатывает грунт в пределах полувыемки и отсыпает его в насыпную часть полки.

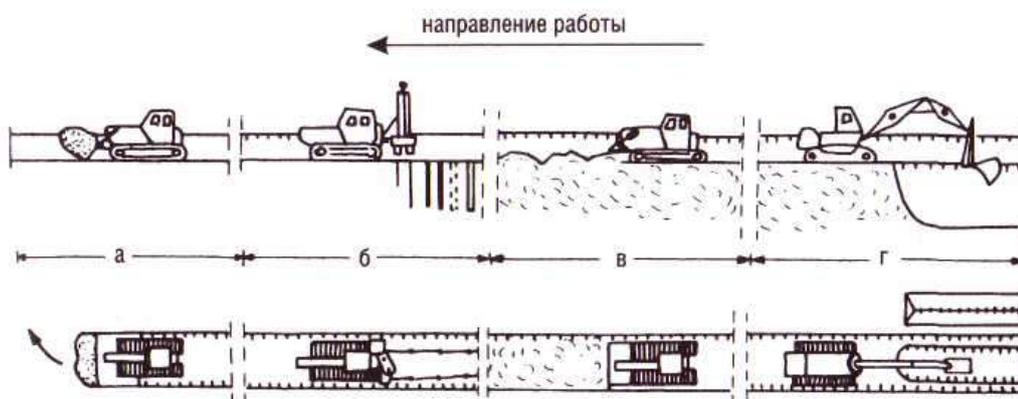


Рис. 5.4.6 - Схема разработки траншеи в мерзлом грунте с предварительным рыхлением их буровзрывным способом(ВСН- 004-88):

а — снятие снежного покрова; *б* — рыхление грунта буровзрывным способом; *в* — планировка разрыхленного грунта; *г* — разработка траншеи

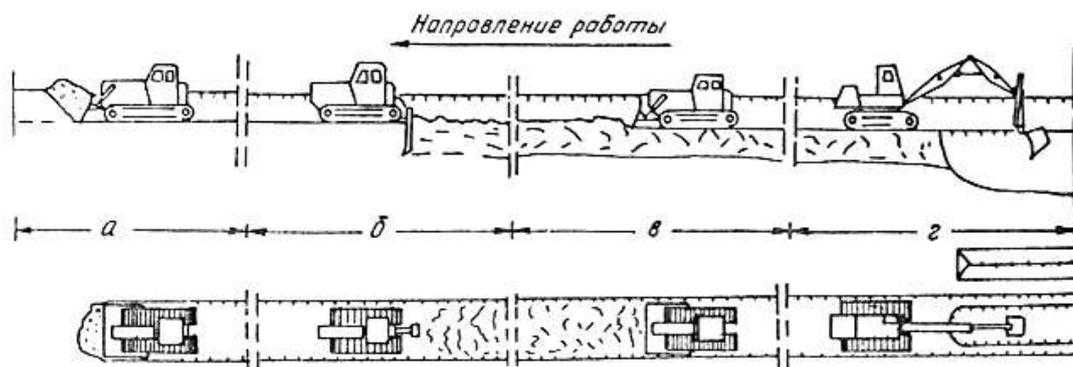


Рис. 5.4.7. Схема разработки траншеи в мерзлом грунте с предварительным рыхлением его механическим рыхлителем: *а* - снятие снежного покрова; *б* - рыхление грунта механическим рыхлителем; *в* - планировка разрыхленного грунта; *г* - разработка траншеи экскаватором

Особенности производства работ в условиях болот. На болотах большой протяженности с низкой несущей способностью траншею рекомендуется разрабатывать зимой, после предварительного промораживания, что обходится дешевле.

В зависимости от несущей способности болота классифицируют:

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 0,02-0,03 МПа;

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

Для рытья траншей на заболоченных и обводненных участках трассы применяются машины, специально оборудованные для работы в этих условиях. Их можно разделить на две основные группы. К первой группе относятся машины, располагающиеся при работе вне заболоченного участка (или внутри него, но поставленные на специальный настил из бревен, понтон и т. д.) и оснащенные рабочим органом, вынесенным в зону этого участка. Эту

группу представляют канатно-скреперные установки различной конструкции. Ко второй группе относятся машины, оказывающие на грунт малое удельное давление и вследствие этого свободно перемещающиеся в процессе работы по заболоченному участку. Эту группу представляют экскаваторы с сильно развитой опорной поверхностью (типа ЭПГ-1 и ЭКБ-1). В свою очередь, экскаваторы с сильно развитой опорной поверхностью подразделяются на одноковшовые экскаваторы на уширенных гусеницах; одноковшовые экскаваторы на сланях, пенно-волокушах и плавающих на понтонах.

Канатно-скреперные установки могут использоваться для разработки траншей на болотах, строительстве переходов через небольшие реки и водоемы, а также в горной местности на уклонах более 20° (рис. 5.4.8).

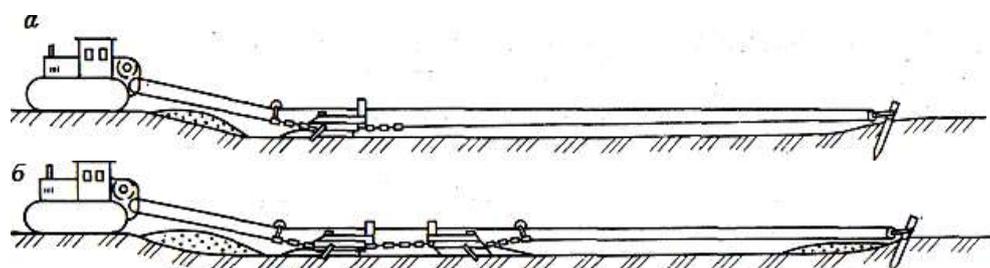
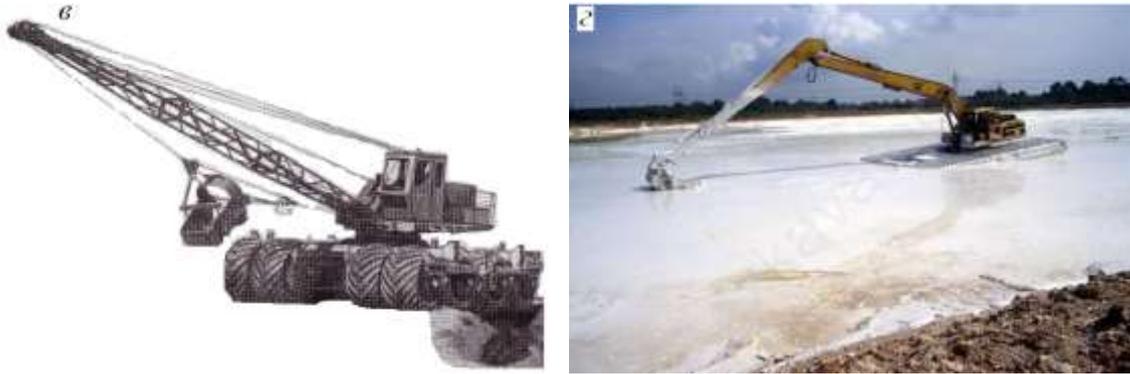


Рис. 5.4.8. Схема работы канатно-скреперной установки:
а – с одним ковшом; б – с двумя ковшами

В настоящее время известны следующие методы разработки траншей с помощью экскаваторов с сильно развитой опорной поверхностью: одноковшовым экскаватором ТЭ-3М на уширенных гусеницах; одноковшовым экскаватором Э-652Б на сланях, пенно-волокушах и плавающих понтонах; болотными экскаваторами МП-71 (ЭО-4221) или ЭКБ и некоторыми др. (рис. 5.4.9, 5.4.10).





*Рис.5.4.9. Экскаваторы с сильно развитой опорной поверхностью:
 а – с резинометаллической гусеницей; б – с уширенной гусеницей и катками-понтонами; в –
 с пневматическими катками-понтонами; г – плавающий экскаватор с удлиненными
 стрелой и рукоятью*



Рис. 5.4.10. Плавающий экскаватор [36]

Засыпка уложенного трубопровода (1, 43). До начала работ по засыпке уложенного трубопровода в любых грунтах необходимо:

- проверить проектное положение трубопровода и плотное его прилегание к дну траншеи;
- проверить качество и в случае необходимости отремонтировать изоляционное покрытие;
- провести предусмотримые проектом работы по предохранению изоляционного покрытия от механических повреждений;
- устроить подъезды для доставки грунта для подсыпки и присыпки;
- получить письменное разрешение на засыпку уложенного трубопровода;
- выдать наряд-задание на производство работ машинисту. Засыпку траншеи производят непосредственно после укладочных работ (после балластировки трубопровода или закрепления его анкерными устройствами).

При засыпке трубопровода обеспечивают:

- целостность труб, противокоррозионного, теплового и защитного покрытий, а также противоэрозионных перемычек;
- проектное положение трубопровода в плане.

Засыпку трубопровода в любых грунтах после получения письменного разрешения заказчика следует выполнять бульдозерами прямолинейными, косопоперечными параллельными, косоперекрестными или комбинированными проходами или роторным траншеезасыпателем (рис. 5.4.11).

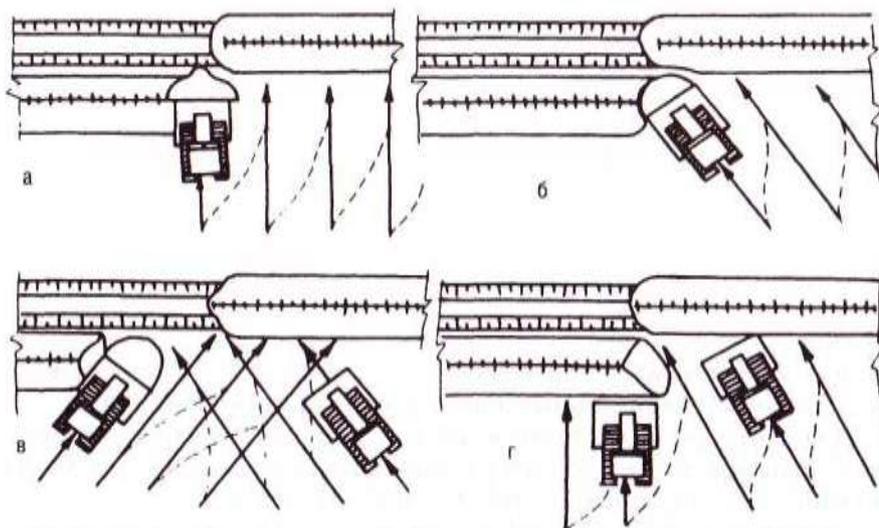


Рис. 5.4.11 - Схемы производства работ по засыпке уложенного трубопровода бульдозером (ВСН 004-88): а — прямолинейными проходами; б — косопоперечными параллельными проходами; в — косо-перекрестными проходами; г — комбинированным способом

Использование бульдозеров для засыпки траншей при строительстве вторых и третьих ниток трубопроводов, расположенных параллельно первой, уже действующей нитке, осложнено ввиду того, что наезд на проложенную и находящуюся под давлением линию может вызвать ее повреждение.

В случае засыпки бульдозером нельзя производить предварительный отлив воды из траншеи за брусстер, так как в процессе засыпки вода снова сольется в траншею.

Одним из самых крупных недостатков процесса засыпки траншеи бульдозером является то, что сбрасываемый в траншею грунт предварительно не разрыхляется, а это может, как уже говорилось, привести к повреждению изоляции уложенного трубопровода и смещению его с оси траншеи.

Все вышесказанное обусловило появление специальных машин для засыпки траншей — траншеезасыпателей. Созданы следующие типы траншеезасыпателей: скребковый, шнековый и роторный.

Техническая рекультивация земель(1). Техническая рекультивация предполагает снятие плодородной почвы перед разработкой траншеи (котлована) на хранение и ее последующее возвращение на место после засыпки траншеи (котлована).

Техническая рекультивация строительной полосы трубопроводов, площадей под сосредоточенные объекты осуществляются в соответствии с требованиями раздела проекта «Охрана окружающей среды» в процессе строительства трубопроводов в сроки, устанавливаемые землепользователями.

Буровзрывные работы. Этот вид работ выполняется для рыхления скальных и мерзлых грунтов, для корчевки пней крупных деревьев, иногда для разрушения валунов. Применение буровзрывных работ должно быть отражено в рабочем проекте с указанием участков их применения, способов производства и объемов работ.

На выполнение буровзрывных работ разрабатывается отдельный ППР, который согласовывается с заинтересованными организациями, предоставляющими «окно» для их выполнения и осуществляющими перенос сооружений и других объектов в безопасные зоны и эвакуацию людей на период взрывных работ.

Для производства взрывных работ разрешается применять взрывчатые вещества, на которые имеются ГОСТ, ТУ или постановления Госгортехнадзора России (8).

До начала взрывных работ должны быть построены склады, временные сооружения и дороги к ним в соответствии с требованиями «Единых правил безопасности при взрывных работах» и приняты комиссионно с составлением соответствующего акта.

Расчет параметров земляных работ и подбор землеройной техники(6). Основными видами земляных работ в обычных условиях является устройство траншеи и ее засыпка. Объем разрабатываемого грунта определяется как

$$V=L*S,$$

где: L - длина разрабатываемой траншеи;

S - площадь поперечного сечения траншеи.

Величина S обусловлена глубиной траншеи h_T , шириной траншеи по дну B и профилем траншеи. В соответствии со СНиП 2.05.06-85* глубина траншеи для трубопроводов диаметром менее 1000мм принимается не менее

$h_r = D_n + 0,8\text{м}$, для трубопроводов диаметром 1000мм и более - не менее $h_r = D_n + 1,0\text{м}$. Ширина траншеи по дну для трубопроводов диаметром до 700мм принимается не менее $B = D_n + 0,3\text{м}$, для трубопроводов диаметром 700мм и более - не менее $B = 1,5 * D_n$. Для трубопроводов диаметром 1200 и 1400мм при рытье траншей с откосами не круче 1:0,5 ширину траншеи по дну допускается уменьшать до $B = D_n + 0,5\text{м}$.

Профиль траншеи в соответствии со СНиП может быть прямоугольным или трапецидальным. Выбор профиля зависит от вида грунта, глубины траншеи, типа применяемых экскаваторов. Так, в суглинках и глинах при глубине траншеи до 1,5м допускается прямоугольный профиль с откосами 1:0, в остальных случаях крутизна откосов изменяется от 1:0,25 до 1:1 (табл. 5.4.2). При отрывке траншеи роторным экскаватором с откосниками формируется смешанный профиль траншеи.

Таблица 5.4.2

Значения крутизны откосов

Вид грунта	Откосы		Вид грунта	Откосы	
	при глубине траншеи до 1,5 м	при глубине траншеи до 3,0 м		при глубине траншеи до 1,5 м	при глубине траншеи до 3,0 м
Песчаный	1:0,5	1:1	Суглинок	1:0	1:0,5
Супесь	1:0,25	1:0,67	Глина	1:0	1:0,25

Установочная мощность N (в кВт) землеройной машины или колонны зависит от параметров грунта и требуемой технической производительности:

$$N = k_y k_g S K_p v / 3600,$$

где: k_y - коэффициент, учитывающий отношение времени копания к времени рабочего цикла. Для одноковшовых экскаваторов $k_y = 0,5-0,8$, для бульдозеров $k_y = 0,3-0,9$, для одноковшовых экскаваторов $k_y = 1,0$;

k_g - коэффициент, учитывающий расход мощности на вспомогательные механизмы. Для одноковшового экскаватора и бульдозера $k_g = 0,2-0,5$, для роторного экскаватора $k_g = 0,6-0,8$;

K_p - удельное сопротивление резанию и копанию (табл. 5.1.3);

v - скорость разработки траншеи, м/ч.

Таблица 5.1.5.3

Удельное сопротивление резанию и копанию K_p , кПа

Категория грунта	Число ударов плот-номера ДОРШИИ	Бульдозер	Экскаватор с обратной лопа-той	Роторный экска-ватор
I	1-4	20-85	30-80	70-230
II	5-8	58-210	70-160	210-400
III	9-16	160-300	120-250	380-660
IV	17-34	260-440	220-360	650-800
V	35-70	330-600	330-550	800-1200
VI	70-140	480-850	430-750	1000-2200

Пример. Определить установочную мощность роторного экскаватора для рытья траншеи под трубопровод диаметром 1020мм в суглинистом грунте категории II со скоростью 350 м/ч. Глубина траншеи $h_r = 2,0$ м, ширина траншеи по дну $B = 1,5$ м. Принимаем откосы 1:0,5 (см. табл. 5.1.5.2). Площадь поперечного сечения

$$s = h_r * (2B + h_r) / 2 = 2 * (2 * 1.5 + 2) / 2 = 5 \text{ м}^2$$

Удельное сопротивление резанию и копанию K_p - 350 кПа (см. табл. 5.1.5.3). Установочная мощность по формуле

$$N = 1.0 * 0.7 * 300 * 5 * 350 / 3600 = 102,1 \text{ кВт}$$

Оптимальным является в этом случае экскаватор ЭТР-223 с глубиной копания 2,2м, шириной ротора 1,5м и мощностью 103,0 кВт.

5.5. Изоляционно-укладочные работы

Изоляционно-укладочные работы изоляционной и очистной машинами (или комбайном для очистки и изоляции трубопровода) и колонной трубоукладчиков должны осуществляться (ВСН 004-88):

совмещенным способом, при котором работы по очистке, изоляции и укладке трубопровода следует производить в едином технологическом потоке узким подвижным фронтом;

раздельным способом, при котором ведение очистки и изоляции трубопровода опережает укладочные работы.

Как правило, изоляционно-укладочные работы должны выполняться совмещенным способом.

Схемы размещения механизмов в колонны при использовании очистной и изоляционной машин приведены на рис. 5.5.1, а при использовании комбайна - на рис. 5.5.2. Расстояния между трубоукладчиками и группами трубоукладчиков приведены в табл. 5.5.1.(43)

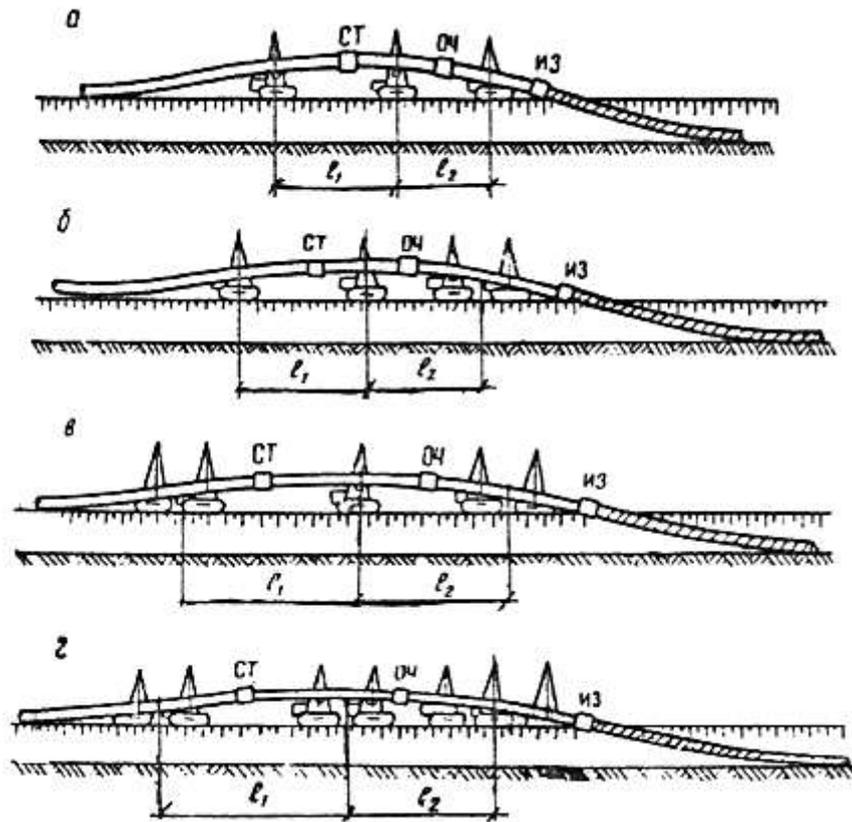


Рис. 5.5.1. Схемы расположения трубоукладчиков и машин в изоляционно-укладочной колонне при совмещенном способе производства работ для трубопроводов различных диаметров: а - 529-820 мм; б - 1020 мм; в - 1220 мм; г - 1420 мм; ОЧ - очистная машина; ИЗ - изоляционная машина; СТ - сушильная установка; l_1, l_2 - расстояния между трубоукладчиками и группами трубоукладчиков

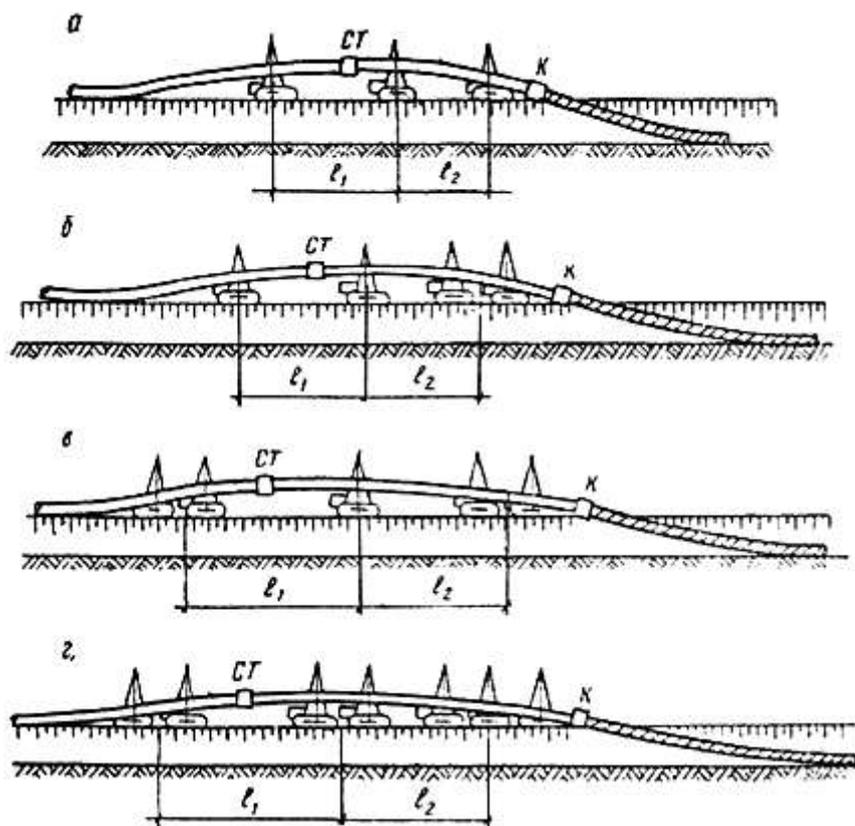


Рис. 5.5.2. Схемы расстановки трубоукладчиков и машин в изоляционно-укладочной колонне при совмещенном способе производства работ для трубопроводов различных диаметров: а - 529-820 мм; б - 1020 мм; в - 1220 мм; г - 1420 мм; СТ - сушильная установка; К - комбайн для очистки и изоляции трубопровода; l_1, l_2 - расстояния между трубоукладчиками и группами трубоукладчиков

Таблица 2

Для поддержания трубопровода должны использоваться троллейные подвески. При осуществлении работ в нормальных условиях (в летний период, когда на трубопроводе не образуется влага) сушильная установка в состав колонны не входит.

Раздельный способ производства изоляционно-укладочных работ следует применять на участках с холмистым рельефом местности, а также при строительстве трубопроводов, имеющих низкую сопротивляемость действию монтажных нагрузок.

Схемы размещения механизмов в изоляционной колонне при использовании очистной и изоляционной машин приведены на рис. 5.5.3; при использовании комбайна - на рис. 5.5.4. Расстояния между трубоукладчиками и группами трубоукладчиков приведены в табл. 3.(43)

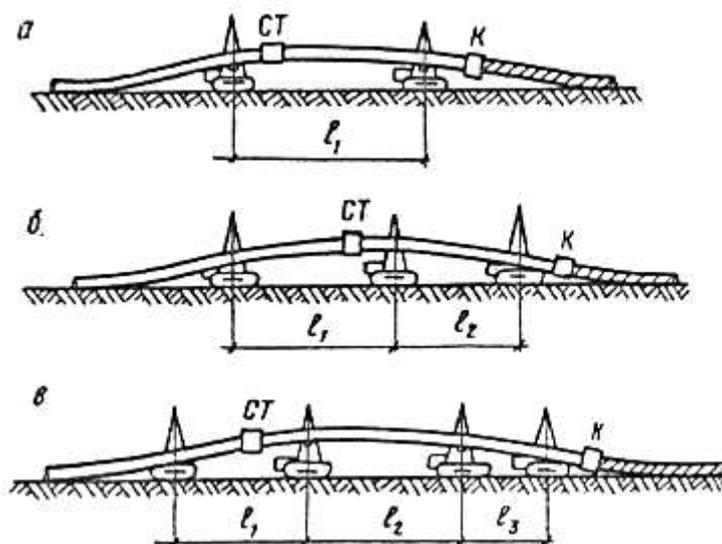


Рис. 5.5.3. Схемы расположения трубоукладчиков и машин в изоляционной колонне для трубопроводов различных диаметров: а - 529-мм; б - 720-1020 мм; в - 1220-1420 мм; СТ - сушильная установка; К - комбайн для очистки и изоляции трубопровода; l_1, l_2, l_3 - расстояния между трубоукладчиками

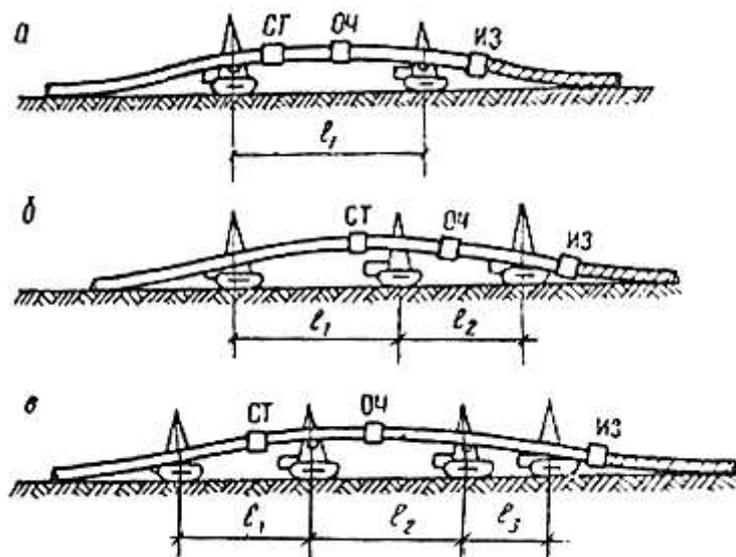


Рис. 5.5.4. Схемы расположения трубоукладчиков и машин в изоляционно-укладочной колонне для трубопроводов различных диаметров:

а - 529- мм; б - 720-1020 мм; в - 1220-1420 мм; ОЧ - очистная машина; ИЗ - изоляционная машина; СТ - сушильная установка; l_1, l_2, l_3 - расстояния между трубоукладчиками



Рис. 5.5.5. Укладка плети трубопровода в траншею

При выполнении укладочных работ следует применять только такие средства малой механизации, которые исключают возможность повреждения изоляционного покрытия: троллейные подвески с катками, облицованными полиуретаном, или снабженные пневмобаллонами; мягкие монтажные полотенца; катковые полотенца. Металлические части этих приспособлений, которые могут оказаться в контакте с трубой, должны быть снабжены прокладками из эластичного материала.



Рис. 5.5.6. Подвески троллейные

Укладку изолированного трубопровода следует выполнять, максимально соблюдая меры предосторожности, а также применяя оперативные методы

обнаружения и ликвидации возможных повреждений изоляционного покрытия.

Укладку трубопровода допускается вести по одной из двух схем:

I схема - сваренный в плеть и полностью изолированный трубопровод, включая стыки, следует приподнять над строительной полосой на высоту не более 0,5-0,7 м с помощью 3-5 трубоукладчиков, сместить в сторону траншеи и опустить в проектное положение. При этом работы должны вестись непрерывным способом;

II схема - трубопровод с неизолированными стыками следует приподнять над строительной полосой на высоту 1,2-1,4 м (эта высота должна назначаться примерно для середины приподнятого участка трубопровода) с помощью 4-6 трубоукладчиков, создав фронт работ для очистки и изоляции стыков; по мере готовности стыков должна производиться укладка трубопровода. При этом укладочные работы следует выполнять циклично, в период, который определяется временем очистки и изоляции стыков механизированным способом (в случае очистки и изоляции стыков вручную необходимо использовать страховочные опоры).

Обе схемы предусматривают использование в качестве монтажных приспособлений троллейные подвески (с эластичными катками) или мягкие монтажные полотенца (Рис. 5.5.7)

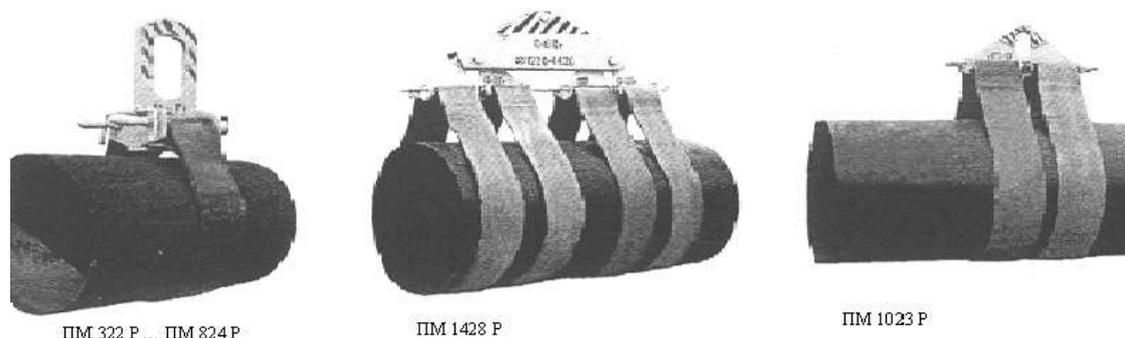


Рис. 5.5.7. Полотенца мягкие на траверсах

Укладку с помощью мягких монтажных полотенец следует осуществлять методом "перехвата". При этом число трубоукладчиков должно быть не менее 4 для трубопроводов диаметром 1220 и 1420 мм.

Расстояния между трубоукладчиками (группами трубоукладчиков) должны быть одинаковыми и составлять примерно 24 или 36 м, чтобы быть кратными расстоянию между стыками, которое приблизительно равно 12 м.

На сложных участках трассы во избежание поломок трубопровода или опрокидывания трубоукладчиков в колонне должен быть дополнительный трубоукладчик, снабженный монтажным полотенцем для поддержания свисающей плети трубопровода вблизи мест перегиба рельефа местности.

Дополнительный трубоукладчик требуется также при укладке участков трубопровода повышенной категории.

Если трубопровод содержит большое количество кривых вставок или протяженность отдельных его участков невелика (например, между двумя дорогами), укладку следует производить методом последовательного наращивания, ведя его монтаж из отдельных труб или секций непосредственно в проектное положение.

Изоляционно-укладочные работы в горных условиях при поперечных уклонах трассы менее 8° и на полках с достаточной шириной проезда при продольных уклонах до 10° должны выполняться теми же методами, что и в обычных условиях.

При продольных уклонах от 10 до 25° изоляционно-укладочная колонна должна работать с дополнительным трубоукладчиком, снабженным монтажным полотенцем. При подходе колонны к участку со спуском дополнительный трубоукладчик следует устанавливать в начале колонны, а при завершении работы на затяжном подъеме - в ее конце, позади изоляционной машины.

При продольных уклонах более 25° изоляционно-укладочные работы должны вестись совместно со сварочно-монтажными в такой последовательности:

- доставка отдельных труб или секций на специально подготовленные монтажные площадки, которые размещают на горизонтальных участках трассы;

- очистка, изоляция и футеровка труб (секций) или заранее сваренных на монтажных площадках плетей;

- последовательное наращивание трубопровода с одновременной подачей его вдоль траншеи;

- продольное перемещение (подача трубопровода с помощью трубоукладчиков, тракторных лебедок и тягачей, находящихся на монтажной площадке).

Изоляционно-укладочные работы в условиях болот следует выполнять в основном в зимнее время с использованием технологических схем, которые применяют в обычных условиях.

Если в соответствии с проектом организации строительства сооружение трубопровода на заболоченных участках выполняют в теплое время года, то следует, в зависимости от местных условий, применять один из следующих способов укладки трубопроводов:

- I способ - укладка трубопровода с лежневой дороги, проложенной вдоль траншеи (на болотах I и II типа);

- II способ - сплав трубопровода по заполненной водой траншее;

- III способ - протаскивание трубопровода по дну траншеи.

Раздельный способ следует использовать при укладке трубопровода с бермы траншеи или с лежневой дороги при недостаточно высокой несущей способности грунта. При этом следует уменьшить расстояния между точками подвеса трубопровода при традиционной расстановке на 20-30%, а количество трубоукладчиков увеличить на 1-2.

В отдельных случаях при совмещенном способе производства изоляционно-укладочных работ допускается устанавливать трубоукладчик позади изоляционной машины, чтобы он поддерживал трубопровод с помощью каткового полотнца.

5.6. Прокладка трубопроводов в горных условиях

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.(СНиП 2.05.-85*)

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.

При подземной прокладке через селевой поток или конус выноса укладку трубопровода следует предусматривать на 0,5 м (считая от верха трубы) ниже возможного размыва русла при 5%-ной обеспеченности. При пересечении конусов выноса укладка трубопровода предусматривается по кривой, огибающей внешнюю поверхность конуса на глубине ниже возможного размыва в пределах блуждания русел.

Выбор типа прокладки трубопроводов и проектных решений по их защите при пересечении селевых потоков следует осуществлять с учетом обеспечения надежности трубопроводов и технико-экономических расчетов.

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

При проектировании трубопроводов, укладка которых должна производиться на косогорах с поперечным уклоном 8—11°, необходимо предусматривать срезку и подсыпку грунта с целью устройства рабочей полосы (полки) .

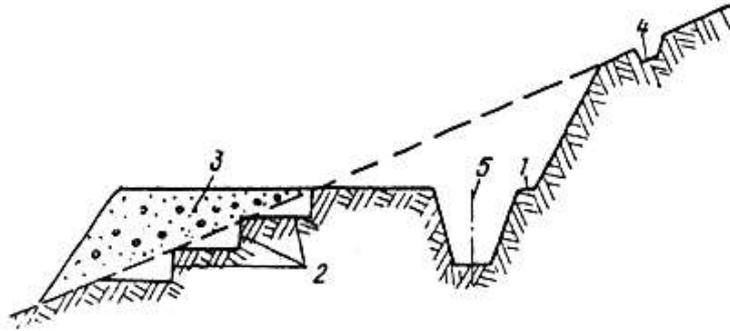


Рис. 5.6.1. Схема поперечного разреза полки ВСН 004-88): 1 - полувыемка; 2 - уступы для устойчивости полунасыпи; 3 - полунасыпь; 4 - нагорная водоотводная канава; 5 - траншея для трубопровода

Устройство полки в этом случае должно обеспечиваться за счет отсыпки насыпи непосредственно на косогоре.

При поперечном уклоне косогора 12—18° необходимо предусматривать с учетом свойств грунта уступы для предотвращения сползания грунта по косогору.

На косогорах с поперечным уклоном свыше 18° полки предусматриваются только за счет срезки грунта.

Во всех случаях насыпной грунт должен быть использован для устройства проезда на период производства строительного-монтажных работ и последующей эксплуатации трубопровода при соблюдении следующего условия:

$$\operatorname{tg} \alpha_k \leq \frac{\operatorname{tg} \varphi_{\text{гр}}}{n_y} \quad (3)$$

где α_k — угол наклона косогора, град;

$\varphi_{\text{гр}}$ — угол внутреннего трения грунта насыпи, град;

n_y — коэффициент запаса устойчивости насыпи против сползания, принимаемый равным 1,4.

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

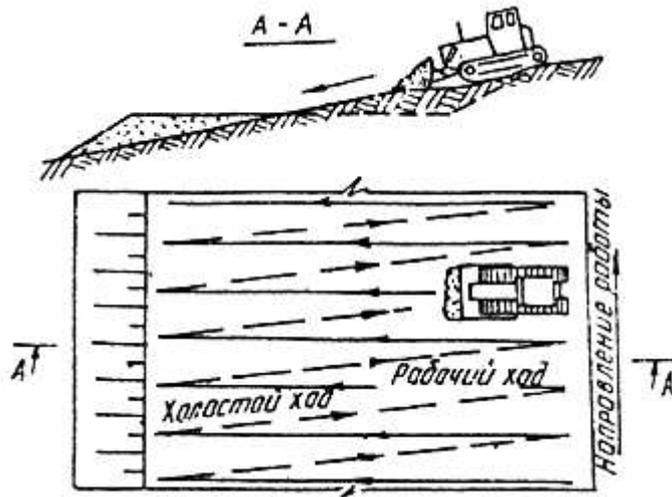


Рис. 5.6.2. Схема разработки полков на склонах поперечными проходами бульдозера (ВСН 004-88)

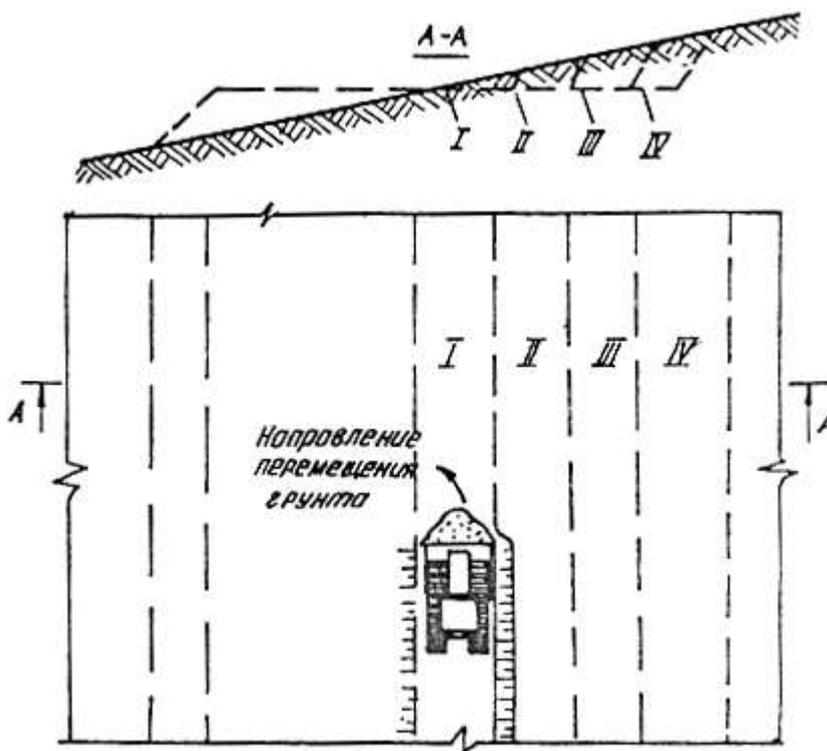


Рис. 5.6.3. Схема разработки полков на склонах продольными проходами бульдозера (ВСН 004-88): I, II, III, IV - призмы разработанного грунта

При работе в скальных грунтах на продольных уклонах более 10° устойчивость экскаваторов проверяют на скольжение. При необходимости, чтобы повысить устойчивость, на гусеничные траки экскаватора

устанавливают дополнительные грунтозацепы; кроме того, используют якорение экскаваторов (1).

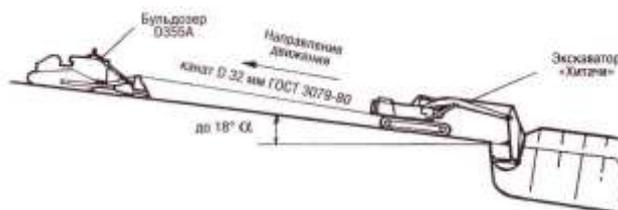


Рис. 5.6.4 - Разработка траншеи на продольных уклонах до 18° методом снизу вверх с якорением экскаватора бульдозером



Рис. 5.6.5 - Разработка траншеи на продольных уклонах до 18° методом сверху вниз с якорением экскаватора бульдозером

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 %. В этом случае полке откоса придается уклон 2 % в обе стороны от оси траншеи. При отсутствии кювета полка должна иметь уклон не менее 2 % в сторону откоса.

Ширина полки должна назначаться из условия производства работ, возможности устройства траншеи и механизированной прокладки кабеля связи с нагорной стороны трубопровода, а также с учетом местных условий.

При прокладке в горной местности двух параллельных ниток трубопроводов и более следует предусматривать отдельные полки или укладку ниток на одной полке. Расстояние между осями газопроводов, укладываемых по полкам, определяется проектом по согласованию с соответствующими органами Государственного надзора.

При укладке на одной полке двух нефтепроводов и более или

нефтепродуктопроводов расстояние между нитками может быть уменьшено при соответствующем обосновании до 3 м. При этом все трубопроводы должны быть отнесены ко II категории.

Допускается прокладка двух нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) IV класса в одной траншее.

При проектировании трубопроводов по узким гребням водоразделов следует предусматривать срезку грунта на ширине 8—12 м с обеспечением уклона 2 % в одну или в обе стороны.

При прокладке вдоль трубопроводов кабельной линии связи ширину срезки грунта допускается увеличивать до 15 м.

В особо стесненных районах горной местности допускается предусматривать прокладку трубопроводов в специально построенных тоннелях. Экономическая целесообразность этого способа прокладки должна быть обоснована в проекте.

Вентиляция тоннелей должна предусматриваться естественной. Искусственная вентиляция допускается только при специальном обосновании в проекте.

5.7. Прокладка трубопроводов в районах шахтных разработок

Проектирование трубопроводов, предназначенных для строительства на территориях, где проводится или планируется проведение горных выработок, следует осуществлять в соответствии с требованиями СНиП 2.01.09-91 и СНиП 2.05.-85*

Воздействие деформации земной поверхности на трубопроводы должно учитываться при расчете трубопроводов на прочность в соответствии с требованиями, изложенными в разд. 8.(СНиП 2.05.-85*)

Строительство трубопроводов допускается осуществлять в любых горно-геологических условиях, имеющих место на подрабатываемых территориях.

Трасса трубопроводов на подрабатываемых территориях должна быть увязана с планами производства горных работ и предусматриваться преимущественно по территориям, на которых уже закончились процессы деформации поверхности, а также по территориям, подработка которых намечается на более позднее время.

5.8. Прокладка трубопроводов в сейсмических районах

Проектирование линейной части трубопроводов и ответвлений от них, предназначенных для прокладки в районах с сейсмичностью свыше 6 баллов для надземных и свыше 8 баллов для подземных трубопроводов, необходимо производить с учетом сейсмических воздействий. .(СНиП 2.05.-85*)

Сейсмостойкость трубопроводов должна обеспечиваться:

выбором благоприятных в сейсмическом отношении участков трасс и площадок строительства;

применением рациональных конструктивных решений и антисейсмических мероприятий;

дополнительным запасом прочности, принимаемым при расчете прочности и устойчивости трубопроводов.

При выборе трассы трубопроводов в сейсмических районах необходимо избегать косогорные участки, участки с неустойчивыми и просадочными грунтами, территории горных выработок и активных тектонических разломов, а также участки, сейсмичность которых превышает 9 баллов.

Прокладка трубопроводов в перечисленных условиях может быть осуществлена в случае особой необходимости при соответствующем технико-экономическом обосновании и согласовании с соответствующими органами Государственного надзора. При этом в проекте должны быть предусмотрены дополнительные мероприятия, обеспечивающие надежность трубопровода.

5.9. Прокладка трубопроводов в районах вечномерзлых грунтов

Проектирование трубопроводов, предназначенных для прокладки в районах вечномерзлых грунтов, следует осуществлять в соответствии с требованиями СНиП 2.02.04-88, специальных ведомственных нормативных документов, утвержденных Миннефтегазстроем, Мингазпромом и Миннефтепромом по согласованию с Минстроем РФ, и дополнительными указаниями настоящих норм.

Для трассы трубопровода должны выбираться наиболее благоприятные в мерзлотном и инженерно-геологическом отношении участки по материалам опережающего инженерно-геокриологического изучения территории.

Выбор трассы для трубопровода и площадок для его объектов должен производиться на основе:

мерзлотно-инженерно-геологических карт и карт ландшафтного микрорайонирования оценки благоприятности освоения территории масштаба не более 1:100 000;

схематической прогнозной карты восстановления растительного покрова;

карт относительной осадки грунтов при оттаивании;

карт коэффициентов удорожания относительной стоимости освоения.

На участках трассы, где возможно развитие криогенных процессов, должны проводиться предварительные инженерные изыскания для прогноза этих процессов в соответствии с требованиями СНиП 1.02.07-87.

Принцип использования вечномерзлых грунтов в качестве основания трубопровода должен приниматься в соответствии с требованиями СНиП

2.02.04-88 в зависимости от способа прокладки трубопровода, режима его эксплуатации, инженерно-геокриологических условий и возможности изменения свойств грунтов основания.

Регулирование теплового взаимодействия газопровода с вечномерзлыми и тальными грунтами должно производиться за счет охлаждения газа в пределах, определяемых теплотехническим расчетом.

Температура транспортируемого продукта при прокладке трубопровода на вечномерзлых грунтах должна назначаться в зависимости от способа прокладки и физических свойств вечномерзлых грунтов (просадочности, сопротивления сдвигу и др.).

На отдельных участках трассы трубопровода допускается:

оттаивание в процессе эксплуатации малольдистых вечномерзлых грунтов, если оно не сопровождается карстовыми процессами и потерей несущей способности трубопровода;

промерзание талых непучинистых грунтов при транспортировании газа с отрицательной температурой.

На участках просадочных грунтов небольшой протяженности должны предусматриваться мероприятия, снижающие тепловое воздействие трубопровода на грунты и обеспечивающие восстановление вечной мерзлоты в зимний период.

Глубина прокладки подземного трубопровода определяется принятым конструктивным решением, обеспечивающим надежность работы трубопровода с учетом требований охраны окружающей среды.

Высоту прокладки надземного трубопровода от поверхности земли необходимо принимать в зависимости от рельефа и грунтовых условий местности, теплового воздействия трубопровода, но не менее 0,5 м.

Участки надземных трубопроводов, на которых происходит компенсация деформаций за счет перемещения трубы поперек оси, должны прокладываться выше максимального уровня снегового покрова не менее, чем на 0,1 м.

При прокладке трубопроводов в насыпях должно быть предусмотрено устройство водопропускных сооружений.

5.10. Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия

К естественным и искусственным препятствиям относятся: реки, водохранилища, каналы, озера, пруды, ручьи, протоки и болота, овраги, балки, железные и автомобильные дороги.

5.10.1. Подводные переходы трубопроводов через водные преграды

Подводные переходы трубопроводов через водные преграды следует проектировать на основании данных гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий с учетом условий эксплуатации в районе строительства ранее построенных подводных переходов, существующих и проектируемых гидротехнических сооружений, влияющих на режим водной преграды в месте перехода, перспективных дноуглубительных и выправительных работ в заданном районе пересечения трубопроводом водной преграды и требований по охране рыбных ресурсов.

(СНиП 2.05.-85*)

Примечание: 1. Проектирование переходов по материалам изысканий, срок давности которых превышает 2 года, без производства дополнительных изысканий не допускается.

2. Место перехода следует согласовывать с соответствующими бассейновыми управлениями речного флота, органами по регулированию использования и охране вод, охраны рыбных запасов и заинтересованными организациями.

Границами подводного перехода трубопровода, определяющими длину перехода, являются:

для многониточных переходов — участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах;

для однопунктных переходов — участок, ограниченный горизонтом высоких вод (ГВВ) не ниже отметок 10 %-ной обеспеченности.

Створы переходов через реки надлежит выбирать на прямолинейных устойчивых плессовых участках с пологими неразмываемыми берегами русла при минимальной ширине заливаемой поймы. Створ подводного перехода следует, как правило, предусматривать перпендикулярным динамической оси потока, избегая участков, сложенных скальными грунтами. Устройство переходов на перекатах, как правило, не допускается.

При выборе створа перехода трубопровода следует руководствоваться методом оптимального проектирования с учетом гидролого-морфологических характеристик каждого водоема и его изменений в течение срока эксплуатации подводного перехода.

Существуют две технологии сооружения подводных переходов: траншейная и бестраншейная.

Бестраншейный способ при строительстве подводных переходов предполагает использование метода наклонно-направленного бурения, имеющего ряд несомненных достоинств. Бестраншейная прокладка трубопроводов методом направленного бурения является наиболее перспективной в технико-экономическом и экономическом аспектах. Метод бестраншейной проходки направленным бурением может быть применен при прокладке трубопроводов и коллекторов под реками, озерами, болотами,

различными инженерными сооружениями, в том числе под другими трубопроводами при обустройстве нефтегазопромыслов, при прокладке трубопровода с берега в открытое море под полосой прибою, при соединении шельфового трубопровода с береговым и т. д.

Строительство подводных переходов траншейным способом можно разделить на четыре основных вида работ: рытье подводной траншеи, монтаж и изоляция трубопровода, укладка трубопровода в траншею, засыпка траншеи.

Все эти операции выполняются специальными машинами и механизмами. Существующие машины по роду работы можно разделить на следующие четыре группы: машины для производства земляных работ, машины для изоляции и утяжеления труб, оборудование для укладки трубопроводов в траншею, вспомогательное оборудование.

Бестраншейный способ прокладки трубопроводов

За рубежом сооружение магистральных нефтегазопроводов через водные преграды осуществляется в основном **бестраншейным способом с применением установок направленного бурения** (рис. 5.10.1). Его преимущества перед традиционными технологиями неоспоримы.(29). Среди них следует выделить:

- наименьший экологический ущерб окружающей среде;
- исключение работ по разработке подводных траншей, их засыпке, устройству берегового укрепления;
- увеличение надежности за счет того, что труба укладывается в массив ненарушенного грунта на большую глубину;
- сокращение эксплуатационных затрат за счет исключения водолазных обследований и необходимости периодических работ по ликвидации размывов трубопроводов;
- сохранение естественного ландшафта и многое другое.



Рис.5.10.1. Установка наклонного бурения Vermeer D24 × 40 Series II Navigator

В настоящее время уже более 30 зарубежных фирм выпускают целый ряд установок для направленного бурения. Более 20 тыс. таких установок находятся в эксплуатации. Самая мощная из них обеспечивает бурение скважин под трубопровод диаметром 1400 мм на расстояние до 2 км (табл.5.10.1).

Таблица 5.10.1

Техническая характеристика буровых установок

Параметры	Тип установки						
	8/60 JetTrac	DD-40	DD-160T	3000.9	Cherrington 60/300R	УББПТ-1	Д-450А
Ширина, м	1,8	1,38	2,44	3,3	Модульн о исполнени я (по станции 2,4 × 13)	3,6	3,2
Длина, м	5,9	5,5	14,68	16		19,4	18
Масса, т	4,6	3,65	36,5	70	18	84	56
Тяговое (толкающее) усилие, т	10,2	18,2	72,6	300	320	2000	100
Диаметр проходки, мм	57– 175	100– 500	200– 800	800– 1400	200–1400	1000	114– 219
Макс. длина бурения, м	280	500	900	1800	2000	2000	800
Макс. расширение, мм	440	600	1500	1400	1600	800	530

При выполнении трубопроводного перехода процесс ННБ состоит из трех основных этапов (рис.5.10.2–5.10.4). Во-первых, бурится пилотная скважина уменьшенного диаметра с входной стороны на выходную. Затем ствол скважины расширяется с тем, чтобы в нее можно было затащить дюкер увеличенного диаметра. И на последнем этапе дюкер протаскивается через скважину с выходной стороны на входную.

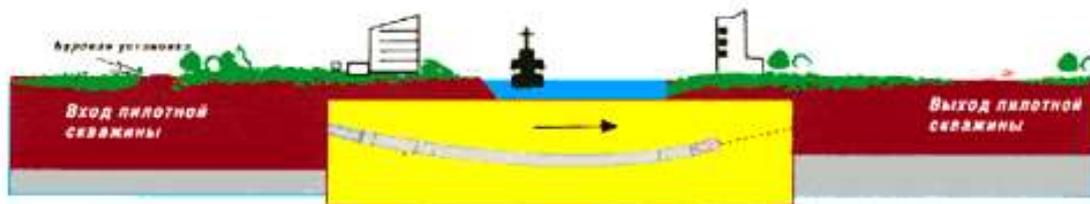


Рис.5.10.2. Бурение пилотной (лидерной) скважины



Рис.5.10.3. Расширение скважины

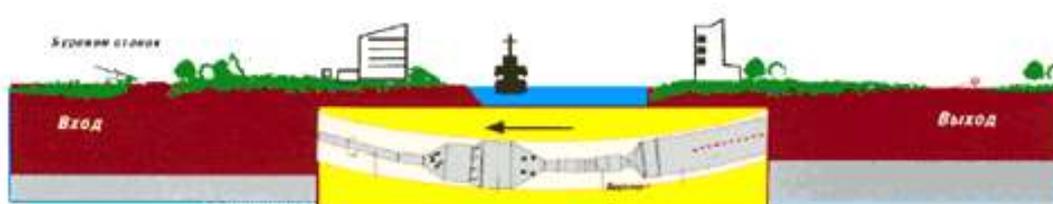


Рис. 5.10.4. Протаскивание трубопровода

Строительство подводных переходов траншейным способом

При строительстве подводных переходов магистральных трубопроводов, кроме требований проекта и ВСН 010–88, должны соблюдаться требования СНиП 2.05.06–85*, СНиП III-42–80, СНиП 3.02.01–87, СНиП IV–5–84, СНиП 3.01.01–85, СНиП 3.01.03–84, а также стандартов и инструкций, утвержденных или согласованных Госстроем СССР, регламентирующих производство и приемку отдельных видов общестроительных и специальных работ в комплексе строительства магистрального трубопровода. При производстве работ в охранной зоне действующих магистральных трубопроводов работы должны вестись с соблюдением требований «Правил безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов», утвержденных Мингазпромом СССР, и «Инструкции по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов» ВСН 51-1–80 / Мингазпром.

Перед началом земляных работ необходимо обследовать участки дна реки или водоема. Обнаруженные препятствия в виде топляков и отдельных валунов следует устранить отмывкой гидромониторами (грунтососами) с

последующим подъемом плавучими грузоподъемными средствами при участии водолазов.

При устройстве подводной траншеи участок, подвергающийся интенсивному заносу, разрабатывают в последнюю очередь, непосредственно перед укладкой трубопровода.

Для устройства подводных траншей можно применять:

- землечерпательные ковшовые снаряды;
- землесосные рефулерные снаряды;
- гидромониторно-эжекторные снаряды;
- канатно-скреперные установки;
- взрывной способ.

Тип механизма для выемки подводного грунта следует выбирать в зависимости от его физико-механических свойств, объема выемки, гидрологического режима, условий судоходства, глубины водоема, периода (времени года) производства работ.

Плавучие грунторазрабатывающие снаряды следует выбирать с учетом продолжительности навигационного периода и времени буксировки снаряда на объект.

В случае разработки траншей через судоходные реки и водохранилища (при больших объемах и глубинах) рекомендуется совмещать работу высокопроизводительных земснарядов, имеющих недостаточную глубину опускания рамы, с работой специальных земснарядов меньшей производительности, но с большей глубиной опускания рамы для разработки подводных траншей до проектных отметок.

Разработку траншей на прибрежных участках следует выполнять бульдозерами и экскаваторами с учетом обводненности грунтов и правил техники безопасности.

Разработку траншей на заболоченных поймах следует, как правило, начинать с урезной части перехода для обеспечения стока воды в реку и дренирования пойм.

После выполнения земляных работ к наряд-заданию следует прилагать план подводного перехода.

Для разработки и извлечения тяжелых и скальных грунтов при строительстве подводных переходов следует применять:

- на береговых и урезных участках русел рек – сухопутную землеройную технику с навесным оборудованием (экскаваторы и бульдозеры);
- на русловых участках – плавучие одночерпаковые земснаряды (штанговый, гидравлический), многочерпаковые земснаряды.

Подводная разработка тяжелых грунтов различной прочности может производиться земснарядами, КСУ (канатно-скреперные установки) и

грейферами с предварительным рыхлением (частичным или сплошным) механическим или взрывным способами в обоснованных проектом случаях.

На крупных переходах с большим объемом разработки тяжелых и скальных грунтов работу земснарядами необходимо выполнять в соответствии с проектом производства работ или индивидуальной технологической картой, которую разрабатывает строительная организация перед началом работы с учетом фактических условий на переходе.

При строительстве переходов с большим объемом разработки тяжелых и скальных грунтов тип механизмов для работы на береговых и русловых участках следует выбирать на основании технико-экономических расчетов, с учетом себестоимости рыхления, извлечения и удаления грунта различными механизмами, которые использованы на данном переходе.

Необходимость производства взрывных работ при устройстве подводных траншей на переходах устанавливает проектная организация с учетом требований по охране окружающей среды и техники безопасности.

Подводные взрывные работы могут быть выполнены методами накладных, шпуровых и скважинных зарядов.

Технические средства для разработки подводных траншей, предусмотренные в ППР, рекомендуется выбирать с учетом группы грунтов, глубины водоема, объемов земляных работ согласно ВСН 010–88 (табл. 5.10.1).

Таблица 5.10.1

Технические характеристики землесосных снарядов

Механизмы	Рекомендуемая группа разрабатываемого грунта	Максимальная глубина, м	Рекомендуемый объем, тыс. м ³
Землесосные снаряды типа:			
«Ямал», «Крым»	I–IV	20–25	300
«Подводник-2»	I–IV	25	100
ТЗР-251, ТЗР-151	I–IV	15–25	50
ЗРС-Г; ЛС-27	I–IV	9	До 50
ДГС-150	I–IV	12	5
Грунтососы и гидромониторы	I–IV	40	До 5
Одноковшовые и многочерпаковые земснаряды типа:			
«Самотлор»	I–VII	20	100
«Байкал»	I–VII	23	30
«Подводник-1»	I–VII	20	50

Механизмы	Рекомендуемая группа разрабатываемого грунта	Максимальная глубина, м	Рекомендуемый объем, тыс. м ³
«Подводник-III»	I–VII	18	30
Канатно-скреперные установки	Не ограничена		До 10

По принципу разработки и эвакуации грунта земснаряды подразделяются на землесосные и землечерпательные снаряды, схематично указанные на рис. 5.10.5.

Землесосные снаряды (землесосы) всасывают грунт вместе с водой (пульпу) через трубу, грунтозаборный наконечник которой располагается в непосредственной близости от разрабатываемого участка дна.

Землечерпательные снаряды представляют собой устройства с механическим способом отделения и подъема грунта с помощью черпаков (ковшей и грейферов) и бывают одночерпаковые и многочерпаковые.

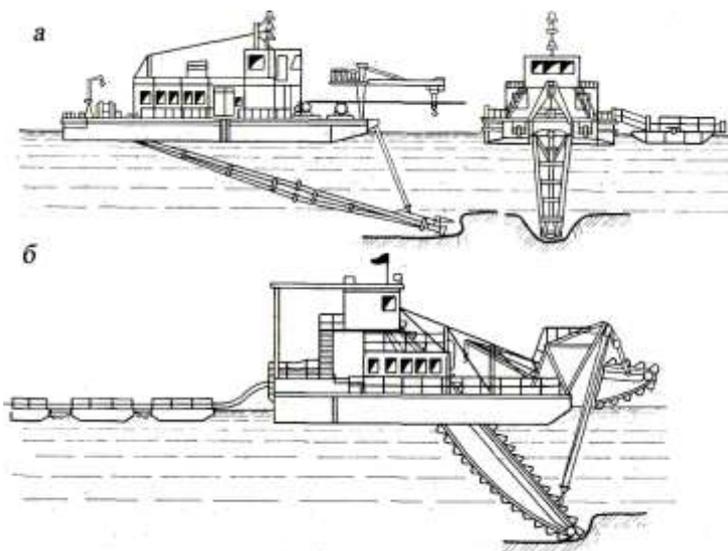


Рис.5.10.5. Земснаряды: а – землесосный; б – землечерпательный

Обычно земснаряды строят отдельно для речных, озерных, и морских условий работы. Они отличаются друг от друга очертаниями, прочностью и высотой борта.

Последовательность выполнения работы. Земснаряд устанавливается в начале участка. Его рабочий орган опускается на дно и по мере разработки грунта все глубже погружается в образуемую воронку до отметки, называемой величиной заглубления (от поверхности дна), после чего весь земснаряд начинает двигаться вперед, в результате на дне образуется уже не воронка, а траншея.

Разрушенный грунт, смешиваясь с водой, образует пульпу, которая сбрасывается по течению или грузится в баржи и увозится.

Чтобы траншея дольше сохраняла свою форму, не обваливалась и в определенной степени противостояла течению, ее стенки должны быть пологими. Формирование траншеи необходимого профиля производится не только продольными, но и поперечными движениями земснаряда. Он движется поступательно, совершая одновременно последовательные перемещения вправо и влево.

Рабочие перемещения земснаряда осуществляются при помощи якорей, якорных канатов и оперативных лебедок.

Подводные трубозаглубители. (29). Для ускорения темпа строительства подводных переходов, уменьшения объема земляных работ и увеличения глубины прокладки трубопроводов возникает необходимость их укладки непосредственно на дно с последующей разработкой траншеи под трубопроводом и постепенным спуском в нее трубопровода.

Машины, предназначенные для разработки подводных траншей непосредственно под выложенным по дну трубопроводом, называются *подводными трубозаглубителями*. Для успешной работы подводного трубозаглубителя поверхность уложенного по дну трубопровода должна быть обетонирована. При заглублении трубопровода одной и той же длины и диаметра на одну и ту же глубину при прочих равных условиях трубозаглубители должны вынуть грунта в четыре-пять раз меньше, чем земснаряды.

Подводный трубозаглубитель (рис. 5.10.6) состоит из энергетической базы и рабочего органа. Энергетическая база предназначена для снабжения энергией рабочего органа и обеспечения передвижения по трубопроводу.

На рис. 5.10.6, *а* изображен трубозаглубитель, энергобазой которого является земснаряд ТЗР-25. Рабочий орган трубозаглубителя предназначен для выполнения основной операции – заглубления трубопровода. Применяются два типа рабочих органов – фрезерно-гидравлический и гидроэжекционный. Рабочий орган фрезерно-гидравлического типа (рис. 5.10.6, *б*) представляет собой подводный траншеекопатель, разрабатывающий траншею под выложенным по дну трубопроводом при помощи специальных фрез. Расположение фрез выполнено таким образом, чтобы агрегат имел двусторонний рабочий ход. Рабочий орган выполняется из двух одинаковых поворотных половин, соединенных шарнирно с центральной частью и охватывающих трубопровод. Гидроэжекционный рабочий орган (рис. 5.10.6, *в*) представляет собой подводный механизм порталного типа на салазках, охватывающий трубопровод сверху и снабженный гидравлическими рыхлителями и гидроэлеваторами, расположенными симметрично по обеим

его сторонам. Рабочий орган любого типа соединяется с энергетической базой при помощи стальных тросов и гибких шлангов. В процессе заглубления трубопровода рабочий орган передвигается по нему на роликах при помощи энергетической базы, которая перемещается поверху водоема с помощью оперативных лебедок. Передвигаясь по трубопроводу, трубозаглубитель разрабатывает под ним траншею, в которую тот опускается под действием собственной массы, массы трубозаглубителя и пригрузки, равномерно расположенной вдоль трубопровода. По окончании трубозаглубительных работ рабочий орган поднимают на поверхность.

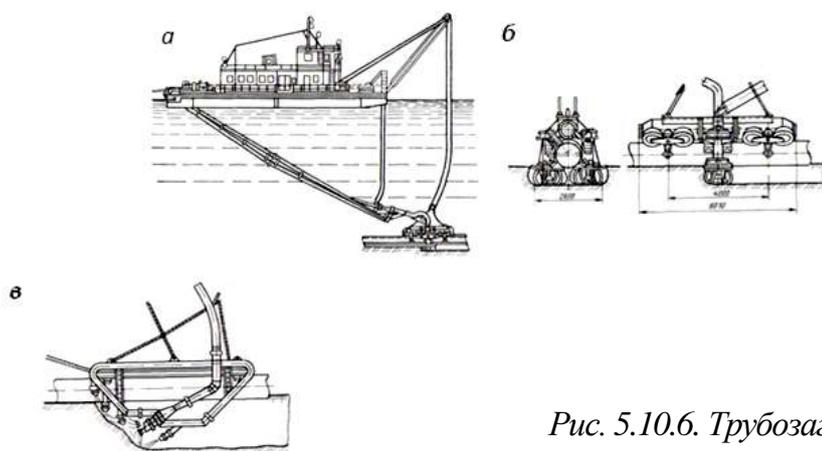


Рис. 5.10.6. Трубозаглубитель

5.10.2. Подземные переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги

Переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги следует предусматривать в местах прохождения дорог по насыпям либо в местах с нулевыми отметками и в исключительных случаях - при соответствующем обосновании в выемках дорог. (СНиП 2.05.06–85*)

Угол пересечения трубопровода с железными и автомобильными дорогами должен быть, как правило, 90° . Прокладка трубопровода через тело насыпи не допускается.

Участки трубопроводов, прокладываемых на переходах через железные и автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, должны предусматриваться в защитном футляре (кожухе) из стальных труб или в тоннеле, диаметр которых определяется из условия производства работ и конструкции переходов и должен быть больше наружного диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм.

Концы футляра должны выводиться на расстояние:

а) при прокладке трубопровода через железные дороги:

от осей крайних путей — 50 м, но не менее 5 м от подошвы откоса

насыпи и 3 м от бровки откоса выемки;

от крайнего водоотводного сооружения земляного полотна (кювета, нагорной канавы, резерва) -3 м;

б) при прокладке трубопровода через автомобильные дороги - от бровки земляного полотна -25 м, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через автомобильные дороги III, III-п, IV-п, IV и V категорий, должны выводиться на 5 м от бровки земляного полотна.

Прокладка кабеля связи трубопровода на участках его перехода через железные и автомобильные дороги должна производиться в защитном футляре или отдельно в трубах.

На подземных переходах газопроводов через железные и автомобильные дороги концы защитных футляров должны иметь уплотнения из диэлектрического материала.

На одном из концов футляра или тоннеля следует предусматривать вытяжную свечу на расстоянии по горизонтали, м, не менее:

от оси крайнего пути железных дорог общего пользования	
40	
то же, промышленных дорог	25
от подошвы земляного полотна автомобильных дорог	
25	

Высота вытяжной свечи от уровня земли должна быть не менее 5 м.

Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под железными дорогами общей сети, должно быть не менее 2 м от подошвы рельса до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 1,5 м от дна кювета, лотка или дренажа.

Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа.

При прокладке трубопровода без защитных футляров вышеуказанные глубины следует принимать до верхней образующей трубопровода.

Заглубление участков трубопровода под автомобильными дорогами на территории КС и НПС принимается в соответствии с требованиями СНиП II-89-80*.

Расстояние между параллельными трубопроводами на участках их переходов под железными и автомобильными дорогами следует назначать исходя из грунтовых условий и условий производства работ, но во всех

случаях это расстояние должно быть не менее расстояний, принятых при подземной прокладке линейной части магистральных трубопроводов.

Пересечение трубопроводов с рельсовыми путями электрифицированного транспорта под стрелками и крестовинами, а также в местах присоединения к рельсам отсасывающих кабелей не допускается.

Минимальное расстояние по горизонтали в свету от подземного трубопровода в местах его перехода через железные дороги общей сети должно приниматься, м, до:

стрелок и крестовин железнодорожного пути и мест присоединения отсасывающих кабелей к рельсам электрифицированных железных дорог.....	10
.....	
стрелок и крестовин железнодорожного пути при пучинистых грунтах	20

При прокладке трубопроводов под дорогами и другими препятствиями в принципе возможны два основных способа производства работ – открытый и закрытый. При открытом способе требуется разрытие поперек дороги траншеи. Это неудобно для пассажиров, транспорта и, кроме того, влечет за собой удорожание работ, так как возникает необходимость восстановления дорожного покрытия и элементов благоустройства в месте перехода.

Более перспективными являются закрытые методы прокладки труб под дорогами, не требующие устройства траншей. При прокладке труб бестраншейными способами вначале под дорогами устраивают защитные кожухи или футляры, а затем в них прокладывают сами рабочие трубопроводы. Чтобы это стало возможным, диаметр кожуха (футляра) должен быть большим, чем диаметр прокладываемого трубопровода [36].

Закрытую прокладку труб кожухов (футляров) выполняют в основном способами прокола, продавливания, горизонтального бурения, а для прокладки коллекторов и тоннелей применяют щитовой и штольневый способы подземных проходок.(36,29).

Прокол лучше применять для прокладки труб малых и средних диаметров (не более 400–500 мм) в глинистых и суглинистых (связных) грунтах (рис. 5.10.7).

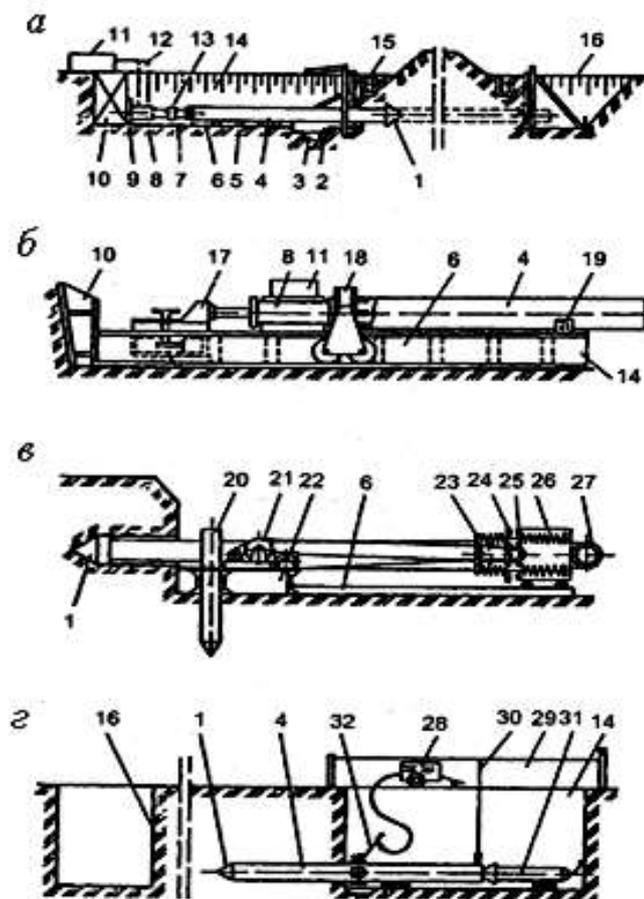


Рис. 5.10.7. Способы прокола труб:

- а – общая схема работ; б – прокол установкой ГПУ-600;
 в – вибропрокол установкой УВВП-400; г – прокол труб с помощью вибропробойников;
 1 – наконечник; 2, 3 – прямки; 4 – прокальваемая труба; 5 – шпалы;
 б – направляющая рама; 7 – нажимной патрубок; 8 – гидродомкраты; 9 – упорный башибак;
 10 – упорная стенка; 11 – насосная станция; 12 – маслопроводы;
 13 – нажимная заглушка; 14, 16 – рабочий и приемный котлованы;
 15 – обводной лоток; 17 – подвижный упор; 18 – нажимная плита на тележке;
 19 – фиксатор; 20 – свая; 21 – лебедка; 22 – рама; 23 – планка;
 24 – ударная приставка; 25 – направляющие стержни; 26 – вибрационный механизм;
 27 – электродвигатель; 28 – электросварочный агрегат; 29 – причалка;
 30 – отвес; 31 – пневмопробойник; 32 – сварка труб [29]

Способ продавливания с извлечением из трубы грунтовой пробки или керна можно применять практически в любых грунтах I–IV групп, он пригоден для труб диаметром 800–1720 мм при длине прокладки до 100 м.

Горизонтальное бурение предусматривает опережающую разработку грунта в забое с устройством скважины в грунте большего диаметра, чем прокладываемая труба. Этим способом можно устраивать подземные

переходы трубопроводов диаметром до 1720 мм на длину 70–80 м. Однако способ этот недостаточно эффективен в обводненных и сыпучих грунтах.



Рис. 5.10.7.а. Способы сооружения подземных переходов

Щитовой и штольневый способы применяются при необходимости устройства переходов трубопроводов, коллекторов и тоннелей значительных диаметров и длины.

При любом из бестраншейных способов прокладки труб вначале по обе стороны дороги отрывают рабочий и приемный котлованы, а затем монтируют соответствующие механизированные установки.

Основным оборудованием при проколе и продавливании труб являются направляющие рамы, гидравлические домкраты, нажимные патрубки, шомполы, наконечники, грунтозаборные ковши, пневмопробойники, насосы, компрессоры и т. п., а при горизонтальном бурении – установки, включающие двигатели внутреннего сгорания, шнеки, режущие головки и др.

Выбор бестраншейного способа прокладки труб зависит от диаметра и длины трубопровода, физико-механических свойств и гидрогеологических условий разрабатываемых грунтов. Выбор способа также зависит от наличия в строительных организациях соответствующих трубопрокалывающих, продавливающих и бурильных агрегатов, установок и оборудования. Для облегчения выбора можно воспользоваться рекомендациями, приведенными в табл. 5.10.2 [36,29].

Гидропроколом трубы прокладывают с использованием кинетической энергии струи воды. Струя воды, выходящая из насадки под давлением, размывает в грунте отверстие диаметром до 500 мм, в котором прокладывают трубы. Удельный расход воды при этом зависит от скорости струи, напора воды и категории проходимых грунтов.

Таблица 5.10.2

Рекомендуемые способы бестраншейной прокладки трубопроводов

Способ	Трубопровод		Наилучшие грунтовые условия применения	Скорость проходки, м/ч	Необходимое усилие вдавливания, кН	Ограничения к применению способа
	диаметр, мм	длина, м				
Механический прокол с помощью домкратов	50–500	80	Песчаные и глинистые без твердых включений	3–6	148–2450	В скальных и кремнистых грунтах не применяется
Гидропрокол	100–200 400–500	30–40 20	Песчаные и супесчаные	1,6–14	250–1600	Способ возможен при наличии источников воды и мест для сброса пульпы
Вибропрокол	500	60	Несвязные песчаные, супесчаные и пльвуны	3,5–8	5–7,5	В твердых и скальных грунтах не применяется
Грунтопрокалывателями	89–108	50–60	Глинистые	2,5–2	–	То же
Пневмопробойниками	300–400	40–50	Мягкие грунты до III группы	30–40 (без расширителей)	0,75–25	В грунтах с повышенным водонасыщением и с малым сцеплением не применяется
Продавливание	400–2000	70–80	В грунтах I–III групп	0,2–1,5	4500	В пльвунных грунтах способ не применим. В твердых породах может быть применим лишь для продавливания труб максимального диаметра
Горизонтальное бурение	325–1720	40–70	В песчаных и глинистых грунтах	1,5–19	–	При наличии грунтовых вод способ не применяется

5.10.3. Надземная прокладка трубопроводов

Надземная прокладка трубопроводов или их отдельных участков

допускается в пустынных и горных районах, болотистых местностях, районах горных выработок, оползней и районах распространения вечномёрзлых грунтов, на неустойчивых грунтах, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия с учетом требований п. 1.1. СНиП 2.05.06–85*

В каждом конкретном случае надземная прокладка трубопроводов должна быть обоснована технико-экономическими расчетами, подтверждающими экономическую эффективность, техническую целесообразность и надежность трубопровода. (СНиП 2.05.06–85*).

При надземной прокладке трубопроводов или их отдельных участков следует предусматривать проектные решения по компенсации продольных перемещений. При любых способах компенсации продольных перемещений трубопроводов следует применять отводы, допускающие проход поршня для очистки полости трубопровода и разделительной головки (для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов). Прямолинейные балочные переходы допускается проектировать без компенсации продольных перемещений трубопроводов с учетом требований разд. 8. СНиП 2.05.06–85*

При прокладке трубопроводов и их переходов через естественные и искусственные препятствия следует использовать несущую способность самого трубопровода. В отдельных случаях при соответствующем обосновании в проекте допускается предусматривать для прокладки трубопроводов специальные мосты.

В местах установки на трубопроводе арматуры необходимо предусматривать стационарные площадки для ее обслуживания. Площадки должны быть несгораемыми и иметь конструкцию, исключающую скопление на них мусора и снега.

На начальном и конечном участках перехода трубопровода от подземной к надземной прокладке необходимо предусматривать постоянные ограждения из металлической сетки высотой не менее 2,2 м.

При проектировании надземных переходов необходимо учитывать продольные перемещения трубопроводов в местах их выхода из грунта. Для уменьшения величины продольных перемещений в местах выхода трубопроводов из грунта допускается применение подземных компенсирующих устройств или устройство поворотов вблизи перехода (компенсатора-упора) с целью восприятия продольных перемещений подземного трубопровода на участке, примыкающем к переходу.

В балочных системах трубопроводов в местах их выхода из грунта опоры допускается не предусматривать. В местах выхода трубопровода из слабосвязанных грунтов следует предусматривать мероприятия по обеспечению проектного положения (искусственное упрочнение грунта, укладку железобетонных плит и др.).

Опоры балочных систем трубопроводов следует проектировать из

несгораемых материалов. При проектировании надземных трубопроводов следует предусматривать электроизоляцию трубопровода от опор.

Высоту от уровня земли или верха покрытия дорог до низа трубы следует принимать в соответствии с требованиями СНиП II-89-80*, но не менее 0,5 м.

Высота прокладки трубопроводов над землей на участках, где предусматривается использование вечномерзлых грунтов в качестве основания, должна назначаться из условия обеспечения вечномерзлого состояния грунтов под опорами и трубопроводом.

При проектировании трубопроводов для районов массового перегона животных или их естественной миграции минимальные расстояния от уровня земли до трубопроводов следует принимать по согласованию с заинтересованными организациями.

При прокладке трубопроводов через препятствия, в том числе овраги и балки, расстояние от низа трубы или пролетного строения следует принимать при пересечении:

оврагов и балок — не менее 0,5 м до уровня воды при 5 %-ной обеспеченности;

несудоходных, несплавных рек и больших оврагов, где возможен ледоход, - не менее 0,2 м до уровня воды при 1%-ной обеспеченности и от наивысшего горизонта ледохода;

судоходных и сплавных рек — не менее величины, установленной нормами проектирования подмостовых габаритов на судоходных реках и основными требованиями к расположению мостов.

Возвышение низа трубы или пролетных строений при наличии на несудоходных и несплавных реках заломов или корчехода устанавливается особо в каждом конкретном случае, но должно быть не менее 1 м над горизонтом высоких вод (по году 1%-ной обеспеченности).

При прокладке трубопроводов через железные дороги общей сети расстояние от низа трубы или пролетного строения до головки рельсов следует принимать в соответствии с требованиями габарита "С" по ГОСТ 9238—83.

Расстояние в плане от крайней опоры надземного трубопровода должно быть, м, не менее:

до подошвы откоса насыпи	5
" бровки откоса выемки	3
" крайнего рельса железной дороги.....	10

В местах надземных переходов трубопроводов через ручьи, овраги и другие препятствия следует предусматривать конструктивные решения,

обеспечивающие надежную защиту от тепловых и механических воздействий соседних трубопроводов при возможном разрыве на одном из них.

Монтаж надземного трубопровода.(1) В многолетнемерзлых грунтах чаще всего прокладка трубопроводов производится надземным способом. Монтаж надземного трубопровода осуществляется либо на раскладочных лежках рядом со свайными опорами с последующим подъемом плетей на опоры, либо непосредственно на опорах с использованием передвижных монтажных опор (рис. 5.10.8). Монтаж надземного трубопровода выполняется методами, исключаящими прямой контакт с твердыми предметами: металлическими частями транспортных и грузоподъемных машин, а также монтажных средств.

Перед закреплением трубопровода на опорах выполняют регулировку высоты положения опор с целью устранения остаточных монтажных напряжений в трубопроводе выравниванием нагрузок на опорах от веса трубопровода.

Наземные нефтепроводы во избежание загустения нефти (поддержания запроецированных температур перекачки) могут оснащаться системой попутного электроподогрева. Греющий электрокабель прокладывается в трубе диаметром 50мм, которая крепится к транспортной трубе снизу.

Испытание системы электроподогрева проводят после ее монтажа в два этапа. На первом этапе необходимо испытать работоспособность и электробезопасность самого нагревателя, а на втором — эффективность работы всей нагревательной системы. Нагреватель подлежит испытанию на нескольких режимах изменения тока от минимального значения до максимального.

На рис. 5.10.9 показан общий вид надземного трубопровода, смонтированного на эстакаде.

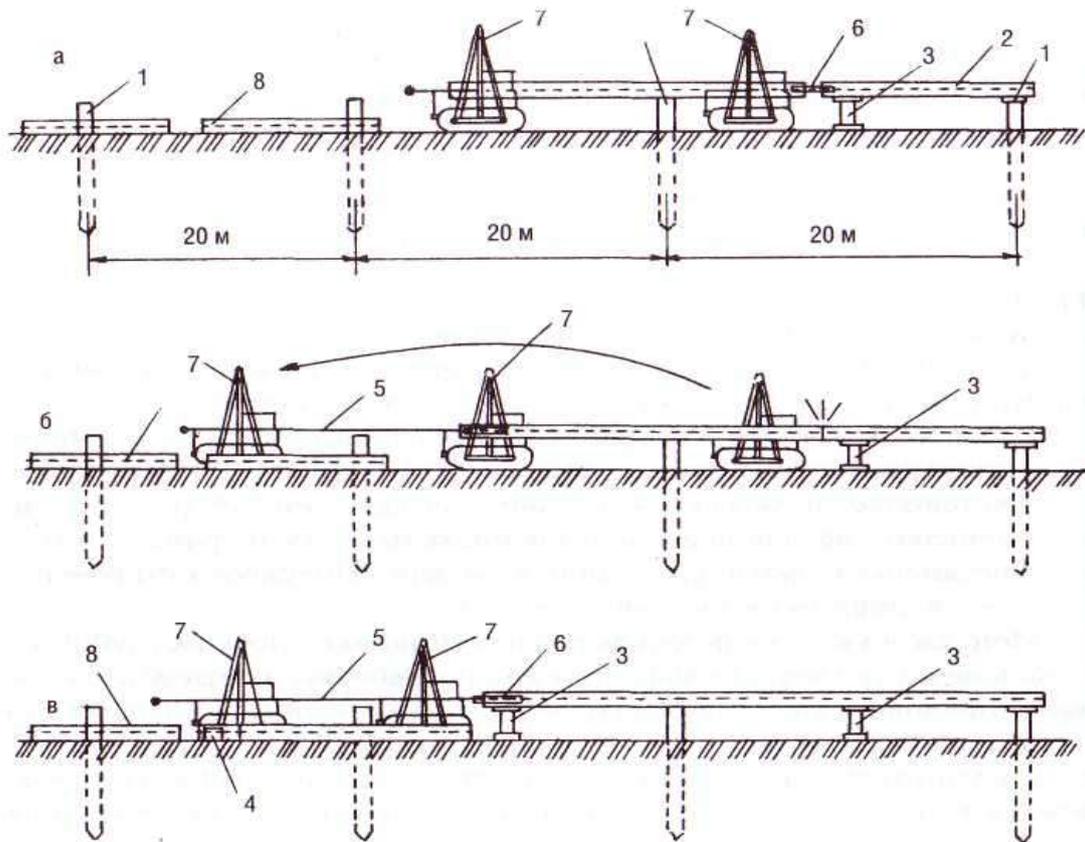


Рис.5.10.8 - Монтаж плетей на опорах: а— сборка стыка; б — перемещение центриатора; в — подготовка трубы к стыковке; 1 — опора; 2 — смонтированный трубопровод; 3 — монтажная опора; 4 — передвижная опора штанги; 5 — штанга; 6 — центриатор; 7 — трубоукладчик; 8 — трубы



Рис. 5.10.8. Надземный трубопровод

5.10.4. Монтаж запорной арматуры

Монтаж узлов кранов и задвижек, как правило, производится из укрупненных заготовок, сваренных, заизолированных и предварительно испытанных в базовых условиях, так как при отказе во время испытания всего трубопровода приходится опорожнять весь трубопровод, что приводит к удорожанию работ.(1) Комплекс работ по установке узлов кранов или задвижек выполняется в следующем порядке:

- разработка котлована;
- планировка дна, подсыпка под фундамент и ее трамбовка;
- укладка фундаментных плит;
- транспортировка монтажных заготовок к месту установки крановых узлов и задвижек;
- сборка узла из заготовок в котловане;
- контроль сварных стыков;
- изоляция стыков;
- гидравлическое испытание кранового узла (задвижки);
- присоединение кранового узла (задвижки) к нити трубопровода;
- контроль замыкающих стыков и их изоляция;
- засыпка узла с трамбовкой пазухов;
- установка средств управления краном (задвижкой);

- установка ограждения, обустройство площадки вокруг кранового узла (задвижки).

5.10.5. Монтаж стальных вертикальных резервуаров

Сложным и трудоемким объектом при строительстве являются резервуары и резервуарные парки.

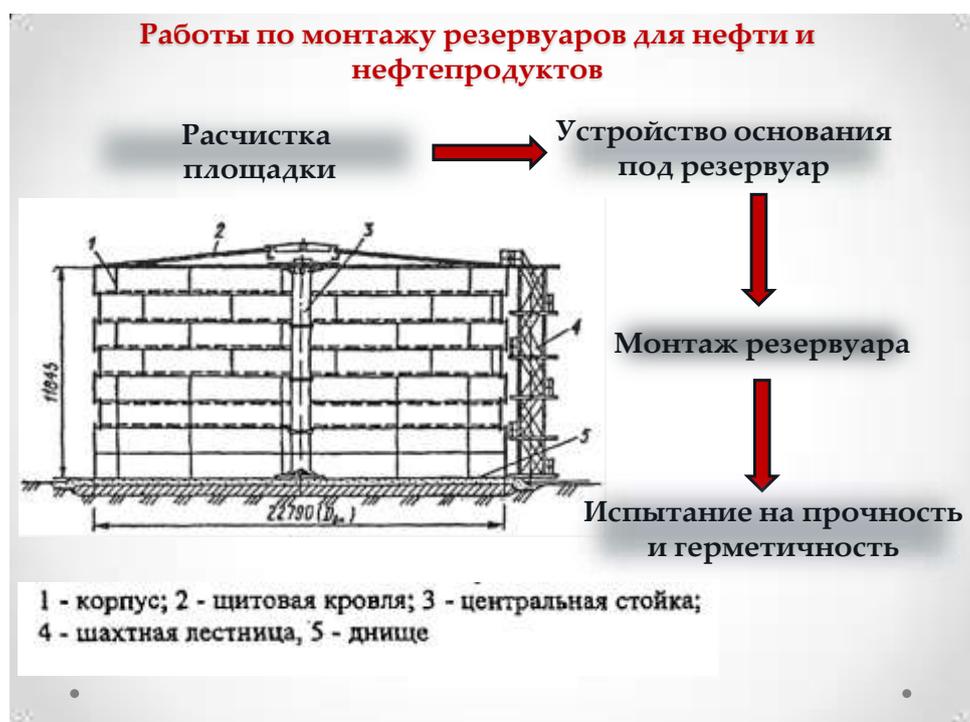


Рис. 5.10.9. Сооружение резервуаров

Монтаж вертикальных стальных резервуаров осуществляют **методом рулонирования и методом полистовой сборки.**

При методе рулонирования стенки, днища, центральные части плавающих крыш и понтонов поставляют на монтажную площадку в виде рулонированных полотнищ, а покрытия, короба понтонов и плавающих крыш, кольца жесткости и другие конструкции — укрупненными элементами.

(1) До начала монтажа резервуара сооружается фундамент.

Транспортирование рулонированной конструкции высотой до 12м производится на четырехосной железнодорожной платформе грузоподъемностью 60 т, высотой 18м — на железнодорожном транспортёре сцепного типа грузоподъемностью 120 т или на четырехосной железнодорожной платформе грузоподъемностью 60 т с двумя платформами прикрытия.



Рис. 5.10.10. Рулонный метод монтажа резервуара

Монтаж днища. Монтаж днища, состоящего из центральной рулонированной части и окраек, производят в следующем порядке:

- укладывают в проектное положение крайки, контролируя правильность их укладки с помощью разметочного приспособления, закрепленного в центре основания. При монтаже резервуаров объемом более 20000м³ крайки укладываются по радиусу, превышающему проектный на величину усадки кольца окраек после сварки (10— 15мм), что должно быть предусмотрено ППР. По окончании сборки кольца окраек необходимо проверить отсутствие изломов в стыках окраек, отсутствие прогибов и выпуклостей, горизонтальность кольца окраек;

- прихватывают собранное кольцо окраек и сваривают радиальные стыки;

- накатывают рулоны днища на основание по специально устроенному пандусу;

- разворачивают рулоны днища с учетом наименьшего перекатывания рулонов на одном участке основания и с последующим

- перемещением развернутых полотнищ в проектное положение, соблюдая следующий порядок:

- устанавливают рулон в исходное положение для разворачивания и срезают удерживающие планки;

- развернув наружное полотнище, перемещают его в положение, близкое к проектному. Таким же образом разворачивают остальные полотнища;

- устанавливают центральное полотнище в проектное положение;

- параллельно прямолинейным кромкам полотнища наносят риски на расстоянии величины нахлестки полотнищ. По рискам приваривают ограничительные пластины и с помощью трактора смещают промежуточные полотнища в проектное положение (до упора о ограничительные пластины). Аналогичным образом укладывают остальные полотнища;

- сваривают днище в соответствии с требованиями ППР. Перед сваркой необходимо проверить: соответствие размеров днища проектным; соблюдение размеров в нахлесточных соединениях, особенно в местах двойной нахлестки; предусмотренное проектом расположение окраек относительно средней части днища; правильность размещения и зачистку прихваток.

Монтаж плавающей крыши. Центральную часть плавающей крыши (понтон) монтируют после разметки днища резервуара и прихватки плит под опорные стойки в следующем порядке:

- накатывают рулоны и разворачивают их на днище резервуара;
- развернутые элементы центральной части плавающей крыши сваривают между собой. Центральный монтажный стык сваривают на треть длины, начиная от центра в обе стороны и на всю длину, когда открытый (ребристо-кольцевой) понтон сваривают из отдельных элементов, собираемых на монтажной площадке;

- по окончании сборки и сварки полотнищ центральной части проверяют правильность расположения центральной части относительно криволинейной кромки окраек и прихватывают днище плавающей крыши (понтон) к днищу резервуара.

После завершения монтажа центральной части плавающей крыши (понтон) на нее переносят центр днища резервуара, закрепляют в центре разметочное приспособление и производят разметку кольцевых рисок установки подкладного листа под монтажную стойку (на 10мм больше радиуса подкладного листа) и контроль вертикальности монтажной стойки (размер определяется в зависимости от диаметра центрального щита). Кроме того, наносят риски, определяющие положение опорных стоек плавающей крыши (понтон) и места приварки скоб для крепления расчалок монтажной стойки.

Монтаж стенки. Установка рулонов в вертикальное положение производится с опиранием на шарнир краном, перемещающимся в процессе подъема по специально подготовленной площадке. Рулон может быть поднят в вертикальное положение двумя кранами без опорного шарнира.

Монтажную стойку, используемую для укладки щитов покрытия, устанавливают в центре днища резервуара.

До начала разворачивания рулона стенки к днищу резервуара по кольцевой риске приваривают ограничительные уголки с интервалом 250—300 мм. В зоне вертикального монтажного стыка на расстоянии 3м в обе стороны от стыка по окончании формообразования концов полотнищ приваривают ограничительные уголки. Разворачивание рулона производят трактором с помощью каната и тяговой скобы, привариваемой к рулону на высоте 500мм.

Элементы опорного кольца и колец жесткости устанавливают по мере разворачивания полотнища стенки. Предварительно верх стенки в местах установки колец с помощью расчалок и переносной скобы выводят в проектное положение.

После установки второго и последующего элементов, прихватки и приварки их к стенке проверяют вертикальность стенки по отвесам и только тогда производят сварку элементов между собой. Установку элементов кольца жесткости ведут аналогично установке элементов опорного кольца.

Монтаж стационарных покрытий. Первым укладывают начальный щит, имеющий две несущие балки, затем промежуточные щиты, имеющие по одной несущей балке, и в последнюю очередь укладывают замыкающий щит, не имеющий несущих балок. Первый щит покрытия устанавливают по разметке. Плоские щиты сначала опускают вершиной на центральную стойку. После закрепления вершины щита болтами опускают основание щита с ловителями на стенку резервуара. Щиты прихватывают к стенке резервуара и друг к другу.

Монтаж резервуаров с горизонтальным разворачиванием стенок. Технологию монтажа резервуаров, характеризующуюся горизонтальным разворачиванием рулонов стенок на специальном стенде-кондукторе с последующей установкой изготовленного на стенде блока стенки в проектное вертикальное положение, целесообразно применять для резервуаров объемами 20000м³ и более, особенно при сооружении парка резервуаров. Остальные конструктивные элементы днища, плавающие крыши, покрытия и другие — монтируются способами в соответствии с вышерассмотренными разделами.

Рулон стенки с помощью одного-двух кранов укладывается в горизонтальном положении на опору, которая устанавливается рядом со стендом (рис. 5.10.11).

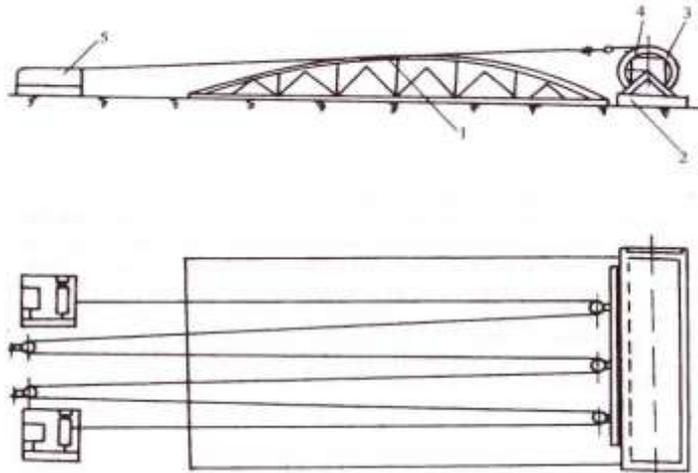


Рис. 5.10.11 - Схема горизонтального разворачивания рулона и продвижения полотнища стенки на стенд: 1 — стенд; 2 — опора; 3 — рулон; 4 — полотнище стенки; 5 — электрические лебедки

К начальной кромке рулонированного полотнища прикрепляется тяговая балка, оборудованная отводными блоками, через которые тросы идут на две электролебедки с тяговым усилием $Q = 8$ тс каждая. После обрезки удерживающих планок с соблюдением необходимых мер предосторожности производят разворачивание и натаскивание полотнища на стенд.

На закрепленном на стенде полотнище монтируются другие конструктивные элементы стенки (для резервуаров с плавающей крышей — элементы верхней кольцевой площадки и промежуточных колец жесткости). После установки блока в проектное положение его раскрепляют расчалками, приваривают стенку к днищу резервуара с наружной стороны, разбирают и отсоединяют от полотнища стенд, который используют для монтажа следующих блоков.



Рис. 5.10.12. Монтаж резервуара

Монтаж резервуаров полистовым методом. Технологический процесс сборки и сварки днищ резервуаров и центральных частей плавающих крыш (понтон), монтируемых из рулонных заготовок, с целью получения минимальных сварочных деформаций должен предусматривать следующий порядок производства работ:

- монтируют окрайки днища, собирая стыки между ними на остающейся подкладке с зазором клиновидной формы, равным у периферии 4—6 мм, а у другого конца стыка 10—12 мм. Стыки закрепляют гребенками и сваривают на длине 200—250 мм в местах примыкания стенки;
- монтируют рулонированные полотнища днища резервуара и сваривают соединения между ними только на площади, закрываемой впоследствии днищем плавающей крыши (понтон), не доваривая концы стыков на 2м;
- после приварки на днище плит под опорные стойки и испытания сварных соединений днища резервуара на герметичность монтируют полотнища плавающей крыши (понтон). Соединения между ними не доваривают по концам на длину 2м;
- монтируют первый пояс стенки резервуара, сваривают его вертикальные стыки, затем приваривают к окрайкам днища;
- после сварки пояса с окрайками зазор в стыках окрайек становится нормальным, и стыки сваривают по всей их длине. Затем собирают полотнища днища резервуара с окрайками и приваривают их. В последнюю очередь заканчивают сварку соединений между полотнищами, которые оставляли не сваренными;

• днище плавающей крыши (понтон) после монтажа и сварки второго пояса стенки резервуара, монтажа и сварки коробов понтона собирают и сваривают вначале с ребром понтона (рис. 5.10.13), затем заваривают соединения между полотнищами, которые ранее оставались не сваренными.

Монтаж плавающей крыши, ее подъем для установки опорных стоек, монтаж оборудования и направляющих крыши выполняют в той же последовательности, что на резервуарах со стенкой из рулонных заготовок.

Испытания резервуаров. Испытание резервуаров повышенного давления ($> 0,002$ МПа) производится в соответствии с требованиями, приведенными в проекте, с учетом их конструктивных особенностей.

При испытании резервуаров низкого давления ($< 0,002$ МПа) на прочность и устойчивость избыточное давление принимается на 25%, а вакуум на 50% больше проектной величины, если в проекте нет других указаний, а продолжительность нагрузки 30 мин. Создание избыточного давления и вакуума осуществляют либо с помощью налива или слива при закрытых люках и штуцерах, либо с помощью компрессоров и вакуумных насосов.

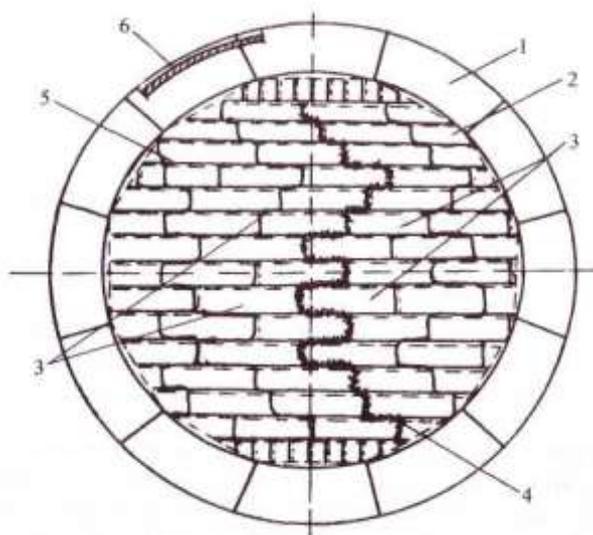


Рис. 5.10.13 - Схема сборки и сварки днища из листов: 1 — крайка; 2 — периферийные листы; 3 — зона; 4 — шов между зонами; 5 — шов между периферийными листами и зонами; 6 — стенка

Резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание, если в его процессе на поверхности стенки или по краям днища не появятся течи, уровень воды не будет снижаться, а осадка резервуара будет соответствовать требованиям проекта. На резервуар, прошедший испытания, составляется приемочный акт, а при сдаче в эксплуатацию — паспорт.

5.10.6. Прием в эксплуатацию законченных строительством трубопроводов

Комплексная проверка качества основного комплекса строительных работ на соответствие их проектным требованиям и требованиям нормативных документов на законченных строительством участках трубопровода в последнее время производится методами послестроительной дефектоскопии.(1)

При выполнении послестроительной дефектоскопии производится проверка:

- внутренней геометрии труб после укладки, балластировки и засыпки трубопровода;
- целостности металла труб на переходах через реки и дороги;
- сплошности противокоррозионного покрытия трубопровода после его засыпки;
- положения трубопровода на крутоизогнутых участках.

Внутренняя геометрия труб проверяется пропуском внутритрубного калибровочного устройства. Пропуск внутритрубного калибровочного устройства в потоке воды или воздуха, закачиваемых в испытываемые участки наполнительными агрегатами (для выявления вмятин, изгибов, овальностей и других недопустимых отклонений от стандартной геометрии поперечного сечения трубы), осуществляется по технологии пропуска очистного или разделительного устройства как при выполнении операции промывки или продувки.

Проверка целостности металла труб производится акустико-эмиссионным способом. Акустико-эмиссионная диагностика в процессе испытания переходов трубопровода через дороги и водные преграды проводится с применением многоканальной акустико-эмиссионной системы.

Проверка сплошности изоляционного покрытия проводится методом катодной поляризации.

При проверке *положения трубопровода* на крутоизогнутых участках (овраги, ручьи, балки) измеряются глубина заложения трубопровода, высота засыпки и обвалования.

Внутритрубная дефектоскопия проводится с целью обнаружения нарушения формы и механических повреждений стенок труб (овальность, вмятины и др.), дефектов коррозионного происхождения, трещин в сварных соединениях и стенках труб, а также фиксирование фактического пространственного положения трубопровода и его отклонения от проектного. По результатам расшифровки данных самописцев внутритрубной дефектоскопии дается общая оценка исходного (базового) технического состояния трубопровода перед вводом в эксплуатацию.

Конструкция линейной части трубопровода должна обеспечивать возможность проведения внутритрубной дефектоскопии (что закладывается в проект), в том числе иметь:

- камеры запуска и приема внутритрубных устройств;
- постоянный внутренний диаметр и равнопроходную линейную арматуру без выступающих внутрь трубопровода узлов и деталей, а также сварочного грата, подкладных колец;
- минимальный радиус изгиба трубопровода не менее пяти его диаметров;
- решетки на тройниках-врезках отводов, перемычек трубопровода, исключающие попадание внутритрубных устройств в ответвления;
- самостоятельные узлы пуска и приема внутритрубных устройств на участках переходов трубопровода через естественные и искусственные препятствия, диаметр которых отличается от диаметра основного трубопровода;
- сигнальные приборы, маркерные устройства, регистрирующие прохождение внутритрубных устройств, установленные в узлах пуска, приема и промежуточных пунктах на трубопроводе.

Внутритрубная дефектоскопия трубопровода проводится в потоке воздуха, природного газа или воды. Режим работы компрессорной (подача газа, воздуха) или насосной (подача воды) станции должен быть согласован со скоростью перемещения дефектоскопа. При увеличении скорости дефектоскопа он дает искаженные данные.

По результатам послестроительной дефектоскопии оформляется акт за подписью генподрядчика, субподрядчиков, технадзора заказчика.

Приемка в эксплуатацию. Приемка в эксплуатацию трубопроводов производится после окончания строительства в соответствии с проектом, устранения недоделок, выполнения пусконаладочных работ и начала перекачки продукта по трубопроводу. В акте приемки трубопровода в эксплуатацию определяются сроки доведения производительности трубопровода до уровня, установленного для начального периода.

Если после окончания строительства в течение длительного времени не начинается эксплуатация трубопровода, то производится его консервация. Консервация осуществляется по участкам между закрытыми линейными кранами (задвижками). Консервация заключается в заполнении полости трубопровода сухим газом или другой нейтральной средой, поднятии давления до уровня не ниже 1,2 МПа и выдержки под этим давлением до момента начала эксплуатации объекта. В течение консервационного периода контролируют давление газа в трубопроводе с целью определения его

герметичности. В течение консервационного периода непрерывно должна работать система электрохимзащиты.

6. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ

6.1. Защита трубопроводов от коррозии.

Способы защиты трубопроводов от наружной коррозии подразделяются на пассивные и активные.

Пассивный метод защиты от коррозии основан на создании непроницаемого барьера между металлом трубопровода и окружающим его грунтом. Это осуществляется нанесением на трубу специальных защитных покрытий. Согласно ГОСТ Р 51154-98 для изоляции магистральных трубопроводов рекомендовано 22 конструкции защитных покрытий, из них: 19- усиленного типа и 3- нормального. В настоящее время применяются следующие виды изоляционных покрытий (4):

- комбинированное на основе мастики и полимерной ленты;
- комбинированное на основе битумно- полимерной мастики и термоусаживающей ленты;
- ленточно-полимерно-битумное;
- полиуретановое и полиуретаново-эпоксидное;
- экструдированное полиэтиленовое, наносимое на трубу в заводских условиях.

На практике не удается добиться полной сплошности изоляционного покрытия. Различные виды покрытия имеют различную диффузионную проницаемость и поэтому обеспечивают различную изоляцию трубы от окружающей среды. В процессе строительства и эксплуатации в изоляционном покрытии возникают трещины, задиры, вмятины и другие дефекты. Наиболее опасными являются сквозные повреждения защитного покрытия, где, практически, и протекает грунтовая коррозия.

Так как пассивным методом не удается осуществить полную защиту трубопровода от коррозии, одновременно применяется активная защита (ЭХЗ- электрохимическая защита), связанная с управлением электрохимическими процессами, протекающими на границе металла трубы и грунтового электролита (ЭХЗ- электрохимическая защита). Такая защита носит название комплексной защиты.

Активный метод защиты от коррозии осуществляется путем катодной поляризации и основан на снижении скорости растворения металла по мере смещения его потенциала коррозии в область более отрицательных значений, чем естественный потенциал.

Прилагая между поверхностью металла трубы и грунтом электрический ток, необходимо достигнуть снижения потенциала в дефектных местах изоляции трубы до значения ниже критерия защитного потенциала, равного - 0,85 В. В результате этого скорость коррозии снизится до 10 мкм в год, утрачивая при этом практическое значение.

Существуют два вида активной защиты трубопроводов от наружной коррозии — **протекторная** и **катодная**. При протекторной защите рядом с трубопроводом размещают более активный металл (протектор), который соединяют с трубопроводом изолированным проводником.(2). Протекторы изготовляют из цинка, алюминия или магниевых сплавов. При катодной защите с помощью источника постоянного тока (катодной станции) (рис. 6.1.1) создают разность потенциалов между трубопроводом и размещенными рядом с трубопроводом кусками металла (обычно обрезки старых труб, металлолом) так, что на трубопровод подается отрицательный заряд, а на куски металла — положительный. Таким образом, дополнительно размещаемый в грунте металл как в протекторной, так и в катодной защите, является анодом и подвергается разрушению, а наружная коррозия трубопровода не происходит.

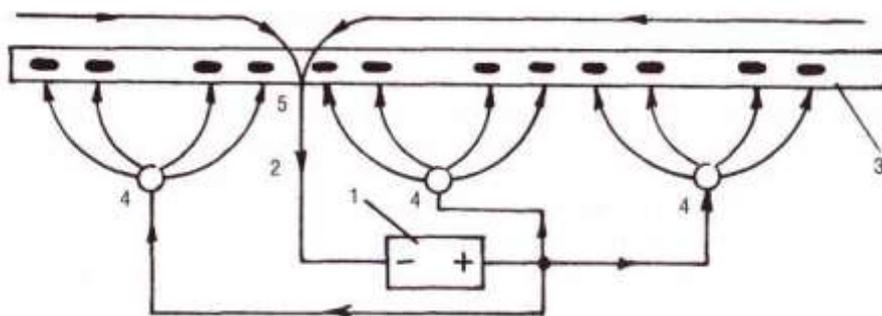


Рис. 6.1.1 Принципиальная схема катодной защиты трубопровода: 1 — источник постоянного тока; 2 — изолированный электропровод; 3 — трубопровод с поврежденной изоляцией; 4 — анод (заглубленное железо); 5 — дренаж (соединение тела трубы с электропроводом)

Принцип действия протекторной защиты аналогичен работе гальванического элемента (рис. 6.1.2).

Два электрода (трубопровод и протектор, изготовленный из более электроотрицательного металла, чем сталь) опущены в почвенный электролит и

соединены проводником. Так как материал протектора является более электроотрицательным, то под действием разности потенциалов происходит направленное движение электронов от протектора к трубопроводу по проводнику. Одновременно ион - атомы материала протектора переходят в раствор, что приводит к его разрушению. Сила тока при этом контролируется с помощью контрольно-измерительной колонки.

Таким образом, разрушение металла все равно имеет место, но не трубопровода, а протектора.

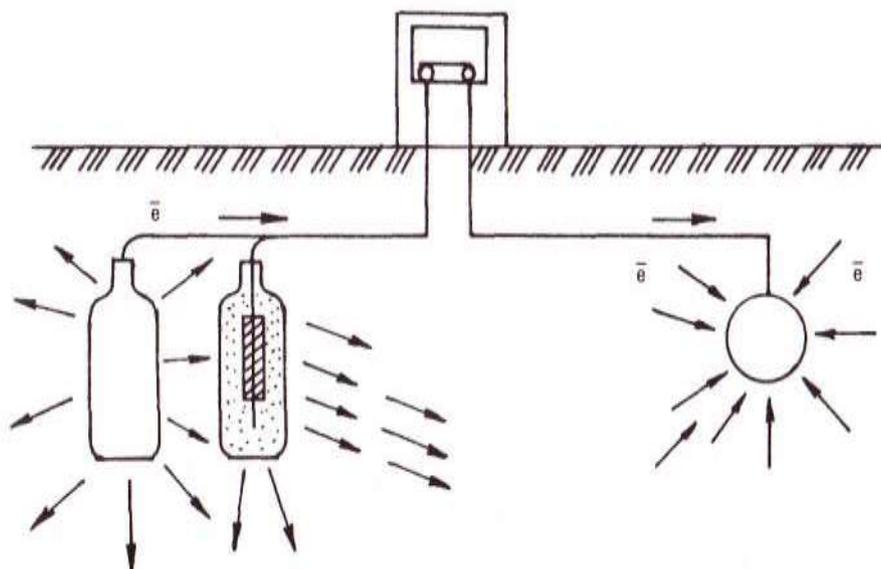


Рис. 6.1.2 Принципиальная схема протекторной защиты

Метод защиты трубопроводов от разрушения блуждающими токами, предусматривающий их отвод (дренаж) с защищаемого сооружения на сооружение — источник блуждающих токов — либо специальное заземление, называется **электродренажной защитой**.

Применяют прямой, поляризованный и усиленный дренажи (рис. 6.1.3).

Прямой электрический дренаж — это дренажное устройство двусторонней проводимости. Схема прямого электрического дренажа

включает в себя: реостат (R), рубильник (К), плавкий предохранитель (Пр) и сигнальное реле (Ср). Сила тока в цепи «трубопровод-рельс» регулируется реостатом. Если величина тока превысит допустимую величину, то плавкий предохранитель сгорит, ток потечет по обмотке реле, при включении которого срабатывает звуковой или световой сигнал.

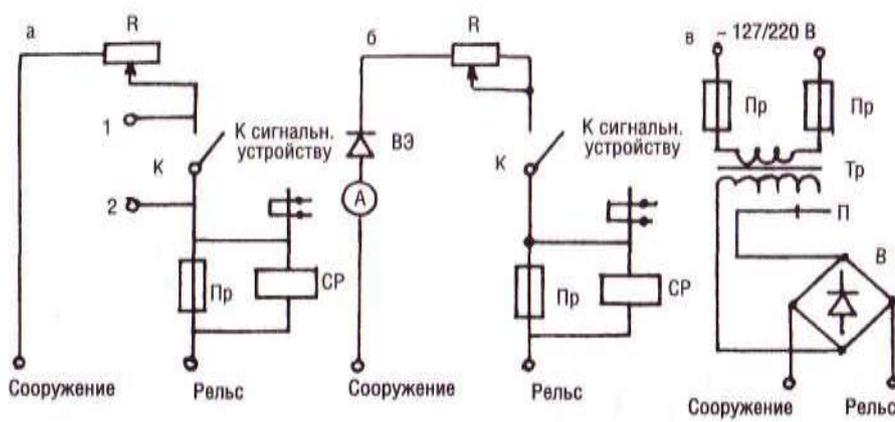


Рис. 6.1.3 Принципиальная схема электрических дренажей: а — прямой; б — поляризованный; в — усиленный

Прямой электрический дренаж применяется в тех случаях, когда потенциал трубопровода постоянно выше потенциала рельсовой сети, куда отводятся блуждающие токи. В противном случае дренаж превратится в канал для натекания блуждающих токов на трубопровод.

Поляризованный электрический дренаж — это дренажное устройство, обладающее односторонней проводимостью. От прямого дренажа поляризованный отличается наличием элемента односторонней проводимости (вентильный элемент) ВЭ. При поляризованном дренаже ток протекает только от трубопровода к рельсу, что исключает натекание блуждающих токов на трубопровод по дренажному проводу.

Усиленный дренаж применяется в тех случаях, когда нужно не только отводить блуждающие токи с трубопровода, но и обеспечить на нем необходимую величину защитного потенциала. Усиленный дренаж представляет собой обычную катодную станцию, подключенную отрицательным полюсом к защищаемому сооружению, а положительным — не к анодному заземлению, а к рельсам электрифицированного транспорта.

6.2. Контроль и диагностика оборудования трубопроводов

6.2.1. Контроль и диагностика линейной части

Требования к проектированию, изготовлению, монтажу и эксплуатации промысловых и магистральных газонефтепроводов, периодичности и объему их освидетельствования и технического диагностирования содержатся в различных отраслевых и ведомственных документах (1, 43, 45).

Нарушение работоспособности линейной части газонефтепроводов может происходить как вследствие нарушения технологии производства работ, так и из-за накопления дефектов элементами трубопровода в период эксплуатации. К технологическим причинам нарушения работоспособности линейной части относят гидратные и газовые пробки, засорения трубопроводов и др. Они выявляются методами функциональной (оперативной) диагностики и устраняются оперативным обслуживающим персоналом.

Основными видами дефектов, возникающих в процессе эксплуатации газонефтепроводов, являются: коррозия металла, эрозионный износ стенок, трещины в сварных швах и основном металле, нарушение защитных свойств изоляционных покрытий, изменение проектного положения элементов трубопровода. Соотношение различных дефектов определяется в основном климатическим районом расположения трубопровода, свойствами грунта

(пучинистостью, просадочностью, набухаемостью и т. п.) в зоне его прокладки и наличием участков с высоким уровнем грунтовых вод.

На каждый газонефтепровод на основании результатов анализа технической документации разрабатывается индивидуальная программа диагностирования, которая включает (1):

- карту-схему газонефтепровода с указанием потенциально опасных участков и отдельных элементов, которые в силу особенностей их конструкции или условий эксплуатации наиболее подвержены появлению повреждений и отказов;

- план обследования, включающий порядок и последовательность проведения диагностических работ, методы и аппаратуру, используемые в процессе диагностирования;

- меры безопасности при проведении диагностирования;

- методы обработки результатов диагностирования и порядок их представления.

Для магистральных газонефтепроводов, имеющих большую протяженность, наиболее технологичным является проведение диагностики с помощью внутритрубных инспекционных приборов (ВИП). Технология внутритрубной диагностики регламентирована рядом нормативно-технических документов, наиболее подробным из которых является РД 153-39.4-035-03, разработанный центром технической диагностики «ДИАСКАН» акционерной компании «Транснефть».

Работы по внутритрубной диагностике в общем случае включают в себя:

- пропуск скребка-калибра для определения минимального проходного сечения трубопровода перед пропуском профилемера;

- пропуск шаблона-профилемера для участков первичного обследования, имеющих подкладные кольца, с целью предупреждения застревания и повреждения профилемера деформированными подкладными кольцами;

- пропуск профилемера для контроля проходного сечения трубопровода с целью предупреждения застревания и повреждения дефектоскопа и определения глубины вмятин;

- пропуск очистных скребков для очистки внутренней поверхности трубопровода от парафиносмолистых отложений, глиняных тампонов, а также удаления посторонних предметов;

- пропуск дефектоскопа.

Для проведения внутритрубной диагностики магистральный трубопровод должен отвечать следующим требованиям: все соединительные элементы и запорная арматура участка трубопровода должны быть равнопроходными с трубопроводом. Каждый участок диагностируемого магистрального трубопровода (в том числе лупинги и резервные нитки подводных переходов) должен быть оборудован камерами пуска, приема и

очистки ВИП. Для контроля за движением прибора служат приемопередатчики профиломеров и дефектоскопов, антенны которых установлены под решеткой бампера в носовой части, а также наземные приборы сопровождения, в состав которых входят низкочастотные локаторы и наземные маркерные передатчики. Приемопередатчики ВИП генерируют низкочастотные электромагнитные сигналы, которые улавливаются антенной локатора на поверхности земли с расстояния до 2,5 м от передатчика прибора, находящегося в трубопроводе.

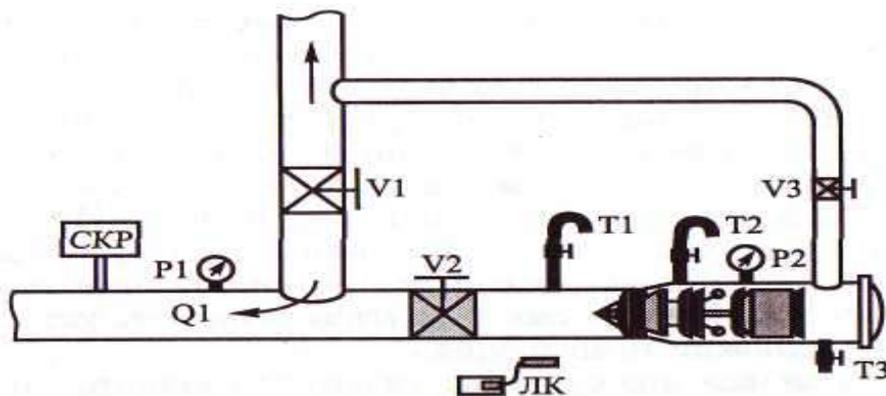


Рис. 6.2.1 Схема камеры запуска ВИП

Все типы ВИП, используемых центром технической диагностики «ДИАСКАН», по техническим характеристикам позволяют проводить пропуски на участках магистрального трубопровода, имеющих подкладные кольца. Применяют следующие основные типы ВИП: очистные скребки СКР1, СКР1-1, СКР2, магнитные скребки СКР3, СКР-4; профиломеры и шаблоны-профиломеры, внутритрубные инспекционные приборы-дефектоскопы WM, MFL, CD.

При невозможности контроля приборами внутритрубной диагностики (например, из-за отсутствия камер приема-пуска или других конструктивных особенностей) газонефтепроводы подвергаются гидравлическим или пневматическим испытаниям на прочность и плотность. Как правило, испытания проводят гидравлическим способом с периодичностью не реже одного раза в восемь лет.

Трубопроводная арматура магистральных и промышленных газонефтепроводов относится к классу ремонтируемых, восстанавливаемых изделий с регламентируемой системой восстановления и назначенным ресурсом. Назначенный (средний) ресурс измеряется в часах и циклах «открыто-закрыто» с четко выраженным циклическим характером работы (запорная арматура: задвижки клиновые и шиберные, клапаны, краны, дисковые поворотные затворы; защитная и предохранительная арматура: клапаны предохранительные, затворы и клапаны обратные и др.). Для

арматуры, не имеющей четко выраженного циклического характера работы (регулирующая арматура), назначенный (средний) ресурс приводится в часах. В пределах установленных значений назначенных показателей должно быть обеспечено полное соответствие показателей безотказности арматуры требованиям и критериям, оговоренным в конструкторской и нормативно-технической документации.

Обследование технического состояния арматуры, находящейся в эксплуатации, производится индивидуально для каждой единицы арматуры по программе работ и включает следующие процедуры:

- визуальный и измерительный контроль;
- испытания на работоспособность.

В случае необходимости, с учетом результатов визуального и измерительного контроля и испытания на работоспособность, осуществляется также:

- разборка и ревизия внутренних полостей арматуры с дефектацией отдельных сборочных единиц и деталей;
- замер толщины стенок патрубков и корпусных деталей арматуры;
- контроль неразрушающими методами;
- контроль образцов материалов разрушающими методами или косвенная оценка механических характеристик материала по результатам контроля твердости;
- дополнительные испытания арматуры или ее отдельных комплектующих элементов, узлов и деталей;
- контроль приводных узлов. Испытания на работоспособность включают:
 - испытания изделия на плотность корпусных деталей;
 - испытания на герметичность сальниковых и прокладочных уплотнений по отношению к внешней среде;
 - испытания на герметичность в затворе (для запорной, предохранительной, обратной арматуры) в соответствии с паспортом на арматуру;
 - проверку функционирования (совершение 2—3 циклов).

Испытания проводят, как правило, без демонтажа изделия, непосредственно на месте его установки. Работы по оценке технического состояния арматуры, связанные с необходимостью разборки или демонтажа изделия с места установки, проводят в момент плановой остановки трубопровода на планово-предупредительный, средний или капитальный ремонт.

При проведении визуального и измерительного контроля осматриваются как наружные, так и внутренние поверхности корпусных деталей, а также те детали, сборочные единицы и места, где вероятнее всего максимальный износ и возможны механические повреждения или усталостные явления, в том

числе: застойные зоны, места скопления влаги и коррозионных продуктов, места изменения направления потоков, сварные швы и околошовные зоны (наличие подрезов, непроваров, свищей), зоны входных и выходных патрубков, резьбы втулок, штоков и маховиков (износ витков, сколы резьбы), хвостовики штоков и проушины дисков (клиньев) у задвижек, зоны уплотнения штоков (коробки сальников), уплотнительные поверхности узла затвора (седел, дисков, клиньев, золотников, плунжеров и т.д.) на наличие раковин, трещин, следов эрозии, коррозии, кавитационного износа; крепежные и соединительные детали арматуры (шпильки, болты, гайки), прокладки и поверхности уплотнения в местах сочленения сборочных единиц арматуры, внутренние поверхности корпусных деталей, подверженные кавитации, коррозии или эрозии; места возможной концентрации механических напряжений. Проверяются размеры изнашиваемых деталей и зазоры между подвижными сопрягаемыми деталями. Измеряются также толщины стенок патрубков, корпусов, размеры резьбы. Замер производится в местах, где возможно утонение вследствие коррозионного, эрозионного или кавитационного разрушений.

С учетом результатов визуального и измерительного контроля и ревизии внутренних полостей проводится дефектоскопия с применением методов неразрушающего контроля. Герметичность затвора проверяется АЭ течеискателем. Корпуса крупногабаритной трубопроводной арматуры контролируют с использованием комбинаций методов неразрушающего контроля: акустико-эмиссионного контроля, принимаемого в качестве основного; ультразвукового и капиллярного методов контроля как обязательных при обследовании акустически активных зон корпусов, обнаруженных при акустико-эмиссионном контроле; магнитопорошкового метода как альтернативного капиллярному при обследовании акустически активных зон корпусов; магнитометрического метода контроля (метода магнитной памяти) как альтернативного акустико-эмиссионному методу. Магнитометрический метод выбирается при отсутствии возможности обеспечения необходимого изменения внутреннего давления, требуемого при акустико-эмиссионном контроле, для определения линий или зон концентрации механических напряжений на поверхности корпуса.

Контроль осуществляется в первую очередь в местах резкого изменения толщины (сочленение патрубков—корпус), в подфланцевых зонах, в радиусных переходах, в местах пересечения или стыковки сварных швов, в зонах концентрации напряжений и других подобных местах. Контролю должна подвергаться арматура, длительно работающая в наиболее неблагоприятных климатических условиях, при максимальных рабочих параметрах и т.п. Рекомендуемые (ОАО «АК "Транснефть"») места для контроля толщины и наличия дефектов показаны на рис. 6.2.2.(45)

Обязательному поверочному расчету на прочность подлежат детали арматуры в случаях, если:

- число циклов нагружения (циклических изменений параметров рабочей среды и других воздействий), предусмотренное в конструкторской документации, может быть превышено в течение продлеваемого периода;
- выявлено утонение стенок или изменение размеров деталей, влияющее на их прочность, устойчивость, если не предусматривается их восстановление в процессе ремонта;
- размеры обнаруженных дефектов превышают допустимые, установленные НТД;
- выявлено изменение характеристик металла;
- выявлено отличие режимов эксплуатации от предусмотренных конструкторской документацией и расчетами на прочность в сторону ужесточения.

Расчеты производятся по действующей нормативно-технической документации. В результате расчета должно быть подтверждено соблюдение условий прочности на продлеваемый период с запасом прочности не ниже регламентированного уровня.

Критериями предельных состояний арматуры являются:

- начальная стадия нарушения целостности корпусных деталей и сильфонных сборок (возникновение трещин, разрушение отдельных слоев сильфона и т.п.);

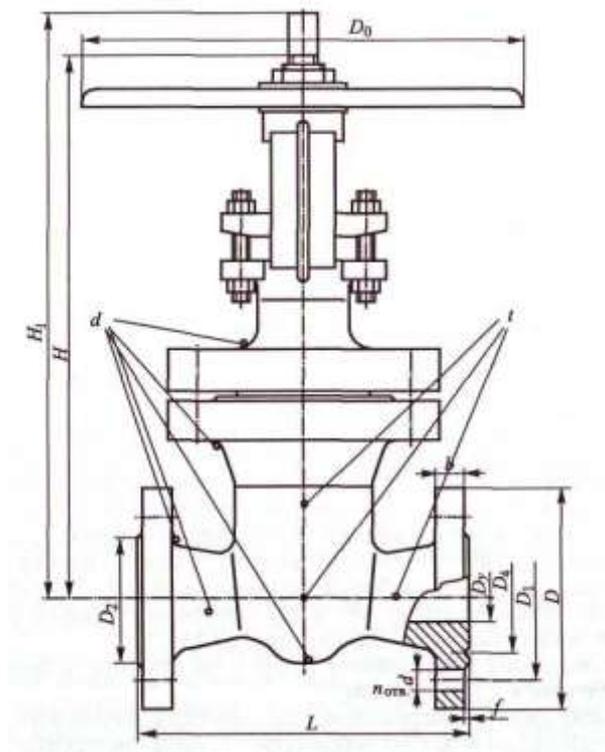


Рис. 6.2.2. Рекомендуемая схема мест замера контроля запорной арматуры: /— толщинометрия, d— дефектоскопия



Рис. 6.2.3. Места проведения диагностики задвижки

- достижение геометрических размеров деталей (например, толщины стенок корпуса из-за механического износа, эрозийного, коррозионного и кавитационного разрушений) минимально допустимых значений;
- достижение количественных значений физико-механических характеристик металла основных деталей граничных значений, оговоренных нормативно-технической и конструкторской документацией.

Величину остаточного ресурса арматуры в общем случае определяют как разность между назначенным (средним) ресурсом, установленным в технической документации, и наработкой изделия на момент снятия его с трубопровода для проведения капитального ремонта. Величины назначенного (среднего) ресурса и наработки на момент обследования должны быть пересчитаны с учетом фактических значений рабочих параметров, скорости коррозии и (или) эрозии в процессе эксплуатации, результатов дополнительных испытаний.

6.2.2. Диагностирование насосно-компрессорного оборудования (45,43)

Широко применяемые насосные и компрессорные агрегаты относятся к группе роторных машин, одним из основных элементов которых является ротор. Роторные машины состоят из корпуса, валов, подшипников, соединительных муфт, уплотнений и других элементов. Наиболее слабым звеном, определяющим работоспособность роторной машины, может оказаться любой из перечисленных элементов. Техническое диагностирование роторных машин может производиться как без их разборки, так и с разборкой. Диагностика с разборкой дополнительно включает неразрушающий и измерительный контроль всех базовых узлов и деталей. Оперативный контроль технического состояния осуществляется обслуживающим персоналом по параметрическим и виброакустическим критериям (температуре, развиваемому давлению, величине подачи, потребляемой мощности, величине утечек, уровню шума, среднеквадратическому значению виброскорости и др.). Наиболее перспективными для диагностирования роторных машин без их разборки являются методы вибродиагностики. В настоящее время большинство ответственных роторных машин оснащено контрольно-сигнальной виброаппаратурой (КСА), позволяющей регистрировать в контролируемых точках среднеквадратическое отклонение виброскорости в рабочей полосе частот 10...1000 Гц, автоматически включать предупредительную сигнализацию или отключать машины при достижении предельно допустимого уровня вибрации. При отсутствии КСА дежурный персонал производит измерения переносными виброметрами. Измерение виброскорости осуществляется в вертикальном направлении на каждой подшипниковой опоре горизонтальных роторов. У машин с вертикальными роторами виброскорость измеряется на упорных подшипниках также и в осевом направлении. Роторные машины большой единичной мощности (например, стационарные газотурбинные агрегаты ГТН-25 мощностью 26000 кВт) оснащаются системами вибромониторинга на основе многоканальной виброаппаратуры, позволяющими не только отслеживать изменение вибрационных параметров в процессе эксплуатации, но и осуществлять их анализ и на этой основе оценивать техническое состояние и прогнозировать остаточный ресурс машин. Современные системы вибромониторинга, разрабатываемые рядом организаций (ВАСТ, ТНТ и др.), предусматривают наряду с методикой измерения и обработки вибросигналов использование специализированного программного обеспечения по диагностике оборудования различных типов. Применение таких программ обеспечивает автоматизированную диагностику неисправностей. На рис 6.2.13 приведена схема точек измерения вибрации газоперекачивающего агрегата ГТН-10-4, оснащенного системой вибромониторинга, разработанного отечественной фирмой «ИНКОТЕС» (г. Нижний Новгород).

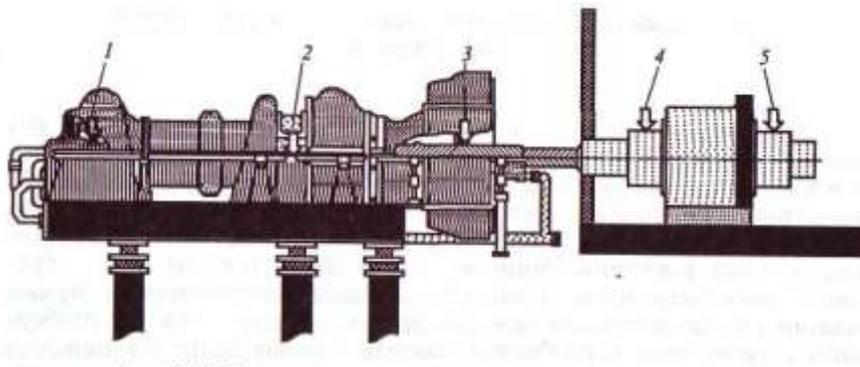


Рис. 6.2.4. Схема точек измерения вибрации агрегата ГТН-10-4: 1—5 — номера точек измерения

Программное обеспечение этой системы, поставляемое в составе автоматизированного рабочего места инженера-диагноста (АРМИД), позволяет автоматически диагностировать следующие неисправности агрегата ГТН-10-4:

- дисбаланс осевого компрессора ТВД;
- дисбаланс диска ротора ТВД;
- дисбалансы ротора ТНД и ротора нагнетателя;
- несоосность подшипников ротора ТВД;
- расцентровка роторов ТНД — нагнетателя;
- ослабление и исчезновение натяга по вкладышам опорно-упорных подшипников № 1 ТВД и № 4 ТНД и опорных подшипников № 2 ТВД и № 3 ТНД;
- увеличенный радиальный зазор опорно-упорных подшипников № 1 ТВД и № 4 ТНД и опорных подшипников № 2 ТВД и № 3 ТНД;
- коробление корпусов ТВД и ТНД при тепловых расширениях;
- торцевое биение дисков ТВД и ТНД;
- повышенные напряжения на рабочих лопатках 1—10-й ступеней осевого компрессора;
- трещины на выходном/входном трубопроводах и опорах технологической обвязки нагнетателя.

Типовая программа диагностирования роторных машин, не оснащенных системами вибромониторинга, включает следующие основные этапы:

1. Изучение и анализ технической и эксплуатационной документации и результатов оперативного контроля.
2. Визуальный осмотр машины и фундамента, проверка состояния соединительных муфт, уплотнений и других элементов, оценка функциональной работоспособности машины по параметрическим критериям

и КПД, проверка работоспособности вспомогательного оборудования, систем управления и контроля, снятие контурной характеристики машины.

3. Разработка индивидуальной программы диагностирования и графика проведения работ с учетом конструктивных особенностей машины и условий ее эксплуатации.

4. Подключение в назначенных контрольных точках и тарировка вибродиагностической аппаратуры, регистрация параметров вибрации подшипников, корпуса, фундамента. Расшифровка и анализ спектральных составляющих вибросигналов.

5. Контроль основных узлов и деталей роторной машины неразрушающими методами (при необходимости).

6. Обследование состояния фундамента и строительных конструкций здания. Обследование проводится в том случае, если при предварительном осмотре установлено нарушение их целостности или выявлены изменения вибрационной характеристики системы «ротор—фундамент» (оценка состояния фундамента и строительных конструкций здания производится по соответствующим методикам).

7. Окончательная обработка и анализ результатов контроля, принятие решения: продолжение эксплуатации машины, вывод ее в ремонт или замена на новую. Перед назначением контрольных точек снимают контурную характеристику роторной машины с целью выявления наиболее информативных точек, в которых вибросигнал имеет минимальные искажения и максимальную величину. Как правило, в качестве контрольных принимаются точки, располагающиеся на подшипниковых опорах и на элементах крепления машины к фундаменту. Расположение контрольных точек обязательно фиксируется, чтобы повторные измерения проводились в одном и том же месте. Ответственные роторные машины оснащаются стационарными креплениями датчиков в контрольных точках. Параметры вибрации на подшипниковых опорах таких машин измеряются в трех ортогональных направлениях: вертикальном, горизонтальном и осевом. Контрольные точки и направления измерения указываются на кинематической схеме контроля, пример которой приведен на рис. 6.2.5 Если в процессе вибродиагностики выявляются нарушения вибрационной характеристики «роторная машина—фундамент», то дополнительно проводят обследование состояния оснований и фундаментов соответствующего оборудования. Эту работу выполняют с привлечением специалистов компетентных организаций. При необходимости после проведения вибродиагностики производится разборка машины и оценка состояния всех основных узлов и деталей посредством неразрушающего и измерительного контроля.

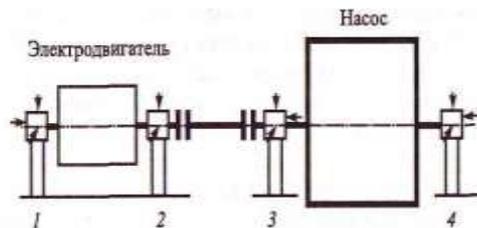


Рис. 6.2.5. Кинематическая схема контроля магистрального насоса: 1—4 — номера опор; точки установки датчиков указаны стрелочками

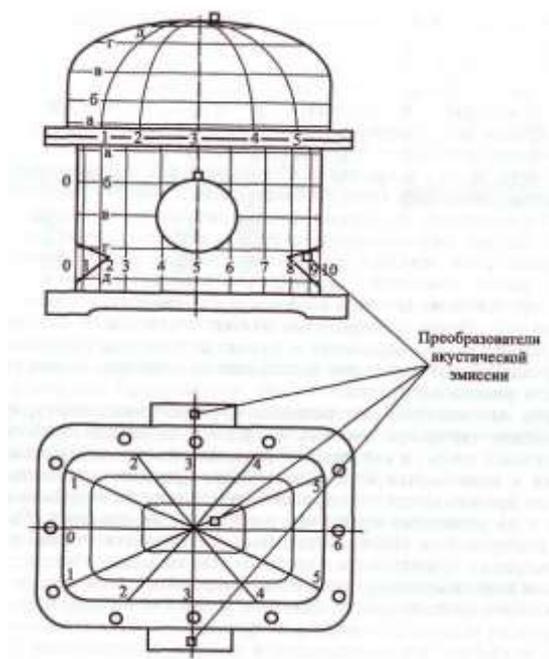


Рис. 6.2.6. Схема разметки корпуса магистрального насоса при магнитометрическом методе контроля и установки преобразователей акустической эмиссии

В первую очередь оценивается состояние корпусов машин, валов роторов, соединительных муфт и других быстроизнашивающихся деталей. Выявляется наличие дефектов в зоне концентраторов напряжений, измеряется износ трущихся поверхностей. Предельные значения износа при отбраковке элементов машины принимают по данным руководства по эксплуатации машины или технических условий на его ремонт. Диагностика корпусов роторных машин осуществляется магнитометрическим или акустико-эмиссионным методом НК. По результатам диагностирования может проводиться дополнительное обследование корпуса другими методами НК. Диагностирование корпуса магнитометрическим методом осуществляется в

следующей последовательности: на корпус наносится разметка из вертикальных и горизонтальных линий, размещаемых с равным шагом. В качестве примера на рис 6.2.6. показана разметка корпуса магистрального насоса в соответствии с действующим в ОАО «АК «Транснефть» РД 153-39.4Р-124-02. Диагностирование осуществляется на неработающей машине независимо от величины остаточного внутреннего давления; производится путем сканирования поверхности датчиком прибора (индикатором концентрации напряжений) вдоль горизонтальных линий разметки. При пересечении датчика цифровой и алфавитной сеток фиксируются и записываются максимальные значения напряженности магнитного поля рассеяния со знаком плюс или минус. Скачкообразное изменение величины напряженности магнитного поля с одновременным изменением знака указывает на концентрацию остаточных напряжений и является признаком возможного дефекта.

Измерения толщин стенок и твердости металла корпусов машин осуществляются в местах с концентраторами напряжений или источников сигналов АЭ II, III, IV классов. Кроме этого измерения выполняются в зонах, где при визуальном контроле обнаружено уменьшение толщины стенок от абразивного, эрозионного или коррозионного факторов воздействия. При неразрушающем контроле валов роторов с применением визуального и измерительного, ультразвукового, вихретокового и магнитопорошкового методов выявляются поверхностные, подповерхностные и внутренние дефекты: трещины, раковины, забоины, риски, следы фреттинга, недопустимые металлургические дефекты и другие нарушения сплошности материала. Контролируются поверхности вала под рабочим колесом и полумуфтой; в местах расположения галтелей, проточек, резьб, шпоночных пазов, переходов прямолинейного участка боковой стенки шпоночного паза к цилиндрическому участку и дна к боковой стенке.

При росте температуры подшипников и увеличении вибрации машины из-за возникающих дефектов в подшипниковых узлах машина выводится в ремонт и выполняется контроль технического состояния всех элементов подшипникового узла. Обследование технического состояния соединительных муфт проводят при росте вибрации роторной машины из-за возникающих в муфтах дефектов или визуальном обнаружении неисправностей или их признаков. В первую очередь при этом контролируется точность центровки соединяемых валов. Далее проверяется плотность посадки полумуфт на валы, биение полумуфт, состояние зацепления, твердость зубьев втулок и обойм. При признаках поверхностных и подповерхностных дефектов в районе шпоночных пазов и в зубьях выполняют их дефектоскопический контроль вихретоковым, капиллярным, магнитопорошковым методами. По результатам диагностирования и

дефектоскопии материала элементов машины неразрушающими методами контроля проводится оценка их технического состояния, выполняются расчеты на прочность. Для корпусов машин продление ресурса определяют на основе фактически полученных величин утонения стенок и свойств материала с учетом скорости коррозионно-эрозионного износа, малоцикловых нагрузений, статистических данных о показателях надежности, интенсивности роста вибрации. Продление ресурса подшипников, муфт, торцевых уплотнений осуществляется по результатам контроля их технического состояния при разборке машины, а также по скорости роста ее вибрации. Процедура прогнозирования остаточного ресурса роторной машины по изменению уровня вибрации осуществляется графоаналитическим методом с использованием результатов обследования объекта, статистических данных по надежности аналогичных типов машин и сводится к экстраполяции найденного тренда (скорости изменения вибрации) и определению момента его пересечения с линией предельного состояния машин данного типа.

6.2.3. Диагностирование вертикальных цилиндрических резервуаров для нефтепродуктов

Общие технические требования к конструкции, устройству, изготовлению, монтажу, эксплуатации и испытаниям резервуаров установлены ПБ 03-605—03 «Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов».

В зависимости от вместимости и места расположения резервуары подразделяют на три класса:

- класс I — особо опасные резервуары вместимостью 10 000 м³ и более, а также резервуары 5000 м³ и более, расположенные непосредственно по берегам рек, крупных водоемов и в черте городской застройки;
- класс II — резервуары повышенной опасности вместимостью от 5000 до 10 000 м³;
- класс III — опасные резервуары вместимостью от 100 до 5000 м³.

Степень ответственности (опасности) учитывается при проектировании специальными требованиями к материалам, объемами контроля в рабочей документации, а также коэффициентом надежности по назначению при выполнении технических расчетов. Диагностика резервуаров осуществляется в соответствии с РД 08-95—95 «Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов». Положение распространяется на стальные сварные цилиндрические резервуары вместимостью 100 до 50 000 м³ следующих типов: со стационарной крышей, со стационарной крышей и понтоном, с плавающей крышей. Положение предусматривает порядок оценки

технического состояния резервуаров по совокупности диагностических параметров с целью выработки рекомендаций об условиях их дальнейшей безопасной эксплуатации с вероятным остаточным ресурсом, сроках и уровнях последующих диагностических обследований либо о необходимости проведения ремонта или исключения их из эксплуатации. На основе и в дополнение к РД 08-95—95 некоторыми организациями разрабатываются свои ведомственные документы. Так, в ОАО «Акционерная компания трубопроводного транспорта нефтепродуктов «Транснефтепродукт» подготовлены согласованные с Госгортехнадзором РФ РД153-312-017—97 «Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров».

Система технического диагностирования вертикальных стальных резервуаров включает два уровня проведения работ:

- частичное техническое обследование резервуара с наружной стороны (без выведения его из эксплуатации один раз в пять лет);
- полное техническое обследование, требующее выведения резервуара из эксплуатации, его опорожнения, зачистки и дегазации (один раз в десять лет). Зачистка и дегазация резервуаров является трудоемким процессом. Технология механизированной зачистки с обеспечением требований охраны труда, экологической и пожарной безопасности приведена в разработанной СКБ «Транснефтеавтоматика» Инструкции по зачистке резервуаров от остатков нефтепродуктов.

Проведение полного технического обследования в общем случае предусматривает выполнение следующих работ:

- ознакомление с эксплуатационно-технической документацией на резервуар, включающее анализ конструктивных особенностей резервуара; анализ условий эксплуатации; определение наиболее нагруженных, работающих в наиболее тяжелых и сложных условиях элементов резервуара;
- составление индивидуальной программы обследования;
- натурное обследование резервуара, включающее визуальный осмотр всех конструкций с внутренней и наружной сторон, в том числе визуальный осмотр понтона (плавающей крыши); измерение толщины поясов стенки, кровли, днища, понтона (плавающей крыши); контроль геометрической формы стенки, нивелирование днища; измерение расстояний между понтоном (плавающей крышей) и стенкой резервуара; проверку состояния основания и отмости;
- контроль ультразвуковым, рентгенографическим и другими методами неразрушающего контроля, необходимость и объем проведения которого устанавливается по результатам визуального осмотра;

- определение при необходимости механических свойств материала и его структуры (методами неразрушающего контроля или лабораторного исследования вырезанных образцов);
- выбор расчетных схем и оценка остаточного ресурса работы металла с учетом скорости коррозии в местах уменьшения толщин элементов, изменения механических свойств металла или сварных соединений, объема и характера циклических нагрузжений; работы резервуара при отрицательных температурах (ниже 40 °С);
- разработка прогноза о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации резервуара (в том числе периодичности и методах последующего контроля) с выдачей заключения.

6.3. Ремонт трубопроводных систем

Под **эффективным ремонтом трубопроводных систем** следует понимать своевременность выполнения выборочного и капитального ремонта по результатам оценки технического состояния средствами диагностики с использованием современных интеллектуальных технологий и средств механизации с полным восстановлением проектных показателей прочности, работоспособности, способности выполнения технологических функций (1). Обследованиями технического состояния трубопроводов, проводившимися в разные периоды времени с использованием различных технических средств, установлено, что старение изоляционного покрытия, возникновение и накопление дефектов в стенках труб зависит от почвенно-климатических условий прокладки трубопроводов, качества выполнения строительно-монтажных работ и исходных материалов, условий эксплуатационной загруженности участка трубопроводов и других факторов. До появления внутритрубной диагностики применявшиеся традиционные методы обследования и оценки состояния трубопроводов (контрольные шурфовки, измерение потенциалов электрохимзащиты, учет аварий и их последствий) позволяли получить лишь ориентировочную оценку их технического состояния, в связи с чем принятие решений по выбору участков для капитального ремонта было затруднительно. Использование диагностической информации обеспечивает возможность дифференцированного подхода к проведению ремонта, заключающегося в рациональном сочетании капитального (со сплошной заменой труб и изоляции) и выборочного ремонтов. Получение в результате диагностики достоверной информации по дефектным участкам позволяет при тех же затратах на

капитальный ремонт увеличить протяженность отремонтированных трубопроводов.

Наибольшее количество дефектов связано с коррозионными процессами (70-90%), браком строительного-монтажных работ около 16% и механические повреждения составляют 4%

Классификация дефектов по происхождению приведена в табл. 6.3.1 (1)

Таблица 6.3.1

Классификация дефектов трубопроводов	
Классификационный признак	Виды дефектов
технологическое происхождение (прокат)	<ul style="list-style-type: none"> • Вмятина (не смешивать с вмятиной механического происхождения), отдельное местное углубление различной величины и формы, образовавшееся от вдавливания валками неудаленной окалины, металлической крошки или случайных ударов. • Включение — загрязнение, металлическое или неметаллическое, различной величины и формы, отличающееся от основного металла микроструктурой, химическим составом и механическими свойствами и вызывающее нарушение сплошности поверхности. • Окалина — окислы металла, расположенные по всей поверхности или на отдельных ее участках, образовавшиеся в процессе охлаждения нагретого металла. • Трещина — узкий разрыв металла, проникающий вглубь, имеющий любое направление на поверхности изделия. Причиной появления трещин могут быть различные факторы (дефекты слитков или литых слывов, напряжения при охлаждении, термические напряжения и др.). • Пузырь — вздутие различной формы на поверхности изделий. • Раскатанный пузырь — тонкое прямолинейное нарушение сплошности поверхности, образовавшееся из наружного или подкоркового пузыря. • Плена — отслаивание металла различной толщины и размера, чаще всего языкообразной формы, вытянутое в направлении прокатки и соединенное с основным металлом одной стороной. Нижняя поверхность плены и образованное углубление окислены. • Расслоение — несплошности в слоях внутри проката. Поверхность металла в расслоении окислена. • Закат — расслоение, выходящее на поверхность листа. • Вкат — единичное включение в металл трубы. Размер включения соизмерим с наименьшим размером проката. • Сегрегация — скопление неметаллических включений в определенных слоях проката. • Царапины — механическое повреждение поверхности произвольно направленное, образовавшееся при складировании и транспортировании труб. • Риска — предельная канавка, образовавшаяся от царапания поверхности металла наварками и другими выступами на прокатном инструменте. • Подрез — продольный порез металла буртами валков при одностороннем перекрытии калибра, располагающийся по всей длине на отдельных участках поверхности
механическое происхождение	<ul style="list-style-type: none"> • Царапины на внешней поверхности трубы без зазубрин. • Задиры — то же, но с зазубринами. • Забоины — повреждения с острыми краями от удара. • Вмятины — то же, что и забоины, но без острых краев. • Эрозионные повреждения внутренней поверхности трубопровода. • Лыска на внешней поверхности трубы — равномерное на большой площади утонение стенки трубы
коррозионное происхождение	<ul style="list-style-type: none"> • Сплошная коррозия — коррозия, охватывающая обширную по площади поверхность металла трубы. Равномерная сплошная коррозия протекает с одинаковой скоростью по поверхности подвергнутой коррозии, а неравномерная — с неодинаковой скоростью на различных участках коррелирующего металла. • Местная коррозия — коррозия, охватывающая отдельные участки поверхности металла. Местная коррозия в виде отдельных точечных поражений — точечная коррозия. Местная коррозия в виде отдельных пятен — коррозия пятнами. Местное коррозионное повреждение, имеющее вид отдельной раковины. • Линейная коррозия — коррозионные язвы, расположенные по одной линии на малом расстоянии (порядка нескольких диаметров раковины) друг от друга. • Межкристаллическая коррозия — коррозия, распространяющаяся по границам кристаллов (зерен) металла



Рис. 6.3.1. Классификация основных методов ремонта(1)

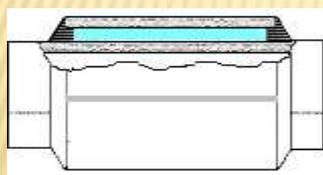
Ремонтные работы на нефтегазопроводах ведутся в соответствии с различного рода нормативно-технической документацией, планами предупредительных работ, возникшими ситуациями и имеется большое количество разработанных и разрабатываемых технологий и технических средств ремонта, которые условно могут быть сведены к следующему (рис. 6.3.1, 6.3.2):

- вырезка дефектных участков труб (полностью замена участка трубопровода- капитальный ремонт); врезка «катушек»-выборочный капитальный ремонт;
- переизоляция участка трубопровода (капитальный ремонт);
- ремонт в местах аварий и утечек с помощью наложения заплат, хомутов, прижимных устройств;
- ремонт при помощи полноохватывающих стальных муфт, устанавливаемых на дефектные участки трубопровода (выборочный капитальный ремонт);
- намоточные ремонтные конструкции (бандажирование) из композиционных материалов или стальной проволоки, ленты;
- ремонт мелких дефектов на наружной поверхности трубы — шлифовка, заварка (наплавка).

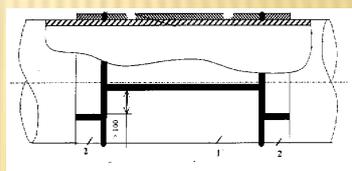
РЕМОНТНЫЕ МУФТЫ

Для ремонта дефектов трубопроводов применяются следующие типы муфт:

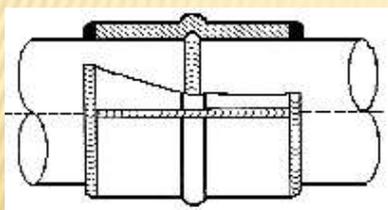
- Тип П1. - Композитная муфта, устанавливаемая по технологии КМТ (вмятины, гофры, потери металла, риски, трещины)



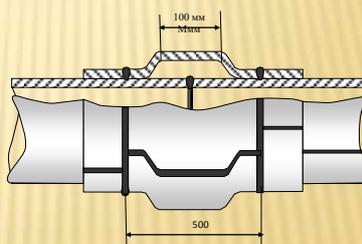
- Тип П2. - муфта обжимная приварная с технологическими кольцами; (дефекты геометрии, поверхности трубы, недопустимых ремонтных конструкций и основного металла труб)



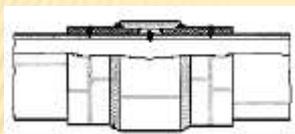
- Тип П3. - муфта галтельная для ремонта сварных кольцевых швов;



- Тип П4. - муфта галтельная с короткой полостью для ремонта сварных кольцевых швов с заполнением антикоррозийной жидкостью для ремонта поперечных сварных швов и «чопиков» с примыканием к поперечному шву

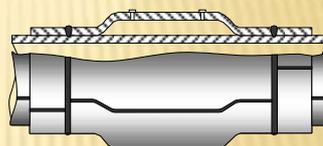


- Тип П5. - муфта сварная галтельная с технологическими кольцами для ремонта сварных кольцевых швов;



- Тип П5У. - Удлиненная сварная галтельная муфта с технологическими кольцами для ремонта поперечных сварных швов и дефектов в стенке трубы, примыкающих к поперечному сварному шву и расположенных в зоне шириной до $(0,75D_n - 100 \text{ мм})$ в каждую сторону от поперечного сварного шва

- Тип П6. - муфта удлиненная галтельная для ремонта гофр с заполнением антикоррозионной жидкостью.



КОМПОЗИТНЫЕ МАНЖЕТЫ CLOCK SPRING

1 – КОМПОЗИТНЫЙ МАТЕРИАЛ
2 – АДГЕЗИВ
3 – МАСТИКА



Преимущества

- Не требует сварки;
- Ремонт можно проводить без остановки перекачки;
- Быстрота установки;
- Для проведения ремонтных работ не требуется дополнительных механизмов;
- Неправильная установка манжеты в результате монтажной ошибки полностью исключена.

Рис. 6.3.2. Некоторые виды ремонтных конструкций.

Методы аварийного ремонта. Методы аварийного ремонта нефтепроводов (наложение заплат, хомутов, прижимных устройств, забивка чопиков) могут рассматриваться только как экстренные, временные методы для ликвидации аварийных ситуаций. В течение одного года участки с дефектами, отремонтированные с помощью аварийной ремонтной

конструкции, должны быть вырезаны или отремонтированы другими методами постоянного ремонта.

Бандажирование с помощью намоточных конструкций. Существует несколько способов ремонта труб намоткой с предварительным натягом: намотка стальной проволоки или ленты; намотка стекловолокнистых материалов с пропиткой их связующей композицией; намотка лент из композиционных материалов.

Полноохватные стальные муфты. Муфты состоят из 2-х цилиндрических полумуфт, которые устанавливаются на ремонтируемую трубу, полностью охватывая ее. Затем обе полумуфты свариваются встык продольными швами с предварительной разделкой кромок или же соединяются накладкой, которая приваривается к полумуфтам угловыми швами внахлест. В зависимости от типа дефекта, его опасности, геометрических параметров (длина, глубина) могут применяться различные по конструкции и назначению муфты:

- без герметизации (короткие и длинные);
- герметизирующие (приварные): герметичные (короткие и длинные, с заполнением и без заполнения), галтельные, усиленные, бутылочные.

Каждая из этих муфт предназначена для ремонта дефектов определенного типа и определенной длины. С помощью набора таких муфт могут быть отремонтированы такие дефекты, как коррозия, царапины, расслоения, дефекты сварных швов, вмятины. По способу установки на трубу конструкции муфт можно разделить на 2 основных типа — *приварные* и *неприварные*. В свою очередь и те и другие муфты подразделяются на *обжимные* и *необжимные*. Неприварная обжимная муфта усиливает дефектный участок, но не герметизирует его. Приварные муфты привариваются к трубе герметизирующими кольцевыми швами. Рассмотренные методы ремонта с установкой стальных муфт имеют серьезные недостатки:

- необходимость применения сварки на теле трубопровода, заполненного продуктом (для приварных муфт);
- отсутствие универсальности конструкции для дефектов любых типов;
- невозможность ремонта трещин в основном металле и сварных швах;
- проблема ремонта труб с овальностью (даже величиной до 1% от диаметра трубы);
- возможность возникновения коррозионных процессов в пространстве между трубой и муфтой (для приварных муфт), что вызывает необходимость заполнения этого пространства антикоррозионными жидкостями.

Особой разновидностью ремонта с помощью полноохватывающих муфт является *композитно-муфтовая технология* (КМТ), которая с середины 80-х годов успешно применяется по всему миру при ремонте трубопроводов различного назначения: для перекачки газа, нефти, нефтепродуктов, химических продуктов. Композитно-муфтовая технология относится к постоянным методам ремонта. КМТ является наиболее универсальным методом ремонта и позволяет ремонтировать практически все типы дефектов в широком диапазоне изменения их геометрических параметров для магистральных трубопроводов диаметром до 1420 мм:

- трещины в основном материале и сварных швах — длиной до радиуса трубы и глубиной до 70% от толщины стенки трубы;
- дефекты в продольных, спиральных и кольцевых сварных швах;
- потери металла коррозионного и механического происхождения любой протяженности и глубиной до 90% от толщины стенки;
- расслоения (в том числе с выходом на поверхность и расслоения, примыкающие к сварным швам);
- вмятины и гофры;
- комбинации из вышеперечисленных дефектов (например вмятины с риской, с трещиной, коррозия на сварном шве и т. д.);
- сквозные дефекты потери металла в виде течи (в аварийных случаях).

Технология ремонта позволяет проводить ремонт трубопроводов без выводов их из эксплуатации. Она основана на использовании стальных муфт, в которых кольцевой зазор между муфтой и трубой заполняется композитным составом. Достоинства технологии

- полное восстановление прочности и долговечности до уровня бездефектной трубы;
- методология оценки опасности дефекта с целью расчета ремонтной конструкции доведена до инженерных стандартов;
- срок службы отремонтированного участка трубы не менее 30 лет;
- ремонт дефектов широкого диапазона;
- не требует остановки перекачки продукта;
- экологически безопасный метод ремонта.

При наличии большого количества дефектов на трубах производят их сплошную замену полномерными трубами. При этом ремонтируемый участок трубопровода прокладывается параллельно действующему либо по старой оси (после ремонта дефектного участка).

Основные технологические схемы ремонта трубопроводов с заменой изоляции включают в себя следующие:

- в траншее без подъема трубопровода с подкопом и поддержкой

- ремонтируемого участка;
- в траншее с подъемом ремонтируемого участка трубопровода
 - трубоукладчиками на высоту, позволяющую пропустить по поднятому участку очистные и изоляционные машины без подкопа под трубопроводом;
 - на бровке (берме) траншеи с подъемом его на высоту,

6.4. Ремонт резервуаров (3)

6.4.1. Дефекты и повреждения и их причины

При монтаже и эксплуатации резервуаров наиболее часто встречаются следующие дефекты и повреждения:

- трещины в крайках (окраинной части) днища по сварным соединениям и основному металлу (иногда трещины с окраек переходят на основной металл первого пояса стенки);
- трещины в нижнем уторном уголке по сварным соединениям и основному металлу (в ряде случаев трещины с уголка переходят на основной металл первого пояса стенки);
- трещины в сварных соединениях полотнища днища с выходом или без выхода на основной металл;
- выпучины, вмятины и складки на днище;
- трещины в поясах стенки по сварным соединениям и основному металлу (в основном в нижних поясах). Наиболее часто трещины в стенке резервуара возникают в вертикальных стыках вдоль сварных соединений с выходом или без выхода на основной металл, в крестообразных стыковых соединениях, вблизи горизонтальных и вертикальных сварных соединений и поперёк стыков основному металлу. Трещины образуются также в основном металле вблизи люков-лазов, патрубков и штуцеров присоединения, трубопроводов и резервуарного оборудования и т.д.;
- непровары, подрезы основного металла, шлаковые включения и другие дефекты сварных соединений;
- негерметичность (отпотины) в сварных, клёпаных соединениях и основном металле днища, стенки, кровли и понтона;
- изменения геометрической формы верхних поясов стенки резервуара (местные выпучины, вмятины, горизонтальные гофры) и кровли резервуара повышенного давления;
- коррозионные повреждения днища, стенки, понтона и кровли резервуара;
- значительные деформации и разрушения отдельных несущих конструктивных элементов покрытия резервуара;
- отрыв центральной стойки от днища резервуара;

- отрыв от стенки резервуара опорных столиков кронштейнов понтона;
- затопление понтона с образованием деформации направляющих труб, стоек и кронштейнов с зависанием или без зависания понтона;
- повреждения, провисания и потеря эксплуатационных свойств резиноканевых ковров-понтонных и уплотняющих затворов;
- обрыв анкерных болтов и деформации вертикальных стенок анкерного столика у резервуаров повышенного давления;
- деформация днища по периметру резервуара;
- значительные равномерные и неравномерные осадки (просадки) основания;
- потеря устойчивости обвязочного уголка в сопряжении стенок с днищем у горизонтальных резервуаров, а также потеря устойчивости элементов внутренних колец жёсткости и опорных диафрагм;
- осадка опор (фундаментов) горизонтальных резервуаров.

6.4.2. Устранение дефектов резервуара без применения сварочных работ

Некоторые дефекты резервуаров (наибольшие коррозионные повреждения и мелкие трещины сварных швов кровли, верхних поясов стенки, днища и понтона) могут быть устранены без применения сварочных работ. Для этого используются эпоксидные клеевые составы холодного отверждения, полимеризующиеся при температуре окружающей среды от 278 К и выше. Обычно время отверждения составляет 24 ч. Для ускорения отверждения отремонтированный участок подогревают до $60 \div 100^\circ\text{C}$, за счёт чего сокращается время отверждения до $2 \div 4$ ч.

Рекомендуемый состав эпоксидного клея (вес.ч):

- 1) эпоксидная смола ЭЛ-16.....100
- 2) пластификатор (дибутилфталат)..... $18 \div 20$
- 3) отвердитель (полиэтиленполиамин)..... $12 \div 15$
- 4) наполнитель (алюминиевая пудра)..... $30 \div 40$

Подлежащий ремонту участок очищают с перекрытием дефекта на $40 \div 80$ мм в каждую сторону металлической щёткой, напильником и наждачной бумагой и обрабатывают бензином. Перед нанесением состава поверхность обезжиривают ацетоном. Мелкие трещины и отверстия могут быть ликвидированы без армирующего материала путём покрытия дефектного участка слоем клея толщиной 0,15 мм.

На крупный дефектный участок наносят слой клея, на который накладывают армирующий материал (стеклоткань, бязь и т.д.), который, в свою очередь, покрывают слоем клея. Армирующих слоев наносят не менее двух, причём каждый верхний слой должен перекрывать нижний на $20 \div 30$ мм. На верхний армирующий слой наносят слой клея, затем лакокрасочное покрытие.

Каждый слой уплотняют металлическим роликом для удаления воздуха. По окончании работ отремонтированный участок выдерживают при температуре 15÷25°С в течении 48 ч. Если днище или первый пояс резервуара подвергнуты сплошной коррозии или имеют групповые каверны, на поражённые участки наносят сплошное армирующее покрытие по специальной технологии. При работе с эпоксидными смолами необходимо соблюдать соответствующие меры безопасности. Ремонтируемый резервуар должен быть оборудован приточно-вытяжной вентиляцией с 15÷20 кратным обменом воздуха. Одной из наиболее трудоёмких операций сегодня остаётся ремонт внутренних поверхностей днища и стенок резервуара, защита которых от коррозии не предусмотрена.

Известными технологиями покрытия поверхностей различными красками и клеевыми композициями необходимого эффекта достичь не удалось. В Нижневарттовском Управлении Магистральных нефтепроводов разработан и внедрён в производство метод металлизации (покрытие цинком) внутренних поверхностей резервуаров. Новый способ предусматривает покрытие слоем цинка поверхностей толщиной 0,2 мм. Покрытие производится методом напыления расплавленного металла с предварительной обработкой поверхности кварцевым песком. Стоимость металлизации одного м² в ценах 1994 г. составила 110 тыс. руб.

6.4.3. Ремонт оснований и фундаментов

При ремонте оснований резервуаров выполняют следующие работы:

- исправление краёв песчаной подушки подбивкой гидроизолирующего грунта
- исправление просевших участков основания;
- заполнение пустот под днищем и в местах хлопунгов;
- ремонт всего основания (в случае выхода из строя днища);
- исправление отмостки.

При ремонте оснований для подбивки, исправления песчаной подушки и заполнения пустот под днищем и в местах хлопунгов применяют гидроизолирующий («чёрный») грунт, состоящий из супесчаного грунта и вяжущего вещества.

6.4.4. Контроль качества ремонтных работ

Контроль выполненных работ осуществляют:

- внешним осмотром мест и элементов исправления в процессе сборки, сварки резервуаров с измерением сварных швов;
- испытанием швов на герметичность;

- проверкой сварных соединений рентгено- и гаммапросвечиванием или другими физическими методами;

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В учебном пособии рассмотрен комплекс вопросов, знание которых позволит иметь представление и освоить решение некоторых практических задач по дисциплине «Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ».

Для углубленного изучения отдельных разделов необходимо обращаться к специальной литературе:

- частично представленной в библиографическом списке учебного пособия;

- представленной в учебно-методическом комплексе в электронных фондах кафедры Транспорта и хранения нефти и газа Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета (Рудаченко А.В., Хижняков В.И., Чухарева Н.В., Лукьянов В.Г., Шадрин А.В., Антропова Н.А. и др.).

Электронный вариант лекций по дисциплине «Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» представлен на сайте Шадрин А.В.

Учебный курс дисциплины обеспечен учебными фильмами (фонд кафедры ТХНГ ИПР НИ ТПУ).

В приложении учебного пособия даны вопросы рубежного контроля.

Составлен электронный экзаменатор по дисциплине «Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» (компьютерный класс-аудитория 107, 20-го учебного корпуса Института природных ресурсов НИ ТПУ)

Кроме этого могут быть использованы патенты (фонд библиотеки НИ ТПУ) и журналы-отечественные и зарубежные (частично фонд кафедры ТХНГ и библиотеки НИ ТПУ):

Отечественные и зарубежные журналы:

- Ведомость МТЭА
- Газовая промышленность
- Геология нефти и газа
- Известия вузов. Геология и разведка
- Известия вузов. Нефть и газ
- Нефтегазовая вертикаль
- Нефтегазовое строительство

- Нефтегазовые технологии
- Нефтепромысловое дело
- Нефть и капитал
- Нефть России
- Нефтяное хозяйство
- Потенциал
- Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море
- Транспорт и хранение нефтепродуктов
- Трубопроводный транспорт нефти
- Фактор
- Euroil
- Gaz du Monde
- Journal of Sedimentary Research
- Offshore
- Oil and Gas journal
- Petroleum Engineer International
- Petroleum Technology
- SPE Drilling and Completion

ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Абсорбция – разновидность сорбции, когда одни вещества поглощаются всем объёмом другого вещества (сорбента) без химического взаимодействия.

Процесс абсорбции оказывает большое влияние на поведение отдельных компонентов пластовых жидкостей и пород.(3)

Аварийный разлив нефти – нефть, разлившаяся на поверхности водного объекта в результате разгерметизации трубопровода.

Авария на подводном переходе – событие, связанное с возникновением неконтролируемой утечки нефти в результате разрушения или повреждения трубопровода из – за коррозионного износа, воздействия потока воды, волокуш, якорей и др.

Автомобили служат для перевозки грузов и пассажиров и являются базой специальной техники. По назначению автомобили разделяются на бортовые, автосамосвалы, тягачи и специализированные (автоцистерны, битумовозы, автоцементовозы и т. д.).

Автомобильная газонаполнительная компрессорная станция (АГНКС) осуществляет заправку автомобилей и других транспортных средств, двигатели которых конвертированы или изначально рассчитаны на работу на сжатом (компримированном) природном газе и имеют соответствующую систему.

Адсорбция – концентрирование вещества (адсорбата) из объёма фаз на поверхности раздела между ними, например, из газа или раствора на поверхности твёрдого тела (адсорбента) или жидкости. Также является частным случаем сорбции.(3)

Аппараты воздушного охлаждения (рис. 1) общего назначения относятся к теплообменному и предназначены для охлаждения газов и жидкостей, конденсирования паровых и парожидкостных сред в технологических процессах химической, нефтехимической, нефтеперерабатывающей, нефтяной и газовой отраслей промышленности с давлением среды от 0,6 до 10 МПа (от 6 до 100 кгс/см²) или под вакуумом с остаточным давлением не ниже 665 Па, температурой не выше + 400⁰С и вязкостью на выходе до 5х10⁻⁵ м²/с.



Рис. 1. Аппарат воздушного охлаждения

Принцип работы: Аппараты воздушного охлаждения относятся к теплообменным поверхностным аппаратам. Охлаждаемый технологический продукт движется внутри биметаллических оребренных труб, передавая через их стенки теплоту охлаждающему агенту. В качестве охлаждающего агента используется атмосферный воздух.

Арматура – (от лат. armatura – вооружение, снаряжение) – устройства и детали (как правило, стандартные), не входящие в состав основного оборудования, но обеспечивающие его нормальную работу (рис. 2). Различают: трубопроводную (вентили, задвижки, конденсатоотводчики, клапаны и др.), электротехническую (щитки, патроны, выключатели,

некоторые детали электрических машин, приспособления для крепления изоляторов и др.), печную (металлич. части, увеличивающие прочность металлургии, печи) и т.д.(5)



Рис. 2. Фонтанная арматура: 1 –трубная головка ; 2 –фонтанная елка

Балластировка и закрепление трубопроводов на проектных отметках могут осуществляться одним из следующих способов: засыпкой трубопровода минеральным грунтом; обетонированием трубопровода; установкой на трубопровод одиночных железобетонных грузов различных конструкций; закреплением трубопроводов анкерными устройствами; заполнением внутренней полости трубы водой, нефтью или нефтепродуктами (для нефтепроводов и для нефтепродуктопроводов) (рис. 3).

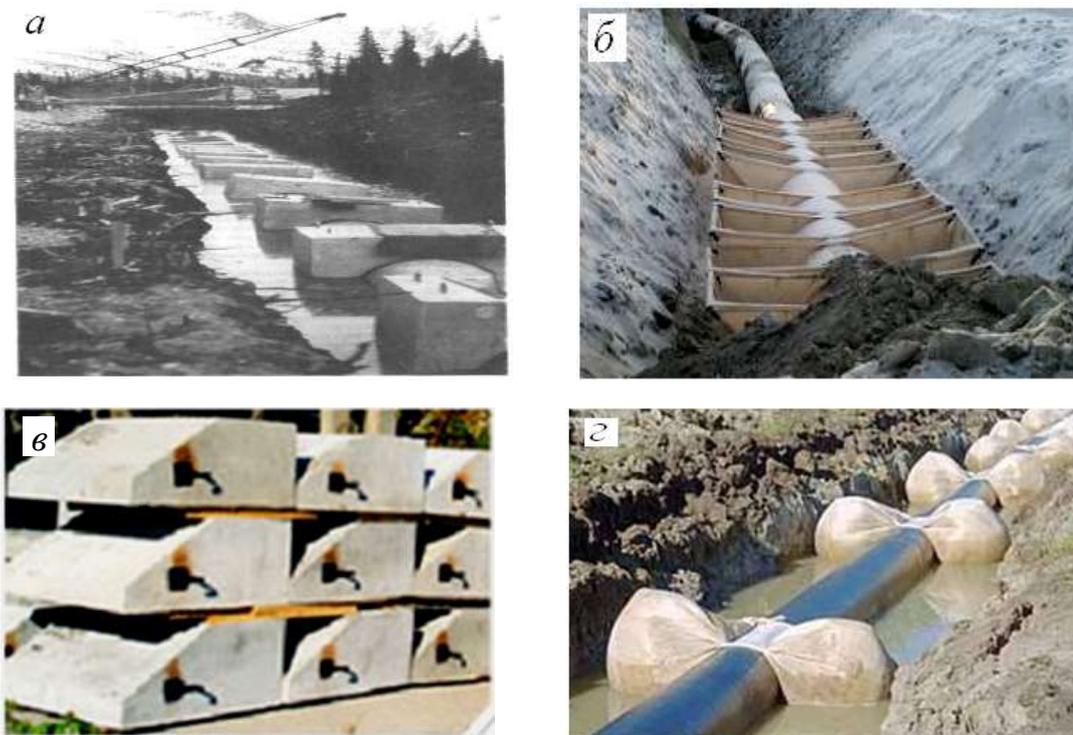


Рис. 3. Пригрузки: а – железобетонные; б – полимерно – контейнерное балластирующее устройство; в – утяжелители железобетонные болотные клиновидные; г – контейнер текстильный КТБ

Баржа – плоскодонное судно, оснащённое или не оснащённое двигателем, которое используется для перевозки грузов по воде (рис. 4). Для внутренних речных перевозок используют баржи грузоподъемностью до 9,2 тысяч тонн, для морских перевозок – баржи грузоподъемностью до 16,5 тысяч тонн. Баржи объединяют в составы объёмом до 40 тысяч кубометров.

Как правило, слово "баржа" обозначает судно без двигателя; для перемещения баржи используют буксир. Если баржа имеет двигатель, то добавляется уточнение: "самоходная баржа".(4)



Рис. 4. Баржа на р. Томь

Бестраншейная проходка при прокладке трубопроводов (закрытый способ). Существует три метода бестраншейной проходки: прокол, горизонтальное бурение и продавливание.

Метод прокола применяют для прокладки защитных кожухов диаметром до 530 мм, в суглинистых и глинистых грунтах нормальной влажности, не содержащих твердых включений. При этом прокладываемый кожух, снабженный наконечником, вдавливается в грунт под воздействием напорных усилий.

Метод продавливания характеризуется тем, что прокладываемые защитные кожухи вдавливают в массив грунта открытым концом, снабженным кольцевым ножом с наружными или внутренними скосами. При этом грунт, поступающий в полость кожуха, разрабатывают и удаляют ручным или механическим способами. Как правило, продавливание кожухов осуществляют с помощью гидродомкратов.

Горизонтальное бурение применяют для трубопроводов средних и больших диаметров (530–1420 мм) в грунтах I – IV категорий. Проходку скважин ведут установками горизонтального бурения.

Горизонтальное бурение предусматривает опережающую разработку грунта в забое с устройством скважины в грунте большего диаметра, чем прокладываемая труба. Этим способом можно устраивать подземные переходы трубопроводов диаметром до 1720 мм на длину 70–80 м. Однако способ этот недостаточно эффективен в обводненных и сыпучих грунтах.

Наклонно – направленное бурение (ННБ). Сооружение магистральных нефтегазопроводов через водные и другие преграды осуществляется и бестраншейным способом с применением установок направленного бурения (рис. 5-7). Его преимущества перед традиционными (траншейными) технологиями неоспоримы. В настоящее время уже около 30 зарубежных фирм выпускают целый ряд установок для направленного бурения. Более 20 тыс. таких установок находятся в эксплуатации. Самая мощная из них обеспечивает бурение скважин под трубопровод диаметром 2000 мм на расстояние до 2,0 км).

При выполнении трубопроводного перехода процесс ННБ состоит из трех основных этапов (рис. 5-7). Во-первых, бурится пилотная скважина уменьшенного диаметра с входной стороны на выходную. Затем ствол скважины расширяется с тем, чтобы в нее можно было затащить дюкер увеличенного диаметра. И на последнем этапе дюкер протаскивается через скважину с выходной стороны на входную.



Рис.5. Бурение пилотной (лидерной) скважины



Рис.6. Расширение скважины



Рис.7. Протаскивание трубопровода

Бульдозер (англ. bulldozer) – землеройная машина для срезания и перемещения грунта (рис. 8), сыпучих стройматериалов, горных пород и т. п. на расстояние до 200 м при строительстве дорог, гидротехнических сооружений и т. п. Рабочий орган – отвал (длина до 5,5 м) – расположен на гусеничном тракторе или колесном тягаче [7].



Рис. 8. Бульдозер с рыхлителем

Бурение вращательное – относится к механическим способам бурения (*роторное, турбинное, реактивно – турбинное, с использованием электробура и винтовых забойных двигателей*) – горная порода разрушается в результате вращения прижатого к забою породоразрушающего инструмента (бурового долота) (рис. 9). (5,4)



Рис. 9. Буровая установка вращательного и ударно канатного бурения ПБУ–2

Вентиль – трубопроводная арматура, в которой запирающий или регулирующий элемент перемещается возвратно – поступательно параллельно оси потока рабочей среды в седле корпуса арматуры.

Верхний и нижний предел взрываемости – минимальные и максимальные содержания газа в газоздушных смесях, при которых может произойти их воспламенение.

Взрывчатые вещества – химические соединения или их смеси, способные в результате определённых внешних воздействий или внутренних процессов взрываться, выделяя тепло и образуя сильно нагретые газы. Процесс, который происходит в таком веществе, называется детонацией. Традиционно к взрывчатым веществам также относят соединения и смеси, которые не детонируют, а горят с определённой скоростью (метательные пороха, пиротехнические составы).

Существует ряд веществ, также способных к взрыву (например, ядерные и термоядерные материалы, антивещество). Также существуют методы воздействия на различные вещества, приводящие к взрыву (например, лазером или электрической дугой). Обычно такие вещества не называют «взрывчатыми».

Сложность и разнообразие химии и технологии ВВ, политические и военные противоречия в мире, стремление к засекречиванию любой информации в этой области привели к неустойчивым и разнообразным формулировкам терминов. Действующая редакция 2005 года принятой ООН Согласованной на глобальном уровне системы классификации опасности и маркировки химической продукции (СГС) даёт следующие определения:

Любое взрывчатое вещество обладает следующими характеристиками:

- способность к экзотермическим химическим превращениям
- способность к самораспространяющемуся химическому превращению

Вид арматуры – классификационная единица, характеризующая назначение трубопроводной арматуры, например, запорная, регулирующая и т. п.

ВНТП – Ведомственные нормы технологического проектирования.

Водоотливные установки – установки, предназначенные для откачки дождевых, грунтовых и талых вод из траншей и котлованов, а также стоячих вод из мелких водоемов.

Воздушные переходы устраиваются при пересечении трубопроводом нешироких болот, оврагов, рек, каналов, участков, под дневной поверхностью которых ведется выемка породы, полезных ископаемых и так далее.

Воздушный транспорт – один из видов транспорта, осуществляющий перевозки пассажиров, почты и грузов воздушным путём. Главное его преимущество – обеспечение значительной экономии времени за счёт высокой скорости полёта. Воздушный транспорт нефтепродуктов из – за значительной стоимости применяют лишь для снабжения отдельных пунктов на Крайнем Севере, дрейфующих станций и зимовок в Арктике. Доставку нефтепродуктов воздушным транспортом осуществляют, как правило, в бочках. (БСЭ, В.Г. Крец, Г.В. Лене: Основы нефтегазодобычи)



Вскрышные экскаваторы – благодаря специальному следящему устройству и трехсекционному ротору позволяют вскрывать трубопроводы с трех сторон в непосредственной близости от верхней и боковых образующих трубы.

Машина **МВТ** представляет собой многоковшовый экскаватор с двумя рабочими органами и предназначена для рытья траншей в немерзлых грунтах I–IV категории при ремонте трубопроводов диаметром от 530 мм до 1220 мм (рис. 10). Профиль траншеи П – образный. Трубопровод вскрывается сверху и с боковых сторон глубже нижней образующей трубы. Эвакуация грунта в отвал производится с помощью метателя. Разработчик – НИТЦ «Ротор» (Украина).



Рис. 10. Машина для вскрытия трубопроводов

Вязкость – свойство жидкости или газа оказывать сопротивление перемещению одних ее частиц относительно других. Она зависит от силы взаимодействия между молекулами жидкости.

Габарит (фр. *gabarit*) – предельное очертание предмета или просвета между частями сооружений.

Газгольдер (англ. *gas – holder*) называют сосуды большого объема, предназначенные для хранения природного, биогаза, или бытового газа под давлением. Различают газгольдеры низкого (4000 Па) и высокого (от $7 \cdot 10^4$ до $30 \cdot 10^4$ Па) давления. В газгольдерах первого типа рабочий объем является переменным, а давление газа в процессе наполнения или опорожнения изменяется незначительно. Они бывают мокрые и сухие.

Газовый фактор – отношение полученного из месторождения через скважину количества газа (в м^3), приведенного к атмосферному давлению и температуре 20 °С, к количеству добытой за то же время нефти (в т или м^3) при том же давлении и температуре. Показатель расхода пластовой энергии и определения газовых ресурсов месторождения.

Газовые гидраты (также гидраты природных газов или клатраты) – кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях из воды и газа. Имя «клатраты» (от лат. *Clathratus* – «сажать в клетку»), было дано Пауэллом в 1948 году. Гидраты газа относятся к нестехиометрическим соединениям, то есть соединениям переменного состава.

Сейчас природные газовые гидраты привлекают особое внимание как возможный источник ископаемого топлива, а также участник изменений климата (см. Гипотеза о метангидратном ружье).

В естественных условиях встречаются в виде газогидратных залежей в многолетнемерзлых породах; образуются также в газопроводах и других технологических системах, затрудняя их эксплуатацию.

Газоперекачивающие агрегаты (ГПА) предназначены для использования на линейных компрессорных станциях магистральных газопроводов, дожимных компрессорных станциях и станциях подземных хранилищ газа, а также для обратной закачки газа в пласт при разработке газоконденсатных месторождений. Размещаются в блок – контейнерах, состоящих из машинных залов (отсеков) двигателей (приводов нагнетателей) и нагнетателей, разделенных герметичной перегородкой. ГПА представляет собой установку, состоящую из стыкуемых между собой на месте монтажа блоков полной заводской готовности. Базовая сборочная единица – блок турбоагрегата, включающий нагнетатель, двигатель и оборудование технологических систем. Конструктивная схема ГПА серии «Урал» представлена на рис. 11.

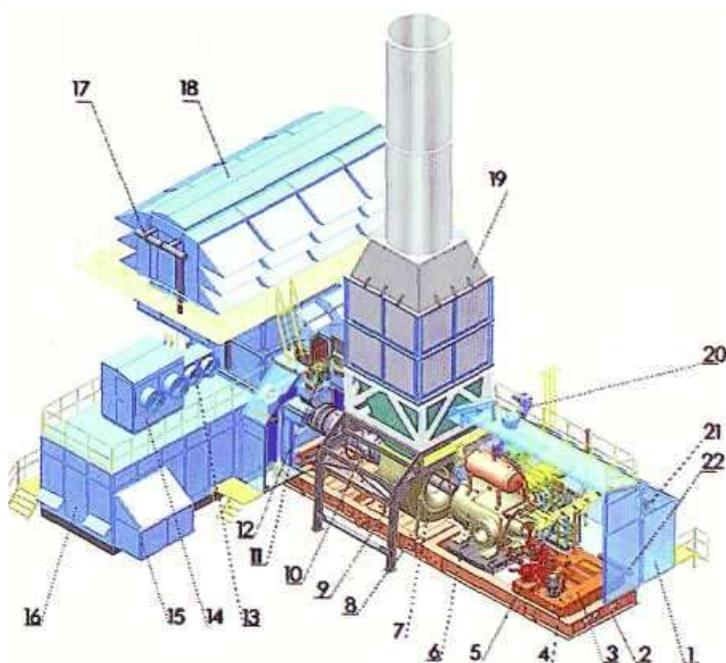


Рис. 11. Принципиальная схема газоперекачивающего агрегата на примере блочно – контейнерного ГПА серии Урал: 1 – контейнер турбоблока; 2 – рама ЦБН (центробежного нагнетателя); 3 – маслобак ЦБН; 4 – СтоЖа СГУ; 5 – кран – балка; 6 – ЦБН; 7 – выхлопная улитка;

Газораспределительная сеть – система трубопроводов и оборудования, служащая для транспорта и распределения газа в населенных пунктах. Общая протяженность газовых сетей в нашей стране составляет около 200 тыс. км.

Газ в газораспределительную сеть поступает из магистрального газопровода через газораспределительную станцию. В зависимости от давления различают следующие типы газопроводов систем газоснабжения:

- высокого давления (0,3...1,2 МПа);
- среднего давления (0,005...0,3 МПа);
- низкого давления (менее 0,005 МПа).

Газораспределительная станция (ГРС) – служит для понижения давления газа до уровня, необходимого по условиям его безопасного потребления. www.bse.sci-lib.com/article008003.html

Газорегуляторные пункты (ГРП) устанавливаются в местах соединения газопроводов различного давления. ГРП предназначены для снижения давления и автоматического поддержания его на заданном уровне. Используют для питания Газораспределительных сетей или объектов с потреблением до 1,5 тыс. м³/ч. Автоматич. Г. с. снабжают газом небольшие населённые пункты, совхозы и колхозы на ответвлениях от магистральных газопроводов. Г. с. бывают с вахтенным и безвахтенным обслуживанием при

пропускной способности соответственно свыше и до 200 тыс. м³/ч. Г. с. на магистральных газопроводах понижают нач. давление газа по одно – , двух – или трёхступенчатой схеме до 1,2 МПа и менее, газорегуляторные пункты – до 0,6 МПа и менее. Осн. типовой ряд пропускной способности Г. с: 10, 50, 100, 200 тыс. м³/ч; его модификации: 1,5, 25, 150 тыс. м³/ч (1980).

Гидравлический уклон

Гидравлическим уклоном называют отношение потери напора на трение к единице длины трубопровода (рис. 2.6.3):

$$i = h_{\text{ТР}} / l = h / l = \lambda \omega^2 / 2ag,$$

где $h_{\text{ТР}}$ – напор, потерянный на трение; l – длина трубопровода. $h_{\text{ТР}}$ и l имеют одинаковую размерность, поэтому i – безразмерная величина.

Гидротранспорт – технологический процесс перемещения материалов потоком воды. Использование воды как средства Г. т., а также для промывки золотоносных песков в долинах рр. Тахо, Дуэро, Миньо и Гуадьяро (Испания) известно с 11 – 6 вв. до н.э. Самотёчный Г. т. начал применяться в России с кон. 18 в. при буторных работах на золотоносных россыпях Урала. В СССР широкое использование Г. т. связано с развитием гидравлич. разработки торфяных, угольных и др. м – ний п. и., стр – вом канала им. Москвы (1932 – 37), крупных ГЭС на Волге, Каме, Днепре, Оби и др. По принципу действия Г. т. подразделяется на безнапорный, напорный и комбинированный. При безнапорном Г. т. гидросмесь, перемещаясь по наклонным желобам, лоткам (при подземной гидродобыче), траншеям, канавам (в карьерах со средствами гидромеханизации) или не полностью заполненным трубам, имеет свободную поверхность, на к – рой давление равно атмосферному. При напорном Г. т. гидросмесь, заполняя все сечения трубопровода, находится под избыточным давлением, создаваемым гл. обр. насосами (грунтовыми, шламовыми, углесосами и др.). Системы напорного Г. т. могут быть одно – и многоступенчатыми, с зумпфами на промежуточных перекачивающих станциях или без них. При работе с зумпфами система менее чувствительна к неравномерной подаче гидросмеси: остановка одного из насосов (в зависимости от вместимости промежуточных зумпфов) не вызывает необходимости немедленной остановки всех последующих насосов; насосы могут иметь разную производительность; уменьшается опасность гидравлич. ударов. Однако по сравнению с системой непосредственного соединения трубопроводов не полностью используется напор, развиваемый насосами, возрастают капитальные затраты на сооружение промежуточных зумпфов. При комбинир. Г. т. на одной части трассы применяют безнапорный Г. т., на др. – напорный.

Головная насосная станция (ГПС) – начальная насосная станция нефтепровода с емкостью, осуществляющая операции по приёму нефти с нефтепромысловых предприятий для дальнейшей транспортировки по магистральному нефтепроводу.

Головная НПС предназначена для приема нефти с ЦПС (УПН), смешения или разделения ее по сортам, учета нефти и ее закачки из резервуаров в трубопровод. Головная НПС располагается вблизи нефтепромыслов. Она имеет резервуарный парк объемом равным двух – трёхсуточной пропускной способности МН.

«Горячая» перекачка – в этом случае резервуары оборудованы системой подогрева нефти до температуры, при которой возможна ее откачка подпорными насосами. Они прокачивают нефть через дополнительные подогреватели и подают на прием основных насосов. Ими нефть закачивается в магистральный трубопровод.

По мере продвижения в магистральном трубопроводе нефть за счет теплообмена с окружающей средой остывает. Поэтому по трассе трубопровода через каждые 25...100 км устанавливают пункты подогрева.

Гранулометрический состав (механический состав, почвенная текстура) – относительное содержание в почве, горной породе или искусственной смеси частиц различных размеров независимо от их химического или минералогического состава. Гранулометрический состав является важным физическим параметром, от которого зависят многие аспекты существования и функционирования почвы, в том числе плодородие.

Грузоподъёмность

Таблица 1

Транспортные и грузоподъемные средства: грузоподъёмность

Используемые виды транспорта	Грузоподъемность, т
Транспортные средства:	
железнодорожные полувагоны	60–75
железнодорожные платформы	60–75
трубоплетевозы (колесные и гусеничные)	9–40
баржи – площадки	300–2800
вертолеты	0,4–12
Грузоподъемные средства:	
автомобильные, пневмоколесные и гусеничные краны	10–40
краны – трубоукладчики с грузовым моментом	10–115
козловые краны	7,5–20

Грунт – горные породы, почвы, техногенные образования, представляющие собой многокомпонентную и многообразную

геологическую систему и являющиеся объектом инженерно – хозяйственной деятельности человека [1].

Грунты могут служить:

- 1) материалом оснований зданий и сооружений;
- 2) средой для размещения в них сооружений;
- 3) материалом самого сооружения.

Грунт полускальный – грунт, состоящий из одного или нескольких минералов, имеющих жесткие структурные связи цементационного типа.

Условная граница между скальными и полускальными грунтами принимается по прочности на одноосное сжатие ($R_c \geq 5$ МПа – скальные грунты, $R_c < 5$ МПа – полускальные грунты).

Грунт скальный – грунт, состоящий из кристаллитов одного или нескольких минералов, имеющих жесткие структурные связи кристаллизационного типа.

Диаметр трубы условный – установленный нормативами ряд чисел, каждому из которых соответствует фактический диаметр трубы; (например, условный – 1200 мм, фактический – 1220 мм).

Динамическая вязкость – свойство жидкости или газа оказывать сопротивление перемещению одних ее частиц относительно других. Для характеристики этих сил используется **коэффициент динамической вязкости** η . За единицу динамической вязкости принят паскаль – секунда (Па·с), т. е. вязкость такой жидкости, в которой на 1 м² поверхности слоя действует сила, равная одному ньютону, если скорость между слоями на расстоянии 1 см изменяется на 1 см/с. Жидкость с вязкостью 1 Па·с относится к числу высоковязких. В нефтяном деле, так же как и в гидрогеологии и ряде других областей науки и техники, для удобства принято пользоваться единицей вязкости в 1000 раз меньшей – мПа·с.

Динамические насосы. В динамических насосах жидкость приобретает энергию в результате силового воздействия на нее рабочего органа в рабочей камере. К этой группе относят следующие насосы:

- *лопастные* (центробежные, диагональные и осевые), в которых постоянное силовое воздействие на протекающую через насос жидкость оказывают обтекаемые ею лопасти вращающегося рабочего колеса;
- *вихревые*, в которых постоянное силовое воздействие на протекающую через насос жидкость оказывают вихри, срывающиеся с канавок вращающегося рабочего колеса;
- *струйные*, в которых постоянное силовое воздействие на протекающую через насос жидкость оказывает подводимая извне струя жидкости, пара или газа, обладающая высокой кинетической энергией;

вибрационные, в которых силовое воздействие на протекающую через насос жидкость оказывает клапан – поршень, совершающий высокочастотное возвратно – поступательное движение.

Дисковые поворотные затворы – один из наиболее прогрессивных видов арматуры (рис. 12). Их стали широко применять в последнее десятилетие.

Запорный элемент арматуры – диск диаметром, приблизительно равным внутреннему диаметру трубопровода. Затвор открывается и закрывается вращением диска вокруг оси, перпендикулярной оси трубопровода. Благодаря простой геометрической форме корпуса и запорного элемента дисковые поворотные затворы легки по конструкции и невелики по габаритным размерам. В центральной части корпуса дискового затвора расположены подшипники вала, на котором вращается диск.



Рис. 12. Затворы поворотные дисковые. Компания «ПромАрт»

Дороги временные зимние подъездные. Зимние дороги и проезды могут быть:

- снежно – уплотненными, образованными в процессе движения автотранспорта и строительных машин;
- снежно – ледяными, образованными на сильно обводненных болотах, водных переправах путем естественного промерзания или путем постепенной поливки небольших участков дорог.

• **Драглайн** (англ. dragline) – одноковшовый экскаватор с гибкой канатной связью стрелы и ковша. Длина стрелы достигает 100 м, вместимость ковша – 80 м³. Оборудуется, как правило, шагающим ходом. Применяется на карьерах, в гидротехническом и мелиоративном строительстве и др. [7].

Жилой вагон – дом – передвижное здание, предназначенное для комфортного проживания сотрудников предприятия на объектах трассы, удаленных от городской инфраструктуры.

Задвижка – трубопроводная арматура, в которой запирающий элемент перемещается возвратно – поступательно перпендикулярно направлению потока рабочей среды. Используется преимущественно в качестве запорной арматуры: запирающий элемент находится в крайних положениях «открыто» и «закрыто».

Земснаряд (землесосный снаряд) – плавучее средство для подводной разработки грунтов и добычи нерудных материалов (песка, гравия) со дна водоемов (рис. 13). Земснаряд оборудуется средствами для рабочих перемещений, транспортировки гидросмеси (пульпы) по пульпопроводам к месту укладки.

Земснаряды подразделяются по рабочему органу – на землесосные, эжекторные, шнековые, эрлифтные;

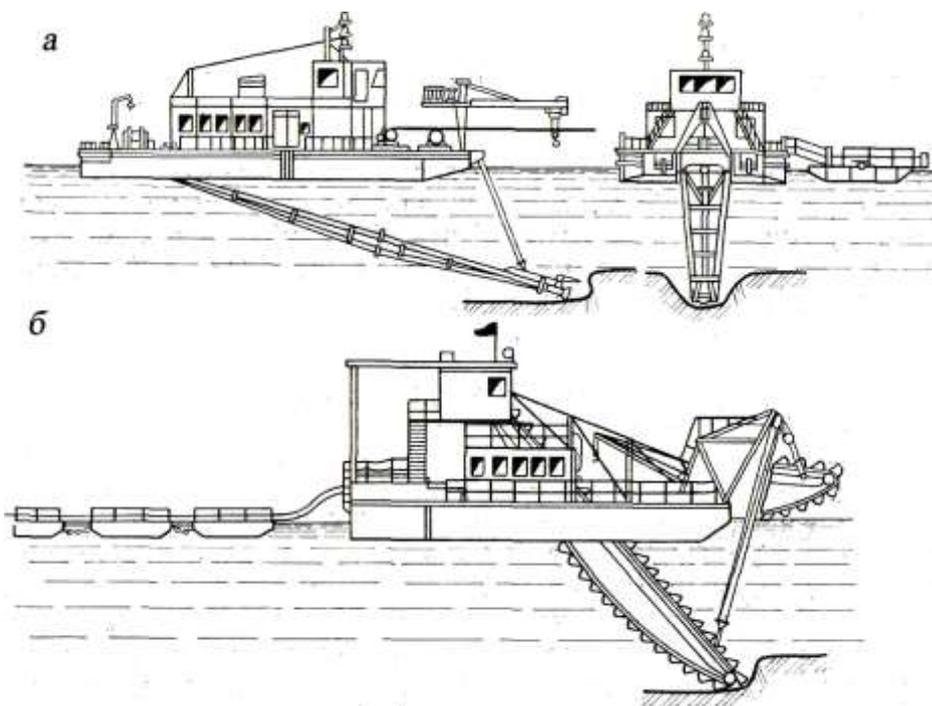


Рис. 13. Земснаряды: а – землесосный; б – землечерпательный

Кавитация – образование в жидкости полостей (кавитационных пузырьков, или каверн), заполненных газом, паром или их смесью. Кавитация возникает в результате местного понижения давления в жидкости. Перемещаясь с потоком в область с более высоким давлением или во время полупериода сжатия, кавитационный пузырек захлопывается, излучая при этом ударную волну.

Кавитационная характеристика представляет собой зависимость допустимого кавитационного запаса от подачи насоса при постоянной частоте вращения и свойствах жидкости. Кавитационная характеристика является исходной для расчета бескавитационной работы насоса.

Канатно – скреперные установки могут использоваться для разработки траншей на болотах, строительстве переходов через небольшие реки и водоемы, а также в горной местности на уклонах более 20° (рис. 14).

Примером канатно – скреперной установки служит установка КСУ – 1. Самоходная канатно – скреперная установка КСУ – 1 предназначена для рытья траншей на болотах, при строительстве переходов через небольшие реки и водоемы, а также в горной местности на уклонах более 20° .

Установка состоит из тягача (трактор Т – 130), двухбарабанной лебедки (Л 51), смонтированной на заднем мосту и прицепном устройстве трактора, комплекта скреперных ковшей и якорного приспособления с блоком.

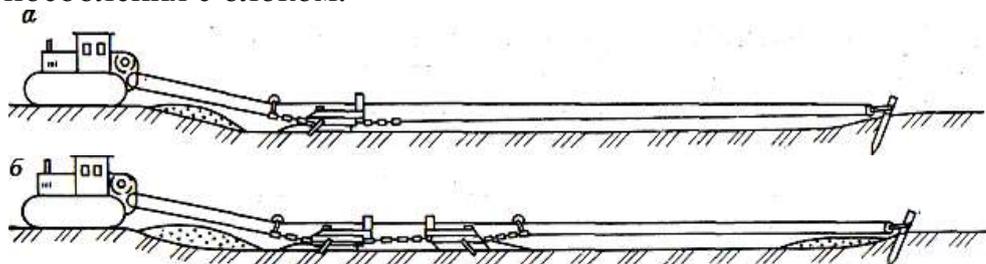


Рис. 14. Схема работы канатно – скреперной установки:
а – с одним ковшом; б – с двумя ковшами

Кинематическая вязкость – отношение динамической вязкости к плотности среды.

Клапан – устройство, применяемое для регулирования потоков жидких и газообразных сред (воздуха и продуктов его разделения) Подразделяются на:

- клапаны прямого действия (уменьшение проходного сечения происходит при движении затвора вниз)
- клапаны обратного действия (уменьшение проходного сечения происходит при движении затвора вверх)

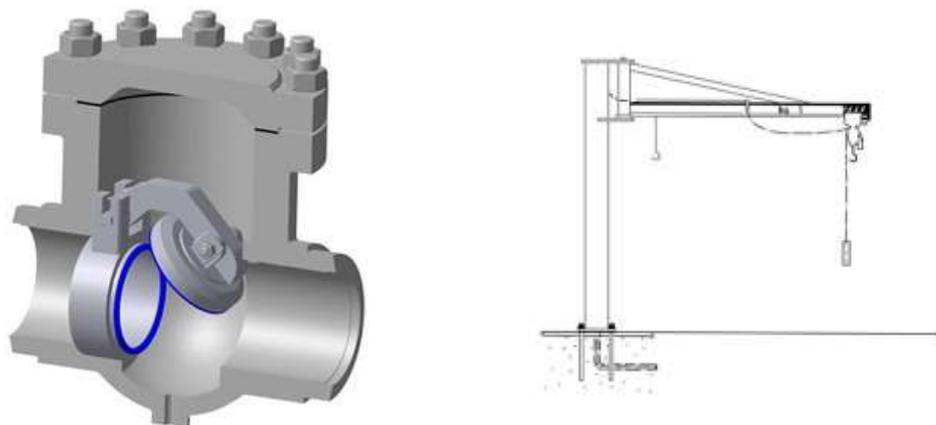


Рис. 15. Клапан обратного действия

[<http://www.ngpedia.ru/>, схема с сайта: [www.ua.all – biz.info](http://www.ua.all-biz.info)]

Колонна изоляционно - укладочная – это механизированная колонна (рис. 16), которая выполняет функции: очистки наружной поверхности трубопроводов, их изоляции и укладки в траншею. [2]

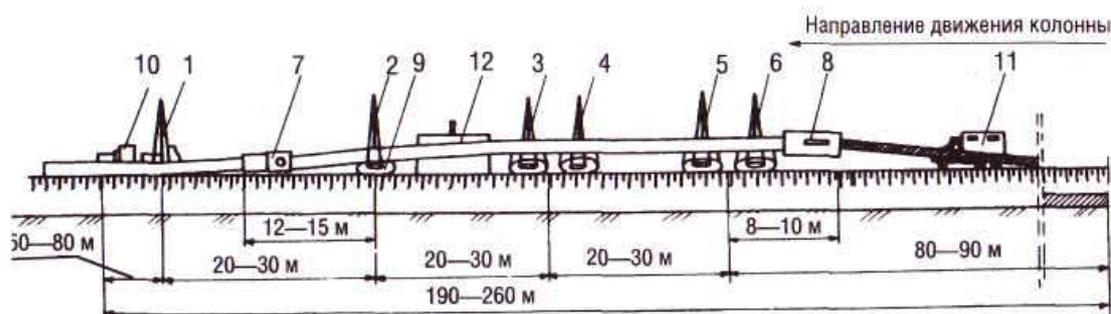


Рис. 16. Схема производства изоляционно – укладочных работ: 1, 2, 3, 4, 5, 6 – трубоукладчик; 7 – очистная машина; 8 – изоляционная машина; 9 – подвеска троллейная; 10 – бульдозер; 11 – вахтовый автомобиль; 12 – вагон – домик

Компенсатор – устройство позволяющее воспринимать и гасить движения, температурные деформации, вибрации, смещения, компенсировать недостаток или избыток веса. Применение компенсаторов на различных типах устройств обусловлено необходимостью избежать, стабилизировать, либо свести к минимуму возникновение нежелательных факторов. (ru.wikipedia.org)

Компрессор – машина, предназначенная для повышения давления и перемещения газа. Компрессор относится к классу воздухо- или газодувных машин. К этому же классу относятся вентиляторы и газодувки, работающие по тому же принципу, что и компрессоры, но отличающиеся от них конструкцией и отношением конечного давления газа к начальному.

Компрессор – машина, преобразующая механическую энергию привода в полезную потенциальную и кинетическую энергию газа.

По принципу сжатия компрессоры можно разделить на объемные и динамические.

Компрессорные станции предназначены для транспортирования газа от месторождений или подземных хранилищ до потребителя. Компрессорные станции (КС) располагаются по трассе газопровода в соответствии с гидравлическим расчетом при соблюдении нормативных разрывов от границ КС до зданий и сооружений населенных пунктов, вахтенных поселков и промышленных предприятий.

Технологической схемой КС предусматриваются следующие технологические процессы:

- очистка газа;
- сжатие (компримирование) газа;
- охлаждение газа после сжатия.

Контейнерный транспорт – вид транспорта, в котором твердые материалы транспортируются в капсулах или контейнерах, перемещающихся внутри трубопровода в потоке жидкости или воздуха. Контейнерный транспорт эффективен тогда, когда транспортируемый материал состоит из крупных фракций и частиц, либо когда его увлажнение нежелательно. Достоинства: грузы не требуют специальной обработки (измельчения, осушки и т.д.), не происходит загрязнение несущей среды транспортируемым материалом и, наоборот, грузов несущей средой. Различают:

- *Контейнерный гидротранспорт*
- *Контейнерный пневмотранспорт*

[«Основы нефтегазового дела» А.А. Коршак, А.М. Шаммазов]

Коррозия – процесс, вызывающий разрушение или изменение его свойств в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды.

Пример – кислородная коррозия железа в воде: $4\text{Fe} + 2\text{H}_2\text{O} + 3\text{O}_2 = 2(\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}_2\text{O})$, где $\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$ (гидратированный оксид железа) и является тем, что называют ржавчиной.



Рис. 17. Коррозионное разрушение труб (с сайта <http://www.nppts.ru>)

«Основы нефтегазового дела» А.А. Коршак, А.М. Шаммазов

Корчеватели предназначены для очистки участков, отведенных под земляные работы, от оставшихся после кусторезов корней и пней, а также для извлечения из грунта крупных камней (рис. 18). Они подразделяются на корчеватели и корчеватели-собиратели, различающиеся рабочим оборудованием и технологией работы. В обоих случаях в качестве базовой машины используется промышленный гусеничный трактор.

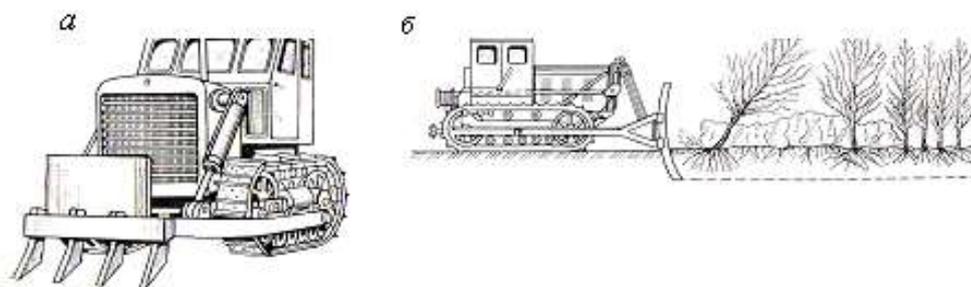


Рис.18. Корчеватель: а – общий вид; б – схема работы

Котлован – выемка в грунте для устройства основания и фундамента здания (сооружения) [7].

Коэффициент прочности пород по Протодяконову f . Для сравнительной оценки горных пород по прочности в нашей стране широко используется шкала М.М. Протодяконова (табл. 2.1), в соответствии с которой прочность породы оценивается коэффициентом крепости f – безразмерной величиной, равной одной десятой временного сопротивления породы сжатию, измеренного в МПа. Коэффициент крепости f равен от 0,3 до 20.

Кран – трубопроводная арматура, в которой запирающий или регулирующий элемент имеет форму тела вращения (шар, цилиндр, конус), или его части; поворачивается вокруг своей оси,

перпендикулярно расположенной по отношению к направлению потока рабочей среды.

Кран (грузоподъемный) – стационарная или передвижная машина периодического (циклического) действия для подъема и перемещения грузов (рис. 19). Основные составные части грузоподъемного крана: несущая конструкция (стрела, мачта, мост, ферма, башня), грузоподъемный механизм (лебедка, таль) с приводом, грузозахватное устройство (крюк, строп, грейфер, ковш, электромагнит и др.) с направляющими и поддерживающими элементами (канаты, цепи). [<http://dic.academic.ru>].



Рис. 19. Грузоподъемный кран

Кран – это самоходная металлическая конструкция, оборудованная подъемной лебедкой (иногда несколькими) (рис. 21). Краны могут перемещать груз по произвольной траектории, находящейся внутри зоны его действия.

На строительных площадках наибольшее распространение получили башенные и стреловые самоходные краны, а на линейном строительстве – краны-трубоукладчики. Краны представляют собой грузоподъемные машины циклического действия, предназначенные для перемещения грузов как в вертикальном, так и в горизонтальном направлении. Для подъема груза они могут оснащаться сменными грузозахватными рабочими органами в виде крюковой обоймы (крюка), грейфера, магнитной шайбы и т. д. Преимущественное применение получили крюковые обоймы (крюки).

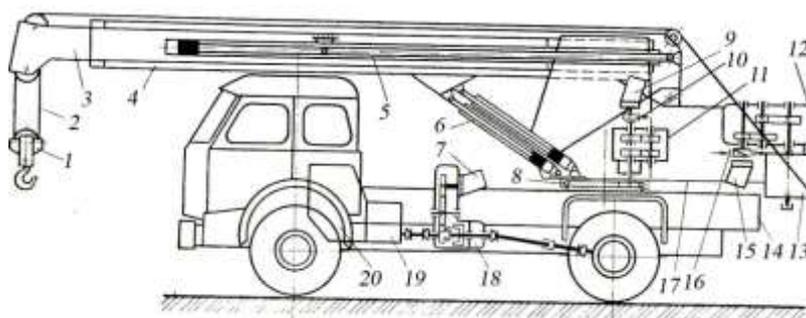


Рис. 21. Кинематическая схема автокрана с гидравлическим приводом: 1 – крюковая обойма полиспаста; 2 – грузовой канат; 3 – выдвижная секция стрелы; 4 – стрела; 5 – гидроцилиндр выдвижения секции стрелы; 6 – гидроцилиндры подъема стрелы; 7 – гидронасос, питающий гидромоторы кранового оборудования; 8 – опорно – поворотное устройство; 9–11 – гидромотор, тормоз и редуктор механизма поворота; 12, 13, 15, 16 – барабан, редуктор, гидромотор и тормоз грузовой лебедки; 14 – рама автомобиля; 17– поворотная платформа; 18 – редуктор отбора мощности; 19, 20 – коробка перемены передач и двигатель

Кусторезы предназначены для срезки кустарника и мелколесья при подготовке строительной полосы.

Наибольшее распространение получили кусторезы отвально – ножевого типа с прямыми ножами (пассивные рабочие органы). Их конструкция характеризуется простотой, прочностью и надежностью в работе. Кусторез этого типа состоит из базовой машины трактора и навесного рабочего оборудования. Навесное оборудование аналогично бульдозеру состоит из универсальной толкающей рамы, на которой вместо отвала бульдозера крепится отвал кустореза.

Иногда для срезки растительности при подготовительных работах используются машины с активными рабочими органами, такими как горизонтальные дисковые (рис. 22) и цепные пилы, фрезерные измельчители и ножевые косилки. Созданы мульчеры, которые весь растительный материал перерабатывают в щепу



Рис. 22. Кусторез

ЛАРН – ликвидации аварийных разливов нефти.

Лебедка для протаскивания трубопроводов по дну водоема.

Лебедки предназначены для протаскивания трубопроводов при строительстве подводных переходов через водные преграды большой протяженности. Лебедка базируется на тяжеловозном прицепе и состоит из

двигателя, трансмиссии, барабана, канатоукладчика, систем управления и якорения (рис. 22).

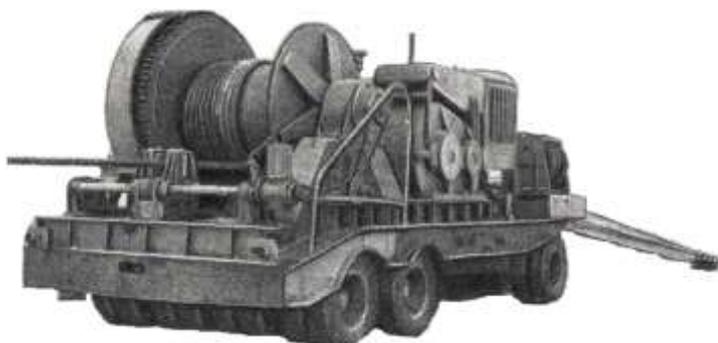


Рис. 22. Лебедка типа ЛП 151

Линейные сооружения магистрального нефтепровода: 1) собственно трубопровод (линейная часть); 2) задвижки линейные; 3) средства активной защиты трубопровода от коррозии (станции катодной и протекторной защиты, дренажные установки); 4) переходы через естественные и искусственные препятствия (водные преграды: реки, озёра, болота, железные и шоссейные дороги и т. п.); 5) линии связи; 6) линии электропередачи; 7) дома обходчиков; 8) вертолетные площадки; 9) грунтовые дороги, прокладываемые вдоль трассы трубопровода.

Локализация аварийного разлива нефти – проведение комплекса мероприятий по ограничению распространения нефти по вводной поверхности, а также придание потоку нефти заданного направления перемещения.

Лупинг – участок линейной части нефтепровода, проложенный параллельно основному для увеличения пропускной способности.

Магистральная насосная станция (МНС) – комплекс технологического оборудования, осуществляющий повышение давления в магистральном трубопроводе с помощью магистральных насосных агрегатов.

Магистральный нефтепровод (МНП) – инженерное сооружение, состоящее из трубопроводов с арматурой и связанных с ними нефтеперекачивающих станций, хранилищ, нефти и других технологических объектов, обеспечивающих приемку, транспортировку, сдачу нефти потребителям, или перевалку на другой вид транспорта.

Магматические породы – это породы, образовавшиеся непосредственно из магмы (расплавленной массы преимущественно силикатного состава), в результате её охлаждения и застывания. В зависимости от условий застывания различают интрузивные (глубинные) и эффузивные (излившиеся) горные породы. (www.wikipedia.org)

Метаморфические породы – горные породы, образованные в толще земной коры в результате изменения (метаморфизма) осадочных или магматических горных пород вследствие изменения физико – химических условий. Благодаря движениям земной коры осадочные горные породы и магматические горные породы подвергаются воздействию высокой температуры, большого давления и различных газовых и водных растворов, при этом они начинают изменяться. (www.wikipedia.org)

Машина (франц. machine, лат. machina) – устройство, выполняющее механические движения для преобразования энергии, материалов и информации с целью замены или облегчения физического и умственного труда (Крайнев, 1981).

Машины общестроительные имеют широкое применение и могут быть использованы на строительстве любого объекта (например, бульдозер).

Машины специальные предназначены в основном для строительства магистральных трубопроводов (например, роторный траншейный экскаватор).

Расчетно – теоретическая производительность P_p представляет собой производительность, определяемую (на стадии проектирования) расчетными параметрами машины без учета простоев.

Техническая производительность P_t – это максимально возможная производительность в данных конкретных условиях.

Эксплуатационная производительность $P_э$ представляет собой фактическую производительность машины с учетом всех перерывов в работе: случайных и запланированных. Она учитывает использование машины по времени в течение смены и равняется произведению технической производительности P_t на коэффициент использования машины $k_{и}$ во времени:

$$P_э = P_t k_{и}.$$

Единицы производительности машин могут быть различны: т/м³, м/ч, км/ч и др.

Машины изоляционные предназначены для нанесения грунтовок, липких лент и комбинированных покрытий типа «Пластобит» на наружную поверхность магистральных трубопроводов диаметрами 317–1220 мм при капитальном ремонте с заменой изоляции и ремонте с заменой труб (рис. 23).



Рис. 23. Изоляционная машина типа МИАБ

Машина подкапывающая роторная МПР – 1М предназначена для механизированного удаления грунта из – под трубопроводов диаметром от 530 мм до 1220 мм по технологии без подъема трубы (рис. 24).

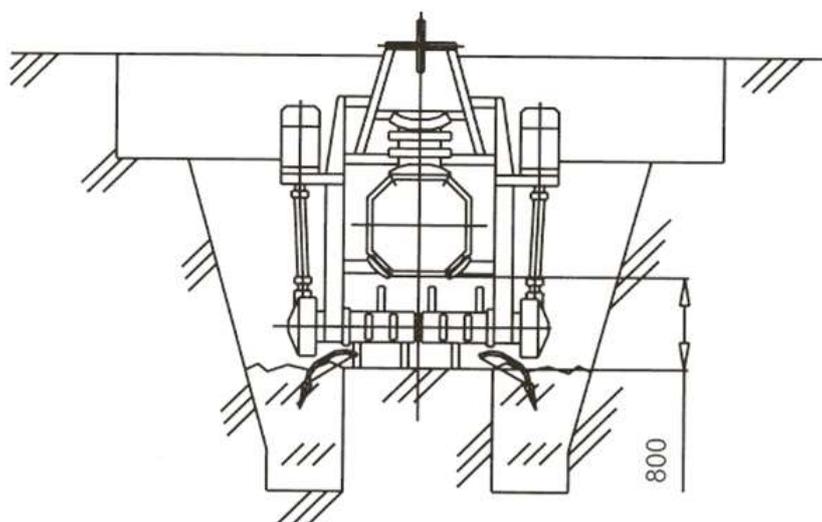


Рис. 24. Схема работы машины МПР – 1М

Мобильные ремонтные базы (МРБ) применяются для проведения ремонтных работ по переизоляции линейной части магистральных газопроводов с частичной или полной заменой труб в трассовых условиях в различных природно – климатических зонах.

Применение мобильных ремонтных баз позволит повысить степень индустриализации ремонтных работ за счет выполнения комплексных технологических операций в базовых условиях; осуществлять стопроцентный контроль качества строительно – монтажных работ, соблюдение всех экологических требований по охране окружающей среды, и, что немаловажно, увеличить темп производства ремонтных работ независимо от природно – климатических условий.

Мобильные ремонтные базы (МРБ) применяются для проведения ремонтных работ по переизоляции линейной части магистральных газопроводов с частичной или полной заменой труб в трассовых условиях в различных природно – климатических зонах.

Морские нефтегазовые промыслы (МНГ) – технологические комплексы, предназначенные для добычи и сбора нефти, газа и конденсата из морских месторождений углеводородов, а также подготовки продукции к дальнейшей транспортировке.

Морские нефтеналивные терминалы служат для приема сырой нефти и нефтепродуктов из нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, хранения и погрузки в танкеры для морской доставки потребителю (рис. 25). Потребителями сырой нефти, как правило, являются нефтеперерабатывающие заводы.

В состав нефтеналивных терминалов входят: резервуарные парки; технологические трубопроводы; технологические насосные; узлы учета; узлы защиты от гидроударов; причальные сооружения (береговые причалы, пирсы, выносные приемные устройства и др.); шлангующие устройства (стендера, гибкие резиновые армированные шланги); очистные сооружения; вспомогательные здания и сооружения (химическая лаборатория, центральный диспетчерский пункт, котельная и др.); системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA) и системы связи.



Рис. 25. Морские нефтегазовые комплексы

Морские трубопроводы – трубопроводы, предназначенные для освоения нефтяных и газовых месторождений на шельфе. Технология строительства морских трубопроводов предусматривает следующие этапы: земляные работы, подготовку трубопровода к укладке, его укладку, засыпку и защиту от повреждений.

Наполнительные и опрессовочные агрегаты.

Для гидравлического испытания магистральных трубопроводов применяются специальные машины: наполнительные и опрессовочные агрегаты. Наполнительные агрегаты служат для быстрой заправки воды в испытываемый участок трубопровода, опрессовочные – для подъема давления в заполненном водой участке трубопровода до величины, обеспечивающей испытание на прочность. Существуют также наполнительно – опрессовочные агрегаты, производящие наполнение и опрессовку трубопровода.

Напор жидкости – линейная величина, выражающая удельную (отнесенную к единице веса) энергию потока жидкости в данной точке (м).

Насос (разг. *водяная помпа, колонка*) – проточная гидравлическая машина, служащая для перемещения и создания напора жидкостей всех видов, механической смеси жидкости с твердыми и коллоидными веществами или сжиженных газов. Следует заметить, что машины для перекачки и создания напора газов (газообразных жидкостей) выделены в отдельные группы и получили название вентиляторов и компрессоров.

Насосным агрегатом называют насос, двигатель и устройство для передачи мощности от двигателя к насосу, собранные в единый узел.

В основу классификации по принципу действия положены различия между насосами в механизме передачи подводимой извне энергии потоку жидкости, протекающей через них. По принципу действия насосы можно условно разделить на две группы: *динамические и объемные*.

Нефтебаза – комплекс сооружений и установок для приема, хранения и отгрузки нефтепродуктов и нефтей (рис. 26). (Классификация: I категория – общий объем парка более 50 000 м³; II категория – общий объем парка 10 000—50 000 м³; III категория – общий объем парка до 10 000 м³.) [<http://yandex.ru>]



Рис. 26. Нефтебаза

Основное назначение нефтебаз – обеспечить бесперебойное снабжение промышленности, транспорта, сельского хозяйства и других потребителей

нефтепродуктами в необходимом количестве и ассортименте; сохранение качества нефтепродуктов и сокращение до минимума их потерь при приеме, хранении и отпуске потребителям.

Нефтегавань. **Нефтегаванью** называется водная территория (акватория), укрытая от сильных течений, ледохода и ветров, имеющая достаточные для причаливания и маневрирования судов площадь и глубину. Современные нефтегавани проектируются трех типов (рис. 27): в виде узкого тупикового бассейна («ковша»), в виде выемки части берега или просто в виде огражденной акватории у берега. Чтобы уменьшить объем земляных работ, при сооружении нефтегаваней стараются использовать естественные укрытия в береговой полосе – бухты, заливы и речные затоны.

Для предотвращения растекания по воде нефтепродуктов, попавших на ее поверхность (вследствие аварии, пролива и т. п.), акватория нефтегаваней (4) отделяется от остального водного пространства (3) плавучими боновыми ограждениями (2) или затворами (1). Для пропуска судов боновые ограждения разводятся.

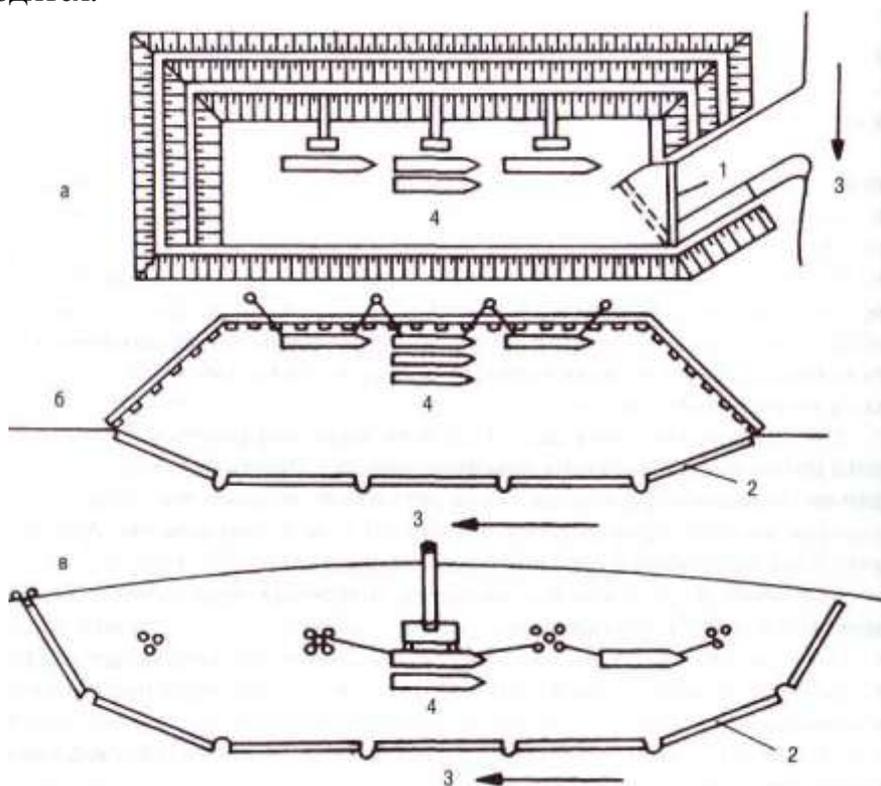


Рис. 27. Схемы современных гаваней трех типов: —> – направления движения судна; 1 – затвор; 2 – боновые ограждения; 3 – водное пространство; 4 – акватория нефтегаваней; а) в виде тупикового бассейна; б) в виде выемки части берега; в) в виде огражденной акватории у берега

Нефтеловушка – сооружение для улавливания нефти и нефтепродуктов из промышленных сточных вод. Представляет собой бетонный или

железобетонный резервуар (горизонтальный отстойник), разделенный продольными стенками на 2 или более параллельно работающие секции. Нефтеловушкой улавливается до 98 % нефтепродуктов.

Нефтеперекачивающая станция – комплекс сооружений и устройств для приема и перекачки нефти насосными установками по магистральному нефтепроводу (рис. 28).

Нефтепереработка – производство нефтепродуктов, прежде всего, различных топлив (бензин, дизельное топливо, керосин и др.) и сырья для последующей химической переработки.

[Большая Энциклопедия Нефти Газа (<http://www.ngpedia.ru>)]



Рис. 28. Нефтеперерабатывающая база

Нефтепровод – сооружение из труб, соединительных деталей и арматуры для перекачки нефти на расстояние.

Нефтепровод основной (основная нитка) – однопунктовый нефтепровод, соединяющий головную НПС и конечный пункт магистрального нефтепровода.

Нефтепродукты – смеси углеводородов, а также индивидуальные химические соединения, получаемые из нефти и нефтяных газов. К нефтепродуктам относятся различные виды топлива (бензин, дизельное топливо, керосин и др.), смазочные материалы, электроизоляционные среды, растворители, нефтехимическое сырьё. Нефтепродукты получают в результате химического процесса – перегонки нефти, от которой при разных температурах отделяются вещества (отгоны) в парообразном состоянии.

Нефтехимическое производство – производство химических продуктов на основе нефти и газа (производство сырья, производство полупродуктов, производство поверхностно – активных веществ, производство высокомолекулярных соединений)

Нефть – горючая маслянистая жидкость, являющаяся смесью углеводородов, красно – коричневого, иногда почти чёрного цвета, хотя иногда встречается и слабо окрашенная в жёлто – зелёный цвет и даже

бесцветная нефть, имеет специфический запах, распространена в осадочной оболочке Земли; на сегодня – одно из важнейших для человечества полезных ископаемых.

Обезвреживание отходов – обработка отходов, в том числе сжигание и обеззараживание отходов на специализированных установках, в целях предотвращения вредного воздействия отходов на здоровье человека и окружающую природную среду.

Обратные клапаны относятся к защитной арматуре и служат для предотвращения обратного потока среды на линейной части трубопроводов и тем самым предупреждения аварии, например, при внезапной остановке насоса. На рис. 29 показан общий вид обратного клапана. Он является автоматическим самодействующим предохранительным устройством. Затвор – основной узел обратного клапана. Он пропускает среду в одном направлении и перекрывает ее поток в обратном. Клапаны не являются запорной арматурой.

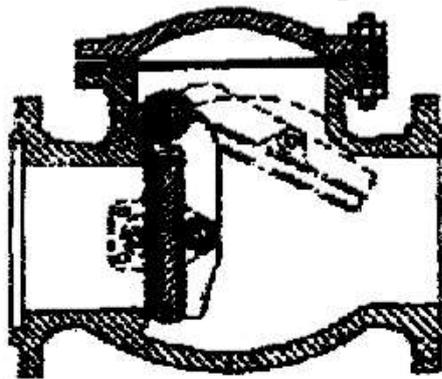


Рис. 29. Поворотный обратный клапан D_y 50–600 мм

Объемные насосы. В объемных насосах жидкость приобретает энергию в результате воздействия на нее рабочего органа, периодически изменяющего объем рабочей камеры.

К этой группе относят:

- *поршневые* и *плунжерные*, в которых периодическое силовое воздействие на протекающую через насос жидкость оказывают поршень или плунжер (длина его цилиндрической части много больше его диаметра), совершающие возвратно – поступательное движение в рабочей камере;

- *роторные*, в которых периодическое силовое воздействие на протекающую через насос жидкость оказывают поверхности шестерен или винтовых канавок, расположенных на периферии вращающегося ротора.

Одоризация. Операцию придания газу запаха называют *одоризацией*.

Осадочные породы – горные породы, существующие в термодинамических условиях, характерных для поверхностной части земной коры, и образующиеся в результате переотложения продуктов выветривания и

разрушения различных горных пород, химического и механического выпадения осадка из воды, жизнедеятельности организмов или всех трех процессов одновременно. (www.wikipedia.org)

Основные объекты и сооружения магистрального газопровода

В состав МГ входят следующие основные объекты : головные сооружения; компрессорные станции; газораспределительные станции (ГРС); подземные хранилища газа; линейные сооружения.

Очистные машины (рис. 30) предназначены для удаления с поверхности трубопровода грязи, окалины и ржавчины, а также для нанесения на нее грунтовок.



Рис. 30. Очистная машина типа ОМ – Э

Очистные поршни. Одним из основных наиболее распространенных способов очистки полости строящихся трубопроводов является продувка с пропуском поршней под давлением воздуха или природного газа. Пропуск очистных поршней по трубопроводу под давлением сжатого воздуха – наиболее совершенный и безопасный метод продувки. Продувку проводят подачей сжатого воздуха от ресивера компрессора, установленного на прилегающем участке трубопровода. Применение ресивера позволяет аккумулировать необходимое количество сжатого воздуха для поддержания в процессе продувки оптимальных скоростей движения поршней по всей длине очищаемого участка. Воздух закачивается в трубопровод передвижными компрессорными станциями, используемыми также для пневматических испытаний трубопроводов.

В настоящее время имеются различные конструктивные решения очистных поршней, поршней – разделителей и поршней комбинированного типа. Очистные поршни состоят из следующих основных частей: корпуса, уплотнительных элементов и металлических щеток (рис. 31). Корпусы, как правило, выполняют из труб, заглушенных переборкой в передней части.

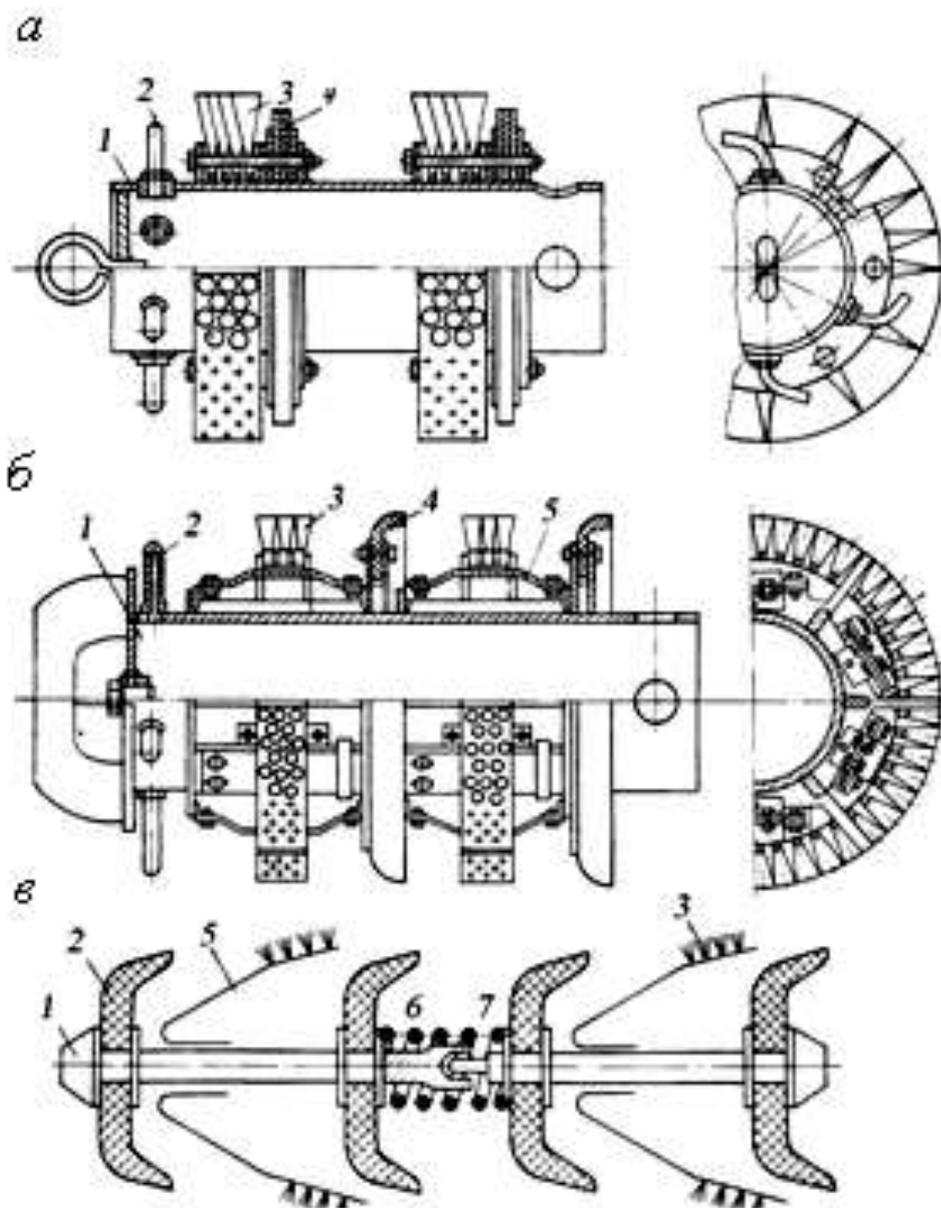


Рис. 31. Конструктивные схемы очистных поршней: а – с прямыми манжетами и жестким креплением металлических щеток; б – с самоуплотняющимися манжетами и упругим креплением металлических щеток; в – сочлененного типа; 1 – корпус; 2 – реактивная труба; 3 – металлические щетки; 4 – манжета; 5 – упругая пластина; 6 – пружина цилиндрическая; 7 – шарнирное сочленение

Очистные скребки

Разработаны и серийно выпускаются в ОАО «АК Транснефть» скребки нескольких типов (рис. 32):

- стандартные типа СКР1 с чистящими дисками;

- щеточные типа СКР1 – 1 с чистящими и щеточными дисками;
 - двухсекционные типа СКР2 с чистящими и щеточными дисками и подпружиненными щетками;
- магнитные скребки типа СКР3 с чистящими дисками и магнитными щетками, предназначенными для сбора металлических предметов из полости трубы.

Скребки типа СКР4 с подпружиненными рычагами, полиуретановыми дисками и манжетами предназначены для очистки внутренней поверхности нефтепроводов от асфальтосмолопарафинистых веществ, посторонних предметов и продуктов коррозии со стабильным уровнем качества очистки на всем протяжении очищаемого участка.

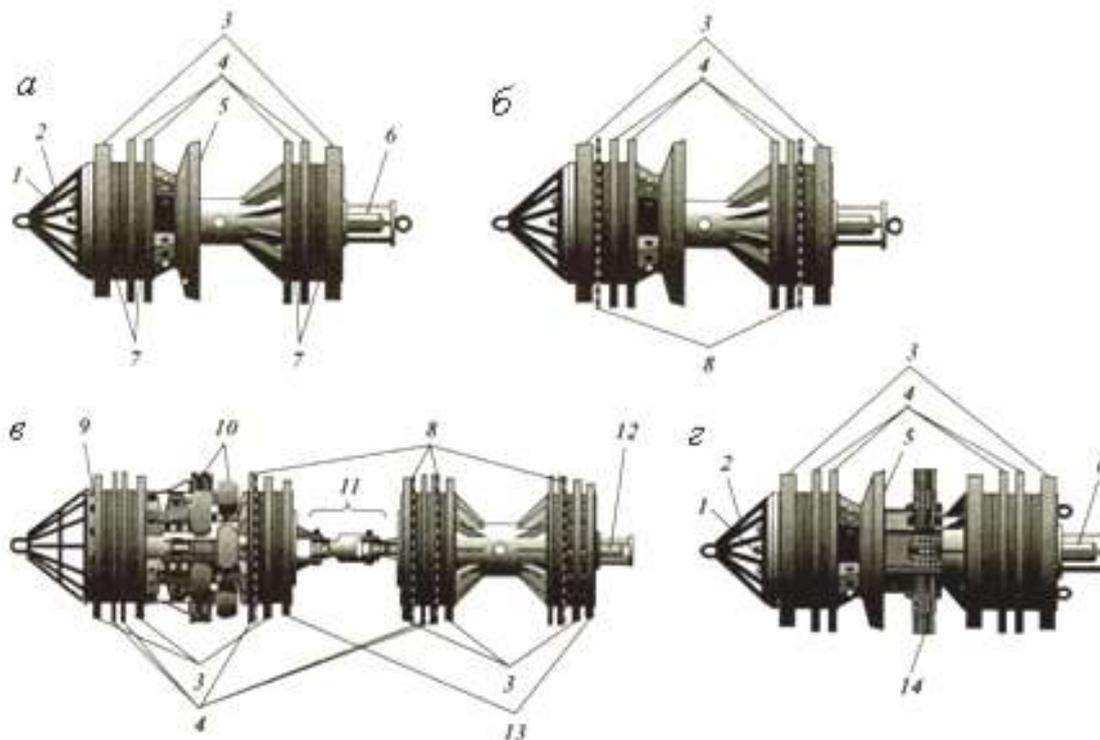


Рис. 32. Серийные скребки типа СКР:

а – СКР1; б – СКР1 – 1; в – СКР2; г – СКР3; 1 – байпас – отверстия; 2 – бампер; 3 – ведущие диски; 4 – чистящие диски; 5 – манжета; 6 – трансмиттер в защитной раме; 7 – прокладочные диски; 8 – щеточные диски; 9 – прокладки с радиальными соплами; 10 – подпружиненные щетки; 11 – карданное соединение; 12 – передатчик для скребка в защитной раме; 13 – ведущий диск уменьшенного диаметра; 14 – щетки на магнит

Папильонирование – движение земснарядов с боковыми перемещениями.

Перекачка высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов

Перекачка таких нефтей по трубопроводам обычным способом затруднена. Для осуществления их транспортировки применяют следующие способы повышения текучести нефтей: смешение вязких с маловязкими и совместная их перекачка; смешение и перекачка с водой; термообработка вязких нефтей и последующая их перекачка; перекачка предварительно нагретых нефтей; добавление присадок – депрессаторов в нефти.

Перекачка высоковязких и высокозастывающих нефтей по трубопроводам обычным способом затруднена. Поэтому для их транспортировки применяют специальные методы:

– *Гидротранспорт*. Сущность данного способа в том, что высоковязкая нефть и вода смешиваются перед прокачкой в такой пропорции, чтобы образовалась эмульсия типа «нефть в воде». В этом случае капли нефти окружены водяной пленкой и поэтому контакта нефти со стенкой трубы не происходит.

Рис. 33. Трубопровод (www.ngpedia.ru)



– Технология *горячей перекачки* заключается в снижении вязкости и уменьшении гидравлического сопротивления при подогреве нефти, используется на ряде действующих нефтепроводов.

– Перекачка с разбавителями – один из эффективных и доступных способов улучшения реологических свойств высоковязких и высокозастывающих нефтей, который использует углеводородные разбавители – газового конденсата и маловязкой нефтей.

– Перекачка термообработанной нефти. Термообработкой называется тепловая обработка высокопарафинистой нефти, предусматривающая её нагрев до температуры, превышающей температуру плавления парафинов, и последующее охлаждение с заданной скоростью, для улучшения реологических параметров.

– Принцип действия депрессорных присадок в снижении температуры застывания масел. Присадки вводятся в нефть при температуре 60–70°С, когда основная масса парафинов находится в растворенном состоянии. При последующем охлаждении молекулы присадок адсорбируют на поверхности выпадающих из нефти кристаллов парафина, мешая их росту.

А.А.Коршак «Основы нефтегазового дела» стр.335 – 339

Перекачка с депрессорными присадками – присадки вводятся в нефть при температуре 60...70 С, когда основная масса парафинов находится в растворенном состоянии. При последующем охлаждении молекулы присадок

адсорбируются на поверхности выпадающих из нефти кристаллов парафина, мешая их росту. В результате образуется текучая суспензия кристаллов парафина в нефти. (2)

Перекачка с разбавителями – позволяет довольно существенно снизить вязкость и температуру застывания нефти. Это связано с тем, что, во – первых, понижается концентрация парафина в нефти, т.к. часть его растворяется легкими фракциями разбавителя. Во – вторых, при наличии разбавителя асфальто – смолистых веществ последние, адсорбируясь на поверхности кристаллов парафина, препятствуют образованию прочной структурной решетки.(2)

Перекачка после термообработки – перекачка после тепловой обработки высокопарафинистой нефти, предусматривающей ее нагрев до температуры, превышающей температуру плавления парафинов, и последующее охлаждение с заданной скоростью, для улучшения реологических параметров. (2)

Плетьвоз – автопоезд, предназначенный для транспортировки плетей труб длиной до 48 м. Плетьвозы перевозят плети от трубосварочных баз до строительной полосы и раскладывают вдоль трассы будущего трубопровода. Они передвигаются в плохих дорожных условиях, а иногда и по бездорожью. Различают автомобильные и тракторные плетьвозы.

Поршни – разделители

Получил распространение метод очистки полости трубопровода путем промывки с пропуском поршней-разделителей. В этом случае поршни – разделители перемещаются по трубопроводу в потоке воды, закачиваемой насосами для его гидравлического испытания, и одновременно с загрязнениями удаляют воздух. Последующее за испытаниями вытеснение из трубопровода воды производится также поршнями-разделителями под давлением сжатого воздуха или природного газа.

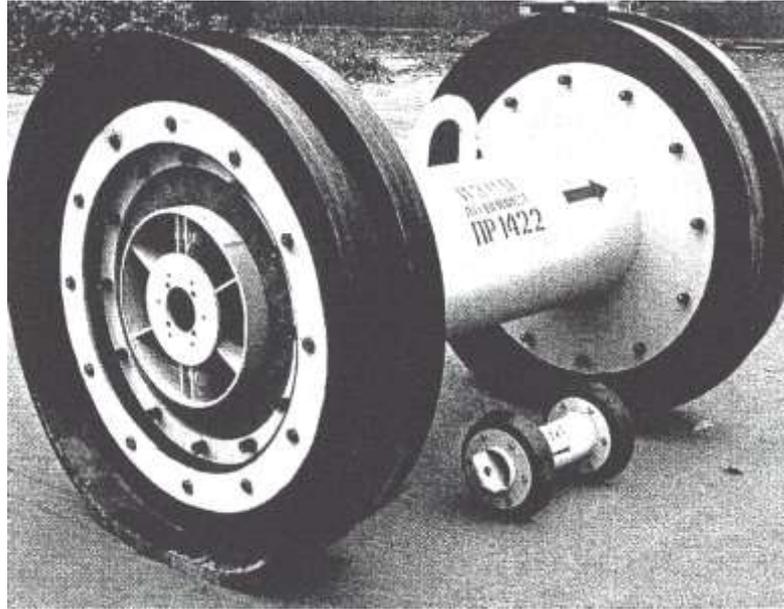


Рис. 34. Поршень – разделитель

Пневмотранспорт – предназначен главным образом для доставки сыпучих материалов, увлажнение которых нежелательно или недопустимо (пепел, зола, цемент, мука и др.). Сущность его состоит в том, что частицы транспортируемого материала находятся во взвешенном состоянии и переносятся в потоке воздуха (рис.35). (2)

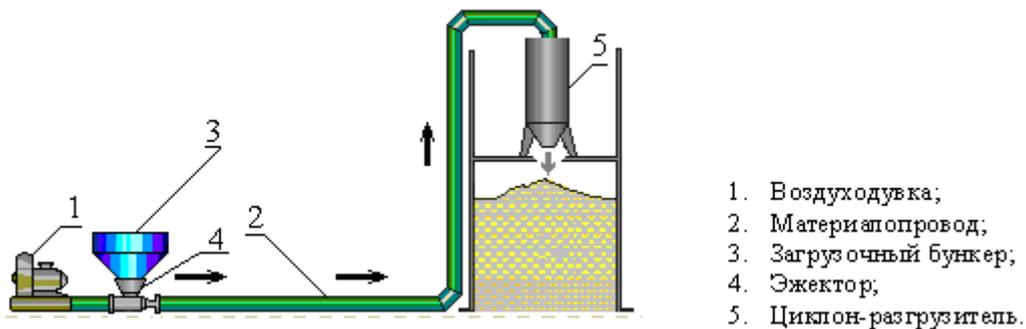


Рис. 35. Нагнетательная пневмотранспортная установка породы

Подвески троллейные (рис. 36) предназначены для удержания при подъеме, перемещении и непрерывной укладки в траншею изолированных и неизолированных трубопроводов при их раздельном и совмещенном способах строительства [1].



Рис. 36. Подвески троллейные [4]

Подводные трубозаглубители – машины, предназначенные для разработки подводных траншей непосредственно под выложенным по дну трубопроводом (рис. 37).

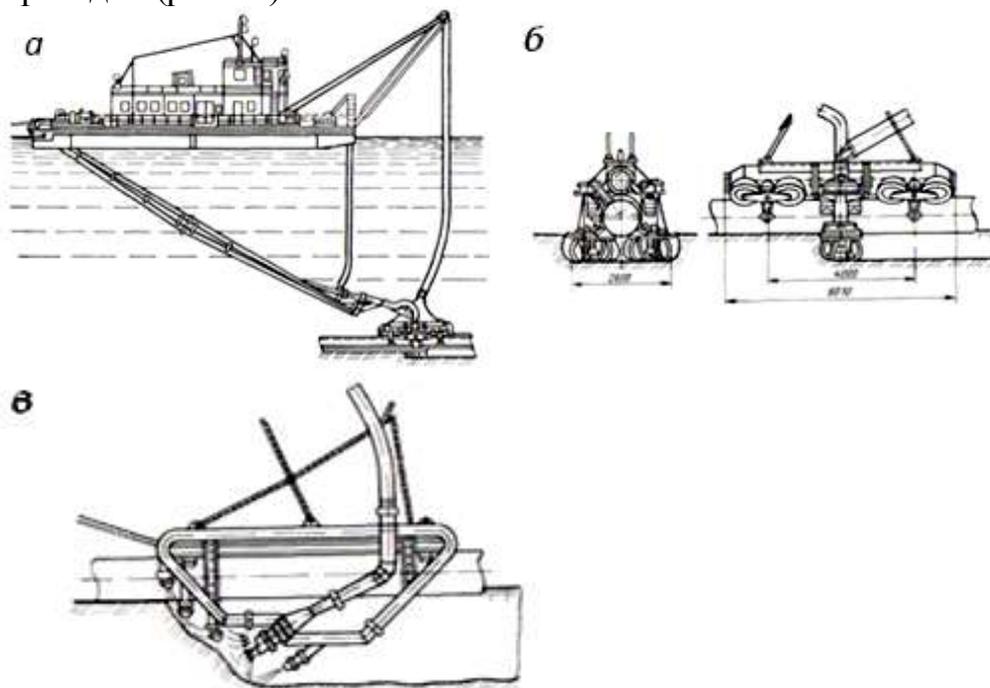


Рис. 37. Трубозаглубитель: а – земснаряда ТЗР – 25; б – фрезерно – гидравлический; в – гидро – эжекционный.

Подводящие трубопроводы связывают источники нефти с головными сооружениями МНП.

Подземное хранилище газа (ПХГ) – хранилище газа, созданное в горных породах.

Различают два типа ПХГ: в искусственных выработках и в пористых пластах. Первый тип хранилищ получил ограниченное распространение. Так, в США на них приходится лишь 6% из 371 ПХГ: 1 – в переоборудованной угольной шахте и 21 – в отложениях каменной соли. Остальные 349 ПХГ относятся к хранилищам второго типа: из них 305 размещены в отработанных нефтяных и газовых месторождениях, а 44 – в водоносных пластах.

Широкое использование хранилищ в истощенных нефтегазовых месторождениях объясняется минимальными дополнительными затратами на оборудование ПХГ, поскольку саму ловушку с проницаемым пластом природа уже «изготовила».

Широкое использование хранилищ в истощенных нефтегазовых месторождениях объясняется минимальными дополнительными затратами на оборудование ПХГ, поскольку саму ловушку с проницаемым пластом природа уже «изготовила».

Принципиальная схема подземного газохранилища приведена на рис. 38.

Газ из магистрального газопровода (1) по газопроводу – отводу (2) поступает на компрессорную станцию (4), предварительно пройдя очистку в пылеуловителе (3). Сжатый и нагревшийся при компримировании газ очищается от масла в сепараторах (5), охлаждается в градирне, или АВО (6), и через маслоотделители (7) поступает на газораспределительный пункт ГРП (8). На ГРП осуществляется распределение газа по скважинам.

Давление закачиваемого в подземное хранилище газа достигает 15 МПа. Для закачки, как правило, используются газомотокомпрессоры. При отборе газа из хранилища его дросселируют на ГРП (8), производят очистку и осушку газа в специальных аппаратах (9, 10), а затем после замера количества расходомером (11) возвращают в магистральный газопровод (1). Если давление газа в подземном хранилище недостаточно высоко, его предварительно компримируют и охлаждают.

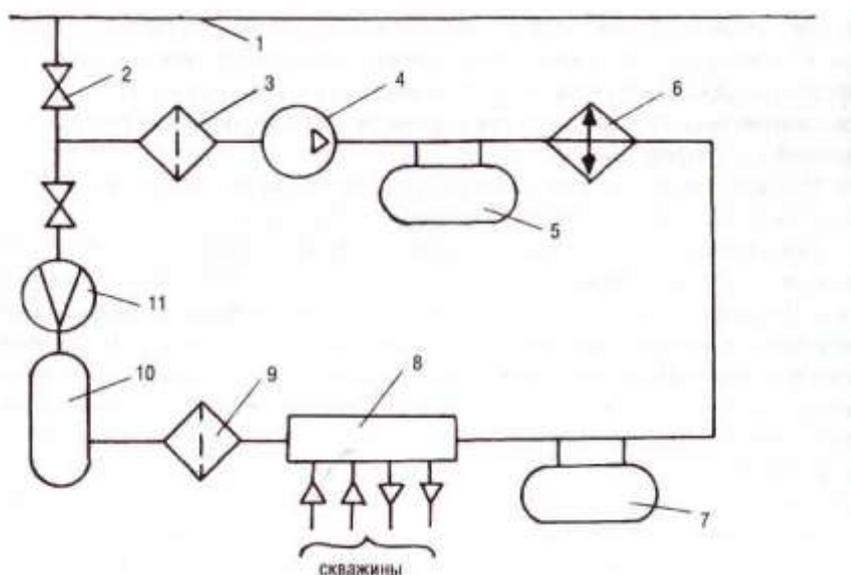


Рис. 38. Принципиальная схема наземных сооружений ПХГ:

1 – магистральный газопровод; 2 – газопровод – отвод; 3, 9 – пылеуловители; 4 – компрессорная станция; 5 – сепаратор; 6 – холодильник (градирня); 7 – маслоотделитель; 8 – газораспределительный пункт; 10 – установка осушки

Рис. 3.1.19. *Общий вид территории подземного хранилища газа*

Очистка газа от пыли, окалины и частиц масла перед его закачкой в хранилище имеет очень большое значение, так как в противном случае засорятся призабойная зона и уменьшается приемистость скважин.

Оптимальная глубина, на которой создаются подземные газохранилища, составляет от 500 до 800 м.

Подземные хранилища газа служат для компенсации неравномерности газопотребления. Использование подземных структур для хранения газа позволяет очень существенно уменьшить металлозатраты и капиталовложения в хранилища.

Подземные хранилища нефтепродуктов. Подземное хранение нефтепродуктов в горных выработках получило довольно широкое распространение 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.

Подпорная насосная – комплекс технологического оборудования, обеспечивающий безкавитационную работу магистральных насосных агрегатов.

Подпорные насосы. Основное назначение *подпорных насосов* – создание на входе в основные насосы подпора, обеспечивающего их устойчивую работу. При подачах 2500 м³/ч и более применяются подпорные насосы серии НМП. При меньших подачах используются насосы серии НД (насос с колесом двустороннего всасывания). Цифра в марке – это диаметр всасывающего патрубка, выраженный в дюймах. Применяются также насосы

марки НПВ (Н – насос; П – подпорный; В – вертикальный). Это одноступенчатые насосы, располагаемые ниже поверхности земли в металлическом или бетонном колодце («стакане»).

Полотенца мягкие (рис. 39) предназначены для удержания при подъеме, перемещении и укладки в траншею изолированного трубопровода методом периодического перехвата, а также труб и секций длиной до 36 м при сварке трубопровода «в нитку». Полотенца мягкие также используются при монтаже и демонтаже трубопровода для поднятия труб D_y 89 – 1220 мм без нарушения изоляционных покрытий при аварийных, плановых работах.

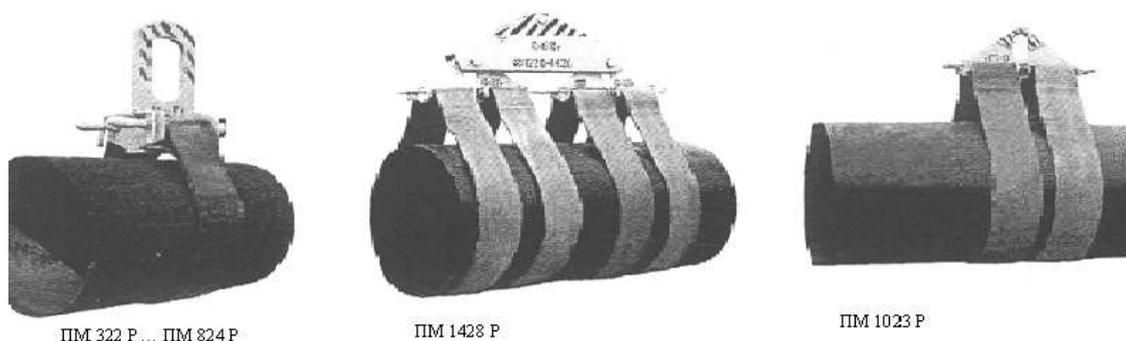


Рис.39. Полотенца мягкие на траверсах

Последовательная перекачка – транспортировка разнородных нефтепродуктов и нефтей с разл. физ. – хим. свойствами по одному магистральному трубопроводу последовательно (один продукт непосредственно за другим). Продукты поступают в трубопровод на головной станции из отд. резервуаров и принимаются в резервуары на конечном пункте трассы отдельно один от другого так, чтобы жидкости не перемешивались. (academic.ru)

Предохранительные клапаны

Для защиты сосудов аппаратов, емкостей, трубопроводов и другого технологического оборудования от разрушения при чрезмерном превышении давления чаще всего применяют предохранительные клапаны (рис. 40). При повышении в системе давления выше допустимого предохранительный клапан автоматически открывается и сбрасывает необходимый избыток рабочей среды, тем самым предотвращая возможность аварии. После окончания сброса давление снижается до величины, меньшей начала срабатывания клапана, предохранительный клапан автоматически закрывается и остается закрытым до тех пор, пока в системе вновь не увеличится давление выше допустимого. На рис. показан грузовой предохранительный клапан. Предохранительные клапаны предназначены для жидкой и газообразной, химической или нефтяной рабочей среды,

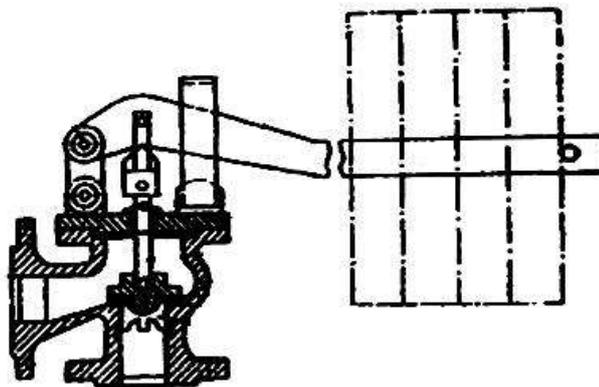


Рис. 40. Грузовой предохранительный клапан

Природные углеводородные газы – газовые смеси, состоящие главным образом из предельных углеводородов метанового ряда C_nH_{2n+2} , т. е. из метана CH_4 и его гомологов – этана C_2H_6 , пропана C_3H_8 , бутана C_4H_{10} и других, причем содержание метана в газовых залежах преобладает, доходя до $98 \div 99$ %.(1)

Причалы и пирсы. Для непосредственной швартовки нефтеналивных судов служат причалы и пирсы. Причалами называют сооружения, расположенные параллельно берегу, тогда как пирсы расположены перпендикулярно к нему или под некоторым углом. Пирс может иметь одну или несколько причальных линий. Количество причалов определяется расчетом, а их расположение – местными условиями и противопожарными требованиями.

Промежуточные НПС служат для восполнения энергии, затраченной потоком на преодоление сил трения, с целью обеспечения дальнейшей перекачки нефти. Промежуточные НПС размещают по трассе трубопровода согласно гидравлическому расчету (через каждые 50...200 км) в зависимости также от рельефа местности.

Проницаемость горных пород – способность горных пород пропускать через себя жидкости и газы при гидростатических давлениях: мера фильтрационной проводимости трещиновато – пористых сред. Пропускная способность пористых сред зависит от физ. – хим. свойств жидкостей и газов и геометрии пустого пространства: размеров, извилистости и сообщаемости пор и трещин. (6)

Пропускная способность – расчётное количество нефти, которое может пропустить нефтепровод в единицу времени при заданных параметрах нефти, с учетом установленного оборудования и несущей способности трубопровода.

Профиль трассы Проекцию трассы на параллельную ей вертикальную плоскость называют профилем трассы, причем каждой точке этого профиля отвечает определенная отметка над уровнем моря.

Прочность грунта по ДорНИИ. При планировании земляных работ чаще всего прибегают к понятию «категории грунта», для земляных сооружений используют грунты I–IV категорий. Для экспресс – оценки прочности грунта этим методом применяется плотномер ДорНИИ принцип которого основан на учёте работы, затраченной на погружение круглого стержня сечением 1 см² в грунт на глубину 10 см; доказано что она (работа) пропорциональна прочности последнего (грунта). Работа оценивается числом ударов на погружение стержня (табл.2).

Таблица 2

Классификация грунтов по трудности разработки

Название грунта	Категория	Работа, число ударов
Грунт растительного слоя	I	1–4
Песок	I	1–4
Супесь	I	1–4
легкий	II	5–8
тяжелый	III	9–15
мягкая	III	9–15
тяжелая ломовая	IV	16–35

Прямошовные трубы – трубы, изготовленные путем сварки прямого стыка, параллельного оси трубы.

Пылеуловители – устройства для улавливания (отделения) пыли других механических примесей из воздушных (газовых) потоков; применяется в системах вытяжной вентиляции и в промышленных установках очистки газов.(4)

– *масляные пылеуловители* – Принцип действия основан на «мокрой» очистке газа от механических примесей и пыли путем промывки поступающего на очистку газа в контактных трубках, где осуществляется интенсивное перемешивание газа с промывочной жидкостью – соляровым маслом.

Выпускают вертикальные масляные пылеуловители на рабочее давление от 1 до 6,4 МПа.

– *циклонные пылеуловители* (рис. 41) – Принцип действия простейшего противоточного циклона таков: поток запылённого газа вводится в аппарат через входной патрубок тангенциально в верхней части. В аппарате формируется вращающийся поток газа, направленный вниз, к конической части аппарата. Вследствие силы инерции (центробежной силы) частицы пыли выносятся из потока и оседают на стенках аппарата, затем захватываются вторичным потоком и попадают в нижнюю часть, через выпускное отверстие в бункер для сбора пыли (на рисунке не показан).

Очищенный от пыли газовый поток, затем движется снизу вверх и выводится из циклона через соосную выхлопную трубу. (www.wikipedia.org)



Рис. 41. Общий вид циклонного пылеуловителя

Рабочая точка системы, состоящей из нескольких насосов и нескольких трубопроводов – точка пересечения суммарной $Q - H$ характеристики всех насосов с суммарной $Q - H$ характеристикой всех трубопроводов.

Рабочие органы земснарядов – сложные агрегаты, включающие несколько самостоятельных устройств для разрушения (разрыхлители) и эвакуации грунта, имеющих общий или индивидуальный привод.

Раствор буровой – раствор, используемый при бурении скважин и выполняющий ряд функций: вынос частиц выбуренной породы из скважины; передача энергии турбобуру или винтовому двигателю; предупреждение поступления в скважину нефти, газа и воды; охлаждение и смазывание трущихся деталей долота и другие.(2)

Расход (подача) жидкости – объем жидкости, протекающей через сечение в единицу времени (м³/с).

Ротор – вращающаяся деталь машины, расположенная внутри статора (неподвижная часть машины роторного типа).

Роторный экскаватор – машина непрерывного действия для земляных работ с рабочим органом роторного типа (рис. 42). Наибольшее распространение получили колёсные роторы камерной и бескамерной конструкции. Последние обеспечивают возможность большей окружной скорости вращения ротора. Диаметры роторных колёс изменяются от 2 до 18 м, ёмкость черпаков от 20 до 4000 л. Большинство роторных экскаваторов имеет гусеничный ход (ж. – д. ходом оснащают экскаваторы, работающие в комплексе с транспортно-

отвальными мостами). В СССР мощные роторные экскаваторы изготавливают с рельсо-шагающим ходом. Производительность роторных экскаваторов достигает 12—15 тыс. м³/ч. Роторные экскаваторы применяются на карьерах для производства вскрышных и добычных работ в рыхлых, средней крепости и мёрзлых породах и по крепким углям (для последних выпускаются роторные экскаваторы с высоким усилием резания). Роторные экскаваторы позволяют эффективно вести селективную выемку маломощных пластов и разноразмерных пропластков полезного ископаемого

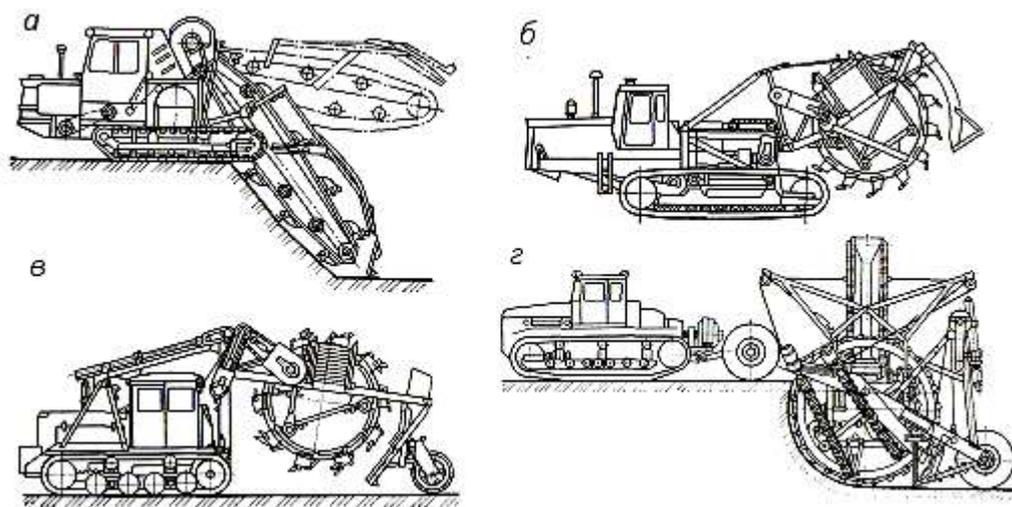


Рис. 42. Типы траншейных экскаваторов:

а – цепной; б – роторный с рабочим органом навесного типа; в – роторный с рабочим органом полуприцепного типа; г – роторный с рабочим органом прицепного типа

Роторным траншейным экскаватором называется самоходная землеройная машина, оснащенная рабочим органом в виде жесткого колеса (ротора) с расположенными по его периметру ковшами и предназначенная для рытья траншей определенного профиля (рис. 43).

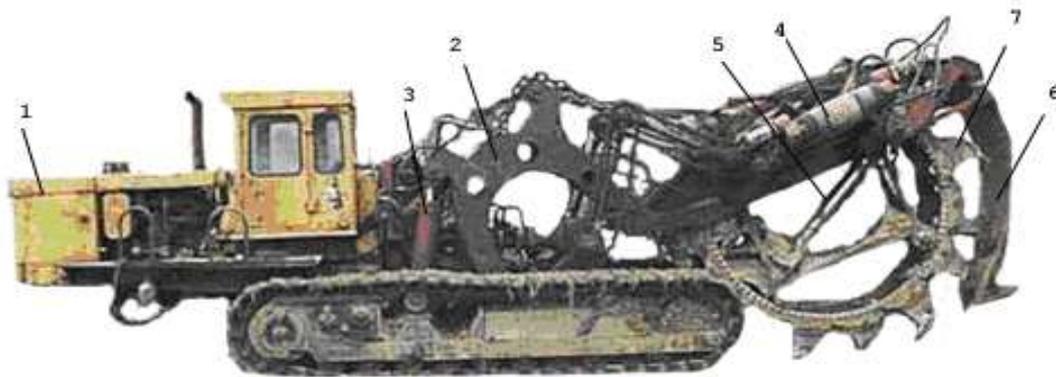


Рис. 43. Роторный траншейный экскаватор ЭТР224:

1 – тягач; 2 – рама экскаватора; 3 – механизм подъема рабочего органа; 4 – транспортер; 5 – рама ротора; 6 – подборный щит; 7 – ротор

Рукава

Кроме металлических труб на нефтебазах при сливе и раздаче применяются рукава. По конструкции рукава делятся на резинотканевые (прорезиненные), резиновые, металлорезиновые и металлические. Наибольшее распространение имеют резинотканевые рукава. Их стенки состоят из чередующихся слоев прорезиненной ткани и тонких слоев резины.

Рыхлитель – служит для рыхления плотных и мерзлых грунтов. Основные типы: статический (рабочий орган – стальные стойки высотой до 1,5 м, навешиваемые обычно на трактор) и динамический (рабочий орган – клин, забиваемый в грунт или погружаемый вибраторами) [7].

Самоходные машины (комбайны) для очистки и изоляции труб (рис. 43) предназначены для одновременного удаления скребками и приводными круглыми щетками грязи, ржавчины, рыхлой окалины с наружной поверхности трубопроводов диаметром от 89 мм до 1220 мм, нанесения грунтовки (праймера) и последующей изоляции по винтовой линии трубопроводов необходимым количеством слоев липкой полимерной ленты и защитной обертки. Машины работают в составе изоляционно-укладочной колонны на строительстве трубопроводов. Машины имеют двигатель внутреннего сгорания и механическую трансмиссию для привода ходовых колес, ротора очистки, ротора изоляции и вентилятора, предназначенного для удаления пыли. Трансмиссия машин – механическая.



Рис. 44. Очистная машина OM523PM

Сварка – технологический процесс образования неразъемного соединения деталей машин, конструкций и сооружений путем их местного сплавления или совместного деформирования, в результате чего возникают прочные связи между атомами (молекулами) соединяемых тел.

Для производства сварки используются различные источники энергии: электрическая дуга, газовое пламя, лазерное излучение, электронный луч, трение, ультразвук. Развитие технологий позволяет в настоящее время осуществлять сварку не только на промышленных предприятиях, но и на открытом воздухе, под водой и даже в космосе. Производство сварочных работ сопряжено с опасностью возгораний, поражений электрическим током, отравлений вредными газами, облучением ультрафиолетовыми лучами и поражением глаз (рис. 45).



Рис. 45. Сварочный аппарат

Сварные трубы – трубы, изготовленная из штрипсов или листового проката путем формовки и сварки (рис. 46).



Рис. 46. Сварные трубы

Сепаратор – аппарат, производящий разделение продукта на фракции с разными характеристиками.

Скрепер (англ. scraper, от scrape – скрести) – прицепная, полуприцепная или самоходная землеройно – транспортная машина, которая рабочим органом – ковшом вместимостью до 25 м³ – послойно срезает грунт с поверхности, транспортирует его и разгружает в отвал или разравнивает (рис. 47) [7].



Рис. 47. Скрепер самоходный (МоАЗ – 6014)

Снегоболотоходы. Снегоболотоходы предназначены для транспортировки грузов по дорогам с твердым покрытием, по бездорожью в условиях болотистой местности, снежной целине и на акваториях внутренних водоемов (рис. 48-49).



Рис. 48. Самоходное транспортное средство на воздушной подушке САВР – 2



Рис. 49. Снегоболотоход на цилиндрических колесах

Снегоболотоходы выпускаются различных конструкций:

- 1) на воздушной подушке;
- 2) на резинометаллических гусеницах (рис. 50);
- 3) на пневматических цилиндрических колесах;
- 4) роторно – винтовой.



Рис. 50. Снегоболотоход гусеничный ШСГ – 401

Соединения труб

Наиболее употребительными соединениями трубопроводов являются сварные, выполненные электро- и газосваркой. Этот способ соединений имеет перед другими существенные преимущества, обеспечивающие простоту, прочность, плотность соединения, надежность в эксплуатации и экономичность в отношении расхода металла.

В качестве разъемных соединений и для присоединения трубопроводной арматуры, широкое распространение получили фланцевые соединения благодаря легкости их сборки и разборки.

Для соединения труб различного назначения применяются резьбовые соединения (муфтовые, ниппельные, муфтовозамковые и др.), быстроразъемные соединения (для подключения опрессовочных агрегатов и др.), механические и клейкосвязывающие системы компании «Амегон» (5 видов) и др.

Сооружение подземных переходов под дорогами производится бестраншейным методом:

- 1) способом прокалывания;
- 2) способом продавливания;
- 3) способом горизонтального бурения.

Спиральношовные трубы – трубы, изготовленные из штрипсов или листового проката путем формовки по спирали и непрерывной сварки стыка спиральным швом.



Рис. 51. Спиральношовные трубы

Способы прокладки трубопроводов:

- 1) *подземная схема* предусматривает укладку трубопровода в грунт на глубину, превышающую диаметр труб.
- 2) *полуподземная схема* применяется при пересечении трубопроводом заболоченных или солончаковых участков, при наличии постылающих скальных пород;
- 3) *наземная схема* используется преимущественно в сильно обводненных и заболоченных районах;
- 4) *надземная схема* применяется в пустынных и горных районах, местах распространения вечномёрзлых грунтов, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия.

Способы разрушения грунтов

Получили распространение следующие способы разрушения грунтов:

- *механический*, при котором отделение грунта от массива осуществляется ножевым или ковшовым рабочим органом машины;
- *гидравлический*, при котором грунт разрушается и удаляется струей воды; при работе водой применяется всасывание размывого грунта и его удаление из зоны забоя по пульпопроводу;

• *взрывной*, при котором грунт разрушается давлением газов, выделяющихся при взрыве;

• *термический*, основанный на растрескивании поверхности грунта в результате быстрого и неравномерного нагрева, например скоростной струей высокотемпературных газов.

Применяются и комбинированные методы разработки грунтов. Например, гидравлический способ может сочетаться с механическим, механический с термическим и т. д.

Средства защиты трубопроводов от коррозии. Для защиты трубопроводов от коррозии применяются пассивные и активные средства и методы. В качестве пассивного средства используются изоляционные покрытия, к *активным методам* относится электрохимическая защита.

Струйные насосы – перемещение жидкости осуществляется за счет энергии потока вспомогательной жидкости, пара или газа (нет подвижных частей, но низкий КПД) (рис. 52).

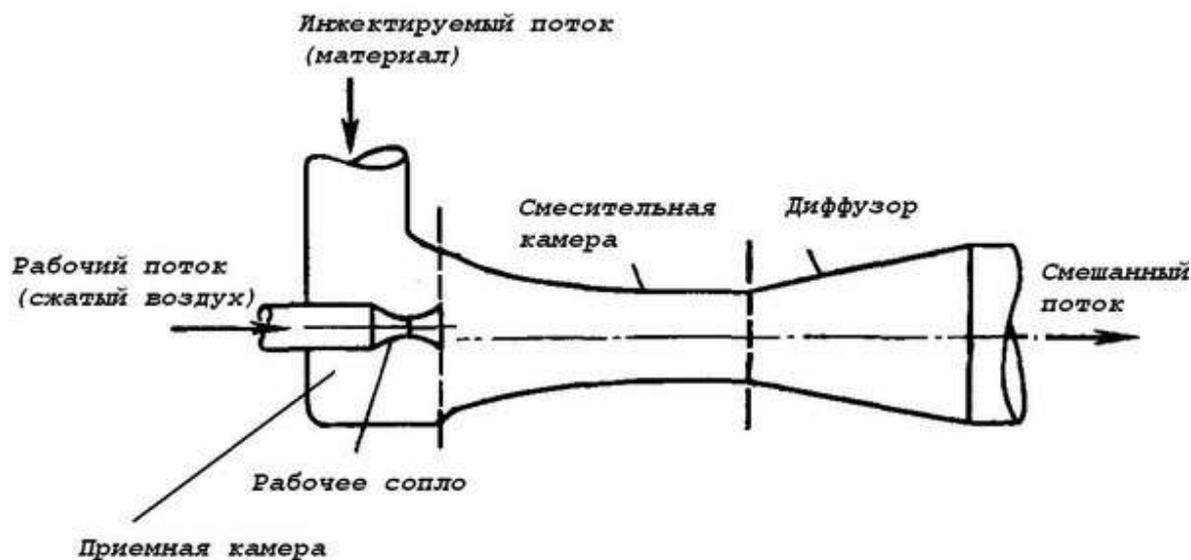


Рис. 52. Струйный насос

Танкер – морское или речное грузовое судно, предназначенное для перевозки наливных грузов (рис. 53). Корпус танкера представляет собой жесткий металлический каркас, к которому прикреплена металлическая обшивка. Корпус делится перегородками на ряд отсеков (танков), которые заполняются наливными грузами. Объем одного танка может составлять от 600 до 10000 м³ и более для крупнотоннажных танкеров. (Материал из Википедии).



Рис. 53. Морской танкер

Технологический процесс – совокупность последовательно выполняемых операций, образующих вместе единый процесс преобразования исходных материалов в нужный продукт.

Технологические схемы перекачки нефти. В зависимости от того как организовано прохождение нефти через нефтеперекачивающие станции, различают следующие технологические (схемы) системы перекачки:

- постанционная;
- через резервуар станции;
- с подключенными резервуарами;
- из насоса в насос.

Тип арматуры – классификационная единица, характеризующая взаимодействие подвижного элемента затвора (запирающего органа) с потоком рабочей среды и определяющая основные конструкционные особенности трубопроводной арматуры, например, задвижка, клапан, и т. д.

Тракторы используются преимущественно для работы в тяжелых грунтовых (бездорожье и малая несущая способность грунта) и рельефных условиях (пересеченная местность, крутые склоны), где не может пройти автомобиль. В зависимости от конструкции ходовой части они подразделяются на гусеничные и колесные.

Гусеничные тракторы (рис.) широко применяют в строительстве благодаря значительному тяговому усилию на крюке (3–20 т), надежному сцеплению гусеничного хода с грунтом и сравнительно малому удельному давлению на грунт (0,02–0,06 МПа), что и обеспечивает им повышенную проходимость. Основным недостатком гусеничных тракторов является их тихоходность (в основном не более 12 км/ч).

Пневмоколесные тягачи.

Пневмоколесные тракторы, предназначенные для работы с различными видами сменного навесного и прицепного строительного оборудования, получили название «пневмоколесные тягачи». Различают одноосные и двухосные тягачи.

Транспорт – (от лат. *Транс* («через») и *portare* («нести»)) совокупность средств, предназначенных для перемещения людей, грузов, сигналов и информации из одного места в другое. (Материал из Википедии).

Траншея (от франц. *tranchee* – ров, канава) – открытая горная выработка трапециевидного сечения. Различают траншеи капитальные (соединяют забои карьера с поверхностью), разрезные (создают первоначальный фронт работ в

карьере), дренажные и разведочные, траншеи для прокладки трубопроводов [7].

Трасса трубопровода.

Трассой трубопровода называют линию, разбитую на местности и определяющую направление оси трубопровода в каждой его точке. Эта линия, будучи нанесена на план местности, по которой проходит трубопровод, называется планом трассы.

Троллейные подвески – опоры типа ТПО предназначены для повышения безопасности выполнения работ при ремонтах трубопроводов и временного размещения трубных плетей при бестраншейном строительстве переходов под водными преградами методом горизонтально – направленного бурения (рис. 54).



Рис. 54. Подвеска-опора типа ТПО [4]

Троллейные подвески на авиашинах (рис. 55) [4] предназначены для подъема, перемещения и непрерывной укладки в траншею изолированного и неизолированного трубопровода. Благодаря способности увеличивать контактную площадь в зависимости от нагрузки, обеспечивают снижение возможности излома трубопроводов и образование местных вмятин, исключают повреждение изоляционного покрытия любого типа с сохранением плавности хода под нагрузкой [1].

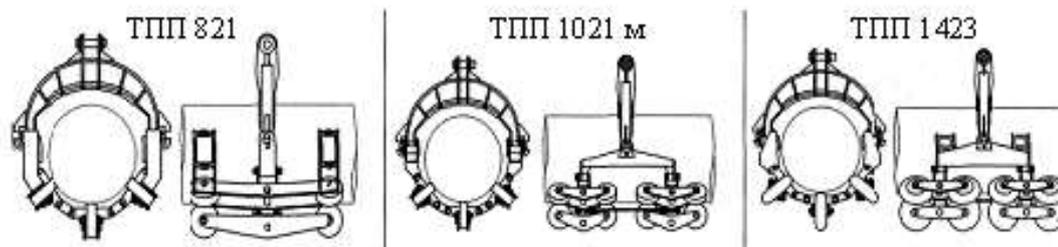


Рис. 55. Троллейные подвески на авиашинах

Трубовоз – автопоезд, предназначенный для перевозки труб длиной до 12 м (рис. 56).



Рис. 56. Автопоезд трубовозный 6000 – 010

Трубовозы в основном перевозят трубы от мест их разгрузки из железнодорожного или водного транспорта до механизированных трубосварочных баз, где отдельные трубы сваривают в плети длиной до 48 м. Дорожные условия в этих случаях, как правило, лучше, чем на последующем этапе – перевозке плетей от сварочной базы до строительной полосы, совершаемой плетевозами.

Трубогибочные станки – предназначены для изготовления криволинейных вставок (колен) из стальных тонкостенных труб методом холодного гнутья (рис. 57).



Рис. 57. Трубогибочная машина ГТ

Трубоукладочное судно – специализированное судно, предназначенное для прокладки подводных трубопроводов (рис. 58). В настоящее время трубоукладчики широко используются при освоении морских нефтегазовых месторождений для прокладки трубопроводов диаметром до 1220 мм на глубинах до 130 м. Спроектированы трубоукладчики для глубин до 600 м. Корпус трубоукладчика имеет упрощенную форму. Иногда в трубоукладчики переоборудуют баржи или суда другого типа. Перспективны корпуса катамаранного типа или со стабилизирующими колоннами, особенно для эксплуатации в районах с суровыми погодными условиями.



Рис. 58. Судно трубоукладочное

Технология укладки подводного трубопровода с трубоукладчика заключается в наращивании его путем последовательной приварки секций труб, находящихся на палубе. При небольших глубинах для перемещения трубопровода с палубы к морскому дну используют криволинейное спусковое устройство, по которому наращиваемый трубопровод перемещают от кормы судна на дно по мере приварки новых секций труб. С увеличением глубины моря на корме судна устанавливают дополнительную шарнирную опору – стрингер для поддержания трубопровода при движении вниз и предотвращения больших изгибов его при выходе с судна. Для этого же на судне имеется натяжное устройство. Другой способ укладки трубопроводов – барабанный. В этом случае трубоукладчик оборудован барабаном, на который наматывается изготовленный на берегу стальной гибкий трубопровод.

Трубоукладчик – самоходная грузоподъемная машина, способная перемещаться с грузом на крюке и служащая для подъема и укладки трубопровода в траншею, а также для выполнения различных грузоподъемных и монтажных работ (погрузка и разгрузка труб и плетей, центровка труб при сварке и пр.) (рис. 59-61).



Рис. 59. Трубоукладчик на гусеничном ходу



Рис. 60. Трубоукладчик ТБ – 4 со стрелой – опорой



Рис. 61. Трубоукладчик LIEBHERR RL – 22 B Litronic

Трубопроводная арматура. Под термином «трубопроводная арматура» понимают устройства, устанавливаемые на трубопроводах, агрегатах, сосудах и предназначенные для управления (отключения, регулирования смешивания, фазоразделения) потоками рабочих сред (жидкой, газообразной, газожидкостной, порошкообразной, суспензии и т. п.) путем изменения площади проходного сечения.

Трубопроводная арматура характеризуется двумя главными параметрами:

- условным проходом (номинальный размер);

•условным (номинальным) давлением.

Трубопроводный транспорт – вид транспорта, осуществляющий передачу на расстояние жидких, газообразных или твёрдых продуктов по трубопроводам (рис. 62). Т. т. предназначен главным образом для транспортировки газа, нефти, твёрдых материалов. (БСЭ)



Рис. 62. Трубопровод

Трубосварочные комплексы ТСК – 102 и ТСК – 102.2 предназначены для сборки и сварки изолированных труб диаметром от 325 мм в двух- и трехтрубные секции при строительстве трубопроводов в полевых условиях.

Труба – цилиндрическое изделие, полое внутри, имеющее большую по сравнению с сечением длину.

Изготавливаются из металлов и сплавов, органических материалов (пластмасс, смол), бетона, керамики, стекла, древесины и их композиций.

Применяются для транспортировки различных сред, изоляции или группировки иных проводов. Металлическая труба широко применяется в строительстве как конструкционный профиль.

При относительно небольшой массе трубы обладают большим моментом сопротивления изгибу и скручиванию.

Установка охлаждения газа состоит из аппаратов воздушного охлаждения (АВО). Охлаждение газа I после компримирования положительно влияет на устойчивость газопровода, увеличение его производительности, улучшение условий I работы антикоррозийной изоляции.

Хранилища сжиженных углеводородных газов (СУГ)

Сжиженные углеводородные газы хранят в стальных резервуарах, подземных хранилищах шахтного типа и в соляных пластах.

Все хранилища для сжиженных углеводородных газов по своему назначению делятся на четыре группы:

1) хранилища, находящиеся на газо– и нефтеперерабатывающих заводах, т. е. в местах производства СУГ;

2) хранилища, обслуживающие базы сжиженного газа и резервуарные парки газонаполнительных станций, где осуществляется налив СУГ в транспортные средства и газовые баллоны;

- 3) хранилища у потребителей, предназначенные для их газоснабжения;
- 4) хранилища для сглаживания неравномерности газопотребления.

Шельф – (материковая отмель), выровненная часть подводной окраины материков, прилегающая к берегам суши и характеризующаяся общим с ней геологическим строением (рис. 63). Глубины края шельфа обычно составляют 100 – 200 м, но в отдельных случаях достигают 1500 – 2000 м (напр., в Южно – Курильской котловине Охотского м.); ширина до 1500 км (напр., в Сев. Ледовитом ок.). Общая площадь шельфа ок. 32 млн. кв. км. В пределах шельфа ведется разработка месторождений нефти и газа, исследуется возможность добычи некоторых других полезных ископаемых. Лов рыбы в шельфовых водах 92%. На шельф распространяются суверенные права прибрежного государства; без его прямого согласия никто не вправе вести разработку, разведку и добычу естественных богатств шельфа. В международном праве континентальный шельф – морское дно и недра подводных районов, простирающиеся за пределы территориальных вод. Правовой режим континентального шельфа и его границы регулируются Конвенцией ООН по морскому праву 1982, конвенциями и внутренними законами государств.

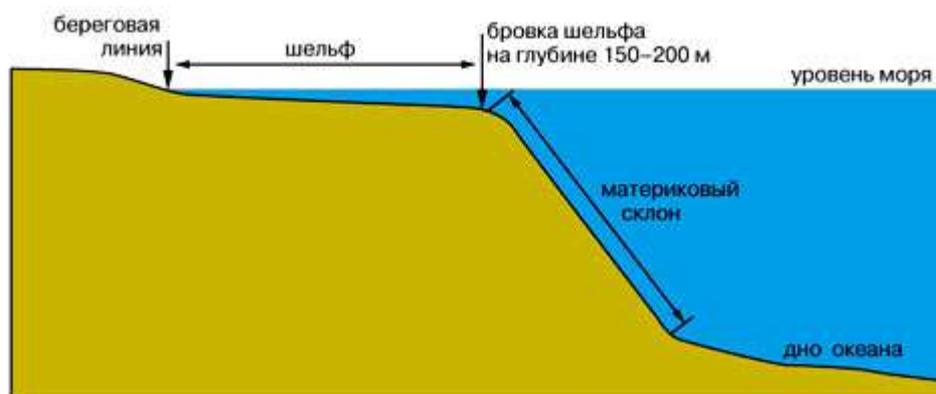


Рис. 63. Шельф Большой энциклопедический словарь (БЭС)

Щитовая проходка тоннелей и коллекторов

Щитовая проходка, применяемая при устройстве коллекторов и тоннелей, предусматривает разработку грунта под прикрытием щита и закрепление коллектора или тоннеля сборными чугунными, железобетонными тубингами или монолитным бетоном, а также керамическими блоками. Щитовую проходку ведут обычно с помощью проходческого щита, изготовленного в виде металлической оболочки, диаметр которой равен наружному диаметру сооружаемого тоннеля

Экологическая безопасность – состояние защищенности личности, общества и государства от последствий антропогенного воздействия на окружающую среду.

Экскаватор (англ. excavator, от лат. exsavo – долблю) – основной тип землеройных машин, главным образом, для разработки мягких горных пород в массиве или скальных в раздробленном состоянии (рис. 64). Различают одноковшовые (механическая лопата, драглайн и др.) и многоковшовые (цепные и роторные) экскаваторы [7].



Рис. 64. Экскаватор одноковшовый гусеничный гидравлический ET – 16.

Электрический привод (сокращённо – *электропривод*) – это электромеханическая система для приведения в движение исполнительных механизмов рабочих машин и управления этим движением в целях осуществления технологического процесса.

Эрлифты. Для подачи воды из глубинных скважин нашли применения пневматические подъемники или эрлифты; они также удобны для подачи кислот и других химических жидкостей и смесей жидкостей с твердыми частицами (пульпы). Принцип работы заключается в том, что в водоподъемную трубу, заключенную в обсадной трубе, через форсунку подается сжатый воздух от компрессора, в трубе при этом образуется смесь воздуха и воды. Движение водовоздушной смеси вверх происходит вследствие подъемного действия пузырьков воздуха, которые опережают движение воды, проскальзывая через движущийся поток, увлекая за собой воду.

Эстакада. Эстакадой называют совокупность расположенных вдоль железнодорожного полотна с шагом 4 – 6 м сливо – наливных устройств, соединенных общими коллекторами и площадкой для перемещения персонала. Эстакады изготавливают из негорючих материалов с учетом габаритов железнодорожных цистерн. Сооружают эстакады в виде длинных галерей с эксплуатационными площадками, расположенными на высоте 3 – 5

м, считая от рельса, и снабжают для перехода на цистерны откидными подвижными мостиками, которые могут опускаться на котел цистерны. Ширина прохода на эстакаде – не менее 1 м. Лестницы для подъема на нее размещают, как правило, с торцов.

Для подогрева высоковязких нефтепродуктов в цистернах и трубопроводах эстакады оборудуют паропроводами или электроподогревателями.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нефтегазовое строительство: учеб. пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности «Менеджмент орг.» специализация «Менеджмент в отраслях нефтегазового комплекса / Беляева В.Я. и др. Под общ. ред. проф. И.И. Мазура и проф. В.Д. Шапиро. – М.: Изд-во ОМЕГА – Л, 2005. – 774 с.
2. Основы нефтегазового дела: Учебник / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – 2-е изд., доп. и испр. – Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2002. – 554 с.
3. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. Учебно-практическое пособие / Бахмат Г.В. и др. Под общей ред. Проф. Земенкова Ю.Д. – М.: Изд-во «Инфра-Инженерия», 2006. – 928 с.
4. Трубопроводный транспорт нефти / С.М. Вайншток, В.В. Новосёлов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др.; Под ред. С.М. Вайнштока: Учеб. для вузов: в 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнес-цент», 2004. – Т. 2. – 621 с.; Т. 1. – с.
5. Тугунов П.И., Новосёлов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «Дизайн-Полиграф Сервис», 2002. – 658 с.
6. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. Типовые расчёты при сооружении трубопроводов: Учеб. пособ. для вузов. – М.: Недра, 1995. – 246 с.
7. Коннова Г.В. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа: учеб. пособие для вузов / Г.В. Коннова. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2006. – 128 с.
8. Горные машины и проведение горно-разведочных выработок: учебник/ В.Г. Лукьянов, В.Г. Крец ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет.- Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010.-342с.
9. Масловский В.В. Основы технологии ремонта газового оборудования и трубопроводных систем: Учеб. пособие / В.В. Масловский, И.И. Кайцов, И.В. Сокруто; Под общ. ред. В.В. Масловского. – М.: Высшая школа, 2004. – 319 с.
10. Развитие системы нефтепродуктообеспечения России / Б.Н. Мастобаев, Н.Г. Муталлапов, А.Д. Коробков. – СПб.: Недра, 2006. – 320 с.
11. Бородавкин Н.П., Березин В.П. Сооружение магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1987. – 471 с.

12. Крамской В.Ф., Телегин Л.Г. и др. Современные методы строительства компрессорных станций магистральных газопроводов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 1999.
13. Будзуляк Б.В., Васильев Г.Г., Иванов В.А. Организационно-технологические схемы производства работ при сооружении магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 2000.
14. Комплект каталогов “Нефтепромысловое оборудование” /Под ред. В.Г. Креца, В.Г. Лукьянова. – Томск: Изд-во Томского университета, 2000. – 900 с.
15. Керимов М.З. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М.: Наука, 2002. – 256 с. (02–2732; 622 к361).
16. Галиуллин З.Т., Леонтьев Е.В. Интенсификация магистрального транспорта газа. – М.: Недра, 1991 (92–823; 92–1755).
17. Зайцев А.В. Регулирование режимов работы магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1982.
18. Фурман И.Я. Подземное хранение газа в единой системе газоснабжения. – М.: Недра, 1992 (93–380).
19. Панкратов А.В., Шадрина А.В. Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ: Методическое руководство к выполнению индивидуального задания для студентов специальности 080502 «Экономика и управление на предприятии (в нефтяной и газовой промышленности)» – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 54 с.
20. Дятлов В.А. Обслуживание и эксплуатация линейной части магистральных газопроводов. – М.: Недра, 1984.
21. Козаченко А.Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных трубопроводов. – М.: Нефть и газ, 1999.
22. Седых А.Д. Потери газа на объектах магистрального газопровода. – М.: ИРЦ, Газпром, 1993.
23. Безопасность труда России «Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации» Р.Д153–39019–37. – СПб., 2002.
24. Абдурашитов С.А., Тупиченков А.А. Трубопроводы для сжиженных газов. – М.: Недра, 1965. – 215 с.
25. Яковлев Е.И. Газовые сети и хранилища. – М.: Недра, 1991 (91–4516; 91–5588).
26. Бобровский С.А., Яковлев Е.И. Газовые сети и газохранилища. – М.: Недра, 1980. – 413 с.
27. Крец В.Г., Шадрина А.В. Основы нефтегазового дела: учеб. пособ. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 183с.
28. Едигаров С.Г., Михайлов В.М., Прохоров А.Д., Юфин В.А. Проектирование и эксплуатация нефтебаз. – М.: Недра, 1982.

29. Машины и оборудование газонефтепроводов: учебное пособие/ В.Г. Крец, А.В. Рудаченко, В.А. Шмурыгин.-Томск:Изд-во Томского политехнического университета, 2011.-328с.

30. Чемодуров Ю.К. Трубопроводный транспорт газа, нефти и нефтепродуктов: пособие/Ю.К. Чемодуров.- Минск: Беларусь, 2009.-520 с.:ил.

31. Крец В.Г., Лене Г.В. Основы нефтегазодобычи: учеб. пособ.- Томск: Изд-во Томского государственного университета, 2003.-230с.

32. Крец В.Г.,Федина О.В., Насосы в нефтедобыче. Учеб. пособие.- Томск: Из-во ТПУ, 2005.-120с.

33. Политехнический словарь. Гл. ред. И.И. Артоболевский. М., Советская энциклопедия. 1997.-608с.

34. Забела К.А., Красков В.А., Москвич В.М., Сощенко А.Е. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград. Под общей редакцией К.А. Забелы.-М.:ООО «Недра-Бизнесцентр». 2001.-195с.

35. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением правительства РФ от 13 ноября 2009г. # 715 – Р.

36. Промысловые трубопроводы и оборудование: учеб. пособие для вузов / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гуммеров и др. – М.: Недра, 2004. – 662 с.

37. Воробьев Ю.Л., Акимов В.А., Соколов Ю.И. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. – М.: Ин-октаво, 2005. -368 с.

38. Громов А.И. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года: переход к инновационной энергетике будущего. II М

39.Каталог выпускаемого специализированного оборудования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2005. – 72 с.

40.Сбор и подготовка нефти и газа: учебник/ [Ю.Д. Земенков, Л.М. Маркова, А.Д. Прохоров, С.М. Дудин].- М.: Издательский центр «Академия», 2009. -160с.

41.Инструкция по транспортированию нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам системы ОАО «АК «Транснефтепродукт» методом последовательной перекачки. Введена 1.08.2004г. Разработчики: Васильковский В.В., Дидковская А.С., Лурье М.В. и др.

42.Нефтепромысловое оборудование: Комплект каталогов/Под ред. В.Г. Креца, В.Г. Лукьянова.- Томск: Изд-во Том. Ун-та,1999.- 899с.

43.Справочник для мастеров по добыче нефти и ремонту скважин. Справочное издание.- Сургут: Рекламно-издательский центр «Нефть Приобья»; 1999.- 268с.

44. Диагностика объектов нефтеперекачивающих станций: Учеб. пособие/А.А. Коршак, Л.Р. Байкова.—Уфа: Дизайн Полиграф—Сервис, 2008.—176 с.
45. Фондовые материалы ТомскНИПИнефть.
46. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования: Учеб. пособие для вузов/ Е.А. Богданов. – М.: Высш. Шк., 2006. – 279 с.
47. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы/Москва: ООО «Издательство «Энерджи Пресс», 2011. – 480 с.
48. Нефтегазовая энциклопедия. Издание в 3 т.- М.: Московское отд. «Нефть и газ» МАИ, ОАО «ВНИИОЭНГ». 2002. – Том 1 (А—И) 364 с.
49. Нефтегазовая энциклопедия. Издание в 3 т.- М.: Московское отд. «Нефть и газ» МАИ, ОАО «ВНИИОЭНГ». 2003. – Том 2 (К—П) 380 с.
50. Нефтегазовая энциклопедия. Издание в 3 т.- М.: Московское отд. «Нефть и газ» МАИ, ОАО «ВНИИОЭНГ». 2004. – Том 1 (Р—Я) 308 с.
51. Российская газовая энциклопедия. – М.: Научное из-во «Большая Российская энциклопедия», 2004г., 524 с.
52. Нормативно-технические документы и материалы: ГОСТы, СНИПы, РД, ВСН и др. Интернет-ресурсы.
53. Каталог выпускаемого специализированного оборудования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2005. – 72 с.
54. Мовсум-заде Э.М., Мастобаев Б.И. Морская нефть. Трубопроводный транспорт и переработка продукции скважин. – СПб.: Недра, 2006. – 192с.;
55. ВН 39-1.9-005-98. Нормы проектирования и строительства морского газопровода. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 32.;
56. Горяинов Ю.А., Федоров А.С., Васильев Г.Г. и др. Морские трубопроводы. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 131 с.;
57. Расчетно-графические работы по инженерно-геодезическому обеспечению строительства газонефтепроводов: учебное пособие / А.В. Шадрина, Н.А. Антропова, Н. В. Чухарева, В.М. Передерин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. –124 с.

ВОПРОСЫ РУБЕЖНОГО И ИТОГОВОГО КОНТРОЛЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

№	Вопрос	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5
1	Свойства	Нефти	Природного газа	Нефтепродуктов	Нефти	Газового конденсата
2	Объем трубопроводов в РФ	Нефтегазопромисловых	Нефтепроводов магистральных	Газопроводов магистральных	Продуктопроводов	Нефтепроводов магистральных
3	Определение, состав	Насосный агрегат, НПС	Компрессорная установка, КС	Магистральный нефтепровод	Магистральный газопровод	Магистральный нефтепродуктопровод
4	Расшифруйте	ВИП, ПНБ, ГРС	ДДК, ПОР, ГРП	ДПР, ППНП, РВС	КПП СОД, СИКН, ЖБР	ЛПДС, СОД, РГС
5	Расшифруйте	ЛЭС, БК АГРС	МЧС, ЦРС	ННБ, УМН	НПЗ, ЦДП	ГОСТ, СНиП, РД, ТУ
6	Что такое	Подземные нефтехранилища	Резервуары для нефти	Резервуары для нефтепродуктов	Резервуары для газа	Подземные газохранилища
7	Трубы: диаметры,	Нефтегазопромисловые	Для МН	Для МГ	Для нефтепродуктопр	Для газопроводных

	материал				оводов	сетей
8	Принцип работы, характеристика	Центробежного насоса одноступенчатого	Поршневого насоса	Шестеренного насоса	Центробежного насоса многоступенчатого	Центробежного насоса двустороннего всасывания
9	Что такое	Машины и оборудование для строительства и ремонта трубопроводов	Землеройные машины	Транспортные машины	Машины для траншейной прокладки трубопроводов	Машины для безтраншейной прокладки трубопроводов
10	Что такое	Нефтебаза	Причал	Одоризация	Последовательная перекачка	«большое дыхание»
11	Назначение	Запорной арматуры	Регулирующей арматуры	Предохранительной арматуры	Дыхательного клапана	Предохранительного клапана
12	Принцип	Расчета трубопровода на прочность	Гидравлического расчета трубопровода	Графического метода расстановки НС на трассе нефтепровода	Определения производительности экскаватора	Определения установочной мощности землеройной машины
13	Нарисуйте схему перекачки нефти	Постанционной	Через резервуары	С подключенными резервуарами	Из насоса в насос	Через резервуары

1 4	Что такое (технология, техника, организация)	Земляные работы	Монтаж и укладка трубопроводов	Строительство трубопроводов на переходах	Сооружение трубопроводов в особых природных условиях	Сооружение трубопроводов в особых грунтовых условиях
1 5	Что такое (технология, техника, организация)	Сооружение трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах	Строительство трубопроводов в горных условиях	Монтаж стальных резервуаров	Защита трубопроводов от коррозии	Контроль и диагностика линейной части
1 6	Что такое (технология, техника, организация)	Контроль и диагностика НПС	Контроль и диагностика КС	Контроль и диагностика резервуаров	Ремонт трубопроводных систем	Ремонт резервуаров

СЭГНП: Рубежный контроль 1 -вопросы 1,2,3,6,8,13

Рубежный контроль 2 -вопросы - 4,5,7,9- 16

Итоговый контроль -восемь вопросов (четные или нечетные); время на подготовку-1 час (ответ письменно)

Составил доцент В.Г. Крец

Учебное издание

КРЕЦ Виктор Георгиевич
ШАДРИНА Анастасия Викторовна
АНТРОПОВА Наталья Алексеевна

СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОНЕФТЕХРАНИЛИЩ

Учебное пособие

Научный редактор
доктор наук,
профессор

В.Г. ЛУКЬЯНОВ

Редактор
Верстка
Дизайн обложки

И.О. Фамилия

И.О. Фамилия

И.О. Фамилия

Подписано к печати 00.00.2011. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».

Печать XEROX. Усл.печ.л. 000. Уч.-изд.л. 000.

Заказ XXX. Тираж XXX экз.



сертифицирована

NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO

9001:2000

ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ

. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.