Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых
месторождений им. В.И. Кудинова

А.М. Насыров, Н.Г. Трубицына, Ю.В. Шляпников

# Эксплуатация и обслуживание объектов сбора и подготовки нефти и газа

Учебное пособие

Ижевск
2022

УДК 622.276.5(075.8)
ББК 33.361я73
Н32

*Рекомендовано к изданию Учебно-методическим советом УдГУ*

**Рецензенты:** д. тех. наук, профессор М.Д. Валеев,
начальник НГДУ АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова Г.Г. Кузьмин

**Насыров А.М., Трубицына Н.Г., Шляпников Ю.В.**

Н32 Эксплуатация и обслуживание объектов сбора и подготовки нефти и газа: учеб. пособие – Ижевск : Удмуртский университет, 2022. – 495 с.

**ISBN 978-5-4312-1017-4**

Сбор и подготовка нефти – важные процессы в технологической цепочке добычи нефти, требующие круглосуточного контроля, регулирования и управления. Не зная устройства, невозможно и эффективно эксплуатировать, и обслуживать технической систему. Поэтому значительное место в книге отведено изложению особенностей проектирования и обустройства объектов сбора и подготовки нефти. Приведена методика расчета и инженерной оценки параметров работы системы сбора, транспорта и подготовки нефти. В достаточном объеме изложено управление осложнениями технологического процесса и охрана окружающей среды.

Учебное пособие будет полезно инженерно-техническим работникам нефтепромыслов и студентам нефтяных специальностей.

УДК 622.276.5(075.8)
ББК 33.361я73

**ISBN 978-5-4312-1017-4**

© А.М. Насыров, Н.Г. Трубицына, Ю.В. Шляпников, 2022
© ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», 2022

СОДЕРЖАНИЕ

**ВВЕДЕНИЕ** ..... 9

**ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ** ..... 11

**СОКРАЩЕНИЯ** ..... 22

**1. УСЛОВИЯ РАБОТЫ НЕФТЕСБОРНОЙ СИСТЕМЫ** ..... 24

**2. НЕФТЬ И ЕЕ КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ** ..... 27

**2.1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОМПОНЕНТОВ** ..... 27

**2.2 СОСТАВ И СВОЙСТВА АСФАЛЬТОСМОЛИСТЫХ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (АСПО)** ..... 37

**2.3 ВЯЗКОСТЬ. ФИЗИЧЕСКАЯ СУЩНОСТЬ. ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ** ..... 41

**2.4 ЗАВИСИМОСТЬ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ** ..... 46

**2.5 ЗАВИСИМОСТЬ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ ОТ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ** ..... 48

**2.6 СТРУКТУРНАЯ ВЯЗКОСТЬ НЕФТИ. ТИКСОТРОПНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ** ..... 49

**3. СОСТАВ И ЭЛЕМЕНТЫ НЕФТЕСБОРНОЙ СИСТЕМЫ** ..... 55

**3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ** ..... 55

**3.2 РАСПОЛОЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ НА КУСТАХ СКВАЖИН** ..... 57

**3.3 ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ОБСЛУЖИВАНИЕ ДНС** ..... 68

**4. УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ** ..... 150

**4.1 ОСНОВНЫЕ ДЕЙСТВИЯ И ПРАВИЛА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ОБСЛУЖИВАНИИ УПН** ..... 159

**4.2 ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ И ЗАЩИТНЫЕ УСТРОЙСТВА** ..... 161

**4.3 ПРИБОРЫ КОНТРОЛЯ И АВТОМАТИКИ** ..... 164

**4.4 РАБОТА В ГАЗООПАСНЫХ МЕСТАХ.....165**

**4.5 ФАКЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ.....168**

**4.6 ОБОРУДОВАНИЕ, ЕМКОСТИ И АППАРАТЫ.....170**

**4.7 НЕОБХОДИМЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБЧАТЫХ ПЕЧЕЙ И ОГНЕВЫХ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ БЛОЧНЫХ УСТАНОВОК .....178**

**4.8 ВНУТРИПЛОЩАДОЧНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ.....182**

**4.9 РЕЗЕРВУАРЫ.....184**

**4.10 НАСОС.....194**

**4.11 ПОДГОТОВКА СТОЧНЫХ ВОД НА УПН.....200**

***4.11.1 Гидрофобный фильтр на базе вертикального отстойника ……...205***

***4.11.2 Гидрофобный фильтр на базе горизонтального отстойника типа ОГ-200 ……...206***

***4.11.3 Гидрофобный фильтр на базе РВС ……..208***

***4.11.4 Резервуарно-безнапорная схема очистки СВ ……209***

***4.11.5 Безнапорная схема очистки СВ с гидрофобным фильтром на базе горизонтального отстойника типа ОГ ……..212***

***4.11.6 Подавление жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий ……...212***

**5. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ СБОРА НЕФТИ И ГАЗА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....215**

**5.1 ОБЪЕКТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЦЕПОЧКИ ДОБЫЧИ, СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ЗАКАЧКИ ВОДЫ В ПЛАСТ. ВЫПОЛНЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ООС ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ И ДРУГИХ ОБЪЕКТОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЦЕПОЧКИ ДОБЫЧИ НЕФТИ .....215**

**5.2 КЛАССИФИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ .....220**

**5.3 ТРЕБОВАНИЯ К ОБЕСПЕЧЕНИЮ КАЧЕСТВА СООРУЖЕНИЯ СИСТЕМ СБОРА НЕФТИ, ГАЗА И СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ 223**

**5.4 ПЕРЕХОДЫ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ .....236**

**5.5 СОЗДАНИЕ ЗАЩИТНЫХ (БУФЕРНЫХ) ЗОН ВОКРУГ ОСОБО ОПАСНЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ .....243**

**5.6 ТРЕБОВАНИЯ К ОСНАЩЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ СБОРА СРЕДСТВАМИ КОНТРОЛЯ, РЕГУЛИРОВАНИЯ, ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ .....244**

**5.7 ТРЕБОВАНИЯ К ОСНАЩЕНИЮ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ СРЕДСТВАМИ ОЧИСТКИ .....245**

**6. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИИ И ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ .....247**

**6.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....247**

**6.2 ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ.....247**

**6.3 ЗЕМЛЯНЫЕ РАБОТЫ. РАЗРАБОТКА ТРАНШЕЙ.....248**

**6.4 ТРАНСПОРТНЫЕ И ПОГРУЗОЧНО-РАЗГРУЗОЧНЫЕ РАБОТЫ .....249**

**6.5 ПРОТИВОКОРРОЗИОННАЯ И ТЕПЛОВАЯ ИЗОЛЯЦИЯ .....250**

**6.6 ОЧИСТКА ПОЛОСТИ И ИСПЫТАНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ .....252**

**6.7 ДИАГНОСТИКА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ. МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ.....259**

**6.8 НОРМЫ ОТБРАКОВКИ ТРУБОПРОВОДОВ.....262**

**6.9 ПЕРИОДИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ .....263**

**6.10 РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ НА ТРУБОПРОВОДАХ.....264**

**6.11 КОНСЕРВАЦИЯ, ДЕМОНТАЖ ТРУБОПРОВОДОВ..271**

**6.12 ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕВИЗИЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ.....273**

**6.13 ЗАЩИТА ОТ ВНЕШНЕЙ И ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ .....277**

**6.14 МЕТОДЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ.....280**

**6.15 ПОРЯДОК УЧЕТА, РАССЛЕДОВАНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ОТКАЗОВ И ПОВРЕЖДЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ.....281**

**6.16 РАССЛЕДОВАНИЕ АВАРИЙ.....282**

**6.17 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИН В ЦЕЛЯХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА И БЕЗОПАСНОСТИ ОБСЛУЖИВАНИЯ НЕФТЕСБОРНОЙ СИСТЕМЫ.....285**

**6.18 МЕХАНИЧЕСКИЙ ИНДИКАТОР ПОДАЧИ СКВАЖИНЫ.....290**

**6.19 ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЮ СМОНТИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПЕРЕД СДАЧЕЙ ИХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ .....295**

**6.20 СДАЧА – ПРИЕМКА СМОНТИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....303**

**6.21 ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ.....304**

***6.21.1 Обслуживание ……304***

***6.21.2 Эксплуатация ……305***

***6.21.3 Ревизия трубопроводов. Экспертиза промышленной безопасности ……..306***

***6.21.4 Техническая документация ……..312***

***6.21.5 Подземные трубопроводы ……313***

*6.21.6 Выполнение ремонтных и монтажных работ …….314*

**7. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ.....317**

**8. НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫЕ ОБЪЕКТЫ, ПОДЛЕЖАЩИЕ АВТОМАТИЗАЦИИ .....327**

**9. ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ .....361**

**9.1 ОЧИСТКА АСПО В НЕФТЕПРОВОДАХ.....362**

**9.2 КОРРОЗИЯ СКВАЖИННОГО И ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ. МЕТОДЫ И СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ ИНТЕНСИВНОСТИ КОРРОЗИИ ОБОРУДОВАНИЯ .....371**

**9.3 ОСЛОЖНЕНИЯ ИЗ-ЗА ОБРАЗОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ ОБВОДНЕННОЙ НЕФТИ. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И УДАЛЕНИЕ.....407**

**10. ПРИЧИНЫ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИРОДЫ НЕФТЕСБОРНЫМИ СЕТЯМИ И ТРУБОПРОВОДАМИ СТОЧНОЙ ВОДЫ И МЕРЫ ПО СНИЖЕНИЮ ОТРИЦАТЕЛЬНОГО ВЛИЯНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ .....423**

**10.1 ОХРАНА ПРИРОДЫ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ .....425**

**10.2 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ РЕМОНТЕ ТРУБОПРОВОДОВ.....437**

*10.2.1 Дефекты трубопроводов, приводящие к разгерметизации и их классификация ……..437*

*10.2.2 Разрешенные методы ремонта дефектов ……442*

*10.2.3 Превентивные меры, снижающие ущерб природе, при ремонте трубопроводов ……...445*

*10.2.4 Прогрессивные технологии ремонта трубопроводов, снижающие ущерб природе ……447*

*10.2.5 Капитальный ремонт методом «санации» ……..450*

*10.2.6 Технология нанесения в трубопровод цементно-песчаного покрытия (ЦПП) ……..452*

*10.2.7 Технология ремонта трубопроводов методом «труба в трубе» ……..462*

**11. О ЗАЩИТЕ ГИДРОСФЕРЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ .....464**

**11.1 НЕОБХОДИМОСТЬ СТАЦИОНАРНЫХ ЗАГРАДИТЕЛЬНЫХ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ ДЛЯ ЛОКАЛИЗАЦИИ ВОЗМОЖНЫХ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ НА РЕЛЬЕФ.....464**

**11.2 ЛОКАЛИЗАЦИЯ И УБОРКА ЗАМАЗУЧЕННОСТИ...475**

**11.3 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ УБОРКИ ЗАМАЗУЧЕННОСТИ.....482**

**11.4 АДАПТАЦИЯ ПРОМЫСЛОВОЙ ТЕХНИКИ ДЛЯ УБОРКИ ЗАМАЗУЧЕННОСТИ.....485**

**11.5 СБОР НЕФТИ С ПОВЕРХНОСТИ ВОДЫ И ГРУНТА С ПОМОЩЬЮ СОРБЕНТОВ.....488**

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....491**

**ЛИТЕРАТУРА .....493**

# ВВЕДЕНИЕ

Нефтесборная система – важнейшая часть технологической цепочки добычи нефти, от нормального функционирования которой зависят технико-экономическая эффективность производства и уровень себестоимости тонны нефти. Безотказная работа нефтесборной системы обеспечивается квалифицированным проектированием, качественным строительством, высоким уровнем автоматизации производства и грамотной эксплуатацией объектов. Сложность эксплуатации объектов сбора и подготовки нефти связана с горно-геологическими условиями и свойствами добываемой нефти, уровнем интенсивного воздействия осложняющих факторов на технологические процессы.

Организация управления нефтесборной системой включает почти все элементы управления производством, однако особое внимание требуется уделять диагностике целостности трубопроводов и других объектов, профилактике негативного влияния осложняющих факторов. Для особо ответственных трубопроводов периодически целиком или частично проводится экспертиза промышленной безопасности, которая включает внутритрубную диагностику (профилеметрию, радиографическую, ультразвуковую дефектоскопию, акустико-резонансную диагностику), проверку системы электрохимзащиты, расчет ресурса работы трубопровода. На основе выполненных работ по диагностике собственник трубы разрабатывает и осуществляет мероприятия по устранению замечаний комиссии, после чего надзорная организация может продлевать разрешенный срок службы объекта (обычно на 3–5 лет).

В крупных нефтяных компаниях организационно-технический уровень предприятий по добыче нефти оценивается также по качеству работы нефтесборной системы, в част-

ности, по частоте порывов на один км трубопровода, по влиянию нефтепроводов на экологию ландшафта. В свою очередь высокий технический уровень эксплуатации предполагает и экономическую эффективность эксплуатации нефтесборной системы.

Изложенный материал носит обзорный характер для первичного изучения и может быть использован в учебном процессе при обучении бакалавров по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

# ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

***Авария –*** это полная или частичная потеря работоспособности технической системы в результате разрушения элементов системы или воздействия осложняющих технологических, природно-климатических факторов, сопровождающаяся большими экономическими затратами, а также возможным значительным негативным воздействием на здоровье людей и на окружающую среду.

***Аварийный запас*** – необходимый запас технологического оборудования и материалов, определенный в соответствии с установленными нормами, по номенклатуре и количеству достаточный для восстановления работоспособности оборудования и сооружений после аварий и инцидентов на объектах магистральных нефтепроводов или нефтепродуктопроводов и ликвидации их последствий.

***Авария на нефтепроводе [нефтепродуктопроводе]*** – опасное техногенное происшествие, повлекшее внезапный вылив или истечение нефти [нефтепродукта], сопровождаемое одним или несколькими из следующих событий:

– воспламенение нефти [нефтепродуктов] или взрыв ее [их] паров;

– загрязнение любого водотока, реки, озера, водохранилища или любого водоема сверх пределов, установленных стандартами на качество воды государств, входящих в Содружество Независимых Государств, вызвавшее изменение окраски поверхности воды или берегов, или приведшее к образованию эмульсии, находящейся ниже уровня воды, или к выпадению отложений на дно или берега;

– образование утечки нефти [нефтепродукта].

***Автоматизация производства*** – применение машин и информационных технологий с целью облегчения человеческого труда, повышения его производительности.

***Акционерное общество*** – производственное или хозяйственное общество, уставной капитал которого разделен на определенное число акций. **Закрытое** акционерное общество распространяет свои акции в форме закрытой подписки по решению учредителей. **Открытое** акционерное общество распространяет свои акции посредством открытой продажи.

***Амортизация*** – исчисленный в денежном выражении износ основных средств в процессе их применения, использования. Инструментом возмещения износа основных фондов являются амортизационные отчисления в виде денег, направляемых на ремонт или изготовление новых основных средств. Сумма амортизационных отчислений включается в издержки производства (себестоимость) продукции и тем самым переходит в цену.

***Ввод в эксплуатацию*** – *с*обытие, фиксирующее готовность объекта к использованию по назначению, после строительно-монтажных работ, пусконаладочных работ или реконструкции, документально оформленное в установленном порядке.

***Визуальный контроль*** – вид неразрушающего контроля, при котором первичная информация воспринимается органами зрения непосредственно или с использованием оптических приборов, не являющихся контрольно-измерительными.

***Внутритрубное диагностирование*** – вид технического диагностирования с использованием внутритрубных инспекционных приборов, обеспечивающих получение информации об особенностях трубопровода, наличии, характера и местоположения дефектов основного металла и сварных швов труб.

***Внутритрубный инспекционный прибор*** – устройство, перемещаемое внутри трубопровода потоком среды, снабженное средствами контроля и регистрации информации об особенностях трубопровода, наличии, местоположения и характера дефектов основного металла и сварных швов труб.

***Дефект трубопровода*** – отклонение параметров геометрического или конструктивного параметра, толщины стенки или показателя качества металла трубы, соединительной детали или сварного шва от требований действующих нормативных документов.

***Дефектный участок трубопровода*** – участок трубопровода, содержащий одно и более отклонений геометрического параметра, толщины стенки или показателя качества материала трубы, соединительной детали или сварного шва.

***Диспетчерская связь*** – комплекс технических средств связи различных видов, предоставляемых оперативно-техническому персоналу, организующему и сопровождающему транспорт нефти или нефтепродуктов.

***Диспетчерская служба*** – оперативно-технический персонал, выполняющий оперативное управление технологическими процессами транспортировки нефти, товарно-коммерческой деятельностью для организации транспорта нефти или нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу или нефтепродуктопроводу.

***Измерительный контроль*** – вид неразрушающего контроля, при котором измерения осуществляются средствами измерений геометрических величин.

***Инцидент на нефтегазопроводе*** – отказ, повреждение или отклонения от установленного режима эксплуатации линейной части, оборудования или технических устройств нефтепровода [нефтепродуктопровода], сопровождаемые

нарушением герметичности с утечкой нефти [нефтепродуктов] объемом менее 10 м, без воспламенения, взрыва, загрязнения водотоков.

***Камера приема внутритрубных устройств*** **–** специальное устройство, обеспечивающее прием внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств в потоке перекачиваемого продукта из магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода.

***Камера пуска внутритрубных устройств*** **–** специальное устройство, обеспечивающее пуск внутритрубных очистных, диагностических и разделительных устройств в потоке перекачиваемого продукта в магистральный нефтепровод или нефтепродуктопровод.

***Комплексное опробование*** – одновременная проверка в действии смонтированного и подвергнутого ранее индивидуальным испытаниям оборудования и систем на объекте.

***Линейная часть нефтепровода*** **–** комплекс объектов трубопровода, включающий в себя трубопроводы, в том числе переходы через естественные и искусственные препятствия, запорную и иную арматуру, установки электрохимической защиты от коррозии, вдольтрассовые линии электропередач, сооружения технологической связи, иные устройства и сооружения, обеспечивающие его безопасную и надежную эксплуатацию, и предназначенный для перекачки нефти [нефтепродукта] между площадочными объектами трубопровода.

***Магистральный трубопровод [для нефти и нефтепродуктов]*** **–** технологически неделимый, централизованно управляемый имущественный производственный комплекс, состоящий из взаимосвязанных объектов, являющихся его неотъемлемой технологической частью, предназначенных для транспортировки, подготовленной в соответствии с требова-

ниями законодательства государств, входящих в Содружество Независимых Государств, нефти [нефтепродукта] от пунктов приема до пунктов сдачи приобретателю (потребителю), передачи на иной вид транспорта и (или) хранения.

**Месторождение нефти** – скопление углеводородов (нефти, газа и газоконденсата) в одной или нескольких залежах, связанных территориально, общностью геологического строения и нефтегазоносности.

Классификация месторождений нефти и газа по величине извлекаемых запасов:

уникальные > 300 млн т
крупные 30-300 млн т
средние 5-30 млн т
мелкие 1-5 млн т
очень мелкие < 1млн т

***Нефтепродукт (нефтепродукты)*** **–** готовый продукт, полученный в результате переработки нефти, газоконденсатного, углеводородного и химического сырья, удовлетворяющий всем требованиям нормативно-технической документации.

***Нормативная документация*** **–** правила, отраслевые и государственные стандарты, технические условия, руководящие документы на проектирование, изготовление, ремонт, реконструкцию, монтаж, наладку, техническое диагностирование (освидетельствование), эксплуатацию.

***Нормативы технологических потерь нефти [нефтепродуктов]*** **–** укрупненные нормы, учитывающие общие удельные технологические потери нефти [нефтепродуктов] в целом по предприятию.

***Нормы технологических потерь нефти [нефтепродуктов]*** – количество безвозвратных потерь нефти [нефте-

продуктов] по процессам или источникам выделения нефти в окружающую природную среду при современном уровне используемых техники и технологии и при условиях соблюдения технологических регламентов, правил и инструкций по эксплуатации и обслуживанию оборудования, технологических аппаратов и сооружений.

***Нормирование технологических потерь нефти [нефтепродуктов]*** – установление норм и нормативов технологических потерь нефти [нефтепродуктов].

***Опознавательный знак*** – цветографическое изображение, содержащее графическую информацию об объекте и его ведомственной принадлежности.

***Ответвление нефтепровода [нефтепродуктопровода]*** – участок нефтепровода [нефтепродуктопровода], не имеющий перекачивающие станции и соединяющий магистральный нефтепровод [нефтепродуктопровод] с предприятиями добычи, накопления, потребления, распределения и переработки нефти [нефтепродуктов].

***Отказ нефтепровода*** – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния технического оборудования, применяемого на объектах магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода], износ, повреждение, скрытая неисправность вследствие конструктивных нарушений, несоблюдения установленного процесса эксплуатации или ремонта.

***Охранная зона нефтепровода [нефтепродуктопровода]*** – территория или акватория с особыми условиями использования, установленная вдоль нефтепровода [нефтепродуктопровода], предназначенная для обеспечения безопасности магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода].

***Перекачка*** – процесс перемещения нефти или нефтепродуктов по трубопроводу с помощью насосных установок по заданной схеме.

***Переход нефтепровода [нефтепродуктопровода]*** – участок линейной части нефтепровода [нефтепродуктопровода] на пересечении с искусственным или естественным препятствием, отличный по конструктивному исполнению от прилегающих участков линейной части.

***Подводный переход нефтепровода [нефтепродуктопровода]*** – участок нефтепровода [нефтепродуктопровода], проложенного через судоходные водные преграды или несудоходные водные преграды ниже уровня дна, шириной в межень по зеркалу воды более 10 м и глубиной свыше 1,5 м или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины.

***Подземный переход нефтепровода [нефтепродуктопровода]*** – участок нефтепровода [нефтепродуктопровода], проложенного через искусственные или естественные преграды под землей, кроме участков, относящихся к подводному переходу нефтепровода [нефтепродуктопровода].

***Приемка законченного строительством, реконструкцией участка трубопровода*** – юридическое действие органов и должностных лиц, уполномоченных на то действующим законодательством, в результате которого подтверждается соответствие принимаемого участка магистрального трубопровода предъявляемым к нему требованиям и договору подряда, а также готовность законченного строительством, реконструкцией участка магистрального трубопровода к вводу в эксплуатацию и использованию по назначению.

***Приемка в работу участка трубопровода после капитального ремонта*** – юридическое действие уполномочен-

ных должностных лиц, в результате которого подтверждается соответствие принимаемого участка магистрального трубопровода предъявляемым к нему требованиям и договору подряда.

***Приемочная комиссия*** – временный коллегиальный орган уполномоченных должностных лиц, устанавливающий и документально подтверждающий соответствие участка трубопровода условиям договора (контракта), утвержденной в установленном порядке проектной документации, требованиям нормативных документов, а также готовность его к вводу в эксплуатацию.

***Приемо-сдаточный пункт нефти [нефтепродуктов]*** – пункт по учету количества и оценке качества нефти [нефтепродукта], на котором подразделения принимающей и сдающей нефть сторон выполняют операции приема-сдачи нефти.

***Прием-передача нефти [нефтепродукта]*** **–** операция, проводимая ответственными должностными лицами по приему и сдаче нефти, сопровождаемая определением количества и качества нефти [нефтепродуктов] с оформлением соответствующих документов.

***Пункт подогрева нефти*** – объект нефтепровода, обеспечивающий подогрев перекачиваемой нефти с целью снижения ее вязкости.

***Резервуар*** **–** емкость, предназначенная для приема, хранения, измерения объема и сдачи нефти [нефтепродуктов].

***Резервуарный парк*** **–** объект, предназначенный для приема, хранения, подготовки и (или) смешения и откачки нефти.

***Самотечный участок нефтепровода [нефтепродуктопровода]*** **–** участок линейной части, в пределах которого осуществляется безнапорное течение нефти [нефтепродукта], включая участок с неполным сечением.

***Система измерений количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов]*** – совокупность функционально объединенных измерительных преобразователей, измерительных показывающих приборов, систем обработки информации, технологического оборудования, предназначенная для измерения массы нефти [нефтепродуктов], технологических и качественных параметров нефти [нефтепродуктов], отображения и регистрации результатов измерений.

***Система электрохимической защиты*** – комплекс средств электрохимической защиты, установленный на всем протяжении магистральных нефтепроводов или нефтепродуктопроводов и предназначенный для их защиты от коррозионных повреждений.

***Специализированная организация*** – организация, имеющая необходимые разрешительные документы в соответствии с действующим законодательством и допущенная в установленном порядке к выполнению отдельных подрядных работ и услуг на объектах магистральных нефтепроводов [нефтепродуктопроводов].

***Средний ремонт*** – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса изделий с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей, выполняемым в объеме, установленном в нормативно-технической документации.

***Технический коридор нефтепроводов*** – территория, по которой проходит нефтепровод [нефтепродуктопровод] или система параллельно проложенных нефтепроводов [нефтепродуктопроводов] и коммуникаций, ограниченная с двух сторон охранными зонами.

***Технологические нефтепроводы*** **–** внутриплощадочные трубопроводы, трубопроводы дренажа и утечек от насосных агрегатов, дренажа фильтров-грязеуловителей, регуляторов давления, узлов учета нефти [нефтепродуктов], сброса давления от предохранительных клапанов, системы сглаживания волн давления; обвязки емкостей сброса и гашения ударной волны; откачки из емкостей сбора утечек; сливоналивных эстакад; опорожнения стендеров морских терминалов, системы улавливания легких фракций.

***Технологический регламент*** **–** документ, определяющий порядок организации надежного и безопасного ведения технологического процесса, который должен соответствовать проектным решениям, действительным характеристикам, условиям работы опасных производственных объектов.

***Товарная нефть*** **–** нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке.

***Трасса трубопровода*** **–** положение оси трубопровода, определяемое на местности ее проекцией на горизонтальную и вертикальную плоскости.

***Узел приема внутритрубных устройств*** **–** производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования, предназначенного для проведения технологических операций по приему и извлечению внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств.

***Узел пуска внутритрубных устройств*** **–** производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования, предназначенного для проведения технологических операций по запасовке и пуску внутритрубных очистных, диагно-

стических, разделительных и герметизирующих устройств в потоке перекачиваемого продукта в нефтепроводе или нефтепродуктопроводе.

***Установившийся режим работы нефтепровода*** **–** режим работы нефтепровода, при котором обеспечена заданная производительность, отсутствуют изменения (колебания) давления в течение 10 мин. после завершения всех необходимых пусков/остановок насосных агрегатов.

***Фактические технологические потери нефти [нефтепродуктов] (в отличие от плановых)*** **–** реальное количество нефти [нефтепродуктов], теряемое в данный момент времени из источников потерь без нарушения технологии производства.

***Эксплуатация нефтегазопровода*** – использование нефтепровода [нефтепродуктопровода] по назначению, определенному в проектной документации, и поддержание его работоспособного состояния в соответствии с действующими нормативными документами.

***Электрометрическое диагностирование*** **–** вид технического диагностирования, обеспечивающий получение информации о техническом состоянии нефтепровода или нефтепродуктопровода путем измерения и регистрации электрических параметров, напрямую или косвенно характеризующих состояние системы защиты от коррозии металла трубопровода и уровень его защищенности, а также характеризующий степень коррозионной опасности среды, окружающей нефтепровод или нефтепродуктопровод.

# СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей работе применены следующие сокращения:

ВУ – внутритрубное устройство;

ИТСО – инженерно-технические средства охраны;

КПП – контрольно-пропускной пункт;

ЛЧ – линейная часть;

МН – магистральный нефтепровод;

НП – напорный нефтепровод;

НД – нормативный документ;

ПЛВА – план ликвидации возможных аварий;

ПС – перекачивающая станция;

ПСП – приемо-сдаточный пункт;

РП – резервуарный парк;

СИ – средство измерений;

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти (нефтепродуктов);

ТНПА – технические и нормативные правовые акты;

ТСО – технические средства охраны;

ТУ – технологический участок;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ЭХЗ – электрохимическая защита.

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

УШГН – установка штангового глубинного насоса;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;

МОП - межочистной период;

АДПМ – агрегат депарафинизации передвижной модернизированный;

ППУ – паровая передвижная установка;

НГДУ – нефтегазодобывающее управление;

ПО НГДУ – производственный отдел НГДУ;
ЦИТС НГДУ – центральная инженерно-техническая служба НГДУ;
ЦДПН – цех добычи и подготовки нефти;
ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;
Нд – динамический уровень;
ВСП – внутрисменный простой;
ЗУ – замерное устройство;
ГЖС – газожидкостная смесь;
УПН – установка подготовки нефти;
ДНС – дожимная насосная станция;
ВРП – водораспределительный пункт;
БР – блок реагента;
СКЖ – счетчик количества жидкости.

# 1. УСЛОВИЯ РАБОТЫ НЕФТЕСБОРНОЙ СИСТЕМЫ

При движении жидкости от устья скважины до установок подготовки нефти (УПН) изменяются давление, температура, плотность, структура и состав единицы объема жидкости. В реальных условиях устьевое давление колеблется от 0,5 МПа до 2,5 МПа, хотя оптимальным считается давление на устье не более 1,5 МПа. Температура жидкости на устье скважин зимой и летом примерно одинакова и составляет на большинстве месторождений страны 6-10 градусов Цельсия за редким исключением. По мере приближения к ДНС или УПН давление снижается, увеличивается содержание газа, повышается пульсация движения газожидкостной смеси. Кроме того в трубопроводах могут быть отложения АСПО. солей, мехпримесей, а в интервале содержания воды в составе жидкости 40-75 % создается аномально-вязкая эмульсия, создающая увеличенное сопротивление движению жидкости. Очень серьезные осложнения создает коррозия металла. Интенсивная коррозия труб нефтесборной системы начинается при повышении обводненности продукции 60 % и более.

Нефтесборная система в разных климатических условиях адаптируется к существующим условиям и имеет свои особенности. Однако на большинстве месторождений температура на устье скважин в любое время года стабильная и не зависит от погодных условий. Выкидные линии, нефтесборные коллектора укладываются под землю глубиной не менее одного метра, поэтому жидкость имеет положительную температуру. Несмотря на это вязкость жидкости в нефтесборной линии повышается, для перекачивания продукции скважин до УПН затрачивается значительное количество энергии.

Добываемая нефть – смесь нефти, газа, минеральной воды, мехпримесей и других попутных компонентов должна быть собрана из рассредоточенных на большой территории скважин и обработана как сырье для получения товарной продукции: товарной нефти, нефтяного газа, а также пластовой воды и сточной воды, которую можно было бы снова возвращать в пласт.

В настоящее время сбор и подготовка нефти – единая система перечисленных технологических процессов, когда сбор совмещается с подготовкой нефти. К примеру, устойчивая водонефтяная эмульсия начинает разрушаться в результате подачи в начало нефтесборного коллектора деэмульгаторов, что снижает вязкость эмульсии и энергопотребление для перекачки.

Современная система нефтегазосбора и подготовки нефти – это сложный комплекс трубопроводов, блочного автоматизированного оборудования и аппаратов, технологически связанных между собой. Она должна также обеспечить:

– надежность работы системы при всех климатических условиях, экологическую и промышленную безопасность при эксплуатации объектов.

– предотвращение потерь нефтяного газа и легких фракций нефти от испарения на всем пути движения и с самого начала разработки;

– отсутствие загрязнения окружающей среды, вызываемого разливами нефти и воды;

– надежностью функционирования каждого звена и систему целиком;

– высокие технологические показатели работы.

Во многих технологических процессах широко применяют высокопроизводительное автоматизированное оборудо-

вание, работающее без постоянного присутствия обслуживающего персонала, возможные химические реагенты и т. д. Разработаны и внедряются унифицированные технологические комплексы сбора и подготовки продукции нефтяных скважин. Широкое распространение получили индустриальные методы строительства нефтепромысловых объектов с использованием блочного автоматизированного оборудования.

Первостепенное значение имеет снижение потерь нефти и газа на месторождениях и при их транспортировке. Постоянно повышаются требования к качеству подготовки нефти.

При разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений предъявляют высокие требования к поддержанию чистоты территории и охране водоемов от попадания в них загрязненных производственных и пластовых вод.

По всем этим направлениям нефтегазодобывающими предприятиями проводится систематическая и планомерная работа по дальнейшему совершенствованию систем сбора и подготовки нефти, рациональному использованию природных ресурсов, охране окружающей среды, учету добываемой нефти и товарной продукции, автоматизации производственных процессов.

В настоящие время сбор и подготовка нефти не последовательные процессы, а единая система технологических процессов, когда сбор совмещается с подготовкой нефти. Современная система сбора и подготовки нефти газа – это сложный комплекс трубопроводов, блочного автоматического оборудования и аппаратов, технологически связанных между собой.

# 2. НЕФТЬ И ЕЕ КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ

## 2.1 Краткая характеристика компонентов

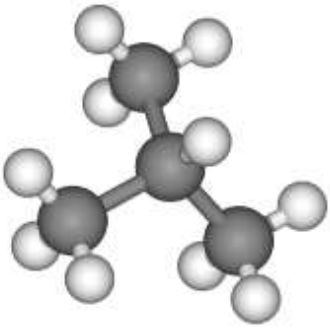
При изучении вопросов сбора и подготовки при добыче нефти необходимо знать и сведения о составе добываемой нефти и сопутствующих флюидов – нефтяного газа и пластовой воды. Ниже приводятся основные сведения о составе нефти и пластовых флюидов.

Нефть – это горючее ископаемое, состоящее из различных составляющих веществ, называемых компонентами. Основными компонентами нефти являются углеводороды: метановые, нафтеновые, ароматические. Кроме того, в добываемой нефти содержатся азот и его соединения, сера и ее соединения (сероводород, меркаптаны, сульфиды), некоторые другие газы в растворенном состоянии, пластовая вода с растворенными в ней солями. В нефти обнаружено более 20 элементов-металлов: железо, медь, ванадий, титан, алюминий и другие в небольших количествах. Практически все составляющие находятся в нефти в пластовых условиях в виде истинных растворов.

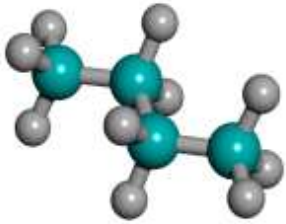
Углеводороды подразделяют на предельные (насыщенные) и непредельные. К предельным относятся углеводороды, в которых углеродные атомы соединены с наибольшим количеством атомов водорода, т. е. до предела насыщены водородом. Предельные углеводороды в обычных условиях трудно вступают в реакцию соединения. Предельные углеводороды также называют парафиновыми, хотя только часть предельных углеводородов является парафином. Предельные углеводороды имеют молекулярную формулу $C_nH_{2n+2}$.

Углеводороды, имеющие одинаковую молекулярную формулу, следовательно, одинаковую молекулярную массу,

но различные структурные формы и свойства, называют изомерами. Например, нормальный бутан и изобутан при одинаковой молекулярной формуле имеют немного отличающуюся структуру.



Изобутан



Нормальный бутан

Оба соединения имеют четырехвалентные углеродные атомы, валентные связи которых полностью насыщены. Оба вещества – газы в нормальных условиях, однако нормальный бутан кипит при температуре минус 0,5 °С, а изобутан кипит при минус 11,7 °С. Имеют место и другие значительные отличия в свойствах этих веществ.

Количество изомеров углеводородов быстро возрастает с увеличением углеродных атомов в молекуле углеводорода. Это относится к парафинам и церезинам, инициирующим отложения асфальтосмолистых парафиновых веществ (АСПВ).

К предельным углеводородам относятся также углеводороды нафтеновые (полиметиленовые) – предельные циклические углеводороды, в которых циклы построены из метиленовых групп $CH_2$. Общая формула $C_nH_{2n}$ (табл. 2.1).

Нафтены могут преобладать над другими классами углеводородов в нефти. Содержание их колеблется от 25 до 60 % масс. Наибольшей устойчивостью обладают 5- и

6-членные циклы: циклопентан, циклогексан, метилциклогексан, этилциклогексан. Они и преобладают в нефтяной системе. Примерная структурная схема приводится ниже.

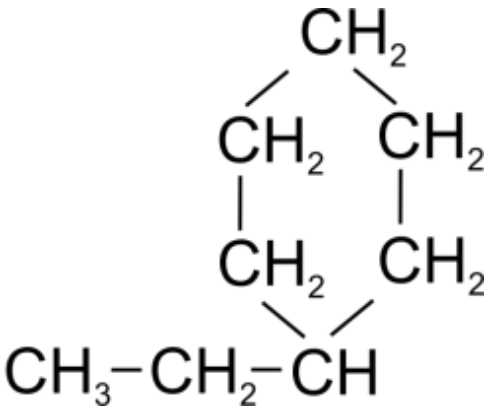


Таблица 2.1

**Физические свойства нормальных алканов**

| Название углеводорода | Молекулярная формула | | Температура плавления, °С | Температура кипения, °С | Плотность, кг/м$^3$ | Агрегатное состояние вещества в обычных условиях |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | полная | сокращенная | | | | |
| Метан | $CH_4$ | $C_1$ | -182.5 | -161.6 | | Газ |
| Этан | $C_2H_4$ | $C_2$ | -180,5 | -88,6 | | -//- |
| Пропан | $C_3H_8$ | $C_3$ | -167,6 | -42,1 | | -//- |
| Бутан | $C_4H_{10}$ | $C_4$ | -138,3 | -0,5 | | -//- |
| Пентан | $C_5H_{12}$ | $C_5$ | -129,8 | 36,1 | 626 | Жидкость |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Гексан | $C_6H_{14}$ | $C_6$ | -95,3 | 68,7 | 660 | -//- |
| Гептан | $C_7H_{16}$ | $C_7$ | -90,6 | 98,5 | 684 | -//- |
| Октан | $C_8H_{180}$ | $C_8$ | -56,8 | 125,7 | 703 | -//- |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Гепто-декан | $C_{17}H_{36}$ | $C_{17}$ | | | | Пара-фин |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| | $C_{36}H_{74}$ | $C_36$ | 76 | | | Церезин |

Далее идут **нефтяные смолы** – высокомолекулярные компоненты нефти, растворимые в низкокипящих насыщенных углеводородах. Твердые или высоковязкие аморфные вещества черного или бурого цвета; среднечисленная молекулярная масса 450-1500; $\rho$= 1 г/см$^3$.

Тяжелее смол – **асфальтены** – наиболее высокомолекулярные компоненты нефти. Твердые хрупкие вещества черного или бурого цвета; размягчаются в инертной атмосфере при 200-300 °С с переходом в пластичное состояние; $\rho$=1,1 г/см$^3$ молекулярная масса 1500-5000.

Как следует из таблицы, температура плавления, кипения и плотность углеводородов метанового ряда повышаются по мере возрастания количества углеродных атомов в молекуле углеводорода. Температура плавления и кипения углеводородов зависят также от внешнего давления. Так, например, при повышении давления температура плавления парафина понижается. На температуру плавления и кипения парафинов оказывают влияние и другие компоненты, содержащиеся в нефти.

Вся приведенная информация в той или иной степени необходима при проектировании объектов системы сбора, при

разработке ингибиторов асфальто-смолистых парафиновых отложений (АСПО) и методов борьбы с осложнениями в системе сбора нефти и газа.

Рис. 2.1. В отложениях этих труб кроме углеводородов (АСПО) содержатся соли и мехпримеси

Согласно ГОСТ Р 51858-2002 свойства нефти классифицируются и по химическому составу, в том числе:

1. По содержанию парафина:

– малопарафинистые нефти – при массовом содержании парафина ……... 0-1,5 %;
– парафинистые нефти ……. 1,51-6,00 %;
– высокопарафинистые нефти …….. > 6 %.

2. По содержанию серы товарные нефти подразделяют на следующие классы:

– малосернистые – при массовом содержании серы до 0,60%;
– сернистые ……...0,61-1,80 %;
– высокосернистые ……..1,81-3,50 %;
– особо высокосернистые …….свыше 3,50 %.

Согласно требованиям стандартов в качественной товарной нефти массовая доля сероводорода не должна превышать 20 млн[1] (ppm), хотя в продукции скважин сероводорода на порядок больше. Также не допускается содержание воды более одного процента, мехпримесей более 50 мг/л, хлористых солей – не выше 100 мг/л – первая группа, 300 мг/л – вторая группа, не выше 900 мг/л – третья группа (рис. 2.1).

Нефть в пластовых условиях содержит значительное количество растворенных газов. Количество растворенного газа в нормальных условиях в одной тонне извлеченной нефти называется **газовым фактором**. Величина газового фактора для различных месторождений изменяется в очень широких пределах: от 6 до 600 и более $м^3$/т. В составе нефтяного газа преобладают углеводородные газы и азот. Азот называют балластным газом, содержание его достигает в составе газа иногда до 80 %. Кроме того, в нефтяном газе содержатся сероводород и углекислый газ. Для человека и животного мира наиболее опасна смесь сероводорода с углеводородным газом. Предельно-допустимая концентрация (ПДК) такой смеси в воздухе рабочей зоны составляет 3 $мг/м^3$.

В скважинной продукции, кроме нефти и газа, присутствует и пластовая вода. Пластовая вода имеет в своем составе хлоркальциевые соли с концентрацией до 250 г/литр, плотность пластовых вод 1170-1180 $кг/м^3$. (табл. 2. 2). Пластовая вода сильноагрессивная жидкость по отношению к стали, поэтому с ростом содержания воды в добываемой жидкости растет и количество порывов трубопроводов из-за коррозии.

Таблица 2.2

**Характеристика промысловой сточной воды Гремихинского месторождения**

| pH | Минерализация, г/л | Содержание агрессивных компонентов | | | | Степень агрессивного воздействия |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | СВБ, кл/мл | H2S, мг/л | CO2, мг/л | O2, мг/л | |
| 6,16 | 122,73 | $10^2$-$10^4$ | До 240 | 11,1-20,8 | 0,05-0,45 | Сильноагрессивная |

Попутнодобываемая пластовая вода, кроме солей различного состава, имеет растворенные газы – сероводород, углекислый газ, а иногда и небольшое количество кислорода. Количество растворенного сероводорода в пластовой воде на месторождениях Урало-Поволжья достигает 200-250 мг/литр.

Все это делает пластовую воду агрессивной в отношении к флоре и микрофауне, разлитая на почву сточная вода буквально «сжигает» все на своем пути. Для восстановления плодородия почвы требуются многократные промывки пресной водой, значительные затраты, усилия и времени.

***Классификация нефтей*:**

1) По вязкости в пластовых условиях (принятая по отрасли):

$0{,}5 \leq \mu_н \leq 10$ сПз – маловязкие,

10-30 сПз – повышенной вязкости,

>30 сПз – высоковязкие,

>200 сПЗ – сверхвязкие.

2) По количеству смол:

малосмолистые (< 5 %),

смолистые (5 – 15 %),

высокосмолистые (>15 %).

3) По плотности кг/м$^3$:

до 830 – особо легкая,

831–850 – легкая,

850–870 – средняя,

871–895 – тяжелая,

более 895 – битуминозная.

***Свойства нефти в пластовых условиях:***

1) Объемный коэффициент нефти – безразмерная величина, характеризующая изменение объема нефти в поверхностных условиях по сравнению с пластовыми всегда больше единицы.

$$b_н = V_{пл} / V_{дег},$$

Можно выразить:

$$b_н = 1 + 0{,}00305 \ Гф,$$

где Vпл – объем нефти в пласте,
Vдег – объем дегазированной нефти,
Гф – газовый фактор м$^3$/м$^3$.

2) Пересчетный коэффициент – величина обратная объемному коэффициенту:

$$\theta = 1/b_н.$$

3) Газовый фактор – содержание газа в продукции нефтяной скважины. Измеряется в [м$^3$ /м$^3$ , м$^3$/т.] Объем газа при этом приводится к атмосферному давлению и t =20°С.

Гф < 50м$^3$/т – малое содержание газа в нефти,

Гф=150-300м$^3$/т – повышенное содержание газа в нефти,

Гф=300-600м$^3$/т – высокое содержание газа в нефти,

Гф >= 800-900м$^3$/т – считается газовый конденсат.

Давлением насыщения (Рнас) – это давление, при котором из нефти начинает выделяться растворенный газ.

4) Коэффициент сжимаемости нефти (βн) – показатель изменения единицы объема пластовой нефти при изменении давления на 0,1 МПа.

$$\beta н = (1/V)x\ (\Delta V/\Delta p)\ [1/Па],$$

где V – исходный объем нефти;

ΔV – изменение объема нефти;

Δp – изменение давления.

5) Уравнение состояние идеального газа

$$P=\rho RT,$$

уравнение Менделеева-Клайперона:

$$PV = nRT,$$

где n – число молей газа;

P – давление газа (например, в атм;

V – объем газа (в литрах);

T – температура газа (в кельвинах);

R – газовая постоянная (0,0821 л·атм/моль·K).

Но идеальный газ – это гипотетический флюид.

Уравнение реального газа:

$$PV = ZRT,$$

где Z – коэффициент сжимаемости это отношение объемов равного числа молей реального и идеального газов при одних и тех же термобарических условиях.

Различают:

1. Свободный газ газовой залежи (метана-95-99 %),
2. Газ газоконденсатной залежи, газ газовой шапки (метан – 70-90 %),
3. Растворенный газ в нефти (метан – 30-70 %).

***Свойства газа:***

1) Плотность газа – существенно зависит от давления и температуры. Она может измеряться в абсолютных единицах (г/см$^3$, кг/м$^3$) и в относительных. При давлении 0,1 МПа и температуре 20 °С 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).

2) Относительная плотность газа – это отношение плотности газа при атмосферном давлении (0,1 МПа) и стандартной температуре к плотности воздуха при тех же значениях давления и температуры.

3) Критическая температура – это температура, выше которой газ не может быть превращен в жидкость ни при каком давлении.

4) Критическое давление – это давление, при котором с повышением температуры нельзя испарить жидкость.

5) Коэффициент сверхсжимаемости – отношение числа молей реального и идеального газов при одних и тех же термобарических условиях (пластовой температуре и давлении).

6) Объемный коэффициент газа – это коэффициент уменьшения объема газа при переходе из поверхностных, в пластовые условия и определяется по формуле:

$$V\text{г} = P_0\text{Т}\cdot Z/\ PT_0=0{,}000375\cdot T\cdot Z/P$$

7) Пересчетный коэффициент – увеличение объема газа при переходе из пластовых условий в поверхностные, величина обратная объемному коэффициенту:

$$\theta = 1/V\text{г}$$

## 2.2 Состав и свойства асфальтосмолистых парафиновых отложений (АСПО)

Под словом «парафин» промысловые работники понимают АСПО, состоящие из многих компонентов. Эти отложения наиболее часто создают осложнения в системе сбора и подготовки. Поэтому необходимо более подробно излагать состав и свойства АСПО. Преобладающее количество каждого компонента в составе АСПО составляет:

- Углеводороды (парафины, церезины, асфальтены, смолы) …… 15-85 %
- Мехпримеси …… 2-15 %
- Вода ……... 4-18 %
- Соли (галит, кальцит, гипс и др.) ……... 4-15 %
- Сульфит железа ……. 0-65 %

Для наглядности ниже по тексту приведены данные центральной лаборатории Ижевского нефтяного научного центра по отложениям скв. 3870 Ельниковского м. р. Надо отметить, что в пределах одного месторождения, даже в одной скважине на разных глубинах состав АСПО имеет значительные различия.

Основным компонентом углеводородных отложений является парафин. Молекулярная формула парафинов от C17H36 до C35H72. Молекулярная масса 300-450. Температура плавления парафина в стандартных условиях – 50-65 °С. В то время температура насыщения (не надо путать с температурой плавления) нефти парафином (кристаллизации) по большинству месторождений Поволжья составляет 16-25°С. Плотность парафина составляет 881-905 кг/ м3.

Интенсивность кристаллизации, величина и форма кристаллов парафина зависят от условий выделения. Парафин

хорошо растворяется и деспергируется в углеводородных растворителях.

Из нефти парафин выделяется в виде тонких кристаллов (ленточная структура). В скважинных условиях парафин кристаллизуется в первую очередь на шероховатой поверхности стенки труб, имеющей более низкую температуру, чем масса жидкости. Интенсивность отложений АСПО зависит от многих факторов, таких как газовый фактор, скорость потока, обводненность продукции скважин, вязкость жидкости и т. д.

**КОМПЛЕКСНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ**

Система аккредитации аналитических лабораторий
Аттестат аккредитации № РОСС RU 0001.510654 от 10.11.2006 г. Действителен до 24.10.2011
Адрес 426057 г.Ижевск, ул.Свободы,175 Телефон (3412)487-474, 487-283 Факс (3412)487-474

***Заказчик:*** **Цех учета ГНО**

**Протокол №148**

| | |
|---|---|
| Объект анализа: | **Отложения в нефтепромысловом оборудовании** |
| Месторождение: | **Ельниковское** |
| Номер скважины: | **3870** |
| Место отбора: | **из всасывающего клапана ШГН** |
| Дата отбора пробы: | **20.05.2009** |
| Дата поступления пробы: | **20.05.2009** |
| Дата анализа пробы: | **26.05.2009** |

| Компонентный состав | Содержание, % масс. |
|---|---|
| Нефтепродукты | 67,4 |
| Сульфиды и оксиды железа $FeS+Fe_2O_3$ | 22,1 |
| Гипс $CaSO_4{*}2H_2O$ | 2,6 |
| Металлическая стружка | 2,4 |
| Остаток, нерастворимый в HCl соляной кислоте (оксид кремния ($SiO_2$) | 5,5 |

Методика выполнения измерений: РД 39-0147586-041 ВНИИ-86
Примечание: определяемые показатели лежат вне области аккредитации
В работу взят весь образец, доставленный в лабораторию, массой - 0,9018 г

Более высокую молекулярную массу, чем парафины, имеют церезины.

Церезин хорошо растворяется в бензоле. Температура плавления равна 65-85 °С. Церезины представляют собой смесь углеводородов с количеством углеродных атомов в молекуле

от 36 до 55 (от С36 по С55). Их извлекают из нефтяного сырья в основном из петролатума (смесь церезина, парафина и нефтяных масел) и остатков высокопарафинистых сортов нефти, получаемых при ее переработке. В отличие от парафинов, церезины имеют мелкокристаллическое строение.

Церезины энергично реагируют с дымной серной кислотой, с соляной кислотой, в то время как парафины реагируют с ними слабо. При перегонке нефти церезины концентрируются в осадке, а парафин перегоняется с дистиллятом. Церезины, которые концентрируются в остатке после перегонки мазута, представляют собою смесь циклоалканов и в меньшем количестве твердых алканов. Изоалканов в церезине сравнительно мало.

Церезины по составу и свойствам значительно отличаются от парафинов. Температура плавления парафинов 45-65 °С, церезинов 65-85 °С. Парафины легко кристаллизуются в виде пластинок и пластинчатых лент; церезины имеют мелкоигольчатую структуру и кристаллизуются с трудом, температура кипения парафинов не более 550 °С, церезинов – выше 600 °С. Церезин – воскообразное вещество от белого до коричневого цвета. Церезины обладают большей химической активностью, чем парафины.

Нефтяные смолы – высокомолекулярные компоненты нефти, растворимые в низкокипящих насыщенных углеводородах. Твердые или высоковязкие аморфные малолетучие вещества черного или бурого цвета; среднечисленная мол. масса 450-1500; размягчаются в инертной атмосфере 35-90 °С; $\rho$= 1 г/см$^3$; Содержание нефтяных смол в нефтях колеблется от 1 до 22 % по массе. Элементный состав (%): $C_{78\text{-}88}$, $H_{8\text{-}10}$, $S_{1\text{-}10}$, $O_{1\text{-}8}$, $N_2$; в малых количествах присутствуют V, Ni, Fe, Cu, Co, Cr, Na, Ca, Mo, Al и др. металлы, входящие в состав металлоком-

плексных соединений., напр. металлопорфиринов. Нефтяные смолы на воздухе легко окисляются при низких температурах; в инертной атмосфере при 260-300 °С теряют растворимость в алканах и превращаются в т. н. вторичные асфальтены.

Асфальтены – наиболее высокомолекулярные компоненты нефти. Твердые хрупкие вещества черного или бурого цвета; размягчаются в инертной атмосфере при 200-300 °С с переходом в пластичное состояние; ρ=1,1 г/см3; среднечисленная молекулярная масса 1500-5000. Растворим в бензоле, толуоле, CHCl3, CCl4, не растворим в парафиновых углеводородах, спирте, эфире, ацетоне. Содержание асфальтенов в нефтях колеблется от 1 до 20 %.

Элементный состав (%): $C_{80—86}$, $H_{7—9}$, $O_{2—10}$, $S_{0,5—9}$, $N_2$; в микроколичествах присутствуют V и Ni (суммарное содержание 0,01–0,2 %), Fe, Ca, Mg, Cu и др. металлы, входящие в состав металлокомплексных соединений, например, металлопорфиринов.

Асфальтены склонны к ассоциации с образованием надмолекулярных структур, представляющих собой стопку плоских молекул с небольшим расстоянием между ними. Между асфальтенами, нефтяными смолами и нефтяными маслами существует генетическая связь. При переходе от масел к смолам и асфальтенам увеличивается количество конденсированных циклов, гетероатомов, величина молекулярной массы, уменьшается отношение H/C.

В практических условиях отложения асфальтосмолистых парафиновых веществ состоят из самых различных компонентов.

## 2.3 Вязкость. Физическая сущность. Единицы измерения

Вязкость нефти – одна из основных физических свойств нефти, оказывающих непосредственное влияние на технико-экономические показатели и эффективность разработки месторождений, добычи, сбора, подготовки и транспорта нефти.

***Вязкость*** – способность жидкости оказывать сопротивление движению под действием приложенного напряжения (градиента давления).

Установлено, что нефти многих месторождений РФ, содержащие в своем составе значительное количество асфальтенов, смол, парафинов, обладают в пластовых условиях структурными механическими свойствами. Эти свойства ухудшают показатели разработки месторождений и осложняют добычу, подготовку и транспорт нефти. Структурообразующиеся жидкости относятся к неньютоновским жидкостям.

При течении жидкости по трубе часть механической энергии переходит во внутреннюю энергию из-за трения, потенциальная энергия жидкости снижается (рис. 2.2).

H1>H 2 >H 3 >H 4

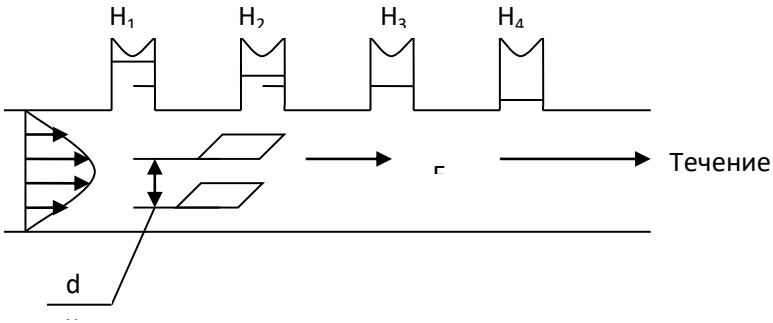



Рис. 2.2 Эпюра скоростей течения жидкости

Формула Ньютона:

$$F = \mu \frac{dV}{dx} S ,$$

где:

F – сила внутреннего трения, (Н),

dV – градиент скорости, превышение скорости верхней площадки над нижней (м/с),

dx – градиент расстояния между слоями, (м),

S – площадь слоев, ($м^2$),

$\mu$ – динамическая вязкость, Па*с = сПз*$10^{3}$ = $10^{3}$ * мПас.

Из формулы Ньютона определяем динамическую вязкость μ.

$$\mu = \frac{F}{S} \frac{dx}{dV}$$

***Динамическая вязкость*** равна силе трения, возникающей между параллельно движущимися слоями жидкости единичной площади при единичном градиенте скорости.

Единица измерения – Паскаль, умноженный на секунду Па*с. На практике применяется тысячная доля – мПа*с или сантипуаз – сПз, (мПа*с = сПз).

Для ньютоновских жидкостей коэффициент μ – величина постоянная для некоторой температуры.

Для дисперсной среды (например, глинистый раствор), эмульсии, структурообразующих жидкостей μ – величина непостоянная.

Если разделим обе стороны формулы Ньютона на S, то получим напряжение сдвига $\Theta$

$$F = \mu \frac{dV}{dx} S; \frac{F}{S} = \mu \frac{dV}{dx}; \ (Н/м^2) \qquad (2.1)$$

$$\theta = \mu \frac{dV}{dx};\ (\text{Н/м}^2) \qquad (2.2)$$

Для структурообразующих жидкостей:

$$\theta = \theta_0 + \mu \frac{dV}{dx}; \qquad (2.3)$$

Где $\Theta_0$ – начальное напряжение сдвига.

На рис. 2.3 показан график зависимости напряжения сдвига и градиента скорости. Как видно из графика, для начала движения структурообразующих жидкостей требуется значительная величина напряжения сдвига Θ.

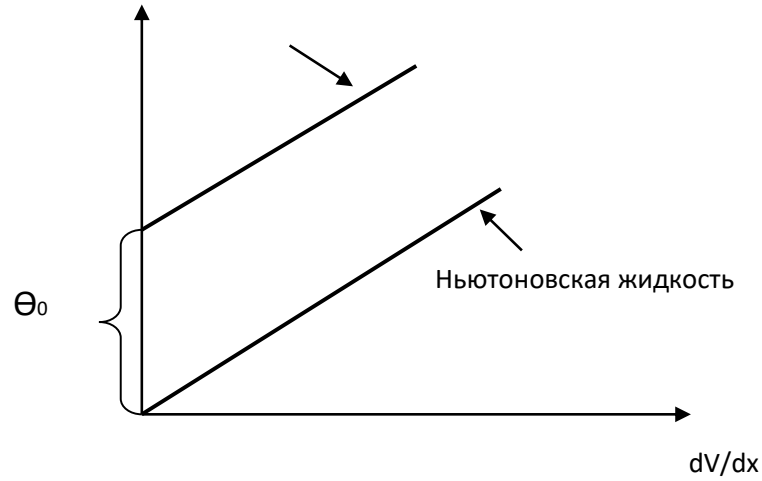



Рис. 2.3 Зависимость градиента скорости и напряжения сдвига для различных жидкостей

Как правило, при измерении свойств нефти определяют кинематическую вязкость при температуре t = 20 °С. Единицы измерения кинематической вязкости в СИ – м2/с. На практике же часто используются единицы измерения (мм2/с) или сантистокс (м2/с=106 сСтокс).

Согласно ГОСТ при определении кинематической вязкости используют стеклянные вискозиметры. Метод заключается в измерении времени стечения.определенного объема жидкости через капилляр под собственным весом.

Кинематическая вязкость ν ($м^2/с$) определяется по формуле:

$$\nu = c \times t, \qquad (2.4)$$

где c – постоянный коэффициент вискозиметра, t – время истечения жидкости, сек.

Соотношение кинематической и динамической вязкости выглядит следующим образом:

$$\mu = \nu \times \rho, \qquad (2.5)$$

где $\rho$ – плотность жидкости при t = 20°C, $кг/м^3$.

Вязкость измеряют также в ротационных вискозиметрах, представляющих собой два цилиндра, в пространство между которыми заполняется испытываемая жидкость. При вращении первого цилиндра за счет трения жидкости во втором цилиндре возникает крутящий момент, который измеряется и переводится в единицы динамической вязкости.

Существуют самые различные конструкции вискозиметров. Для измерения вязкости нефти в пластовых условиях применяют вискозиметры ВВДУ. Вязкость измеряется по времени прохождения шарика в калиброванной трубке, заполненной исследуемой жидкостью. При включении секундомера автоматически отключается электромагнит, удерживающий шарик в вертикальной части трубки. Шарик скатывается вниз по трубке и, входя в поле индукции нижней катушки, создает ЭДС в диагонали мостовой схемы, под действием которой срабатывает реле, разрывающее электрическую цепь сектора.

В бригадах капитального ремонта скважин и в буровых бригадах применяются полевые вискозиметры, представляющие обыкновенную воронку. Вязкость измеряется в секундах стечения жидкости определенного объема. При необходимости секунды переводятся в мПас по номограммам, которые прилагаются к паспорту.

В России классификация нефтей по вязкости не стандартизована. Однако существует общепринятая среди специалистов классификация пластовой нефти по вязкости:

до 10 мПас – маловязкие нефти;

10 – 30 мПас – нефти повышенной вязкости;

свыше200 мПас – сверхвязкие.

Такое распределение пластовых нефтей по вязкости труднообъяснимо с технической стороны, однако большинство нефтяников пользуются такой классификацией.

Сверхвязкие нефти – более 200 мПас – эта величина установлена для налоговых льгот для добывающих организаций.

По классификации американского нефтяного института API высоковязкими считаются нефти с вязкостью свыше 1000 мПас, а природными битумами – 10000 мПас и более.

***Вещества, обуславливающие высокую вязкость нефти в пластовых условиях***

По данным исследования ученых Уфимского нефтяного института нефтей нижнего карбона Арланского месторождения, основным компонентом, увеличивающим вязкость нефти в пластовых условиях, являются асфальтены, имеющие сильнейшие межмолекулярные связи. Мицеллы асфальтенов обволакиваются сольватными оболочками смол и ароматических углеводородов, которые снижают межмолекулярную связь асфальтенов, однако полностью нейтрализовать ее не могут.

Растворенный азот тоже повышает вязкость нефти, но его роль значительно меньше, чем асфальтенов. Некоторые исследователи утверждают, что наличие серы в нефти способствует повышению вязкости пластовых нефтей, однако это не всегда подтверждается на практике. По результатам исследования напряжение сдвига, соответственно, и динамическая вязкость пластовой нефти зависят от содержания в нефти асфальтенов и смол. Для Арланского месторождения это соотношение следующее:

$$\Theta = К\ 0{,}12\ А / С,\ Н / м^2, \qquad (2.6)$$

где:

А – содержание асфальтенов в массовых единицах,

С – содержание смол,

К – коэффициент адаптации.

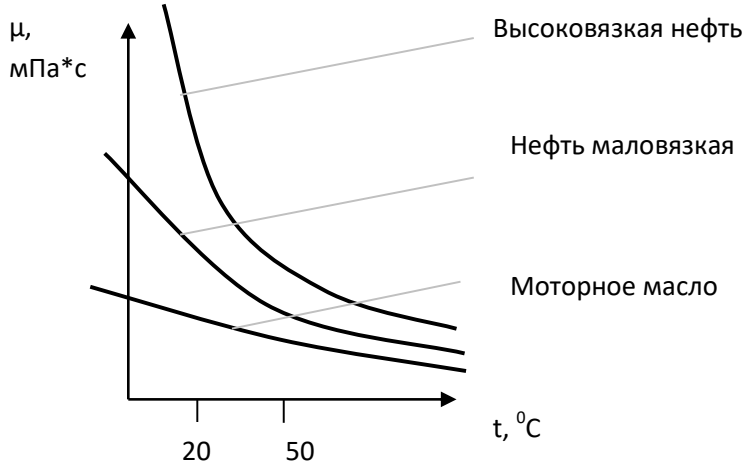
Как видно из формулы, напряжение сдвига и динамическая вязкость находятся в прямой зависимости от содержания асфальтенов и в обратной зависимости от содержания смол. Такая зависимость характерна и для других месторождений, однако для них надо применять другой коэффициент адаптации.

## 2.4 Зависимость вязкости нефти от температуры

Вязкость нефти сильно зависит от температурных условий, что имеет большое значение для разработки и эксплуатации месторождений. На рис. 2.4 показана графическая зависимость вязкости нефти от температуры. Как видно из рисунка, при температуре 50 °С и выше вязкости всех нефтей минимальные и по значению сильно не отличаются. Это учитывается при применении тепловых методов разработки месторождений, а также при подготовке и перекачке нефтей. Мо-

торное масло имеет пологую характеристику из-за добавления присадок.

а)




б)

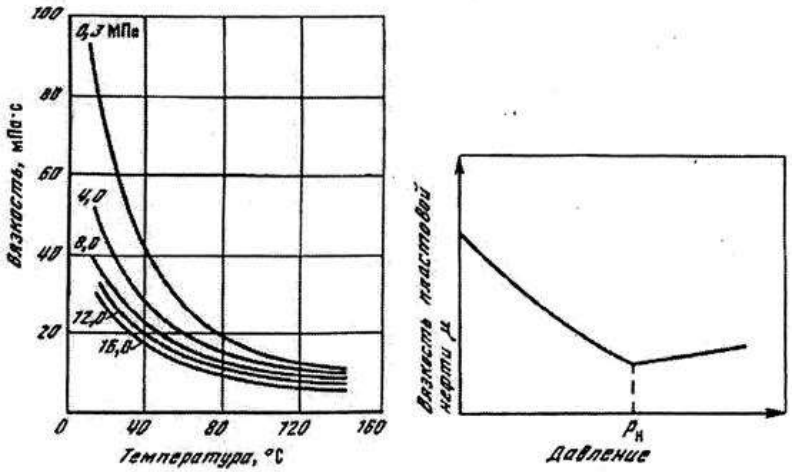



Рис. 2.4 Зависимость динамической вязкости нефтей от температуры

## 2.5 Зависимость вязкости нефти от содержания воды

По мере обводнения продукции скважины вязкость жидкости изменяется значительно. При малой обводненности – от 0 до 40 % вязкость нефти повышается незначительно. При средней обводненности – 40 %–75 % вязкость жидкости повышается в десятки или в сотни раз (рисунок 2.4 б). Сначала образуется эмульсия вода в нефти, а в интервале обводнения 50-60 % происходит инверсия фаз: эмульсия вода в нефти превращается в эмульсию нефть в воде. При достижении обводнения 75 % эмульсия начинает самопроизвольно разлагаться, а при достижении высокого обводнения 80 % и выше эмульсия уже не образуется, вязкость жидкости стремительно снижается, а при достижении предельного обводнения – 95 % вязкость жидкости ненамного превышает вязкости пластовой воды. Это свойство нефти имеет большое практическое значение, поскольку приводит к серьезным осложнениям при добыче, сборе, подготовке и транспортировке нефти.

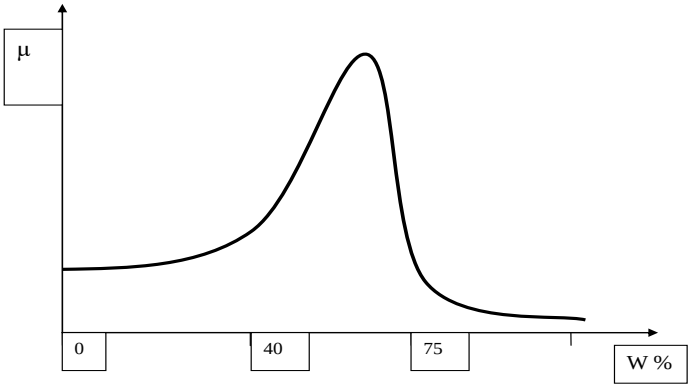



Рис. 2.5 Зависимость динамической вязкости нефти (жидкости) от обводнения

## 2.6 Структурная вязкость нефти. Тиксотропные свойства нефтей

Аномалии вязкости нефти в пластовых условиях обусловливаются образованием в жидкости устойчивых пространственных структур. Наиболее вероятная причина аномалий вязкости нефти в пластовых условиях – присутствие в ней асфальтенов.

Сольватные оболочки, состоящие из смол, ароматических УВ, образующиеся на молекулах асфальтенов препятствуют слипанию частиц асфальтенов. Однако молекулы асфальтенов имеют сильные молекулярные связи и взаимодействуют между собой через сольватные оболочки. Поэтому в пластовых условиях вязкость нефти напрямую зависит, прежде всего, от содержания асфальтенов в нефти. Значительную роль в повышении вязкости пластовой нефти играет также наличие растворенного азота. В составе попутного нефтяного газа на месторождениях с ВВН содержание азота достигает до 80 %.

В поверхностных же условиях в формировании вязкости нефти участвуют и парафины, церезины, смолы. Они кристаллизируются с понижением температуры при подъеме нефти на поверхность и значительно повышают вязкость нефти. Некоторые исследователи подчеркивают также роль серы и меркоптанов в повышении вязкости нефти, однако данный вопрос требует изучения.

Большинство высоковязких нефтей обладают структурными свойствами. При создании градиента давления такие нефти не сразу начинают движение, затем начинают движение с минимальной скоростью, вязкость при этом максимальная ($\mu_0$).

Такую вязкость принято называть вязкостью ползучести (рис. 2.6). При дальнейшем увеличении напряжения вяз-

кость начинает снижаться из-за разрушения структуры ($\mu_п$) и достигает минимальной постоянной величины для данной температуры($\mu_m$).

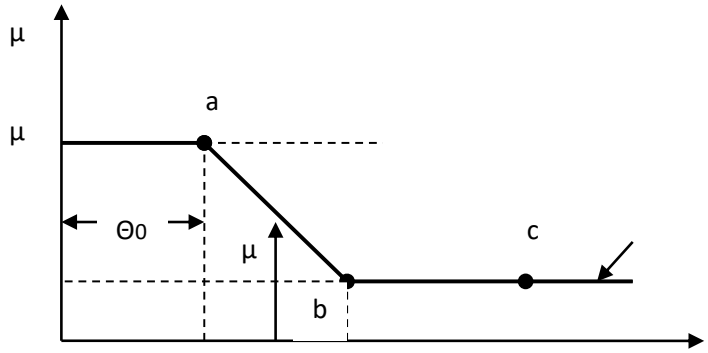



Рис. 2.6 График зависимости вязкости структурообразующей нефти от величины напряжения

Под **тиксотропностью** нефти понимают способность структурообразующих нефтей восстанавливать свою структуру после остановки движения (течения) через определенное время.

Какое значение имеет данное свойство нефти в практических условиях? Например, в пластовых условиях нефть образует структуры. При остановке скважины по разным причинам на сутки и более движение в пласте прекращается и чтобы заново начать движение, нужно создать перепад давления больший, чем был до этого, т. к. пластовая нефть восстановила свою структуру. По данным исследований на Арланском месторождении при остановке движения на 5-10 ч. структура нефти полностью восстанавливается, что обеспечивает максимальную вязкость нефти при данной температуре.

Пример для объектов нижнего карбона $C_{1v}$ (визей) Арланского месторождения (рис. 2.7).

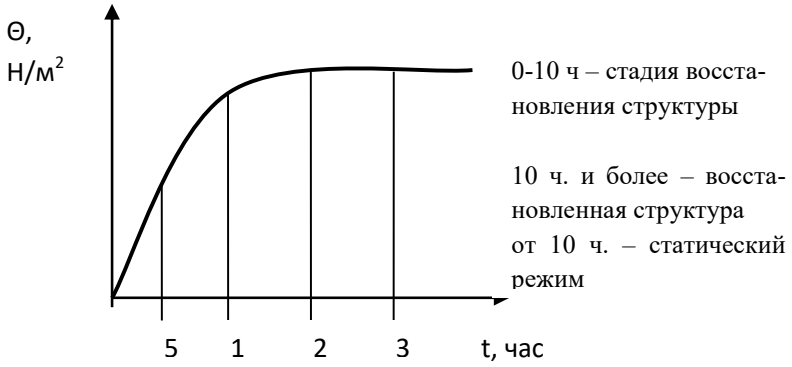



Рис. 2.7 График восстановления структурной вязкости пластовой нефти

После остановки движения в течение десяти часов образуются структуры с сильными межмолекулярными связями, дальше трудно возобновить движение жидкости прежней скоростью. Для этого нужно создавать дополнительную депрессию. В результате этого иногда получают прорывы пластовой воды в скважину из-за высокой подвижности ее, а также снижение продуктивности скважины по нефти.

Практическое значение вышесказанного заключается в том, что остановка скважин с высоковязкими нефтями с обводненной продукцией (после временной остановки на время до одних суток и более) приводит после пуска скважин в работу к увеличению обводненности продукции скважин, снижению продуктивности из-за тиксотропного упрочнения структуры нефти. Это подтверждается на практике при длительных отключениях фидеров, когда прекращают работу 10-15 скважин и более, т. к. в пласте прекращается движение

флюидов. Для достижения прежнего уровня добычи нефти проходит иногда неделя и больше. При остановке одиночных скважин это свойство не всегда проявляется, поскольку движение прекращается на небольшом участке пласта.

В случае остановки перекачки ВВН по трубопроводу на несколько часов при возобновлении работы насоса давление на выкиде насоса значительно повышается по сравнению с постоянной работой. Это тоже проявление тиксотропности нефти.

## КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕЙ ПО КОЛИЧЕСТВУ ПАРАФИНОВ

| Содержание парафинов, % | Типы нефти |
|---|---|
| Менее 1,5 | Малопарафинистые |
| 1,51–6 | Парафинистые |
| более 6 | Высокопарафинистые |

## КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕЙ ПО СОДЕРЖАНИЮ СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ

| Содержание смол и асфальтенов, % | Типы нефти |
|---|---|
| Менее 5 | Малосмолистые |
| 5–15 | Смолистые |
| более 15 | Высокосмолистые |

## КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕЙ ПО ПЛОТНОСТИ

| Плотность нефти при 20° и 0,1 МПа, г/см3 | Типы нефти |
|---|---|
| до 0.830 | Особо легкая |
| 0.831–0.850 | Легкая |
| 0.851–0.870 | Средняя |
| 0.871–0.895 | Тяжелая |
| более 0.895 | Битуминозная |

## КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕЙ ПО ВЯЗКОСТИ

| Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа х с | Типы нефти |
|---|---|
| от 5,1 до 10,0 | Маловязкая |
| от 10,1 до 30,0 | Повышенной вязкости |
| от 30,1 до 200,0 | Высоковязкая |
| более 200,0 | Сверхвязкая |

Нефть, пластовая вода, нефтяной газ имеют компоненты, имеющие промышленное значение. Ниже приводится концентрация компонентов, выше которой она имеет промышленное значение.

## МИНИМАЛЬНЫЕ ПРОМЫШЛЕННЫЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ПОПУТНЫХ КОМПОНЕНТОВ

| Основное или попутное полезное ископаемое | Попутные компоненты | Промышленная концентрация[1] |
|---|---|---|
| Нефть | Сера | 0,5 % |
| | Ванадий | 120 г/т |
| | Никель | 120 г/т |
| | Титан | 120 г/т |
| Конденсат | Сера | 0,5 % |
| Свободный газ и газ газовых шапок | Этан | 3 % |

[1] При утверждении соответствующих регламентирующих документов минимальные промышленные концентрации попутных компонентов принимаются в соответствии с регламентирующими документами.

| | | |
|---|---|---|
| | Сероводород | 0,5 % |
| | Гелий | 0,05 % |
| | Диоксид углерода | 15 % |
| Растворенный газ | Этан | 3 % |
| | Пропан-бутаны | 0,9 % |
| | Сероводород | 0,5 % |
| | Гелий | 0,035 % |
| Пластовые воды | Йод | 10 мг/л |
| | Бром | 200 мг/л |
| | Окись бора | 250 мг/л |
| | Литий | 10 мг/л |
| | Рубидий | 3 мг/л |
| | Цезий | 0,5 мг/л |
| | Стронций | 300 мг/л |
| | Германий | 0,05 мг/л |
| | Вольфрам | 0,03 мг/л |
| | Магний | 100 г/л |
| | Калий | 1000 мг/л |

## КЛАССИФИКАЦИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПО СОДЕРЖАНИЮ КОНДЕНСАТА (С5+В)

| Содержание конденсата (С5+В), г/м3 | Группы месторождений |
|---|---|
| менее 25 | низкоконденсатные |
| от 25 до 100 | среднеконденсатные |
| от 100 до 500 | высококонденсатные |
| более 500 | уникальноконденсатные |

# 3. СОСТАВ И ЭЛЕМЕНТЫ НЕФТЕСБОРНОЙ СИСТЕМЫ

## 3.1. Общие сведения

В зависимости от размеров месторождения, особенностей горно-геологических условий и свойств добываемых флюидов, конструкция и состав объектов нефтесборной системы месторождений имеют значительные различия. В то же время многие принципиальные вопросы обустройства и организации обслуживания остаются идентичными.

В России принята однотрубная, герметизированная система сбора и транспорта нефти (рис. 3.1). Скважинная продукция – нефть, газ, пластовая вода от устья скважины до установок подготовки нефти УПН (при наличии – до ДНС) транспортируются совместно под напором скважинного насоса.

Исходя из выполняемых функций, в состав нефтесборной системы входят:

1. Выкидная линия – трубопровод от скважины до групповой замерной установки (ГЗУ).
2. Групповые замерные установки – ГЗУ, где замеряется продукция скважин.
3. Нефтесборные коллекторы – трубопроводы от ГЗУ до дожимных насосных станций (ДНС) или до установок подготовки нефти (УПН) или центрального пункта сбора (ЦПС).
4. Дожимные насосные станции – ДНС – для транспортировки продукции скважин до УПН.
5. Напорные трубопроводы – от ДНС до УПН.
6. Технологические трубопроводы – это внутриобъектные трубы в ДНС и УПН.

7. Трубопроводы внешней откачки от УПН до объектов нефтепроводных управлений – магистральных трубопроводов – это, как правило, трубопроводы перекачки товарной нефти.

Далее излагается краткая характеристика объектов.

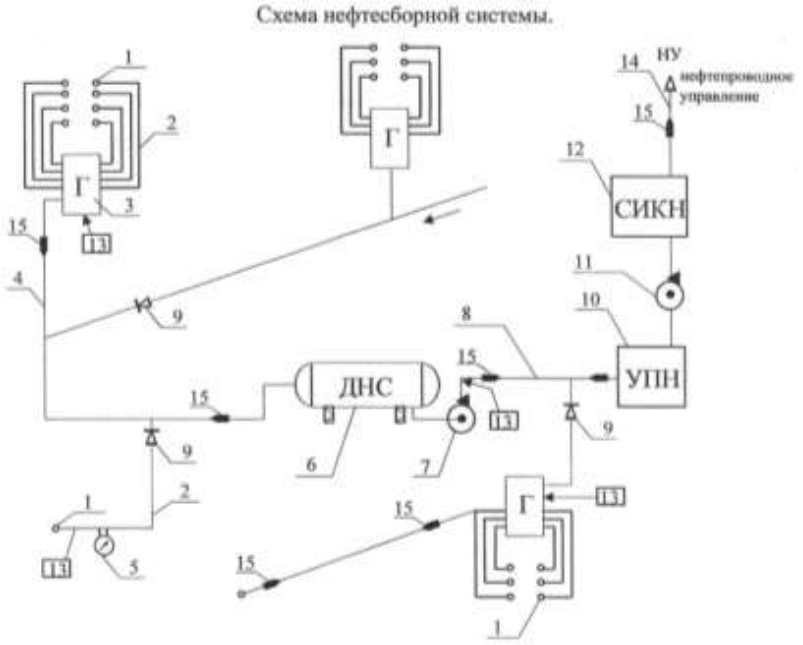



Рис. 3.1 Фрагмент нефтесборной системы

1 – скважина, 2 – выкидная линия, 3 – ГЗУ, 4 – нефтесборный коллектор, 5 – СКЖ-счетчик количества жидкости, 6 – дожимная насосная станция – ДНС, 7 – центробежный насос, 8 – напорный трубопровод, 9 – обратный клапан, 10 – УПН – установка подготовки нефти, 11 – насос внешней откачки, 12 – СИКН – система измерения количества нефти, 13 – БР – блок реагентов, 14 – магистральный трубопровод, 15 – КПШ – камера пуска (приема) шара.

## 3.2 Расположение объектов на кустах скважин

Основные объекты на кустах показаны на рис. 3.2. Площадка куста имеет два заезда с разных сторон, имеет обвалование высотой один метр. Внутри куста располагаются групповая замерная установка (ГЗУ), блок реагента (БР-10), водораспределительный пункт (ВРП). По опыту работы номера ГЗУ, ВРП, БР, энергетических объектов должны совпадать с номером куста, это очень удобно при эксплуатации крупных месторождений. Выкидные линии от скважин до ГЗУ прокладываются под землей. Длина выкидной линии при кустовом бурении скважин составляет 50-200 м, при бурении одиночных скважин и обустройстве разведочных скважин длина выкидной линии может достигать 1500 м и более. Диаметр выкидных линий и нефтесборных коллекторов выбирается на основе гидравлических расчетов с учетом возможной интенсификации добычи и роста вязкости при создании эмульсии, зависит от дебита жидкости, длины линии и находится в пределах 89-114 мм. Однако диаметр выкидных линий не рекомендуется брать меньше 102 мм с учетом возможных осложнений при эксплуатации.

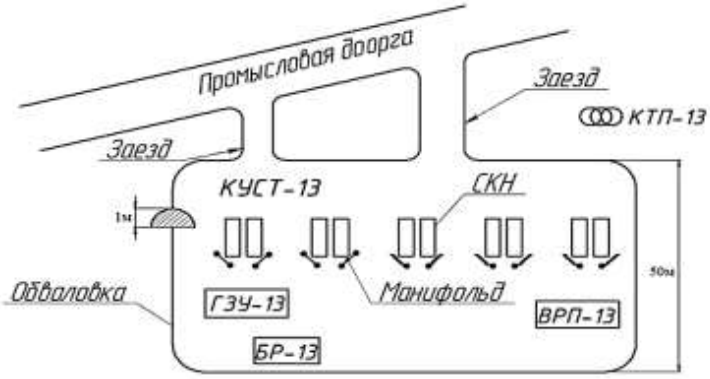



Рис. 3.2 Схема куста скважин

От АГЗУ до ДНС скважинная жидкость транспортируется под напором скважинных насосов по нефтесборному коллектору 4, в начале и конце которого могут устанавливаться камеры пуска и приема шаров (рис. 3.3). Полиамидные шары или резиновые торпеды запускаются для очистки трубы по определенному графику. Очистка трубы от АСПО, мехпримесей позволяет снизить затраты электроэнергии и снизить темпы коррозии металла. В начале нефтесборного коллектора, как правило, устанавливают блок реагента – для подачи деэмульгатора, ингибиторов коррозии, АСПО и солей при необходимости. Устье скважин и ГЗУ снабжаются электроконтактными манометрами или датчиками давления для передачи сигнала диспетчеру промысла в нештатных ситуациях в трубопроводах.

Рис. 3.3 Камера приема шара в системе сбора

К АГЗУ подключаются до 14 выкидных линий скважин. Дебиты скважин поочередно автоматически замеряются через определенное время – через 2-4-5 часов и передаются в диспетчерский пульт промысла. При замере дебита жидкости газ до турбинного счетчика отделяется в сепараторе и возвращается в жидкость после счетчика. Могут применяться различного типа счетчиков, в том числе кариолисного типа массомеры, однако система замера дебита скважин в АГЗУ имеет значительную погрешность не только от недостатков устройства, но и из-за пульсации движения жидкости и газа в НКТ и выкидной линии (пробковое вытеснение). В данном случае необязательна абсолютная точность замера жидкости, основная задача – определить сравнительную динамику подачи скважины во времени – через 2-4 и более суток.

Кроме дебита в диспетчерский пульт передаются давление и температура жидкости в системе, температура и загазованность внутри помещения и случаи несанкционированного проникновения в помещение (рис. 3.4).

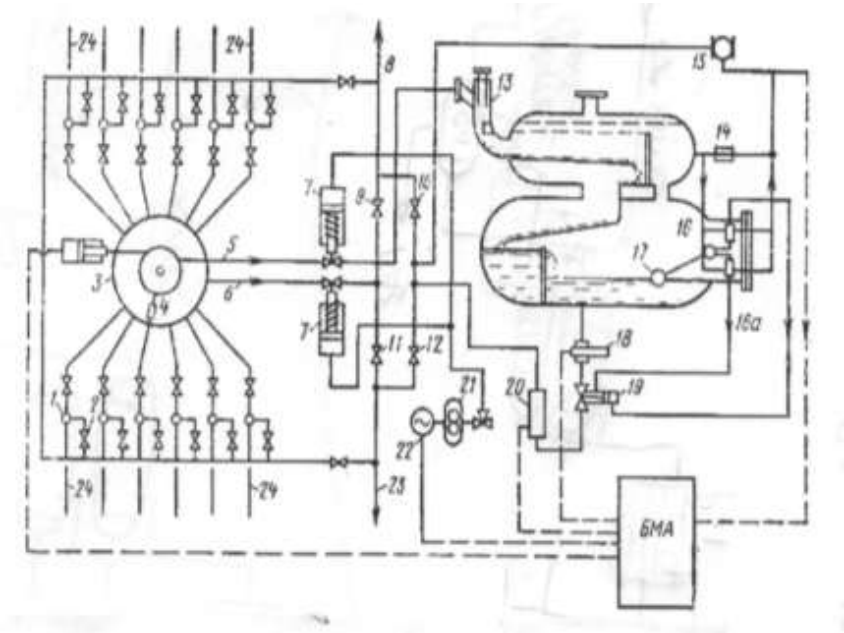



Рис 3.4 Один из вариантов АГЗУ «Спутник»

1 – обратные клапаны; 2 – задвижки; 3 – переключатель скважин многоходовой; 4 – каретка роторного переключатель скважин; 5 – замерный патрубок для одной скважины; 6 – сборный коллектор; 7 – отсекатели; 8 – коллектор обводненной нефти; 9, 12 – задвижки закрытые; 10, 11 – задвижки открытые; 13 –гидроциклонные сепаратор; 14 – регулятор перепада давления; 15 - расходомер газа; 16, 16а – золотники; 17 – поплавок; 18 – расходомер жидкости; 19 – поршневой клапан; 20 – влагомер; 21 – гидропривод; 22 – электродвигатель; 23 – коллектор безводной нефти; 24 – выкидные линии от скважин.

Разрешенное рабочее давление в нефтесборной системе рекомендуется не выше 4МПа с учетом возможных экстремальных случаев, однако на практике оптимальное устьевое давление скважин считается до 1,5 МПа и не выше 2,5 МПа.

Толщина стенки выкидных линий и нефтесборных трубопроводов выбирается исходя из рабочего давления 4 МПа. Одиночные скважины могут подключаться к нефтесборным коллекторам, минуя ГЗУ. В этом случае устье оборудуется СКЖ-счетчиком количества жидкости 5, а место подключения выкидной линии к нефтесбору – обратным клапаном. Наличие обратного клапана диктуется необходимостью локализации замазученности – при разгерметизации устья скважины. Без обратного клапана вся жидкость из коллектора устремляется на негерметичность и на рельеф.

В целях снижения давления в нефтесборной системе строятся дожимные насосные станции (рис. 3.5), где жидкость отделяется от газа с помощью сепаратора и насосом перекачивается на УПН. Газ собирается по отдельной трубе на центральных пунктах сбора (ЦПС) для полезной утилизации. Если газ непромышленной кондиции – содержит много балластного газа (азот) и низкокалорийный – то сжигается на факелах, хотя это весьма нежелательное явление. Жидкость после сепаратора собирается в буферной емкости, откуда идет на прием насоса. Параллельно емкости могут устанавливаться резервные резервуары на случай неисправности насосов или отсутствия электроэнергии. При перекачке высоковязких нефтей приемный коллектор утепляется во избежание срыва подачи центробежного насоса. На выкиде насосов ДНС снабжается узлом учета жидкости с передачей данных диспетчеру промысла. Это очень важно для контроля за добычей нефти и учета жидкости.

***Принципиальная технологическая схема ДНС***

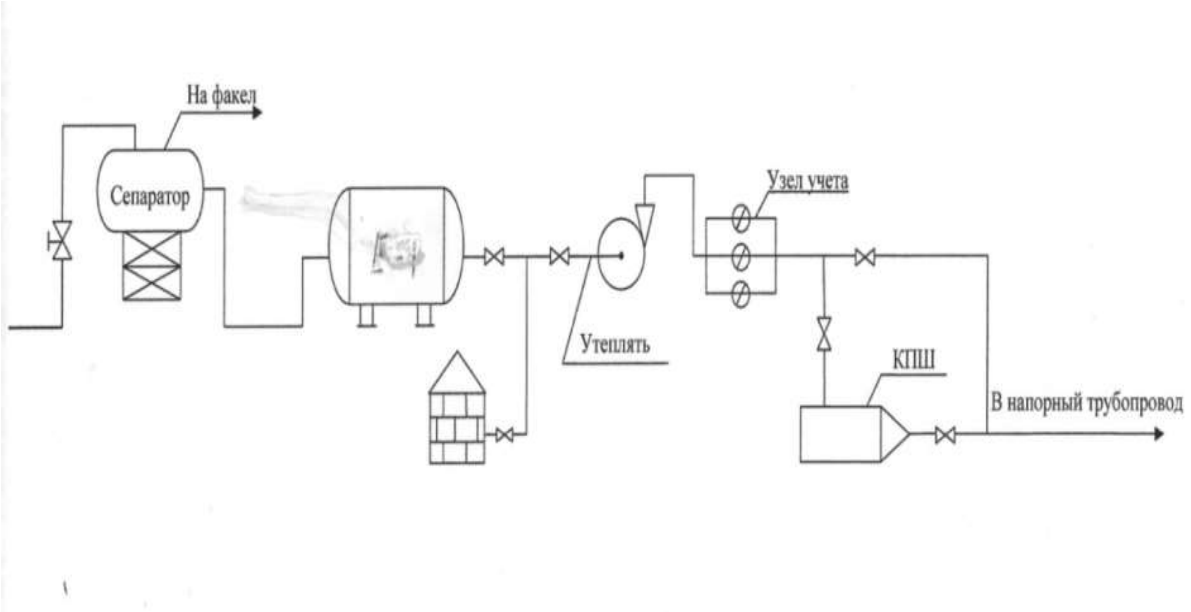



Рис. 3.5 Схема ДНС с минимальным количеством объектов

Рис. 3.6 а Фотография ДНС со стороны входа продукции. Наклонная труба – вход газожидкостной смеси в емкости

Рис. 3.6 б Фотография ДНС с противоположной стороны от входа жидкости. Желтая труба наверху – отбор газа

Насосы ДНС при вязкости жидкости до 200-250 мПас применяются многосекционные центробежные, желательно на 1800 об/мин (рис. 3.6). Для регулирования производительности насосных агрегатов применяют станции управления с частотным регулированием тока. На входе насоса устанавливается фильтр и мановакуумметр, на выкиде – обратный клапан и электроконтактный манометр. Обязательно применяются термометры для замера температуры подшипников.

При вязкости жидкости более 250 мПас применяются поршневые насосы (рис. 3.7). Двойное действие поршня насосов и наличие депульсатора позволяют достаточно равномерно без скачков давления перекачивать жидкость с вязкостью до 1000 мПас и более. В случае повышения давления выше установленного имеется предохранительный клапан (7) срезного типа – калиброванный штифт срезается, и жидкость с выкидной линии возвращается на прием насоса. Кроме того, при больших давлениях начинает буксовать ременная передача (2). Это предохраняет трубы от порывов.

Чтобы не образовалась эмульсия в напорном трубопроводе, на прием насоса подается деэмульгатор дозировочным насосом (13).

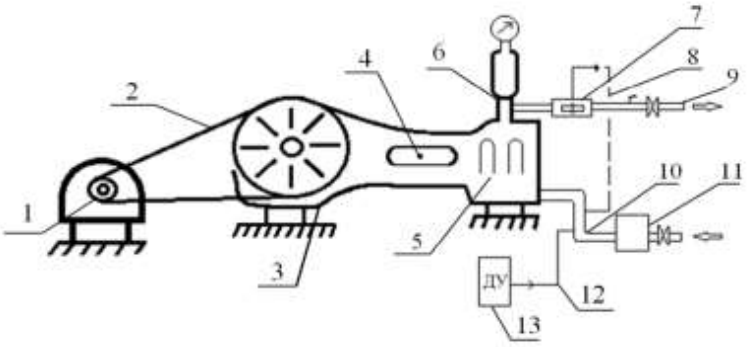



Рис. 3.7 Поршневой насос для перекачки нефти

1 – электродвигатель; 2 – ременная передача; 3 – корпус насоса; 4 – крейцкопф; 5 – гидравлическая часть насоса; 6 – обратные клапаны; 2 – задвижки; 3 – переключатель скважин многоходовой; 4 – каретка роторного переключатель скважин; 5 – замерный патрубок для одной скважины; 6 – сборный коллектор; 7 – отсекатели; 8 – депульсатор; 7 – предохранительный клапан, 8 – обвязка предохранительного клапана с приемом насоса, 9 – выкидная линия, 10 – приемная линия, 11 – фильтр, 12 – линия подачи реагента, 13 – дозировочный насос.

На рис. 3.8 показан трубный делитель фаз, который применяется в нефтесборной системе при высоком уровне обводненности жидкости. Это устройство предохраняет УПН от избытка жидкости, поскольку часть воды отделяется и направляется на КНС без насоса под давлением нефтесборной системы. Такие устройства широко применяются на Арланском, Манчаровском и других месторождениях ОАО «Башнефть».

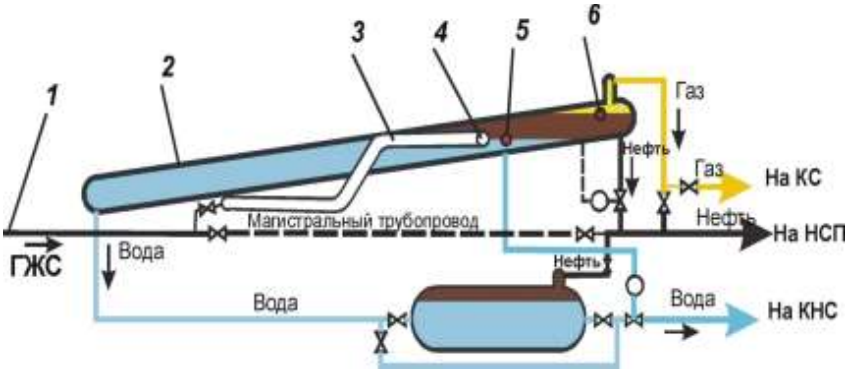



Рис. 3.8 Трубный водоотделитель (ТВО)

1 – напорная труба жидкости; 2 – корпус ТВО; 3,4 – входное устройство; 5, 6 –регуляторы уровня.

На ДНС насосы обвязываются для работы в параллель-ном режиме. Однако в определенных случаях имеет место необходимость работы насосов в последовательном режиме (рис. 3.9).

**ДНС** относятся к опасным производственным объектам, требующим строгого соблюдения правил промышленной, пожарной, санитарной и экологической безопасности. Обслуживающий персонал проходит соответствующее обучение и проверку знаний. В рабочем помещении оператора ДНС должна присутствовать схема ДНС с указанием и нумерацией всех задвижек, план ликвидации возможных аварий (ПЛВА). Кроме того разрабатывается в установленном порядке подробный технологический регламент по безопасной эксплуатации ДНС. Ниже приводится пример фактического технологического регламента. Изложенный регламент нельзя назвать образцовым – есть лишние пункты, в то же время есть и упущения по обеспечению безопасности и безаварийности рабо-

ты ДНС. Однако в целом можно на него ориентироваться при разработке технических регламентов на ДНС, УПС и т. д.

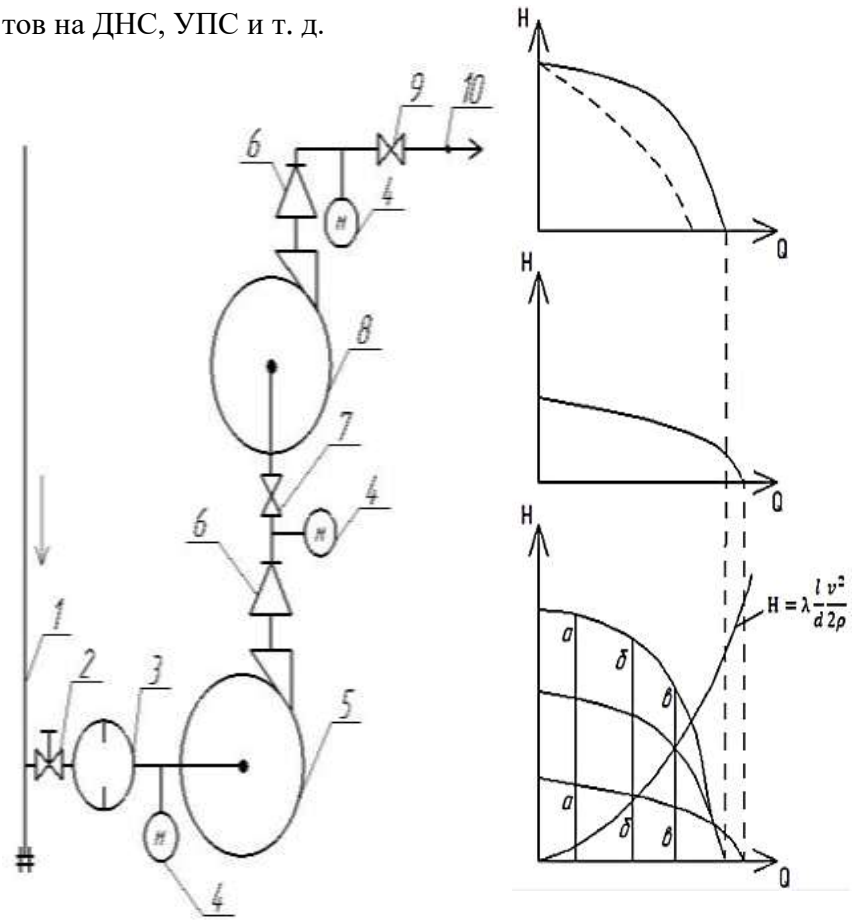



Рис. 3.9 Технологическая схема последовательной обвязки двух насосов

1 – приемный коллектор, 2 – задвижка на приеме; 3 – фильтр механический, 4 – манометр, 5 – первый насос, 6 – обратный клапан, 7 – задвижка на приеме второго насоса; 8 – второй насос; 9 – выкидная задвижка; 10 – напорная линия.

Чтобы получить общую напорную характеристику при последовательной работе двух насосов, необходимо сложить ординаты характеристик при равных абсциссах.

## 3.3 Эксплуатация и обслуживание ДНС

На объекты сбора и подготовки нефти разрабатываются и утверждаются руководством добывающей организации «Инструкции по безопасной эксплуатации», «Технологические регламенты по безопасной эксплуатации», где подробно расписываются все основные требования по оптимальной и безопасной эксплуатации и обслуживанию объекта. Как пример ниже приводится фактический технологический регламент одного из ДНС НГДУ «Тарасовнефть». Обслуживающий персонал допускается к работе только после изучения, проверки знаний по инструкциям и регламентам.

## Технологический регламент по безопасной эксплуатации ДНС-3 Тарасовского месторождения

«УТВЕРЖДАЮ»

Начальник нефтегазодобывающего управления

«Тарасовнефть» Н.М. Михайлов

«…» …… 2020 г.

**ТР1. Общая информация**

Насосная станция № 3 (далее по тексту ДНС-3) Тарасовского нефтяного месторождения предназначена для снижения давлений на устье скважин и для перекачки жидкости до УПН. ДНС-3 введена в эксплуатацию в 1997 г., в 2007 г. на

ДНС-3 проведена реконструкция, введена в эксплуатацию установка предварительного сброса воды (УПСВ).

На ДНС-3 происходит сбор продукции добывающих эксплуатационных скважин цеха добычи нефти и газа № 1 (ЦДНГ-1) Тарасовского месторождения, предварительный сброс воды и транспортировка частично обезвоженной нефти на УПН Тарасовского месторождения. На ДНС-3 происходит предварительное отделение воды, газа от ГВНЭ. Подготовленная пластовая вода подается на КНС системы ППД Тарасовского месторождения.

**ТР2. Состав объектов**

В составе дожимной насосной станции действуют:

- узел подготовки воды, состоящий из ОГВ-Г-25 – 1 шт;
- установка сбора ГВНЭ состоящая из ОГ-200 объем 200 $м^3$ – 1 шт;
- ОГ-50 $м^3$ для нефти – 1 шт;
- ОГ-50 $м^3$ для воды – 1 шт;
- насосная внешней откачки нефти ( ЦНС-38х220; ЦНС-60х264) – 2 шт;
- конденсатосборник КС объем- 16$м^3$ – 1 шт;
- ДЕ объем- 40$м^3$ – 1шт;
- КЕ объем - 16 $м^3$ – 1 шт;
- ДК объем - 4 $м^3$ – 1 шт;
- узел учета жидкости (СИКНС) счетчики НОРД-65 – 2 шт;
- СИКГ – 1 шт;

- Факельная установка для утилизации попутного газа – 1 шт;
- блок дозировки реагента БР-2.5 – 1 шт;
- Установка УДЭ – 1 шт.

**ТР3. Технологические трубопроводы на ДНС**

На объекте эксплуатируются технологические трубопроводы различного назначения:

- нефтепроводы;
- водоводы подтоварной воды низкого и высокого давления;
- газопроводы попутного нефтяного газа;
- водоводы пресной воды системы пожаротушения;
- дренажные трубопроводы технологических аппаратов и насосного оборудования;
- реагентопроводы.

**ТР4. Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, продукции**

**ТР4.1. Техническое наименование продуктов, качество в соответствии с нормативно-технической документацией**

**ТР4.1.1. Физико-химическая характеристика нефти**

Таблица 3.1

**Характеристика исходного сырья**

| № | Наименование сырья, материалов, реагентов изготовляемой продукции | Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта компании | Показатели качества, обязательные для проверки | Норма по ГОСТ, ост, стп, ту (заполняется при необходимости) | Область применения изготовляемой продукции |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Нефть, подготовленная на ДНС-7 | ГОСТ 3900- 85<br><br>ГОСТ 33-2000<br><br>ГОСТ-11851-85<br><br>ГОСТ-11851-85 | Свойства нефти:<br>1 Плотность при 20 °С, кг/м$^3$<br>2. Кинематическая вязкость при 20 °С, сСт<br>3. Содержание парафина , %<br>4. Содержание асфальтенов, %<br>5. Содержание серы, % | До 905,9<br><br>25<br>Не более 4,1<br><br>Не более 3,5<br><br>Не более 3,0<br>Не более 19,0 | |

| № | Наименование сырья, материалов, реагентов изготовляемой продукции | Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта компании | Показатели качества, обязательные для проверки | Норма по ГОСТ, ост, стп, ту (заполняется при необходимости) | Область применения изготовляемой продукции |
|---|---|---|---|---|---|
| | | ГОСТ-11851-85 | 6. Селикогелевые смолы, %<br>7. Температура застывания, °С<br>8. Температура начала кипения,°С<br>9. содержание, %<br>Воды<br>Солей<br>Мехпримесей | 65-95<br>Не нормируется | |
| 2 | Используемый деэмульгатор OFC-D , ДИН 9Е<br>Альтернативные-РеапонL ML 4312, ЭфрилД1 | ТУ 2458-001-57218799-2007 С изм.№1-4 | Внешний вид<br>Массовая доля нелетучих компонентов, %<br>Кинематическая вязкость при температуре +20 °С, | Однородная жидкость от бесцветного до коричневого цвета.<br>48±4,8<br>60 | Используемый деэмульгатор OFC-D , ДИН 9Е<br>Альтернативные-Реапон LML |

| № | Наименование сырья, материалов, реагентов изготовляемой продукции | Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта компании | Показатели качества, обязательные для проверки | Норма по ГОСТ, ост, стп, ту (заполняется при необходимости) | Область применения изготовляемой продукции |
|---|---|---|---|---|---|
| | 2, SeparolDR 21,) | | сСт, не выше<br><br>Кинематическая вязкость при температуре -40 °С, сСт, не выше<br><br>Температура застывания, С, не выше<br><br>Плотность при 20 °С, г/см3 , в пределах<br>Коррозионная агрессивность,г/(м2*час), не более | <br><br>500<br><br>минус 50<br><br>0,9±0,045<br><br>0,089 | 4312,<br>Эфрил Д12, Separol DR 21 |

Содержание воды определяется по ГОСТ 2477-2014, хлористых солей по ГОСТ 21534-76, механических примесей по ГОСТ 6370-83, давление насыщенных паров по ГОСТ 1756-2000.

### ТР4.1.2. Физико-химическая характеристика попутного газа

Таблица 3.2

**Характеристика попутного газа**

| КОМПОНЕНТЫ | МЕСТО ОТБОРА ПРОБ |
|---|---|
| | ДНС-7 НА ФАКЕЛ |
| Содержание, % объемные | |
| Углекислый газ | Менее 0,10 |
| Азот | 70,73 |
| Метан | 8,02 |
| Этан | 6,62 |
| Пропан | 9,09 |
| i- Бутан | 1,62 |
| n- Бутан | 2,5 |
| i- Пентан | 0,71 |
| n- Пентан | 0,43 |
| Σ Гексаны | 0,22 |
| Сероводород | 0,06<br>(0,84 г/м3) |
| Плотность абсолютная, кг/м$^3$ | 1,277 |
| Теплота сгорания Ккал/м$^3$ (МДж/м$^3$) | 5063,8 (21,2) |

Примечание:

Расчет производится на основании ГОСТ 30319.1-96 «Газ природный. Методы расчета физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки».

Свойства сырья, реагентов, готовой продукции и отходов производства по взрывопожароопасности и токсичности приводятся в разделе «Безопасная эксплуатация производства».

### ТР4.1.3. Физико-химическая характеристика применяемых реагентов

Для подготовки нефти для транспорта применяются деэмульгаторы и реагенты для снижения скорости коррозии

трубопроводов и оборудования ДНС. Физико-химические характеристики указаны в сопроводительных документах на реагенты. Деэмульгатор по степени воздействия на организм относится к 3-му классу опасности (ГОСТ 12.1.007).

## ТР5. Описание технологического процесса и технологической схемы комплекса

### ТР5.1. Сепарация газа и сброс подтоварной воды

Газоводонефтяная эмульсия (ГВНЭ) с фонда скважин бригады по добыче нефти поступает на АГЗУ типа «Спутник», затем по нефтесборным трубопроводам на ДНС-3.

На ДНС предусмотрена дополнительная обработка газоводонефтяной эмульсии реагентом деэмульгатором.

**Вариант - 1**

Жидкость по трубопроводу через задвижку № 1 поступает в ОГ-200, где происходит сепарация газа и отделение воды от нефти. Выделившийся газ через задвижку №№ 4; 3 регулирующий клапан № 91, задвижку № 2 автоматически сбрасывается в газопровод, ведущий на свечу сжигания. Уровень в ОГ-200 поддерживается с помощью регулирующего клапана № 91. Когда уровень в ОГ-200 достигнет значения 190 см, регулирующий клапан № 91 открывается, и газ по газопроводу направляется на свечу сжигания, при повышении уровня до 250 см, клапан № 91 закрывается.

Предварительно обезвоженная нефть из ОГ-200 по трубопроводу через задвижки № 5 и № 26 направляется в буферную емкость ОГ-50н, где происходит дополнительная сепарация газа. Выделившийся газ через задвижки №№ 27; 99, регулирующий клапан № 122 и задвижку № 100 сбрасывается в газопровод, ведущий на свечу сжигания. Уровень в ОГ-50н поддерживается с помощью задвижки № 27 вручную. Уровень в емкости контролируется прибором У-1500, с цифровым вы-

водом показаний уровня на дисплей вторичного прибора в помещении операторной.

**Вариант - 2**

Жидкость по трубопроводу через задвижку № 31 поступает в ОГ-200, где происходит сепарация газа и отделение воды от нефти. Выделившийся газ через задвижки №№ 4; 3 регулирующий клапан № 9, задвижку № 2 автоматически сбрасывается в газопровод, ведущий на свечу сжигания. Уровень в ОГ-200 поддерживается с помощью регулирующего клапана № 91. Когда уровень в ОГ-200 достигнет значения 190 см, регулирующий клапан № 91 открывается, и газ по газопроводу направляется на свечу сжигания, при повышении уровня до 250 см, клапан № 91 закрывается.

Частично обезвоженная нефть из ОГ-200 по трубопроводу через задвижку № 43 поступает к насосным агрегатам для дальнейшей транспортировки.

Данная схема сепарации предусмотрена на время профилактических работ на ОГ-50н.

**ТР5.2. Процесс осушки и утилизации газа**

Газ, отделившийся в ОГ-200, ОГ-50н, ОГ-50в и ОГ-25 по трубопроводам переходит в подземный конденсатосборник КС, где проходит осушку. Подготовленный газ из конденсатосборника поступает по трубопроводу на факельное хозяйство, через СИКГ, где происходит утилизация путем сжигания. Уловленный конденсат из емкости откачивается агрегатом ЦА-320.

### ТР5.3. Предварительный сброс и подготовка воды на ДНС-3

#### ТР5.3.1. Процесс подготовки воды в ОГВ-Г-25-1 и ОГ-50в

Отделившаяся вода в ОГ-200 автоматически сбрасывается на ступень подготовки воды в ОГВ-Г-25 для очистки от нефтепродуктов и механических примесей. Отделившаяся подтоварная вода в ОГ-200 по трубопроводу через задвижку № 8, регулирующий клапан № 90, задвижку № 6 автоматически сбрасывается в буферную емкость ОГВ-Г-25. При прохождении воды через гидрофобный слой происходит улавливание нефтепродуктов и механических примесей в нем. Гидрофобный слой в буферной емкости должен поддерживаться в пределах 40-60 см. Уровень в буферной емкости ОГВ-Г-25 контролируется прибором У-1500, показания выведены на дисплей вторичного прибора установленного в помещении операторной.

По мере ухудшения анализов воды на выходе из буферной емкости ОГВ-Г-25, необходимо произвести смену гидрофобного фильтрующего слоя и удаление грязного слоя (ловушечной нефти). Для этого необходимо выполнить действия по остановке и опустошению аппарата согласно пункту 6.2. Закачать в емкость нефть при помощи ЦА-320 и запустить ОГВ-Г-25 в работу.

#### ТР5.3.2. Процесс подготовки воды в РВС-400

Очистка в РВС-400 основана на гравитационном разделении твердых частиц механических примесей, капель нефти и воды.

Отделившаяся вода в ОГ-200 по трубопроводу через задвижку № 8, регулирующий клапан № 90, задвижки №№ 6;

9; 94а; 10 поступает в резервуар на уровень 4,12 м. В течение 3-4 часов происходит очистка воды в резервуаре: осаждение твердых частиц механических примесей, всплытие капель нефти. Очищенная вода отбирается с помощью заборного устройства с высоты 1,6 м и по трубопроводу через задвижки №№ 36; 102 направляется на КНС. Уровни раздела фаз «газ-жидкость», «нефть-вода» в РВС-400 контролируются прибором Альбатрос. Показания прибора выводятся на дисплей вторичного прибора в помещении операторной. Поддерживание необходимого уровня в резервуаре осуществляется вручную, путем частичного открытия или закрытия задвижек №№ 7; 9 на ОГ-200, т. е. отбором жидкости на внешнюю откачку.

**ТР5.4. Процесс отбора нефти из РВС-400**

Отбор отделившейся нефти после очистки воды производится по мере накопления.

Рекомендуется отбор нефти с РВС-400, производить без остановки шурфов на КНС.

**Первая схема отбора нефти с РВС-400**

Общий уровень в РВС-400 должен быть выше отборного патрубка 6,9 м на толщину слоя водонефтяной эмульсии.

Очистку воды перевести на основной вариант (п. 3.3.1), шурфы на КНС должны работать с буферной емкости для воды ОГ-50в, уровень должен поддерживаться в пределах 200-220 см.

Перед отбором нефти из РВС-400, необходимо иметь запас свободной емкости, т. е. уровень в буферной емкости ОГ-200 должен быть минимальным, откачать жидкость насосными агрегатами до уровня фаз «газ-нефть» 190 см, давление в емкости снизить до 0,6 кгс/см$^2$ через задвижку № 30.

1. Закрыть задвижки №№ 36; 94а на трубопроводе отбора сточной воды с РВС-400 и задвижку № 9 на трубопроводе подачи воды из ОГ-200 в РВС-400.

2. Открыть задвижки на трубопроводе №№ 41; 40; 29. Нефть с РВС-400 самотеком будет поступать на прием насосов.

3. После отбора нефти с РВС-400, технологическую схему работы установки необходимо привести в соответствии с выбранной схемой работы. Для этого необходимо закрыть задвижки №№ 41; 40; 29; 30.

### ТР5.5. Перекачка частично обезвоженной продукции

#### ТР5.5.1. Откачка обезвоженной продукции с ОГ-200

Откачка жидкости с ОГ-200 производится по следующей схеме: по трубопроводу через задвижку № 43, продукция попадает на приемный коллектор насосов внешней откачки ЦНС№ 1; 2. Через фильтр грубой очистки № 80 и приемные задвижки насосов №№ 34; 35 предварительно обезвоженная нефть поступает в один из работающих насосов. Далее жидкость через выкидные патрубки и установленные на них обратные клапана №№ 75; 76 и задвижки №№ 54; 55; 108; 111, задвижки с электроприводом №№ 112; 113, задвижки №№ 109, 110 направляется в систему измерения количества нефти сырой (СИКНС). На СИКНС жидкость проходит через задвижки № 58; 59, расходомеры НОРД-65, задвижки №№ 56; 57 и 37. Запуск и остановка насосов ЦНС№№ 1; 2 осуществляется в ручном и автоматическом режимах. В соответствии с технологией автоматическая работа насосов ЦНС №№ 1; 2 задана в режиме поддержания уровня в ОГ-200.

Данная схема откачки жидкости предусмотрена на время профилактических работ на ОГ-50н.

**ТР5.5.2. Узлы учета**

Дожимная насосная станция имеет в составе следующие узлы учета:

- Оперативный узел учета нефти (СИКНС);
- Оперативный узел учета свободного нефтяного газа на факельную линию (СИКГ).

Узел учета нефти состоит:

- Турбинный преобразователь расхода НОРД – 65 – 6,3 (предел измерения 5-90 м3/час); 2 шт.
- Магнитоиндукционный датчик НОРД-И2У; 2 шт.
- Технический манометр МП-4; 2 шт.
- Блок электронный НОРД Э3М-установлен на щите автоматики операторной ДНС-7; 2 шт.
- Автоматический пробоотборник «Стандарт АЛ-50», с пробозаборным устройством (зондом) Ду-100.

Измеряемая среда водонефтяная эмульсия со следующими параметрами:

- Температура: +5 °С…+50 $^{o}$С;
- Кинематическая вязкость: 1-20х10$^{-}$6 м2/с;
- Содержание свободного газа не допускается;
- Предел измерения УУН (СИКНС) составляет 5-90 м3/час (максимальный при работе по одной измерительной линии);
- Предел относительной погрешности счетчика «Норд-65» в диапазоне расходов от 20 до 100 % составляет ± 1,0

Состав СИКГ

СИКГ выполнена в виде отдельного законченного блока:

- Пункт учета расхода газа ПУГ-Ш;
- Датчика расхода газа DYMETIC-1223-К (диапазон расхода 400-900 м3/час);
- Датчика давления МИДА – ДА;
- Датчика температуры ТМТ-6-3;
- Теплоэнергоконтроллер ИМ2300ЩМ, установленный на щите автоматики в операторной ДНС-3.
- Предел допустимой относительной погрешности счетчика вычисления объема газа, приведенного к условиям по ГОСТ 2939 не более 5 %.

**ТР6. Нормы технологического режима**

Таблица 3.3

**Нормы технологического режима**

| № п/п | Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима | Номер позиции прибора на схеме | Единица измерения | Допускаемые пределы технологических параметров | Требуемый класс точности измерительных приборов | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | Блок сепарации продукции скважин<br>*ступень сепарации, ОГ-200*<br>- давление<br>- общий уровень<br>*ступень сепарации, ОГ-50н*<br>- давление<br>- общий уровень | <br><br>PIRA (3)<br>LICA (5)<br><br>PIRA (3)<br>LICA (4) | <br><br>МПа<br>см<br><br>МПа<br>см | <br><br>не более 0,63<br>170-200<br><br>не более 0,63<br>50-230 | <br><br>1,5<br>±10мм<br><br>1,5<br>±10мм | |

| № п/п | Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима | Номер позиции прибора на схеме | Единица измерения | Допускаемые пределы техно-логических параметров | Требуемый класс точности измерительных приборов | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 2 | Блок предварительного сброса и подготовки воды<br>*Сброс и подготовка воды, ОГ-200*<br>- давление<br>- уровень раздела фаз «нефть-вода»<br>*Подготовка воды в ОГВ-Г-25-1,0-2*<br>- давление<br>- общий уровень<br>- уровень раздела фаз «нефть-вода»<br>*сбор воды в ОГ-50в*<br>- давление<br>- уровень раздела фаз «газ-вода» | <br><br>PIRA (3)<br>LICA (5)<br><br>PIRA (2)<br>LICA (3)<br>LICA (3)<br><br>PIRA (1)<br>LICA (2) | <br><br>МПа<br>см<br><br>МПа<br>см<br>см<br><br>МПа<br>см | <br><br>не более 0,63<br>100-140<br><br>не более 0,63<br>170-190<br>120-160<br><br>не более 0,63<br>200-220 | <br><br>1,5<br>±10мм<br><br>1,5<br>±10мм<br>±10мм<br><br>1,5<br>±10мм | |

| № п/п | Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима | Номер позиции прибора на схеме | Единица измерения | Допускаемые пределы технологических параметров | Требуемый класс точности измерительных приборов | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 3 | Блок насосный<br>*Перекачка жидкости на УППН*<br>Насосный агрегат *ЦНС-38х220 № 1,эл. двигатель:* ВАО-82-2<br>- давление на входном патрубке;<br>- давление на выходном патрубке;<br>- температура подшипников насоса<br>- температура подшипников эл. двигателя<br>- ток номинальный эл. двигателя<br>- ток рабочий эл. двигателя<br>- число оборотов эл. | PIRA (4; 5) | <br><br><br><br><br>МПа<br>МПа<br>$^0$C<br>$^0$C<br>A<br>A<br>об/мин<br>кВт<br>кV<br><br><br>МПа<br>МПа<br>$^0$C | <br><br><br><br><br>не менее 0,05<br>не более 2,8<br>не более 80<br>не более 70<br>108,2<br>90<br>1500<br>55<br>0,4<br><br><br>не менее 0,05<br>не более 2,8<br>не более 80 | 1,5<br>$\pm 2^0$ | |

| № п/п | Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима | Номер позиции прибора на схеме | Единица измерения | Допускаемые пределы технологических параметров | Требуемый класс точности измерительных приборов | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| | двигателя<br>- номинальная мощность эл. дв.<br>- напряжение<br>Насосный агрегат *ЦНС-60х264№ 2, эл. двигатель:* ВАО 280 S2 У2<br>- давление на входном патрубке;<br>- давление на выходном патрубке;<br>- температура подшипников насоса<br>- температура подшипников эл. двигателя<br>-ток номинальный эл. двигателя<br>-ток рабочий эл. двигателя | | $^0$C<br>А<br>А<br>об/мин<br>кВт<br>кV | не более 70<br>187,4<br>140<br>1500<br>110<br>0,4 | | |

| № п/п | Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима | Номер позиции прибора на схеме | Единица измерения | Допускаемые пределы техно-логических параметров | Требуемый класс точности измерительных приборов | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| | -число оборотов эл. двигателя<br>- номинальная мощность эл. дв.<br>- напряжение | | | | | |
| 4 | СИКНС<br>Учет перекачиваемой жидкости:<br>- давление СИКНС<br>- расход по СИКНС<br>ТПР Норд-65 (2 шт.) | <br><br>PIRA (4; 5)<br>FIQ (1;2) | <br><br>МПа<br>м³/час | <br><br>1,0-2,2<br>9-90 | <br><br>1,5<br>±1.0 % | |

**ТР7. Контроль технологического процесса**

Соблюдение технологических параметров процесса уменьшает риск аварийных и нештатных ситуаций, оказывающих отрицательное воздействие на окружающую среду.

На ДНС установлены устройства контроля и управления, состоящие из измерительных приборов, щитов автоматизации с вторичными регистрирующими приборами и аппаратами управления.

Первичные приборы установлены на технологическом оборудовании, все вторичные приборы установлены на щите автоматики расположенном в операторной ДНС. Связь первичных и вторичных приборов осуществляется по кабельным линиям. Прокладка линий осуществлена по территории площадки ДНС в трубной разводке и по кабельным эстакадам. При срабатывании аварийных параметров на ДНС (уровень, давление) в операторной срабатывает аварийная сигнализация, звуковая и световая.

При выяснении причин аварии и устранении их сброс аварийной сигнализации осуществляется кнопкой «СЪЕМ АВАРИИ» оператором вручную.

Все параметры контрольно-измерительных приборов, расход жидкости, уровни в отстойниках, температура, давление оператором фиксируются в оперативном вахтовом журнал.

Таблица 3.4

**Аналитический контроль технологического процесса**

| № | Наименование стадий процесса, анализируемый продукт | Место отбора пробы (место установки средств измерений) | Контролируемые показатели | Методы контроля (методика анализа, гост, отраслевой стандарт) | Норма | Частота контроля |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Водонефтяная эмульсия | СИКНС – автоматический пробоотборник | Содержание воды в нефти % | ГОСТ 2477-65 | | 1 раз в сутки |
| | | | Плотность нефти и воды *кг/м³* | ГОСТ 3900- 85 | | 1 раз в месяц |
| | | | Мех.примеси *мг/дм³* | ГОСТ 6370- 83 | | 1 раз в месяц |
| 2 | ПТВ на КНС | Пробоотборник на входе КНС | Содержание: Нефте продукты*мг/дм³*. КВЧ, *мг/дм³*. | ОСТ 39-133-81 РД 33-5.3.18-96 | 50 мг/дм$^3$ | 1 раз в сутки |

Таблица 3.5

**Перечень блокировок и сигнализации**

| № | Наименование параметра | Наименование оборудования | Критический параметр | Величина устанавливаемого предела | | Блокировка | | Сигнализация | | Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | MIN | MAX | MIN | MAX | MIN | MAX | |
| 1 | Общий уровень | ОГ-200 | см | 190 | 250 | - | - | - | 275 | Световая и звуковая сигнализация |
| 2 | Уровень «нефть-вода» | ОГ-200 | см | 100 | 140 | - | - | - | - | |
| 3 | Давление | ОГ-200 | МПа | 0,15 | 0,22 | - | - | - | - | |
| 4 | Общий уровень | ОГВ-Г-25 | см | 170 | 190 | - | - | - | 210 | Световая и звуковая сигнализация |

| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 5 | Уровень «нефть-вода» | ОГВ-Г-25 | см | 120 | 140 | - | - | - | 60 | Световая и звуковая сигнализа-ция |
| 6 | Давление | ОГВ-Г-25 | МПа | 0,15 | 0,2 | - | - | - | - | |
| 7 | Общий уровень | ОГ-50в | см | 200 | 220 | - | - | - | 230 | Световая и звуковая сигнализа-ция |
| 8 | Давление | ОГ-50в | МПа | 0,08 | 0,15 | - | - | - | - | |
| 9 | Общий уровень | ОГ-50н | см | 210 | 230 | - | - | - | 250 | Световая и звуковая сигнализа-ция |
| 10 | Давление | ОГ-50н | МПа | 0,08 | 0,15 | - | - | - | - | |
| 11 | Общий уровень | РВС- 400 | см | - | 700 | - | - | - | 700 | Световая и звуковая сигнализа-ция |
| 12 | Уровень «нефть-вода» | РВС- 400 | см | - | 600 | - | - | - | - | |

| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 13 | Общий уровень | ДЕ -40 | см | 75 | 220 | - | - | - | 250 | Световая и звуковая сигнализация |
| 14 | Общий уровень | КС-16 | см | 20 | 160 | - | - | - | 220 | Световая и звуковая сигнализация |
| 15 | Общий уровень | КЕ-16 | см | 20 | 160 | - | - | - | 220 | Световая и звуковая сигнализация |
| 16 | Давление | Насос ЦНС – №№ 1; 2 | МПа | 0,05 | 1,8 | 0,05 | - | - | - | |
| 17 | Температура подшипников | Насос ЦНС – №№ 1; 2 | $^0$C | - | 80 | 80 | - | - | 80 | Световая и звуковая сигнализация |
| 18 | Температура подшипников | Эл.двигатель НА .№ 1, 2 | $^0$C | - | 70 | - | - | - | - | |

**ТР8. Основные положения пуска и остановки технологического комплекса (производственного объекта) при нормальных условиях**

**ТР8.1. Пуск и остановка ДНС**

**ТР8.2.Первоначальный пуск установки**

Таблица 3.6

**Последовательность действий по запуску ДНС**

| № | Действие | Шаг действия |
|---|---|---|
| 1 | Подготовка к пуску ОГ-50в | Произвести внешний осмотр и убедиться в отсутствии видимых нарушений целостности и в исправности оборудования. |
| | | Включить и проверить выставленные параметры на средствах автоматического контроля работы ОГ-50в №№ 1; 2 |
| | | Убедиться в работоспособности предохранительного клапана № 71, путем подрыва за рычаг ППК. Открыть вентиль на манометр. |
| | | Проверить закрытие задвижек №№ 44; 20; 49 и вентиля пробоотборника № 77. |
| | | Открыть задвижки №№ 11; 13; 12; 99; 100. |
| | | Проверить работоспособность электромеханического клапана № 122, путем нажатия кнопок управления с пульта «открыть-закрыть». |
| 2 | Подготовка к пуску ОГВ-Г-25 | Произвести внешний осмотр и убедиться в отсутствии видимых нарушений целостности и в исправности оборудования. |

| № | Действие | Шаг действия |
|---|---|---|
| | | Включить и проверить выставленные параметры на средствах автоматического контроля работы ОГВ-Г-25 №№ 1; 2; 3. |
| | | Убедиться в работоспособности предохранительного клапана № 72, путем подрыва за рычаг ППК. Открыть вентиль на манометр. |
| | | Проверить закрытие задвижек №№ 16; 17; 18; 19, вентиля пробоотборника №№ 65; 68. |
| | | Открыть задвижки №№ 22; 24 и приоткрыть задвижку № 23 (задвижку № 23 закрыть после ввода аппарата в режим). |
| | | Открыть задвижки №№ 14; 15; 21. |
| | | Проверить работоспособность электромеханических клапанов №№ 88; 89, путем нажатия кнопок управления с пульта «открыть-закрыть». |
| | | Закачать в ОГВ-Г-25 требуемый объем гидрофобного фильтрующего слоя при помощи агрегата ЦА-320 через задвижку № 66. |
| | | Открыть задвижку № 25. |
| 3 | Подготовка к пуску РВС-400 | Произвести внешний осмотр и убедиться в отсутствии видимых нарушений целостности и в исправности оборудования. |
| | | Проверить наличие и исправность средств пожаротушения, включить в работу контрольно-измерительные приборы. |
| | | Убедиться в работоспособности предохранительного и дыхательного клапана. |

| № | Действие | Шаг действия |
|---|---|---|
| | | Проверить закрытие задвижек №№ 39; 41; 42; 40; 94; 95; 96; 11. |
| | | Открыть задвижки 36; 10; 94а; 9. |
| 4 | Подготовка к пуску ОГ-50н | Произвести внешний осмотр и убедиться в отсутствии видимых нарушений целостности и в исправности оборудования. |
| | | Включить и проверить выставленные параметры на средствах автоматического контроля работы ОГ-50н №№ 3; 4. |
| | | Убедиться в работоспособности предохранительного клапана № 73, путем подрыва за рычаг ППК. Открыть вентиль на манометр. |
| | | Проверить закрытие задвижек №№ 45; 29 и вентиля пробоотборника № 70. |
| | | Открыть задвижки №№ 27; 28; 26. |
| 5 | Подготовка к пуску ОГ-200 | Произвести внешний осмотр и убедиться в отсутствии видимых нарушений целостности и в исправности оборудования. |
| | | Включить и проверить выставленные параметры на средствах автоматического контроля работы ОГ-200 №№ 3; 4; 5. |
| | | Убедиться в работоспособности предохранительного клапана № 74, путем подрыва за рычаг ППК. Открыть вентиль на манометр. |
| | | Проверить закрытие задвижек №№ 32; 38; 79; 92; 1; 47; 101; 7; 98; 43; 93 и вентиля пробоотборника № 97. |
| | | Открыть задвижки №№ 6; 8; 5; 4; 3; 2; приоткрыть задвижку № 30. |

| № | Действие | Шаг действия |
|---|---|---|
| | | Отрыть задвижку № 31. |
| | | После выхода на режим ОГ-200 задвижку № 30 закрыть. |
| 6 | Пуск насосных агрегатов ЦНС №№ 1; 2 | Произвести внешний осмотр и убедиться в отсутствии видимых нарушений целостности и в исправности оборудования. |
| | | Проверить состояние сальниковой набивки, смазки подшипников, вращение валов, защитного кожуха, заземления насосных агрегатов и электродвигателей. Проверить разбег вала ротора. |
| | | Проверить закрытие задвижек №№ 51; 60; 61; 62; 53; 78; 83; 112; 113. |
| | | Открыть задвижку № 37. |
| | | Открыть задвижки №№ 56; 57; 58; 59 на узле учета жидкости. |
| | | Открыть задвижки №№ 110; 111; 54; 34 при подготовке к запуску насосного агрегата № 2. |
| | | Открыть задвижки №№ 109; 108; 55; 35 при подготовке к запуску насосного агрегата № 1. |
| | | Запустить насосный агрегат и при наборе давления на выходном патрубке, медленно открыть задвижки № 112, при запуске насосного агрегата № 1 или задвижку № 113, при запуске насосного агрегата № 2. |
| | | Следить за параметрами установленных приборов, выводить на нормы технологического режима. |

## ТР.8.3. Остановка установки в нормальных условиях

Таблица 3.7

**Остановка установки в нормальных условиях**

| № | Действие | Шаг действия |
|---|---|---|
| 1. | Остановка ОГ-200 | Перевести режим работы ДНС по Варианту 3 согласно п. 3.1. |
| | | Проверить закрытие задвижек №№ 60; 51; 61; 62. |
| | | Открыть задвижки №№ 37; 56; 57; 58; 59; 32. |
| | | Закрыть задвижку № 31. |
| | | Жидкость из ОГ-200 откачать насосными агрегатами №№ 1; 2 до минимального уровня. |
| | | Закрыть задвижки №№ 7; 8; 6; 5; 4; 43. |
| 2. | Остановка РВС-400 | Закрыть задвижки №№ 9;10 . Подачу воды с РВС-400 на шурфы КНС продолжать до минимального уровня, после чего шурфы на КНС остановить. |
| | | Закрыть задвижки №№ 36; 96; 102; 40; 41; 42; 39. |
| | | При необходимости полного опорожнения РВС-400, остаточную жидкость сливать в дренажную емкость ДЕ через задвижки №№ 41; 39. |
| 3. | Остановка ОГ-50н | Перевести режим работы ДНС по Варианту 2 согласно п. 3.1. |
| | | Закрыть задвижку № 26. |
| | | Откачать нефть в ОГ-50н до минимального уровня насосными агрегатами №№ 1; 2. |
| | | Закрыть задвижки №№ 28; 27; 45. |
| | | При необходимости остаточную |

| № | Действие | Шаг действия |
|---|---|---|
| | | нефть из емкости слить в дренажную емкость через задвижку № 45. |
| 4. | Остановка ОГ-50в | Подачу воды с ОГ-50в на шурфы КНС продолжать до минимального уровня, после чего остановить шурфы на КНС. |
| | | Закрыть задвижки №№ 20; 11; 13; 12; 44. |
| | | При необходимости остаточную жидкость сливать в дренажную емкость через задвижку № 44. |
| 5. | Остановка ОГВ-Г-25 | Закрыть задвижку № 25. |
| | | После прекращения перехода воды в ОГ-50в закрыть задвижки №№ 14; 15; 16; 21; 17; 18; 19; 22; 23. |
| | | При необходимости остаточную жидкость сливать в дренажную емкость через задвижки №№ 17; 19. |
| 6. | Остановка насосных агрегатов ЦНС - №№ 1, 2 | Остановить насос ЦНС №№ 1; 2 . Закрыть задвижки с электроприводом №№ 112; 113, задвижки №№ 110; 111; 109; 108; 54; 55 на линии выхода жидкости. |
| | | Закрыть задвижки №№ 34; 35 на приемном патрубке насосов. |

Технологические объекты ДНС необходимо остановить в следующих случаях:

- прекращение поступление жидкости на ДНС-7;
- разгерметизация аппаратов и обвязочных трубопроводов;
- отсутствия электрического питания приборов контроля и автоматики;

- при взрывах, пожарах на технологической установке и вспомогательных помещениях, резервуарном парке.

При остановке в зимнее время необходимо обеспечить сохранность оборудования и коммуникаций, от возможного замерзания продукции и последующей разгерметизации оборудования при низких температурах.

**ТР9. Безопасная эксплуатация производства**

Основой производства является технологический процесс, представляющий собой совокупность производственных операций, позволяющих полностью выполнить производственное задание и безопасный режим работы ДНС.

Технологический процесс на ДНС-7 осуществляется под давлением газонасыщенной водонефтяной эмульсии, поэтому опасными участками считаются все технологические сосуды, технологические трубопроводы, участвующие в процессе. К производственным опасностям относятся разгерметизация, протечки нефтепромыслового оборудования, утечки нефти и попутного газа через сальниковые уплотнения в оборудовании, отклонения от норм технологического режима.

Имеют место следующие виды опасности при ведении технологического процесса:

- Прекращение подачи энергоресурсов может привести к нарушению нормального режима работы установки, выходу параметров за критические значения и созданию аварийной ситуации.
- Коррозия и эрозия оборудования и трубопроводов может стать причиной разгерметизации оборудования.
- Физический износ, механические повреждения или температурная деформация оборудования и трубопроводов могут привести как к частичному, так и полному разрушению

конструкций и возникновению аварийной ситуации любого масштаба.

Точное соблюдение технологического регламента обеспечивает высокую производительность процесса, надежность технологического оборудования, делает безопасными и здоровыми условия труда обслуживающего персонала.

Обслуживающий персонал обязан строго придерживаться, и выполнять следующее:

- содержать территорию ДНС, все производственные помещения и механизмы в чистоте, каждую вахту в помещениях должен наводиться порядок;
- курение на территории ДНС и в производственных помещениях воспрещается. Курить разрешается только в специально отведенном месте с надписью «Место для курения»;
- все работы на ДНС следует проводить только в СИЗ, установленного образца. При себе должны иметь СИЗОД;
- запрещается стирка спецодежды и мытье рук легковоспламеняющимися нефтепродуктами, а так же сушка спецодежды на горячих трубопроводах и оборудовании;
- запрещается используемый обтирочный материал (тряпки, ветошь) разбрасывать на территории и в помещениях. Поэтому следует его собирать, и складировать в специальные стальные ящики с крышками. Ящики должны, устанавливаться в не пожароопасных местах;
- во время работы установки следить за герметичностью трубопроводов, фланцев, задвижек, сальников. Нарушение герметичности может привести к пропускам воды, масла, нефтепродуктов, хим. реагента. Это создает опасность возникновения пожара, отравления обслуживающего персонала. Если пропуск продукта может вызвать аварию или пожар, необходимо выключить неисправный агрегат, отсечь его от

схемы, опорожнить, сообщив об этом мастеру, руководству ЦППН- 4, диспетчеру РИТС;

- необходимо следить, чтобы проходы между оборудованием не загромождались, площадки, лестницы, перила должны быть исправны;
- в зимнее время лестницы, площадки, переходы, дороги должны очищаться от снега, льда, посыпаться песком;
- для прогрева замерзших и застывших трубопроводов и задвижек нельзя применять открытый огонь, отогревать их нужно только паром и горячей водой, предварительно отключив отогреваемый участок от работающей системы;
- противопожарный инвентарь следует содержать в исправности;
- персоналу не занятому в производстве работ, на территории ДНС находиться не разрешается;
- не разрешается допускать на территорию посторонних лиц, не имеющих соответствующего документа администрации ОАО «Удмуртнефть».

Особое требование для безопасного ведения технологического режима предъявляется к организационному обеспечению работы ДНС.

Обслуживающий персонал должен:

- пройти обучение в учебном центре по основной профессии и иметь свидетельство о присвоении квалификации, удостоверение о проверке знаний, проходить стажировку под руководством опытного наставника;
- пройти обучение по обслуживанию сосудов, работающих под давлением, и иметь допуск к обслуживанию сосудов, работающих под давлением;
- иметь допуск к замерам газовоздушной среды;

- знать технологический процесс работы оборудования обслуживаемого объекта;
- знать и уметь действовать согласно плану ликвидации аварий;
- знать вероятные источники опасности;
- знать, и выполнять требования инструкций по охране труда и постоянно применять их во время работы;
- быть обученным приемам оказания доврачебной помощи пострадавшим.

Весь обслуживающий персонал ДНС обязан проходить первичный, повторный, внеплановый и целевые инструктажи на рабочем месте, с записью в журнале регистрации инструктажей, в том числе по пожарной и электробезопасности. Ежегодно персонал должен проходить проверку знаний по основной и совмещаемым профессиям, согласно утвержденному графику.

На ДНС должен быть разработан план ликвидации аварий, и должны проводиться учебно-тренировочные занятия, согласно графику.

При изменении технологического режима или изменении оборудования установки с обслуживающим персоналом проводятся технические занятия и соответствующий инструктаж с оформлением документации.

Технологический процесс перекачки осуществляется под давлением газонасыщенной водонефтяной эмульсии, что определяет пожаро-взрывоопасность производства.

Обязательным условием безопасной работы является соблюдение графика планово- предупредительного ремонта (ППР) и осмотров оборудования, контроль за уровнем жидкости и давлением в емкостном оборудовании, своевременный контроль работы насосного оборудования.

**ТР9.1. Опасности для персонала**

Наиболее вероятными источниками опасности на ДНС считаются:

- возникновение пожара и взрыва при разгерметизации технологического оборудования или трубопроводов, а также при нарушении правил их безопасной эксплуатации и ремонте;
- отравление работников вследствие токсичности нефтепродуктов и их паров, особенно этилированных бензинов, химреагентов, сероводорода;
- травмирование работников вращающимися и движущимися частями насосов, компрессоров и других механизмов в случае отсутствия или неисправности кожухов, ограждения;
- поражение электрическим током в случае нарушения изоляции токоведущих частей электрооборудования, неисправности заземления, не применения средств индивидуальной защиты;
- повышенная или пониженная температура поверхности оборудования или воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень вибрации;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- возможность падения при обслуживании оборудования, расположенного на высоте;
- вращающиеся части насосных агрегатов;
- электромагнитное излучение при работе с ПЭВМ;
- кровососущие насекомые, дикие животные.

### ТР9.2. Техническое обеспечение безопасности

Для безопасного ведения технологического режима на ДНС-7 имеется надежная система контроля основных параметров работы объекта. На каждом аппарате установлен предохранительный клапан, который предохраняет сосуд и в целом технологические трубопроводы от возможных разрывов. Тарировка клапанов произведена согласно Правилам эксплуатации сосудов работающих под давлением так, допускается превышение давления в сосуде не более чем на 15 % от максимального рабочего для СРД от 0,3 до 0,6 МПа.

В целях охраны окружающей среды, снижения опасности и вредности производства при эксплуатации объектов предусмотрены следующие мероприятия:

- оборудование, арматура и трубопроводы соответствуют техническим требованиям, предъявляемым для обеспечения безопасной эксплуатации процессов;
- приборы и средства автоматизации, установленные на объектах, соответствуют технологическому оборудованию по степени взрывозащиты и взрывобезопасности;
- расстояния между сооружениями, агрегатами, аппаратами приняты в соответствии с требованиями действующих норм и правил;
- установка электрических средств и эл. оборудования соответствующего исполнения при эксплуатации во взрывоопасной зоне;
- защита от статического электричества и молниезащита обеспечивают безопасное обслуживание и ремонт оборудования, электроустановок, приборов и щитов;
- система автоматики, управляющая насосным оборудованием и обеспечивающая безаварийное протекание процесса;

- для предотвращения обратного вращения роторов ЦНС, а также для предотвращения обратного хода жидкости к насосам и возможных утечек через уплотнения, на напорных линиях установлены обратные клапана.

В операторной ДНС имеется запас СИЗ, СИЗОД, снаряжения и инструмента, согласно перечню аварийного запаса.

Высокое напряжение электросети требуют особого внимания к обеспечению безопасности.

В помещении операторной находятся огнетушители согласно правилам и нормам пожарной безопасности.

Таблица 3.8

**Взрывопожароопасные, токсичные свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов**

| № П/П | Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции отходов производства | Агрегатное состояние | Класс опасности по гост 12.1.007-76 | Температура Гост р 51330.19-99 | | | Концентрационный предел распространения пламени, объемная доля % | | Характеристика токсичности воздействия на организм человека | Пдк веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений гост 12.1.005-88 Мг/м3 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Вспышки $c^0$ | Воспламенения $c^0$ | Самововспламенения $c^0$ | Нижний | Верхний | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 1 | Метан $CH_4$ | газ | 4 | - | - | 537 | 4,4 | 17 | Вдыхание паров газа ведет к отравлению организма. Газ оказывает вредное действие на кожу и слизистые | 300 |
| 2 | Этан$C_2H_6$ | газ | 4 | - | - | 515 | 2,5 | 15,5 | | 300 |
| 3 | Пропан $C_3H_8$ | пары, газ | 4 | -104 | - | 470 | 1,7 | 10,9 | | 300 |
| 4 | Бутан $C_4H_{10}$ | пары, газ | 4 | -60 | - | 372 | 1,4 | 9,3 | | 300 |
| 5 | Пентан $C_5H_{12}$ | пары, газ | 4 | -40 | - | 258 | 1,4 | 7,8 | | 300 |
| 6 | Гексан $C_6H_{14}$ | пары, газ | 4 | -21 | - | 233 | 1,0 | 8,4 | | 300 |

| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | оболочки человека | |
| 7 | Нефть сырая | пары | 3 | < -20 | - | 223-375 | 1,2 | 8,0 | Вдыхание паров нефти ведет к отравлению организма. Нефть оказывает вредное действие на кожу и слизистые оболочки человека | 300 |
| 8 | Сероводород в смеси с углеродами $C_1$-$C_5$ | газ | 3 | - | - | - | 4,3 | 45,5 | Сильный нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания. Действует раздражающе на | 3 в смеси с углеводородами |

| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | слизистые оболочки глаз, дыхательных путей. | |
| 9 | Ингибитор коррозии | Жидкость, пары | 3 | 30 | - | - | - | - | Воздействие на ЦНС, поражение внутренних органов, дерматит | 15,5 |

На ДНС присутствуют следующие взрывопожароопасные и токсичные вещества:

Нефть легко испаряется, вдыхание ее паров ведет к отравлению организма человека, нефть оказывает вредное действие на кожу и слизистые оболочки человека. Нужно иметь в виду, что пары нефти тяжелее воздуха, обладают большей, чем жидкости, текучестью, вследствие чего они растекаются по земле далеко от места, где они образовались, заполняют низины, ямы, канавы, трещины. Если на пути паров встречается источник огня, может произойти взрыв, который передается по всему пути движения газов, и вызывает пожар в нескольких местах.

Большую опасность представляют течи через неплотно закрытые вентили, установленные на нефтепроводах, пропуски сальников задвижек и т. п. Это относится особенно к площадкам технологических блоков, где контроль над трубопроводами и запорной арматурой осуществляется слабее, чем в производственных помещениях, особенно в зимнее время.

Нефть хорошо горит на воздухе. Основной метод тушения нефти – огнетушитель пенный, порошковый, углекислотный, песок, кошма.

Взрывоопасность попутного газа характеризуется количественным соотношением входящих в их состав газов и имеет предел взрываемости от 3 до 16 % объемных долей.

Газ имеет четыре вида опасностей:

1. Опасность взрыва.
2. Опасность пожара.
3. Опасность отравления.
4. Опасность недостатка кислорода в воздухе из-за вытеснения объема воздуха газом.

В составе попутного газа имеется сероводород.

Сероводород – опасный ядовитый газ. Он не имеет цвета, с запахом испорченных яиц. Тяжелее воздуха. Плотность сероводорода 1,54 кг/м$^3$, скапливается в низких непроветриваемых местах. Хорошо растворяется в воде. Сероводород – сильный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания. Действует раздражающе на слизистые оболочки глаз, дыхательных путей. Большие концентрации сероводорода человек не ощущает, т. к. происходит мгновенное поражение слизистой оболочки носа. ПДК сероводорода в смеси с углеводородами (С1–С5) 3 мг/м$^3$. ПДК сероводорода в воздухе населенных мест – 0,008 мг/м$^3$. Взрывопожароопасен. Пределы взрываемости от 4,3 до 45,5 % (по объему).

Контроль токсичных веществ в воздухе рабочей зоны осуществляется периодически на территории переносными и индивидуальными газоанализаторами марки: ГИАМ; DraggerX-Am 2000;2500;2700.

Фильтрующие противогазы допускается применять, если содержание кислорода в воздухе не ниже 16 % объемных, а фильтры противогазов гарантируют поглощение паров и газов, концентрация которых не превышает 0,5 % объемных. Разрешается работать в фильтрующих противогазах с коробкой марки А2В2Е2, ДОТ-460, а в остальных случаях работать можно только в изолирующих противогазах.

Реагенты (деэмульгаторы и ингибиторы). Различные реагенты, применяемые на ДНС, представляют собой, как правило, 60-65 % раствор активного вещества в органическом растворителе. Само активное вещество представляет собой высокомолекулярное соединение, не имеющее ярко выраженных токсических свойств и не пожароопасное. Пожароопас-

ные и токсические свойства реагентов определяются применяемым растворителем. В качестве растворителя обычно применяются метиловый спирт, толуол, ксилолы или их смеси. Все эти вещества имеют низкую температуру вспышки.

Метиловый спирт – 284,1 К (11,1 ºС)

Толуол – 277,4 К (4,4 ºС)

Ксилол – 300,3 К (27,3 ºС)

Легко испаряются и являются сильными ядами. Попадание метанола (метилового спирта) в организм в количестве 6-10 гр. вызывает тяжелое отравление, а при дозе 30-70гр. наступает смерть. Отравление этими растворителями возможно также при вдыхании паров и, проникновении через кожу, т. к. они быстро всасываются и хорошо растворяются в крови. При работе с реагентами следует избегать попадания их на кожу рук и в глаза. Работа должна производиться в перчатках и рукавицах, а глаза должны быть защищены очками. В случае попадания реагента на кожу рук и лица, пораженное место должно быть промыто большим количеством воды. При попадании реагента в глаза, их следует промыть водой, после чего необходимо обратиться к врачу. Предельно допустимая концентрация паров метанола в воздухе – 0,05 мг/л.

Углеводородные пары и газы в смеси с атмосферным воздухом способны образовать взрывоопасную смесь, которая при поднесении огня или искры может взорваться. Наименьшая концентрация паров нефти и нефтепродуктов в воздухе, при которой уже возможен взрыв, называется нижним концентрационным пределом взрываемости, а наибольшая концентрация паров в воздухе, при которой еще возможен взрыв, называется верхним концентрационным пределом взрываемости.

Промежуток между наименьшим и наибольшим содержанием горючего в воздухе, в котором от открытого огня происходит взрыв, называется зоной (диапазоном) взрываемости.

Таблица 3.9

**Классификация взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей**

| № | Наименование производств (отд. Помещений и сооружений). | Класс взрывоопасной зоны | Краткая характер. среды в помещ., лишен. аппарата | Примечание |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | Емкости, нефтезамерные пункты, пункты управления задвижек, пункты регулирования давлений и расходов нефти, факельная установка | Зона 2 | Нефть, газ | |
| | а) в колодцах | Зона 0 | Нефть | |
| | б) на открытых площадках. | Зона 2 | Нефть | |

Освещение установки производится герметичными светильниками и прожекторами.

- Площадка сырьевых насосов;

Все насосы и электродвигатели заземлены.

Запуск центробежных насосов следует проводить при:

- Закрытой выходной задвижке;
- Наличии избыточного давления на приеме насоса;
- Исправных манометров на приеме и выходе насоса;

- Отсутствии воздуха в насосе (перед запуском необходимо стравить воздух с ЦНС);
- Исправных защитных кожухов на вращающихся деталях насоса и электродвигателя;
- Отсутствии протечек через сальниковые уплотнения запорной арматуры;
- Исправном заземлении эл.двигателя и насосного агрегата;
- Свободном вращении вала насоса.

**ТР9.3. Основные причины, которые могут привести к аварии**

Основными причинами, которые могут привести к авариям, являются:

- Несвоевременная ревизия и ремонт трубопроводов, аппаратов, насосов, запорной арматуры, поверка, тарировка – предохранительных и контрольных устройств.
- Некачественная подготовка аппаратов, трубопроводов и другого оборудования к ремонту.
- Производство огневых работ на территории установки при несоблюдении противопожарных требований и безопасных условий проведения огневых работ.

**ТР9.4. Основные нарушения технологического режима, которые могут привести к аварии и к несчастным случаям**

Основными нарушениями технологического режима, которые могут привести к авариям, являются:

- Превышение уровней жидкости в аппаратах выше допустимых (аварийных);

- Перегрев нефти в аппаратах;
- Неправильная подготовка коммуникаций в зимний период, включение в схему работы замороженного трубопровода;
- Гидравлический удар на трубопроводах;
- Работа без средств защиты органов дыхания в загазованных местах;
- В зимний период несвоевременная прокачка или удаление из трубопроводов и арматуры воды, обводненной нефти или водных растворов реагентов;
- Неисправность средств защиты и контроля (СППК, манометры, щит управления).

**ТР9.5. Основные мероприятия по предотвращению нарушений технологического процесса**

- Обслуживающий персонал установки должен пройти обучение, инструктаж, проверку знаний;
- Своевременные ревизии и ремонты сооружений, оборудования и арматуры;
- Строго соблюдать требования правил безопасности и инструкций по эксплуатации и обслуживанию трубопроводов и сосудов, работающих под давлением;
- Соблюдение уровней максимального и минимального наполнения в отстойниках, подземных и емкостях;
- Соблюдение температурного режима на подшипниках насосных агрегатов;
- Обслуживающий персонал установки должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью, СИЗОД и комбинированными противогазными фильтрами 87,

А2В2. Наличие на установке аварийных средств: пять комплектов фильтрующих противогазов и два комплекта шланговых противогазов;

- Своевременно должны осуществляться профилактические мероприятия по обеспечению безаварийной работы установки в осенне-зимний период, весеннего паводка.

Таблица 3.10

**Взрывопожарная и пожарная опасность, санитарная характеристика производственных зданий, помещений и наружных установок**

| № | Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок | Категории взрывопожарной и пожарной опасности зданий и помещений и наружных установок | Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования (ПУЭ) | | Группа производственных процессов по санитарной характеристике | Категории взрывопожарной и пожарной опасности зданий, помещений и наружных установок ФЗ-123 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Класс взрывоопасной или пожароопасной зоны | Категория и группа взрывопожароопасных смесей | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | | 5 | 6 |
| 1 | Емкость ОГ-200 , ОГ-50, ОГВГ-25 | Ан | В- 1г | Кат. IIA ; гр. Т3 | IIIв | П-III |
| 2 | Операторная | Ан | П- 11а | - | Iа | - |
| 3 | Насосная внешней перекачки | Ан | В- 1г | Кат. IIA ; гр. Т3 | IIIв | П-III |
| 4 | Блок дозировки химреагента УДР; | А | В- 1а | Кат. IIA ; гр. Т2 | IIIв | П-I, 2 й-класс |

| № | Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок | Категории взрывопожарной и пожарной опасности зданий и помещений и наружных установок | Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования (ПУЭ) | | Группа производственных процессов по санитарной характеристике | Категории взрывопожарной и пожарной опасности зданий, помещений и наружных установок ФЗ-123 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Класс взрывоопасной или пожароопасной зоны | Категория и группа взрывопожароопасных смесей | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | | 5 | 6 |
| 5 | Канализационный колодец К/К | Ан | В- 1г | Кат. IIA ; гр. Т2 | IIIв | П-III, 0 й-класс |
| 6 | Дренажная емкость ДЕ | Ан | В- 1г | Кат. IIA ; гр. Т3 | IIIв | П-III |
| 7 | Резервуарный парк: РВС-400 №1; | Ан | В- 1г | Кат. IIA ; гр. Т3 | IIIв | П-III |
| 8 | Факельная установка СФС | Гн | В- 1г | Кат. IIA ; гр. Т2 | IIIв | П-III |

Таблица 3.11

**Возможные виды аварийного состояния производства и способы их ликвидации**

| № | Описание неполадок. | Возможные причины | Способы устранения |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1. | Остановка насоса ЦНС. | Превышение давления выше рабочего на выходе насоса. | Установить, и устранить причину повышения давления. |
| 2. | Пропуск жидкости, газа во фланцевых соединениях в емкостях | 1. Ослабло крепление фланцевого соединения<br>2. Повреждена прокладка | Остановить аппарат, сбросить давление, подтянуть крепежные детали.<br>Остановить аппарат, сбросить давление. В случае необходимости освободить от продукта, пропарить. Заменить прокладку. |
| 3. | Повышение давление в ОГ-200, УБНС-°выше максимального рабочего давления | Образование гидратной пробки на газовой линии | 1. Сообщить мастеру, диспетчеру ЦИТС.<br>2. Вывести из технологического режима аппарат, на котором произошло повышение давления<br>3. Найти место пробки.<br>4. Разрушить гидратную пробку, подогревая паром от ППУ в месте закупорки трубопровода.<br>5. Выдуть разрушенную пробку из линии.<br>6. Запустить в работу отстойник. |

| № | Описание неполадок. | Возможные причины | Способы устранения |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 4. | Большой перепад давления до и после фильтра ЦНС | Засорение фильтра | 1. По согласованию с мастером перейти на резервный насос<br>2. Перекрыть фильтр на рабочей линии, вскрыть фильтр, очистить. |
| 5. | Неисправность уровнемера на РВС | 1. Отказ первичного датчика уровнемера.<br>2. Отказ вторичного прибора. | Ручной замер уровня продукта в РВС рулеткой. |

**ТР10. Пожарная безопасность**

Раздел «Пожарная безопасность» в технологическом регламенте разработан на основании Федерального закона «О пожарной безопасности» от 21.12.94 г. № 69; Правил противопожарного режима в Российской Федерации; Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности (ППБО-85); государственных стандартов, строительных норм и правил, норм технологического проектирования и других утвержденных в установленном порядке нормативных документов по пожарной безопасности.

Технологическая схема и комплектация основного оборудования гарантируют непрерывность производственного процесса за счет оснащения технологического оборудования системами автоматического регулирования, блокировки и сигнализации.

Для предотвращения пожаров, а также быстрой их ликвидации в случае возникновения предусмотрены следующие мероприятия:

1. На ПНС составлен план ликвидации возможных аварий (ПЛА), утвержденный главным инженером предприятия.

2. Помещения, где размещается технологическое оборудование, оснащаются огнетушителями. Для тушения электропроводки и электрооборудования напряжением до 1000 В порошковые огнетушители, при напряжении свыше 1000 В (до 10 000 В) – только углекислотные.

3. ДНС-3 оснащена средствами пожаротушения в соответствии с требованиями Правил противопожарного режима в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. № 390 (прилож. 3).

4. Ручные средства пожаротушения размещены в доступных местах, обозначены знаками пожарной безопасности, в том числе знаком «НЕ ЗАГРОМОЖДАТЬ».

5. Противопожарные средства должны быть исправными и готовыми к применению в любое время суток.

6. Должен быть свободный подъезд пожарной техники ко всем пожароопасным объектам.

7. Канализационные колодцы необходимо проверять на загазованность газоанализатором по графику, а результаты заносить в журнал.

8. Молниеотводы и защитное заземление должны быть постоянно в исправности и соответствовать предъявляемым кним требованиям, их необходимо регулярно проверять с составлением актов и отметкой в специальном журнале.

9. Применение воздухонагревательных и отопительных приборов должно быть письменно согласовано с ведущим инженером ООО «УЭН».

Воздухонагревательные и отопительные приборы в производственных помещениях нельзя загромождать посторонними предметами. Их следует размещать так, чтобы к ним был обеспечен свободный доступ для осмотра и очистки. Вентиляторы должны быть оборудованы дистанционным управлением.

10. Территория должна содержаться в чистоте. Горючий хлам, мусор, отходы производства должны систематически убираться с производственной территории в безопасное в пожарном отношении место, не допускается скопление разлитого нефтепродукта в лотках, колодцах и на технологических площадках.

11. На территории ДНС запрещается применять открытый огонь и курить. Курение разрешается только в специально отведенных и оборудованных местах (должны быть установле-

ны урны или бочки для окурков, наполненные водой) за территорией, обозначены знаком «место для курения», места для курения должны быть определены распорядительным документом по УППН.

12. Огневые работы разрешается проводить только по наряду-допуску, утвержденному техническим руководителем предприятия.

13. Обслуживающий персонал должен быть обучен приемам безопасного ведения технологических процессов и ликвидации возможных аварий.

14. В случае возникновения пожара пламя можно потушить одним из следующих способов (или их комбинированием):

- удаление горючих материалов;
- прекращение доступа кислорода;
- охлаждение горящего вещества ниже температуры его воспламенения.

Причинами возникновения пожаров на производственном объекте ДНС могут быть:

- отсутствие герметичности оборудования, трубопроводов (утечки нефти, нефтепродуктов, газа, хим. реагентов);
- транспортировка огнеопасных жидкостей и растворов в открытых емкостях;
- пользование открытым огнем в огнеопасной среде;
- курение в не отведенном месте;
- пользование неисправными печами, электроприборами и паяльными лампами;
- замазученность территории ДНС, технологических площадок;
- применение не омедненного инструмента в газоопасной среде;

- движение по территории ДНС автотранспорта без искрогасителей;
- неисправность заземления;
- неисправность молниеотвода.

Поэтому эксплуатация производственных объектов, оборудования и помещений производится в строгом соответствии с противопожарными нормами и проведении профилактических противопожарных мероприятий.

**ТР10.1. Способы и средства пожаротушения**

Пожаротушение объектов, расположенных на площадке ДНС, обеспечивается первичными средствами пожаротушения и передвижной пожарной техникой.

Наружное пожаротушение ДНС осуществляется от подземных емкостей противопожарного запаса воды – 2 шт, V-50 м3 – каждая.

На территории ДНС имеется один пожарный щит, укомплектованный пожарным инвентарем.

- огнетушители ОУ- 5 – 2 шт. (в операторной);
- огнетушители ОУ-8 – 2 шт. (на пож. щите);
- огнетушители ОУ- 8 – 1 шт. (в насосной).

**ТР11. Методы и средства защиты работающих от производственных опасностей**

Для ликвидации возможных аварий должен быть составлен ПМЛЛПА по ликвидации возможных аварий и график проведения учебно-тренировочных занятий по ПМЛЛПА. Согласно графику должны проводиться с персоналом учебно-тренировочные занятия с записью в журнале.

Технологические оборудование и трубопроводы должны удовлетворять требованиям безопасности, прочности, коррозионной стойкости и надежности с учетом условий эксплуатации.

Для перекачки легковоспламеняющихся и вредных жидкостей необходимо применять насосы, исключающие пропуск продукта. Мероприятия по утеплению производственных помещений, аппаратуры, оборудования, трубопроводов, арматуры и КИПиА должны быть выполнены до наступления зимы.

Включение в работу аппаратов и трубопроводов с замерзшими дренажными устройствами не допускается.

Руководство должно обеспечивать:

- выполнение организационных и технических мероприятий для создания безопасных условий труда;
- проводить инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы;
- контролировать выполнение правил и требований инструкций по охране труда, производственной санитарии и пожарной безопасности, обеспечение рабочих по профессиям и видам работ инструкциями, а рабочие места – необходимыми плакатами.

На выполнение огневых и газоопасных работ в соответствии с перечнем газоопасных работ на объектах ОАО «Удмуртнефть», работ повышенной опасности оформляется наряд-допуск в двух экземплярах и хранится в течение одного года у руководителя работ и руководителя, разрешившего работы.

Состояние воздушной среды должно контролироваться периодически: перед началом огневых работ, во время их проведения и после перерыва в работе с помощью газоанализатора.

Допуск персонала к проведению ремонтных работ возможен, если содержание паров и газов в воздухе зоны производства работ не выше предельно допустимых концентраций (ПДК) по санитарным нормам.

Огневые работы разрешается начинать при отсутствии взрывоопасных и взрывопожароопасных веществ в воздушной среде или наличии их не выше предельно допустимой концентрации по действующим санитарным нормам.

Если в процессе работы возле рабочего места обнаружена утечка газа или нефти, необходимо прекратить работу и сообщить об этом диспетчеру или непосредственно своему руководителю. При загазованности, если содержание кислорода не ниже 16 % объемных и концентрация паров и газов не превышает 0,5 % объемных, то разрешается работать в фильтрующих противогазах с коробкой марки А2В2Е2, а в остальных случаях работать можно только в шланговых противогазах.

А также осуществляется периодический контроль на территории и в помещении переносными газоанализаторами марки: DragerXam 2000, 2500. Замер паров углеводородов осуществляется газоанализатором «Колион1-В-03». При обнаружении загазованности обслуживающий персонал принимает меры по ликвидации загазованности, проветривает помещение, проверяет работу вентиляционной установки, и делает в вахтовом журнале отметку. Отбор проб на загазованность воздушной среды осуществляется по графику.

Результаты анализов отбора проб газовоздушной среды переносными газоанализаторами, а также показания стационарных газоанализаторов заносятся в журнал «Контроля газовоздушной среды».

При содержании сероводорода в воздухе выше ПДК для рабочих зон необходимо:

- надеть противогаз;
- оповестить ответственного исполнителя ответственного руководителя работ и находящихся в опасной зоне людей;

- принять меры по устранению (снижению) загазованности;
- организовать контроль воздушной среды до ликвидации опасной загазованности не реже, чем через каждый час;
- обозначить загазованную зону знаками безопасности с учетом направления ветра;
- принять меры по предупреждению захода (заезда) в загазованную зону посторонних лиц, транспортных средств и животных. При необходимости организовать посты.

**ТР12. Дополнительные меры безопасности при эксплуатации производства**

**ТР12.1. Безопасные методы обращения с пирофорными отложениями**

Пирофорные отложения – это вещества (химические соединения), способные самовозгораться в присутствии воздуха, при любой температуре окружающей среды (вплоть до – 20 °С).

Такие отложения образуются, как правило, при хранении, переработке сернистых нефтей в металлических резервуарах. Эти отложения, состоящие в основном из сернистого железа, возникают в результате воздействия на железо и его окислы сероводорода и элементарной серы.

Пирофорные отложения образуются при взаимодействии сероводорода с продуктами коррозии, поэтому их скопление наиболее вероятно в сепараторах, отстойниках, резервуарах. Значительны пирофорные отложения на дне резервуара, что объясняется отделением и осаждением пирофорных осадков от крыши и стенок резервуара.

Наибольшей пирофорной активностью обладают свежие, не окислившиеся отложения сернистого железа, которые обнажаются при опорожнении резервуара, металлические

стенки которого длительное время подвергались воздействию без доступа воздуха нефтяных паров и газов, содержащих сероводород.

Область критических температур (начала самовозгорания) пирофорных осадков лежит в пределах 50-80 °С. Это значит, что при температуре окружающей среды выше 50 °С и свободном доступе кислорода на обнаженной от нефтепродуктов и влаги поверхности возможно самовозгорание с последующим воспламенением.

Процесс развития пирофорных отложений может принять аварийный характер при образовании в паровой фазе над зеркалом жидкости взрывоопасной смеси паров нефтепродуктов с воздухом. Пожары и взрывы резервуара в результате самовозгорания пирофорных осадков происходят чаще всего весной или осенью, в вечерние часы (когда начинается охлаждение резервуара и вследствие этого занос в него свежего воздуха – «малое дыхание» РВС), а также во время или после опорожнения резервуара.

Для борьбы с пирофорными отложениями проведено антикоррозионное покрытие стенок резервуаров, сепараторов, отстойников.

При опорожнении резервуаров, сепараторов, отстойников от нефти перед ремонтом и зачисткой газовое пространство заполняется водяным паром. Конденсат, образовавшийся от пропаривания, спускается в канализацию. Грязь и отложения, извлекаемые из резервуаров в резервуарных парках, и аппаратов, отвозятся в специально отведенное место и подвергаются обезвреживанию и утилизации специализированными организациями.

**ТР12.2. Способы обезвреживания и нейтрализации продуктов производства при разливах и авариях**

В аварийных случаях при разливе нефтепродуктов предусмотрена нефтеловушка.

При разливах нефтепродуктов их сбор производится специальной техникой и вывозится на установку по утилизации шлама для дальнейшей переработки или вывозится специализированной организацией для обезвреживания и утилизации, согласно договору.

**ТР12.3. Индивидуальные и коллективные средства защиты работников, тушение возможных загораний**

- Работники обеспечены сертифицированными средствами индивидуальной защиты.
- Спецодежда, спецобувь и другие СИЗ выдаются согласно «Нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам ОАО "Удмуртнефть"».
- Для защиты органов дыхания и глаз работающих применяются фильтрующие противогазы, шланговые противогазы, защитные очки марки.
- Для защиты рук применяются перчатки.
- Для тушения возможных загораний применяются: углекислотные и порошковые огнетушители. Наиболее опасные места на установке обеспечены пожарными щитами.
- Пожарные рукава d=77 мм с переходниками и стволами находятся в помещении пожарного поста.

**ТР12.4. Возможность накапливания зарядов статического электричества, их опасность способы нейтрализации**

Под статическим электричеством понимается электричество, возникшее в результате трения вещества при движении по трубопроводам.

На предприятиях нефтяной промышленности заряды статического электричества от трения образуются при движении нефтепродуктов по трубопроводам, при сливо-наливных операциях, электризации ременных передач и т. д.

Надежной мерой защиты от статической индукции является заземление всех металлических предметов (трубопроводов, арматуры, резервуаров и др.).

Категорически запрещается налив в резервуары, цистерны легковоспламеняющихся жидкостей свободно падающей струей. Закачку в резервуары и налив в цистерны производить обязательно под уровень жидкости, имеющийся в резервуаре, или конец шланга должен быть ниже уровня мертвого остатка.

Непосредственное поражение объекта прямым ударом молнии называется первичным воздействием молнии. Оно сопровождается значительным выделением тепла, способно расплавить металл, вызвать пожар, взрыв и т. д.

Разряд молнии на землю на некотором расстоянии от объекта способен привести к значительным воздействиям на взрывоопасные сооружения. Такого рода проявления называют вторичным воздействием молнии.

Мероприятия по защите предприятий нефтяной промышленности от зарядов статического электричества совпадают с мероприятиями по защите от вторичных проявлений молнии. В связи с этим контур заземления может быть ис-

пользован для защиты от статического электричества и от вторичных проявлений молний.

Заземляющие проводники, магистрали и контур следует прокладывать открыто, чтобы обеспечить возможность их осмотра.

Наружные установки, содержащие горючие и сжиженные газы и легко воспламеняющиеся жидкости, защищаются от прямых ударов молнии следующим образом:

- корпуса установок из железобетона, металлические корпуса установок и отдельных резервуаров при толщине металла крыши менее 4 мм оборудованы молниеотводами;
- металлические корпуса установок и отдельных резервуаров при толщине металла крыши 4 мм и более, а также отдельные резервуары вместимостью 200 м3 независимо от толщины металла крыши, а также металлические кожухи теплоизолированных установок присоединяются к заземлителю.

Если на наружных установках или в резервуарах, содержащих горючие газы или легковоспламеняющиеся жидкости, имеются газоотводные или дыхательные трубы, то они и пространство над ними должны быть защищены от прямых ударов молнии. Такое же пространство защищается над срезом горловины цистерн, в которые происходит открытый налив продукта на сливо-наливной эстакаде. Защите от прямых ударов молнии подлежат дыхательные клапана и пространство над ними, ограниченное цилиндром высотой 2,5 м и радиусом 5 м. Для наружных установок в качестве заземлителей защиты от прямых ударов молнии следует по возможности использовать железобетонные фундаменты этих установок или опор отдельно стоящих молниеотводов, либо выполнять искусственные заземлители, состоящие из одного вертикального или горизонтального электрода длиной не менее 5 м.

К этим заземлителям, размещенным не реже, чем через 50 м по периметру основания установки, должны быть присоединены корпуса наружных установок или токоотводы установленных на них молниеотводов, число присоединений – не менее двух.

Для защиты наружных установок от вторичных проявлений молнии металлические корпуса установленных на них аппаратов должны быть присоединены к заземляющему устройству электрооборудования или к заземлителю защиты от прямых ударов молнии.

Защита от заноса высокого потенциала по подземным и внешним наземным коммуникациям осуществляется присоединением их на вводе в здание или сооружение к заземлителю электроустановок или защиты от прямых ударов молнии.

**ТР12.5. Защита от коррозии**

Защита технологических трубопроводов от внутренней коррозии осуществляется с помощью технологических методов борьбы с коррозией, антикоррозионных внутренних покрытий и ингибиторов коррозии.

**ТР12.6. Безопасная эксплуатация факельных систем**

- В организациях, эксплуатирующих факельные системы, должны быть составлены и утверждены инструкции по их безопасной эксплуатации.
- Розжиг факела производить в составе не менее двух лиц.
- В газах и парах, сжигаемых на факельной установке, не должно быть капельной жидкости и твердых частиц. Для отделения выпадающей в факельных трубопроводах капельной жидкости и твердых частиц необходимо предусматривать системы сбора и откачки конденсата.

- Перед каждым пуском факельная система должна быть продута паром или газом, чтобы содержание кислорода у основания факельного ствола было не более 25 % нижнего предела взрываемости.
- Перед проведением ремонтных работ факельная система должна быть отсоединена стандартными заглушками и продута инертным газом (азотом).
- Факельные установки должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения в соответствии с действующими нормами.
- При снижении производительности факельной системы или повышении давления в системе газопровода, с целью выявления возможного уменьшения проходного сечения трубопроводов, предусматривается контрольная продувка газовых линий паром или попутным нефтяным газом, с возможным выбросом капельной жидкости и ее возгоранием в обваловании ФС, под контролем лица, ответственного за безопасную эксплуатацию факельной системы.

**ТР12.7. Безопасный метод удаления продуктов производства из технологических систем и отдельных видов оборудования**

Опорожнение и удаление продуктов производства из технологических систем и отдельных видов оборудования производится в систему производственной канализации, состоящую из дренажной емкости ДЕ V= 16 $м^3$ – 1шт. и конденсатосборников КС-1,2,3 V=40,8,10 м3 соответственно.

**ТР12.8. Основные опасности применяемого оборудования и трубопроводов, их ответственных узлов и меры по предупреждению аварийной разгерметизации технологических систем**

Основной опасностью применяемого оборудования и трубопроводов является их разгерметизация.

Для предупреждения аварийной разгерметизации технологических систем осуществляется:

- ежесменное проведение наружных осмотров;
- проведение внутренних осмотров и наружных осмотров:
- сепараторов, отстойников – 1 раз в 2 года,
- резервуаров – 1 раз в 5 лет,
- проведение гидравлических испытаний:
- сепараторов, отстойников – 1 раз в 8 лет,
- резервуаров – перед пуском в работу, после капитальных ремонтов, после ПТО;
- проведение экспертно-технического диагностирования аппаратов;
- проведение тарировок предохранительных клапанов – 1 раз в год;
- протяжку фланцевых соединений (в т. ч. межфланцевых уплотнений) трубопроводов осуществлять не менее 1 раза в год, в рамках проведения контрольного осмотра трубопроводов.

**ТР12.9. Работа с химическими реагентами**

- К работе с хим. реагентами допускается персонал прошедший инструктаж по безопасному ведению работ.
- Перед работой проверить средства индивидуальной защиты. Коробка противогаза должна быть марки 87 А2В2Е2.

при работе с реагентами использовать резиновые перчатки, очки.

- Необходимо избегать попадания на кожу или одежду хим. реагентов.
- По окончанию работ произвести уборку, остатки хим. реагентов вылить в подземную емкость через дренаж. Спецодежду и СИЗ разместить в местах их хранения.

**ТР13.Отходы при производстве продукции, сточные воды, выбросы в атмосферу, методы их утилизации, переработки**

Отходы производства и потребления – остатки сырья, материалов, полуфабрикатов, иных изделий или продуктов, которые образовались в процессе производства или потребления, а также товары (продукция), утратившие свои потребительские свойства. В процессе эксплуатации площадки насосной станции образуются следующие виды отходов производства и потребления. Образующиеся отходы накапливаются в специально отведенных и оборудованных в соответствии с санитарно-эпидемиологическими требованиями, местах и с последующей передачей подрядной организации на договорных условиях: нефтешлам вывозится с территории площадки насосной станции, производственные отходы в мульдах, расположенных на территории площадки насосной станции, лом черных металлов собирается и накапливается на специально подготовленных площадках из железобетонных плит.

На предприятии организация сбора, учета, временного хранения и передачи отходов производства и потребления производится в соответствии со Стандартом Компании «Управление отходами» № П4-05 С-0084. Все отходы, образующиеся в процессе производственной деятельности на площадке насосной станции № 1, подлежат передаче по дого-

вору сторонним организациям, имеющим лицензию на данный вид деятельности.

Отходы производства приводятся в табл. № 3.12

Таблица 3.12

**Отходы производства**[2]

| № | Наименование отходов | Количество образования выбросов по видам | | Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации | Периодичность образования отходов |
|---|---|---|---|---|---|
| | | г/сек | т/год | | |
| 1 | Нефтешлам | 4,8 | 150,2 | передача специализированной организации с целью утилизации | Согласно графику зачистки емкостного оборудования |
| 2 | Ветошь | 0,0057 | 0,18 | вывоз, захоронение | Ежемесячно |
| 3 | Ремни | 0,0083 | 0,262 | вывоз, захоронение | Ежемесячно |
| 4 | Сальники | 0,0031 | 0,0968 | вывоз, захоронение | Ежемесячно |
| 5 | Твердые бытовые отходы | 0,1 | 4,46 | вывоз, захоронение | Ежемесячно |
| 6 | Лом черных металлов | 4,0 | 125,65 | вывоз, переработка | По мере накопления |

[2] *На основании документа об утверждении нормативов образования отходов и лимитов на их размещение выданный Управлением по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора по УР.*

С целью охраны окружающей среды при эксплуатации площадки насосной станции необходимо:

- соблюдать действующие стандарты, нормы и правила в области охраны окружающей среды;
- рационально использовать природные ресурсы;
- систематически контролировать степень загрязнения окружающей среды;
- своевременно ликвидировать последствия загрязнения окружающей среды;
- разрабатывать мероприятия и планомерно вести работу по их выполнению.

На предприятии имеется план природоохранной деятельности, в который включены мероприятия по недопущению загрязнения окружающей среды, такие как проведение планово- предупредительных ремонтов, проведение ревизии запорной арматуры, контроль неорганизованного сброса ЗВ, восстановление обвалования территории объектов, использование попутного нефтяного газа для технологических целей, обустройство мест накопления отходов производства и потребления. Выбросы от емкостного оборудования (отстойников) происходят через запорную арматуру, выбросы от насосов – через сальниковые уплотнения.

Таблица 3.13

**Выбросы в атмосферу(*)**

| № | Наименование источников выделения | Наименование вредного (загрязняющего) вещества | Класс опасности вредного (загрязняющего) вещества | Периодичность выбросов | Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, т/год |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | | 3 | 4 | 5 |
| 1 | Площадка ДНС-7(*) | Азот (IV) оксид<br>Азот (II) оксид<br>Сажа<br>Сера диоксид<br>Сероводород<br>Углерод оксид<br>Бутан<br>Гексан<br>Пентан<br>Метан<br>Этан<br>Пропан<br>Бензол<br>Диметилбензол<br>Метилбензол<br>Метанол | 3<br>3<br>3<br>3<br>2<br>4<br>4<br>4<br>4 | Постоянно (рассеивание в атмосфере) | 0,332116<br>0,053969<br>6,227175<br>0,180254<br>$H_2S$ -0,01119<br>51,893127<br>$C_4H_{10}$-1,828295<br>$C_6H_{14}$ -0,234008<br>$C_5H_{12}$ -0,756428<br>$CH_4$-11,509674<br>$C_2H_6$ -2,547637<br>$C_3H_8$ -3,31903<br>0,00007<br>0,00002<br>0,00004<br>0,00121 |

| № | Наименование источников выделения | Наименование вредного (загрязняющего) вещества | Класс опасности вредного (загрязняющего) вещества | Периодичность выбросов | Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, т/год |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Бенз/а/пирен | 1 | | 1,661E-08 |
| 5 | Блок дозирования химреагентов | Спирт метиловый | 3 | Постоянно | 0,00121 |

Таблица 3.14

**Краткая характеристика технологического оборудования, регулирующих и предохранительных клапанов**

| № | Наименование оборудования (тип, наименование аппарата, назначение и т.п.) | Позиции по схеме, индекс | Количество, шт | Материал | Методы защиты металла оборудования от коррозии | Техническая характеристика |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Отстойник горизонтальный | ОГ-200 | 1 | Сталь 17Г1С, 16ГС | Внутреннее антикоррозионное покрытие, наружная покраска | V=200 м$^3$диаметр 3400мм,длина 23230мм |
| 2 | Отстойник горизонтальный | ОГВ-Г-25 | 1 | Сталь 17Г1С, 09Г2С8 | Внутреннее антикоррозионное покрытие, наружная покраска | V=25 м$^3$диаметр 2400мм,длина 6457мм |
| 3 | Отстойник горизонтальный | ОГ-50в | 1 | Сталь 17Г1С, | Внутреннее антикоррозионное покрытие, наружная покраска | V=50 м$^3$ диаметр 3000мм, длина 7700мм |
| 4 | Отстойник горизонтальный | ОГ-50н | 1 | Сталь 17Г1С, | Внутреннее антикоррозионное покрытие, наружная | V=50 м$^3$ диаметр 3000мм, длина 7700мм |

| № | Наименование оборудования (тип, наименование аппарата, назначение и т.п.) | Позиции по схеме, индекс | Количество, шт | Материал | Методы защиты металла оборудования от коррозии | Техническая характеристика |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | покраска | |
| 5 | Резервуар РВС | РВС-400 | 1 | Сталь 09Г2С | Внутреннее антикоррозионное покрытие, наружная покраска | V=400 $м^3$диаметр 8524 мм, высота 8212 мм |
| 6 | Насосный блок ЦНС-38х220; ЦНС-60х264 | №№ 1;2 | 2 | --- | Наружная покраска | Q=38 $м^3$/час, Р=22,0 $кг/см^2$ |
| 7 | Узел учета | СИКНС | 1 | Сталь 08Х18Н10Т | Наружная покраска | |
| 8 | Емкость канализационная | КЕ | 1 | Сталь 16ГС | Наружное битумное покрытие | V=16 $м^3$диаметр 2200мм,длина 6000мм |
| 9 | Блок подачи реагента БРХ-2,5 | БР-2,5 | 1 | Сталь | Наружная покраска | V= 1,3$м^3$ 1620х3000х2100 мм |
| 10 | Установка дозиро- | УДЭ | 1 | Сталь | Наружная покраска | V= 0,4$м^3$ |

| № | Наименование оборудования (тип, наименование аппарата, назначение и т.п.) | Позиции по схеме, индекс | Количество, шт | Материал | Методы защиты металла оборудования от коррозии | Техническая характеристика |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | вания реагента | | | | | 650х1200х1500 мм |
| 11 | Конденсатосборник | КС | 1 | Сталь 16ГС | Наружное битумное покрытие | V=16 $м^3$ диаметр 2200мм,длина 6000мм |
| 12 | Дренажная емкость | ДЕ | 1 | Сталь 16ГС | Наружное битумное покрытие | V=40 $м^3$ диаметр 2600мм, длина 7000мм |

Таблица 3.15

**Краткая характеристика предохранительных клапанов**

| № | Место установки клапана (индекс защищаемого аппарата) | Расчетное давление защищаемого аппарата, МПа | Оперативное (технологическое) давление в аппарате, МПа | Установочное давление, мпа | | Направление сброса клапана |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Контрольного клапана | Рабочего клапана | |
| 1 | ОГ-200 (20297) (СППК-4-80х16) | 0,63 | 0,2 | нет | 0,7 | конденсатосборник – факел |
| 2 | ОГ-50н (1145) (СППК-4-150х16) | 0,63 | 0,2 | нет | 0,7 | конденсатосборник – факел |
| 3 | ОГ-50в (1146) (СППК-4-150х16) | 0,63 | 0,2 | нет | 0,7 | конденсатосборник – факел |
| 4 | ОГ-25 (579) (СППК-4-150х16) | 0,63 | 0,2 | нет | 0,7 | конденсатосборник – факел |
| 5 | РВС-400 №1 | 0 | 0 | нет | 0,0015-0,0016 | атмосфера |

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Диаметры трубопроводов для транспорта жидкостей приняты исходя из нормативных скоростей движения жидкости:

- в приемных трубопроводах – 0,6-1,0 м/с;
- в напорных трубопроводах – 1,0-1,5 м/с.

Трубопроводы приняты по ГОСТ 8732-78 [18], ГОСТ 8734-75 [19]. Материал труб – сталь 10,20.

Категория и группа трубопроводов, их краткая характеристика приводится в таблице.

Таблица 3.16

**Категории и группы трубопроводов**

| № | Наименование перекачиваемой среды | Группа трубопроводов | Категория трубопроводов |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 2 | 3 |
| 1 | Нефть обводненная с ГЗУ | Аб | III |
| 2 | Нефть частично отсепарированная | Аб | III |
| 3 | Газ на факел | Ба | III |
| 4 | Газ высокого давления | Ба | III |
| 5 | Сброс с предохранительных клапанов<br>- газ<br>- нефть | <br>Ба<br>Аб | <br>III<br>III |
| 6 | Конденсат газовый | Бб | III |
| 7 | Реагент-деэмульгатор | Аб | III |
| 8 | Откачка дренажных емкостей | Бб | III |
| 9 | Дренаж аппаратов и трубопроводов | Бб | III |
| 10 | Пар на пропарку от ППУ | В | IV |
| 11 | Конденсат паровой от ППУ | В | V |

Расчетные сроки эксплуатации технологических трубопроводов и запорной арматуры определяются исходя из:

- температуры эксплуатации;

- скорости коррозии;
- отбраковочной толщины.

Для запорной арматуры, в зависимости от типа, в каталогах «Промышленная трубопроводная арматура» указывается:

- гарантийный срок – от 12 до 24 месяцев;
- гарантийная наработка – от 500 до 3000 циклов.

Средний срок службы запорной арматуры принимается от 8 до 12 лет.

Трубопроводы прокладываются на низких и высоких опорах.

РЕВИЗИЯ (ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ) ТРУБОПРОВОДОВ

1.1. Основным методом контроля за надежной и безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов является периодическая ревизия (освидетельствование), которая проводится в установленном порядке.

Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

1.2. Продление сроков службы трубопроводов и его элементов проводится в установленном порядке.

1.3. Сроки проведения ревизии трубопроводов при давлении до 10 МПа (100 кгс/см$^2$) устанавливаются в зависимости от скорости коррозионно-эрозионного износа трубопроводов, условий эксплуатации, результатов предыдущих осмотров и ревизии. Сроки ревизии, как правило, не должны быть реже указанных в табл. 3.17.

Таблица 3.17

**Периодичность проведения ревизий технологических трубопроводов с давлением до 10 МПа**

| Транспортируемые среды | Категория трубопровода | Периодичность проведения ревизий при скорости коррозии, мм/год | | |
|---|---|---|---|---|
| | | Более 0,5 | 0,1-0,5 | ДО 0,1 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Чрезвычайно, высоко и умеренно опасные вещества 1, 2, 3 и высокотемпературные органические теплоносители (ВОТ) (среды групп А) | I и II | Не реже одного раза в год | Не реже одного раза в 2 года | Не реже одного раза в 3 года |
| Взрыво- и пожароопасные вещества (ВВ), горючие газы (ГГ), в том числе сжиженные, легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ) [среды группы Б(а), Б(б)] | I и II | Не реже одного раза в год | Не реже одного раза в 2 года | Не реже одного раза в 3 года |
| | III | Не реже одного раза в год | Не реже одного раза в 3 года | Не реже одного раза в 4 года |
| Горючие жидкости (ГЖ) [среды группы Б(в)] | I и II | Не реже одного раза в год | Не реже одного раза в 2 года | Не реже одного раза в 3 года |
| | III и IV | Не реже одного | Не реже одного | Не реже одного |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | раза в год | раза в 3 года | раза в 4 года |
| Трудногорючие (ТГ) и негорючие (НГ) вещества (среды группы В) | I и II | Не реже одного раза в 2 года | Не реже одного раза в 4 года | Не реже одного раза в 6 лет |
| | III, IV и V | Не реже одного раза в 3 года | Не реже одного раза в 6 лет | Не реже одного раза в 8 лет |

1.4. Отсрочка в проведении ревизии трубопроводов допускается с учетом результатов предыдущей ревизии и технического состояния трубопроводов, обеспечивающего их дальнейшую надежную и безопасную эксплуатацию, но не может превышать более одного года и согласовывается в установленном порядке.

1.5. При проведении ревизии внимание следует уделять участкам, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. К таким относятся участки, где изменяется направление потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства, а также участки трубопроводов перед арматурой и после нее) и где возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию (тупиковые и временно неработающие участки).

1.6. Приступать к ревизии следует после выполнения необходимых подготовительных работ.

1.7. При ревизии трубопроводов с давлением до 10 МПа (100 кгс/см$^2$) следует:

а) провести наружный осмотр трубопровода;

б) измерить толщину стенки трубопровода приборами неразрушающего контроля, а в необходимых случаях – сквозной засверловкой с последующей заваркой отверстия.

Количество участков для проведения толщинометрии и число точек замера для каждого участка определяется в соответствии с документацией и в зависимости от конкретных условий эксплуатации.

Толщину стенок измеряют на участках, работающих в наиболее сложных условиях (коленах, тройниках, врезках, местах сужения трубопровода, перед арматурой и после нее, местах скопления влаги и продуктов, вызывающих коррозию, застойных зонах, дренажах), а также на прямых участках трубопроводов.

При этом на прямых участках внутриплощадочных трубопроводов длиной до 20 м и межцеховых трубопроводов длиной до 100 м следует выполнять замер толщины стенок не менее чем в трех местах.

Во всех случаях контроль толщины стенки в каждом месте следует производить в 3-4 точках по периметру, а на отводах – не менее чем в 4-6 точках по выпуклой и вогнутой частям.

Следует обеспечить правильность и точность выполнения замеров, исключая влияние на них инородных тел (заусенцев, кокса, продуктов коррозии и т. п.). Результаты замера фиксируются в паспорте трубопровода.

Ревизию постоянно действующих участков факельных линий, не имеющих байпасов, проводят без их отключения путем измерения толщины стенки ультразвуковыми толщиномерами и обмыливанием фланцевых соединений.

Места частичного или полного удаления изоляции при ревизии трубопроводов определяются конкретно для каждого участка трубопровода.

1.8. Периодические испытания трубопроводов на прочность и плотность проводят, как правило, во время проведения ревизии трубопровода.

Сроки проведения испытания для трубопроводов с давлением до 10 МПа (100 кгс/см$^2$) принимается равным удвоенной периодичности проведения ревизии, принятой согласно требованиям п. 1.3 для данного трубопровода, но не реже одного раза в 8 лет.

1.9. Испытательное давление и порядок проведения испытания должны соответствовать требованиям Правил.

При проведении испытания на прочность и плотность допускается применение акустикоэмиссионного контроля.

1.10. Результаты периодических испытаний трубопроводов оформляются в установленном порядке.

1.11. Трубы, элементы трубопроводов и арматуры, в том числе литой (корпуса задвижек, вентили, клапаны и т. п.), подлежат отбраковке, если:

- при ревизии на поверхности были обнаружены трещины, отслоения, деформации (гофры, вмятины, вздутия и т. п.);
- в результате воздействия среды толщина стенки стала ниже проектной и достигла величины, определяемой расчетом на прочность без учета прибавки на коррозию (отбраковочный размер);
- изменились механические свойства металла;
- при контроле сварных швов обнаружены дефекты, не подлежащие исправлению;
- размеры резьбовых соединений вышли из поля допусков или на резьбе имеются срывы витков, трещины, коррозионный износ;
- трубопровод не выдержал гидравлического или пневматического испытания;

▪ уплотнительные элементы износились и не обеспечивают безопасное ведение технологического процесса.

Отбраковочные толщины стенок элементов трубопроводов и арматуры следует указывать в проектной документации с учетом требований нормативно-технических документов.

**ТР14. Экспликация оборудования**

Таблица 3.18

**Экспликация оборудования**

| № | Наименование оборудования | Индекс по схеме | Кол-во |
|---|---|---|---|
| 1 | Канализационная емкость КЕ | КЕ | 1 |
| 2 | Дренажная емкость ДЕ-40 | ДЕ | 1 |
| 3 | Конденсатосборник КС | КС | 1 |
| 4 | Отстойник горизонтальный V= 200м³ диаметр 3400мм длина 2323мм | ОГ-200 | 1 |
| 5 | Отстойник горизонтальный V= 50м³ диаметр 3000мм длина 7700мм | ОГ-50в | 1 |
| 6 | Отстойник горизонтальный V= 50м³ диаметр 3000мм длина 7700мм | ОГ-50н | 1 |
| 7 | Отстойник горизонтальный водяной с гидрофобным фильтром V= 25м³ диаметр 2400мм длина 6457мм | ОГВ-Г-25 | 1 |
| 8 | Резервуар вертикальный стальной V= 400м³ диаметр 8524мм высота 8212мм | РВС -400 | 1 |
| 9 | Электрофицированная задвижка | Э | 2 |
| 10 | Насос ЦНС 38х220 № 1 | Агр. №1 | 1 |
| 11 | Насос ЦНС 60х264 № 2 | Агр. №2 | 1 |
| 12 | Огневой преградитель | ОП-100 | 1 |
| 13 | Блок реагента БРХ-2,5 | БР-2,5 | 1 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 14 | Фильтр | Ф | 2 |
| 15 | Установка дозирования ингибитора коррозии | УДЭ | 1 |
| 16 | Факельное хозяйство | ФД | 1 |
| 17 | Система измерения количества газа | СИКГ | 1 |
| 18 | Узел учета жидкости | СИКНС | 1 |

Подписи: гл. технолог ……

гл. механик ……

ведущий метролог ……

нач. цеха ……

# 4. УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

***Требования, предъявляемые к качеству подготовки нефти***

Подготовка нефти на промыслах заключается в отделении от нефти пластовой воды, механических примесей и солей, а также легких газообразных углеводородов. Отделение от нефти легких газообразных углеводородов стабилизирует нефть и снижает ее испаряемость. От качества подготовки нефти зависят эффективность и надежность магистрального транспорта нефти, качество полученных из нее продуктов. Повышенное содержание в товарной нефти воды, хлористых солей и механических примесей способствует более интенсивному коррозионному износу трубопроводов, оборудования перекачивающих станций и аппаратов нефтеперерабатывающих заводов, снижает пропускную способность трубопроводов.

***Классификация и условное обозначение нефтей***

ГОСТ Р 51858-2002

При оценке качества нефть подразделяют на классы, типы, группы, виды. В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы 1-4 (табл. 4.1).

Таблица 4.1

**Классы нефти**

| Класс нефти | Наименование | Массовая доля серы, % | Метод испытания |
|---|---|---|---|
| 1 | Малосернистая | До 0,60 ключ. | |
| 2 | Сернистая | От 0,61 " 1,80 | По ГОСТ 1437, ГОСТ Р 51947 и 9.2 настоящего стандарта |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 3 | Высокосернистая | " 1,81 " 3,50 | |
| 4 | Особо высокосернистая | Св. 3,50 | |

По плотности, а при поставке на экспорт – дополнительно по выходу фракций и массовой доле парафина нефть подразделяют на пять типов (табл. 4.2):

0 – особо легкая;
1 – легкая;
2 – средняя;
3 – тяжелая;
4 – битуминозная.

Таблица 4.2

**Типы нефти**

| Наименование параметра | Норма для нефти типа | | | | | | | | | | Метод испытания |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0 | | 1 | | 2 | | 3 | | 4 | | |
| | для предприятий Российской Федерации | для экспорта | для предприятий Российской Федерации | для экспорта | для предприятий Российской Федерации | для экспорта | для предприятий Российской Федерации | для экспорта | для предприятий Российской Федерации | для экспорта | |
| 1 Плотность, кг/м , при температуре: | | | | | | | | | | | По ГОСТ 3900 и 9.3 настоящего стандарта |
| 20 °С | Не более 830,0 | | 830,1-850,0 | | 850,1-870,0 | | 870,1-895,0 | | Более 895,0 | | По ГО |

| | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 15 °С | Не более 833,7 | | 833,8-853,6 | | 853,7-873,5 | | 873,6-898,4 | | Более 898,4 | | СТ Р 51069 и 9.3 настоящего стандарта |
| 2 Выход фракций, % об., не менее, до температуры: | | | | | | | | | | | По ГОСТ 2177 (метод Б) |
| 200 °С | - | 30 | - | 27 | - | 21 | - | - | - | - | |
| 300 °С | - | 52 | - | 47 | - | 42 | - | - | - | - | |

| | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 3 Массовая доля парафина, %, не более | - | 6 | - | 6 | - | 6 | - | - | - | - | По ГОСТ 11851 |
| Примечания<br>1.Если нефть по одному из показателей (плотности или выходу фракций) относится к типу с меньшим номером, а по другому – к типу с большим номером, то нефть признают соответствующей типу с большим номером.<br>2. Нефти типов 3 и 4 при приеме в систему трубопроводного транспорта для последующей поставки на экспорт должны иметь норму по показателю 3 не более 6 %. | | | | | | | | | | | |

По степени подготовки нефть разделяют на группы 1-3 (табл. 4.3).

Таблица 4.3

**Группы нефти**

| Наименование показателя | Норма для нефти группы | | | Метод испытания |
|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | |
| 1. Массовая доля воды, %, не более | 0,5 | 0,5 | 1,0 | По ГОСТ 2477 и 9.5 настоящего стандарта |
| 2. Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм, не более | 100 | 300 | 900 | По ГОСТ 21534 и 9.6 настоящего стандарта |
| 3. Массовая доля механических примесей, %,не более | 0,05 | | | По ГОСТ 6370 |
| 4. Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.),не более | 66,7 (500) | | | По ГОСТ 1756, ГОСТ Р 52340 и 9.8 настоящего стандарта |
| 5. Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, млн (ppm), не более | 10 | 10 | 10 | По ГОСТ Р 52247 или приложению А (6) |
| Примечание: Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому – к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером. | | | | |

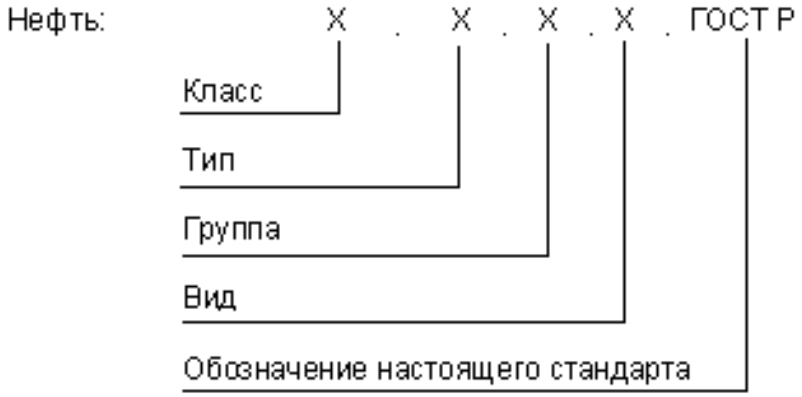
По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на два вида (табл. 4.4).

Таблица 4.4

**Виды нефти**

| Наименование показателя | Вид нефти | | Метод испытания |
|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | |
| 1. Массовая доля сероводорода, млн (ppm), не более | 20 | 100 | По ГОСТ Р 50802 |
| 2. Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн (ppm), не более | 40 | 100 | |
| Примечание: Нормы по показателям табл. 4 являются факультативными до 01.01.2013. Определяются для набора данных. | | | |

Условное обозначение нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти. При поставке нефти на экспорт к обозначению типа добавляется индекс "э". Структура условного обозначения нефти:




Примеры:

1) Нефть с массовой долей серы 0,15 % (класс 1); с плотностью при температуре 20 °С 811,0 кг/м, при 15 °С 814,8 кг/м (тип 0); с массовой долей воды 0,05 %, массовой концентрацией хлористых солей 25 мг/дм, массовой долей механиче-

ских примесей 0,02 %, с давлением насыщенных паров 58,7 кПа (440 мм рт. ст.), с массовой долей органических хлоридов во фракции до температуры 204 °С 1 млн (группа 1); с массовой долей сероводорода 5 млн, легких меркаптанов 8 млн (вид 1) обозначается «Нефть 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858-2002».

2) Нефть, поставляемая для экспорта, с массовой долей серы 1,15 % (класс 2); с плотностью при температуре 20 °С 865,0 кг/м, при температуре 15 °С 868,5 кг/м, с выходом фракций до температуры 200 °С 23% об., до температуры 300 °С 45% об., с массовой долей парафина 4 (тип 2э); с массовой долей воды 0,40 %, с массовой концентрацией хлористых солей 60 мг/дм, с массовой долей механических примесей 0,02%, с давлением насыщенных паров 57,4 кПа (430 мм рт. ст.), с массовой долей органических хлоридов во фракции до температуры 204 °С 2 млн (группа 1); с массовой долей сероводорода менее 5 млн, легких меркаптанов 7 млн (вид 1) обозначается «Нефть 2.2э.1.1 ГОСТ Р 51858-2002».

Принципиальная технологическая схема УПН показана на рис. 4.1. Водогазонефтяная смесь по нефтесборным коллекторам поступает в сепаратор первой ступени С-1. Отделенный газ отводится в систему утилизации газа. Жидкость после сепаратора поступает в горизонтальные отстойники предварительного сброса воды ОГ-1,ОГ-2. Перед отстойниками в поток подается деэмульгатор. В эти же отстойники поступает жидкость по напорному трубопроводу из ДНС. Водная фаза из этих емкостей направляется в резервуар предварительного сброса Р-1. Нефтяная фаза с остаточным содержанием воды отбирается насосами Н-1, Н-2 и прокачивается через печь ПТБ, где нагревается до температуры 50-60 градусов в целях разрушения устойчивой эмульсии и поступает в емкости ОГ-3,ОГ-4. Отстоявшаяся вода направляется на

очистку воды совместно с пластовой водой с резервуара Р-1. Нефть с остаточным количеством пластовой воды верхней части отстойников направляется в электродегидратор ЭД. Перед ЭД в поток в трубе подается пресная вода для обессоливания нефти. Пресная вода также способствует удалению мехпримесей из нефти. В ЭД под воздействием электрического поля высокого напряжения остаточная водонефтяная эмульсия разрушается, вода удаляется в очистные сооружения. Здесь нефть доводится по качеству до товарной кондиции, далее через сепаратор С-2 поступает в товарные резервуары РТ. Товарные насосы НТ готовую нефть из РТ через систему измерения количества нефти СИКН откачивают в систему нефтепроводного управления.

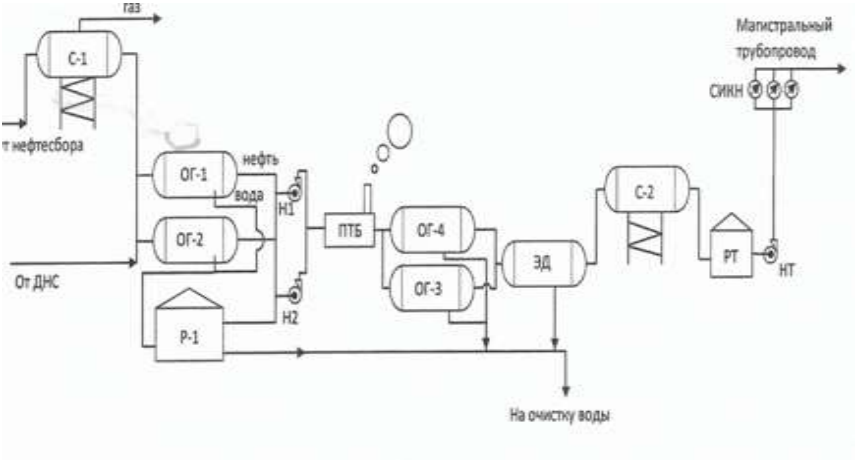



Рис. 4.1 Упрощенная схема УПН

С-1 – сепаратор первой ступени; ОГ-1, ОГ-2, ОГ-3, ОГ-4 – отстойники; Р-1 – резервуар предварительного сброса; Н-1, Н-2 – насосы сырьевые; ПТД – печь ПТБ-10; С-2 - сепаратор последней ступени; РТ – резервуар товарный; НТ – насос товарный; СИКН – система учета количества нефти.

Рис. 4.2 Фотография фрагмента установки подготовки нефти. Коридорное расположение технологических трубопроводов. Вдали – резервуары очистки сточной воды.

## 4.1 Основные действия и правила при эксплуатации и обслуживании УПН

Поскольку установка подготовки нефти относится к особо опасным объектам, для каждой установки должен быть разработан технологический регламент, согласованный и утвержденный в установленном порядке. Регламент на УПН разрабатывается проектной организацией и утверждается главным инженером эксплуатирующей организации.

Все установки, мастерские, лаборатории и другие объекты должны иметь инструкции по технике безопасности по профессиям и видам работ, обеспечивающие безопасность проведения всех работ на данном участке.

Инструкции по технике безопасности, разработанные на предприятии, подлежат пересмотру:

– не реже одного раза в три года;

– при изменении технологического процесса и условий работы;

– при авариях, взрывах и несчастных случаях с тяжелым исходом, происшедших на рабочих местах, на которые распространяется эта инструкция;

– при изменении руководящих документов, положенных в основу инструкций.

Перечень инструкций, обязательных для каждого объекта, должен утверждаться главным инженером предприятия. Инструкции по технике безопасности должны находиться в производственных помещениях.

Руководители предприятий, цехов, установок, мастерских, лабораторий и др. несут ответственность за создание и поддержание безопасных условий труда на подчиненных им объектах. Обязанности, права и ответственность руководителей предприятий и отдельных участков в области организации и создания безопасных условий труда указываются в должностных инструкциях ИТР.

Допуск на территорию УПН производится по специальным пропускам. Запрещается находиться в производственных помещениях, на установках, в резервуарных парках и других объектах лицам, не связанным с производством работ на этих объектах.

Все производственные объекты установки должны быть обеспечены средствами пожаротушения по перечню, согласованному с местными органами пожарного надзора. Для каждого газовзрывопожароопасного объекта должен быть разработан и утвержден план ликвидации аварии.

Знание плана ликвидации аварий проверяется во время учебных и тренировочных занятий с персоналом объекта,

проводимых по графику, утвержденному главным инженером предприятия.

Запрещается пуск в эксплуатацию новых, а также подвергшихся реконструкции установок без приема их комиссией с участием представителя службы техники безопасности предприятия, технического инспектора профсоюза, представителей пожарного и санитарного надзора, органов Ростехнадзора. Запрещается производить какую-либо реконструкцию без предварительного согласования проекта реконструкции с проектной организацией.

Нарушением правил безопасности является любое отступление от обязательных для данного предприятия, цеха, установки правил, инструкций, нормативных материалов и указаний по безопасному ведению работ, а также непринятие должных мер для предотвращения несчастных случаев и аварий.

## 4.2 Предохранительные и защитные устройства

Количество предохранительных клапанов, установка и обслуживание их должны отвечать требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» и «Правил безопасности при транспортировке и хранении сжиженных нефтяных газов», а также «Рекомендаций по установке предохранительных клапанов».

Контроль за состоянием предохранительных клапанов и их ремонт должны проводиться согласно требованиям паспортов клапанов и инструкции по эксплуатации сосудов и аппаратов. Запрещается подтягивать (производить регулировку) и заглушать предохранительные клапаны, если в них обнаруживается пропуск. В этих случаях необходимо прекратить эксплуатацию аппарата и оборудования, а клапан заменить.

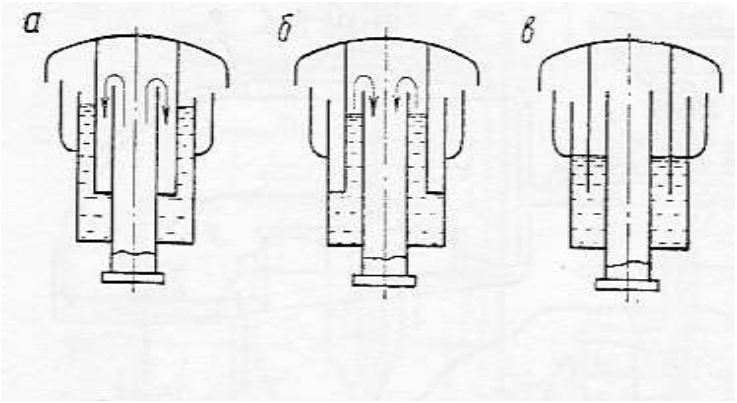



Рис. 4.3 Схема работы предохранительного клапана РВС при различных внутренних давлениях.

*а* – в резервуаре избыточное давление;
*б* – в резервуаре образовался вакуум;
*в* – давление в резервуаре равно атмосферному.

Трубопровод, по которому отводится газ от предохранительных клапанов, должен быть изолирован совместно с паровым спутником.

При расположении обслуживаемого оборудования (аппараты, приборы, люки, задвижки и др.) на высоте более 1,0 м для доступа к нему должны быть устроены стационарные лестницы и площадки с ограждением с соблюдением следующих условий:

если к задвижкам и люкам при эксплуатации требуется каждую смену доступ, то аппараты следует оборудовать лестницами с площадками у каждой задвижки, люка прибора;

если доступ к люкам необходим при ремонте аппаратов, а к задвижкам – через большие промежутки времени, то аппараты могут быть оборудованы стремянками с шатровым ограждением (в виде дуг) с устройством в верхней части площадки с ограждением.

Конструкция площадок и лестниц должна соответствовать требованиям СНиП.

Для нескольких связанных между собой площадок допускается устанавливать общие лестницы. Количество лестниц должно быть не менее двух, расположенных в противоположных концах.

Настилы площадок и ступени лестниц должны быть выполнены из материала, исключающего скольжение (просечно-вытяжного листа или полосовой стали, поставленной на ребро, и др.). На крыше РВС устанавливается площадка для подхода к предохранительному и дыхательному (рис. 4.3 и 4.4) клапанов.

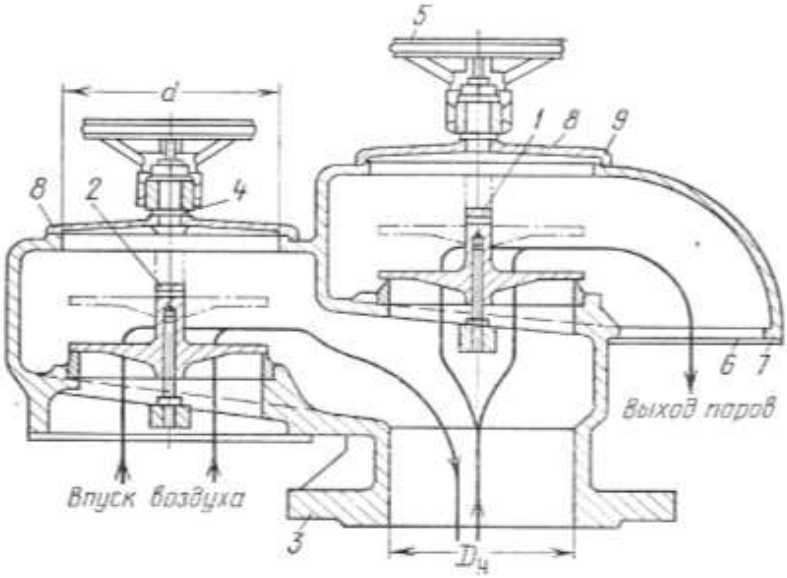



Рис. 4.4 Схема работы дыхательного клапана при поступлении жидкости в РВС (1) и при откачке жидкости (2)

1 – клапан давления; 2 – клапан вакуума; 3 – корпус клапана; 4 – откидной болт; 5 – маховики; 6 – сетка; 7 – обойма сетки; 8 – крышка; 9 – прокладка.

Все движущиеся и вращающиеся части оборудования, компрессоров, насосов, машин и механизмов, станков должны иметь прочные, надежно закрепленные металлические ограждения, закрывающие полностью все движущиеся и вращающиеся части.

Ограждения должны легко сниматься для очистки и ремонта оборудования.

Снимать ограждения можно только после полной остановки оборудования.

Запрещается пуск оборудования без установки на место ограждения и полного его закрепления.

У раздвижных лестниц-стремянок должно быть предусмотрено устройство, исключающее возможность их самопроизвольного раздвигания.

Запрещается использование приставных лестниц и лестниц, закрепляемых за трубопроводы.

## 4.3 Приборы контроля и автоматики

На всех установках могут применяться лишь контрольно-измерительные приборы, допущенные к использованию надзорными органами. Поверка и регулировка контрольно-измерительных приборов должны осуществляться также в соответствии со стандартами.

Запрещается установка и пользование контрольно-измерительными приборами:

– не имеющими клейма или с просроченным клеймом;

– без свидетельств и аттестатов;

– поврежденными и нуждающимися в ремонте и поверке.

Манометр должен выбираться с такой шкалой, чтобы предел измерения рабочего давления находился во второй трети шкалы. На циферблате манометра должна быть нанесе-

на красная черта или укреплена красная пластинка на стекле манометра через деление шкалы, соответствующее разрешенному рабочему давлению. Манометр, установленный на высоте от 2 до 5 м от уровня площадки для наблюдения за ним, должен быть диаметром не менее 160 мм.

Установка и эксплуатация контрольно-измерительных приборов и средств автоматики должны отвечать требованиям СНиП и «Противопожарных технических условий проектирования и применения установок контроля и автоматизации на предприятиях нефтяной промышленности».

Все контрольно-измерительные приборы и щиты управления подлежат заземлению независимо от применяемого напряжения.

Расположенные на щитах управления контрольно-измерительные приборы должны иметь надписи с указанием определяемых параметров.

В помещениях за щитом управления не допускается складирование посторонних предметов.

За щит управления электродегидраторов разрешается входить только электротехническому персоналу. Двери щита должны быть закрыты самозапирающимися замками и оснащены автоматической блокировкой.

В помещениях и возможных местах скопления вредных газов должны быть установлены автоматические извещатели превышения ПДК.

## 4.4 Работа в газоопасных местах

На каждой установке должен быть составлен и утвержден руководителем предприятия перечень газоопасных мест и работ, который ежегодно должен пересматриваться и переутверждаться. Рабочие и инженерно-технические работники

установок и др. объектов (под расписку) должны быть ознакомлены с этим перечнем, а также с инструкцией по организации и ведению работ в газоопасных местах.

Все работы в газоопасных местах выполняются по наряду-допуску под руководством инженерно-технического работника, назначенного начальником установки или руководителем объекта.

В наряде-допуске должны быть отражены меры по обеспечению безопасных условий работы персонала, подготовительные и основные работы, состав бригады, инструктаж и фамилии лиц, ответственных за подготовку и проведение работ.

Перед началом работ ответственное лицо за их проведение обязано проверить выполнение всех подготовительных работ, наличие анализа воздушной среды, состояние здоровья рабочих и знание ими правил ведения работ. Рабочие могут быть допущены к газоопасным работам только после проведения соответствующего инструктажа, получения наряда-допуска, плана ведения газоопасных работ.

В плане ведения газоопасных работ должны быть отражены меры по обеспечению безопасных условий работы и последовательность проведения подготовительных и основных операций.

При проведении газоопасных работ необходимо пользоваться газозащитными средствами (фильтрующие и шланговые противогазы, изолирующие респираторы). Газоопасные работы должны производиться в присутствии двух наблюдающих. Наблюдающие должны иметь такие же защитные средства, как и работающий, знать правила спасения работающего и правила оказания первой доврачебной помощи пострадавшему.

Фильтрующие противогазы допускается применять, если содержание кислорода не ниже 19 % объемн., а фильтры

противогазов гарантируют поглощение паров и газов, концентрация которых в воздухе не превышает 0,5 % объемн.

Работа в плохо проветриваемых газоопасных местах должна производиться с применением шланговых противогазов. При необходимости применять шланги длиной более 10 м следует пользоваться шланговым противогазом с принудительной подачей воздуха.

Срок единовременного пребывания рабочего в шланговом противогазе определяется лицом, ответственным за проведение газоопасных работ, записывается в наряде-допуске, но не должен превышать 30 мин. с последующим отдыхом не менее 15 мин. Лицо, ответственное за проведение газоопасных работ, обязано систематически наблюдать за ходом работ, соблюдением мер безопасности, определять режим работы и отдыха. Запрещается рабочих, заявивших о недомогании, направлять на газоопасные работы.

Рабочие, выполняющие газоопасную работу (работающий и наблюдающие), должны следить за тем, чтобы шланг не имел изломов и крутых изгибов. Поверх спецодежды на рабочем должен быть надет предохранительный пояс, к лямкам которого прикрепляется сигнально-спасательная веревка; выведенный наружу конец сигнальной веревки должен иметь длину не менее 5 м.

Исправность комплекта шлангового противогаза и своевременность проверки предохранительного пояса и веревки должны проверяться перед началом работ работающим и ответственным лицом за проведение работ, указанным в наряде-допуске.

При обнаружении неисправности (трещины, неплотности в соединениях, выдыхательном клапане и др.) и просрочке

проверки пояса и веревки противогаз необходимо изъять из употребления.

Наблюдающий, держа конец сигнально-спасательной веревки, должен подергиванием ее и голосом периодически удостоверяться о самочувствии работающего. В случае необходимости наблюдающий должен немедленно вытащить пострадавшего за веревку.

Если газоопасные работы должны выполнять два человека, то наблюдающие должны следить, чтобы шланги от противогазов и сигнально-спасательные веревки находились в параллельном положении.

В местах проведения газоопасных работ должен быть резервный комплект шлангового противогаза.

Работы во взрывогазоопасных местах должны производиться инструментом, изготовленным из металлов, не дающих искр. Освещение должно производиться во взрывобезопасном исполнении.

Все распоряжения о порядке выполнения газоопасных работ должны даваться только лицом, ответственным за их проведение. Присутствующие при проведении работ вышестоящие должностные лица могут давать указания только этого руководителя работ.

## 4.5 Факельные установки

Факелы эксплуатируются согласно РД «Устройство и безопасная эксплуатация факельных систем».

На установках должны быть приняты меры к утилизации и сокращению сброса газов на факел. Газ, поступающий на факел, должен непрерывно сжигаться. Устройство для зажигания факела должно быть дистанционным, надежным и безопасным.

На факельном трубопроводе вблизи факела должен быть установлен огнепреградитель, доступный для ремонта и осмотра. Для улавливания конденсата на общем факельном трубопроводе должен устанавливаться конденсатосборник.

Факельные трубопроводы должны иметь уклон в сторону сепараторов (конденсатосборников). Во избежание попадания конденсата в факел его необходимо своевременно удалять из сепараторов.

Запрещается сброс в факельные трубопроводы газов с наличием воздуха, могущего образовать взрывоопасные смеси. Для сброса горючих газов, содержащих сероводород в количестве более 8 % вес., необходимо предусматривать отдельную факельную систему.

Давление газа в общем факельном трубопроводе, до выхода из факельной трубы, не должно превышать 0,5 атм.

Рис. 4.5 Факельные установки для сжигания неиспользуемого газа на промыслах

Территория вокруг факела в радиусе не менее 50 м должна ограждаться. Перед входом на территорию факела должна быть вывешена предупредительная надпись: «Вход посторонним лицам запрещен».

Запрещается допуск рабочих на территорию факела без разрешения лица, ответственного за эксплуатацию факела.

Не допускается устройство колодцев, приямков и других заглублений в пределах огражденной территории факела.

## 4.6 Оборудование, емкости и аппараты

Персонал, обслуживающий установки, обязан знать их схему и назначение всех аппаратов, трубопроводов, арматуры, контрольно-измерительных приборов и средств автоматики.

Во время работы установки необходимо обеспечить контроль за всеми параметрами технологического процесса (давлением, температурой, уровнем продукта и т. д.). Показания контрольно-измерительных приборов, находящихся на щите в операторной (давление, уровень и др.), должны периодически проверяться дублирующими приборами, установленными непосредственно на аппаратах.

Изменение параметров в аппаратах должно проводиться медленно и плавно.

Все аппараты и емкости под давлением выше 0,7 атм должны эксплуатироваться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». Например, нефтегазовый сепаратор НГС, (рис. 4.6).

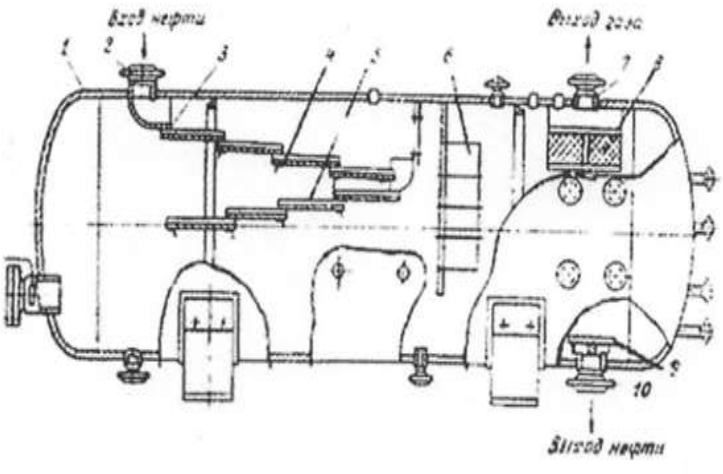



Рис. 4.6 Нефтегазовый сепаратор НГС

1 – корпус, 2 – входной патрубок, 3 – распределительные устройства, 4,5 – наклонные желоба, 6 – вертикальный отбойник, 7 – выход газа, 10 – выход нефти.

Запрещается эксплуатация аппаратов, емкостей и оборудования при неисправных предохранительных клапанах, отключающих и регулирующих устройствах, при отсутствии и неисправности контрольно-измерительных приборов и средств автоматики.

При обнаружении пропусков в аппаратах, оборудовании, трубопроводах и арматуре для предотвращения воспламенения вытекающих нефти и нефтепродукта необходимо немедленно выключить аппарат из работы или остановить установку.

Запрещается производить какие-либо работы, связанные с ударами, подтяжкой, креплением болтов и шпилек на аппаратах и трубопроводах, находящихся под давлением,

а также производить набивку и подтяжку сальников на работающих насосах.

Изоляция горячих аппаратов, оборудования и трубопроводов должна быть исправной. Температура на ее поверхности в помещениях не должна превышать 45 ºС, а на наружных площадках 60 ºС.

**Расчет сепараторов**

Любой тип сепаратора должен рассчитываться на пропускную способность как по газу, так и по жидкости. Сравнительно легко поддаются расчету вертикальные гравитационные сепараторы н гидроциклонные.

***Расчет вертикального гравитационного сепаратора.***

Количество газа, выделяющегося в сепараторе, определяется по формуле

$V$ ($V$ ——м$^3$ /сут (4.1),

где $V_r$ – количество газа, проходящего через сепаратор при нормальных условиях, в м$^3$/сут;

$\alpha$ – коэффициент растворимости газа в нефти в Па$^{-1}$: $Q_H$ – количество нефти, проходящей через сепаратор, в м$^3$/сут; $p_1$ и $p_0$ – соответственно давление в сепараторе и нормальное давление (101,3 • 10$^3$.) в Па; $T_1$ и $T_0$ – соответственно термодинамическая температура в сепараторе нормальная (273 К).

Поделив правую часть уравнения (4.1) на числа секунд в сутках н на площадьсепаратора $F =$ —— , можно найти среднюю скорость газа в сепараторе:

—————— м/с

Из этого выражения можно определить диаметр сепаратора:

$$D = \sqrt{\frac{4(V_г - \propto Q p_1) p_0 T_1 z}{86400 \pi p_1 T_0 \vartheta_{ср}}} \text{ м.} \quad (4.2)$$

Средняя скорость газа в сепараторе должна быть взята несколько меньше расчетной скорости оседания частиц жидкости $\vartheta_ж$, определяемой формулой Стокса (Re<l);

$$\vartheta_ж = \frac{d^2(p_ж - p_г)g}{18\mu_г} \text{м/с,} \quad (4.3)$$

где d – диаметр оседающей или всплывающей частицы (жидкости, газа) в метрах (принимают для расчета $d=10^{-4}$ м); рж и рг – соответственно плотность жидкости и газа в условиях сепаратора в кг/м$^3$ ; g – ускорение свободного падения в м/с$^2$ ; $\mu_г$ – абсолютная вязкость газа в Па-с.

Расчет вертикальных гравитационных сепараторов по жидкости сводится к выполнению условия, чтобы скорость подъема уровня жидкости Vж в них была меньше скорости всплывания газовых пузырьках, т. е.

$$Vж < Vг \quad (4.4)$$

Скорость всплывания пузырьков газа Vг в жидкости можно определять по формуле Стокса (4.3), заменив в ней динамическую вязкость газа $\mu_г$, на динамическую вязкость жидкости $\mu_ж$.

Учитывая соотношение (4.4), пропускную способность вертикального сепаратора по жидкости можно записать в следующем виде

$$\vartheta_ж = \frac{Q_н}{86400F} < \vartheta_г = \frac{d^2(p_ж - p_г)g}{18\mu_ж} \quad (4.5)$$

или

$$Q_н < 86400F \frac{d^2(p_ж - p_г)g}{18\mu_ж} \quad (4.6)$$

После подстановки в формулу (4.6) величин $F = \pi D^2/4$ и $g = 9{,}81$ м/с$^2$ получим

———— (4.7)

***Расчет гидроциклонного сепаратора.***

Пропускная способность по газу одной гидроциклонной головки определится из формулы:

$V_v$ —— м$^3$/сут (4.8)

где Qпр – объемный расход нефтегазовой смеси, приведенный к давлению и температуре в гидроциклоне, в м$^3$/ сут; р и $p_0$ – соответственно давление в гидроциклоне и нормальное в Па; Qн – количество нефти; проходящей через гидроциклон, в м$^3$/сут; Т и $T_0$ – соответственно термодинамическая температура в гидроциклоне в нормальная в К; z – коэффициент сжимаемости газа. С другой стороны, пропускную способность по газу технологической емкости можно определить из формулы:

$V$гп ——м$^3$/сут,

где F – площадь горизонтального сечения технологической емкости, $\vartheta$ср – средняя допустимая скорость восходящего потока газа в технологической емкости (принимается в переделах 0,15-0,2 м/сек).

Пропускная способность по жидкости одной гидроциклонной головки определяется по формуле:

———— м$^3$/сут

где Гп и Г0 — соответственно потенциальный и остаточный (по растворенному в нефти газу) газовый фактор в м$^3$ /м$^3$; bн — объемный коэффициент нефти для условий в сепараторе.

Площадь ввода нефтегазовой смеси в тангенциальную гидроциклонную головку определяется по формуле:

——— м$^2$

где $\vartheta$— скорость смеси в тангенциальном вводе в м/с (рекомендуется принимать 15-25 м/с).

Расчеты жалюзийных, а также горизонтальных гравитационных сепараторов не приводятся из-за сравнительно большой сложности.

Запрещается работать с низким (аварийным) уровнем продуктов в аппаратах и емкостях, питающих горячие насосы. Установка должна быть аварийно остановлена согласно плану ликвидации аварии в случае прекращения подачи газа, сырья, пара, воды, электроэнергии, воздуха, разрыва коммуникаций и аппаратуры, прогара труб змеевика печи, а также в случае аварии на расположенной рядом установке или объекте.

Дренирование воды из аппаратов и емкостей должно проводиться автоматически в закрытую систему. При ручном дренировании с расположением запорного устройства над дренажной воронкой оно должно проводиться в противогазе и в присутствии наблюдающего. Рабочие, производящие дренирование, и наблюдающий должны стоять с наветренной стороны.

Отбор проб горячего продукта должен производиться после предварительного его охлаждения в чистую и сухую металлическую посуду с крышкой. Запрещается отбирать пробы без рукавиц и защитных очков. Отбор проб газа должен производиться с помощью пробоотборников, рассчитанных на максимальное давление газа в аппарате. Запрещается пользоваться пробоотборниками с неисправными игольчатыми вентилями и с просроченным сроком проверки. Проверка вентилей производится не реже одного раза в шесть месяцев.

Рис. 4.7 Емкости предварительного сброса воды ОГ-200
на Гремихинском месторождении. Желтые трубы – отбор газа

Все оборудование, аппаратура и основные запорные устройства должны иметь четко обозначенные номера, соответствующие технологической схеме. На схеме должны быть нанесены основные подземные и надземные трубопроводы и отражены все проведенные изменения. Схема должна быть вывешена в операторной и других местах, где находится обслуживающий персонал.

При прекращении работы установки на длительное время должны быть приняты меры защиты аппаратов и трубопроводов от коррозии, размораживания в зимний период времени и от образования в них взрыво- и пожароопасных смесей.

Газ и пары нефтепродуктов из аппаратов, емкостей и трубопроводов при их освобождении должны сбрасываться в газосборную сеть или на факел, а остаток должен быть вытеснен на свечу.

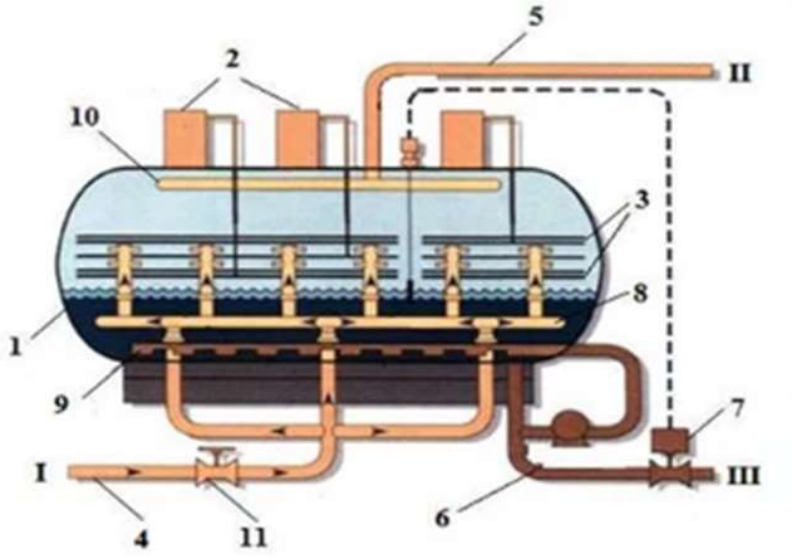



Рис. 4.8 Электродегидратор типа ЭРДГ-21М

1 – корпус электродегидратора; 2 – трансформатор; 3 – электроды; 4 – штуцер подачи сырой нефти; 5 – штуцер вывода обессоленной и обезвоженной нефти; 6 – штуцер вывода сточной воды; 7 – клапана регулирования уровня; 8 – распределительный коллектор; 9 – отмыв донных отложений; 10 – выпускной коллектор; I - сырая нефть; II - обезвоженная нефть; III - сточная вода.

Перед пуском установки необходимо проверить исправность оборудования, трубопроводов, арматуры, заземляющих устройств, контрольно-измерительных приборов, блокировок, вентиляции, канализации, средств индивидуальной защиты и пожаротушения. Воздух из системы должен быть вытеснен на свечу. Конец продувки определяется анализом выходящей парогазовоздушной смеси, содержание кислорода в которой не должно превышать 1 % объема.

Рис. 4.9 Сепаратор концевой ступени на эстакаде
На переднем плане оператор ООУ – обезвоживающей и обессоливающей установки. На УПН без каски нельзя работать (снял каску по просьбе фотографа).

## 4.7 Необходимые требования при эксплуатации трубчатых печей и огневых подогревателей блочных установок

Пуск установки должен производиться под руководством ответственного инженерно-технического работника.

Запрещается вытеснение воздуха из аппаратов и емкостей в общий факельный трубопровод.

При пуске и эксплуатации установки необходимо соблюдать требования технологического регламента.

Трубчатые печи должны быть снабжены сигнализацией, срабатывающей при прекращении подачи жидкого или газообразного топлива к форсункам или снижении давления его ниже установленных норм.

Разрешается зажигать форсунки печи только с применением факела или запальником.

При зажигании форсунки, работающей на жидком топливе, необходимо стоять сбоку форсунки, сначала поднести к ней зажженный факел, открыть поступление пара и воздуха и только после этого постепенно открыть вентиль на топливном трубопроводе у форсунки.

Запрещается применять для пропитки факела легковоспламеняющиеся продукты (бензин, лигроин, керосин и т. д.).

На топливном газопроводе должно быть редуцирующее устройство, отрегулированное на давление, необходимое для горения, а также конденсатосборник или паровой подогреватель его для предупреждения попадания конденсата в форсунки. На рис. 4.10 показан подземный конденсатосборник, который устанавливается на газопроводах для сбора жидкой фазы, накапливающейся в пониженных местах газопровода. Емкость периодически опорожняется в автоцистерны путем открытия вентиля (5). Таких дрипов в газосборной системе может быть несколько.

Давление газа и жидкого топлива в топливных трубопроводах должно регулироваться автоматически. На топливной линии подачи газа должен быть установлен регулирующий клапан.

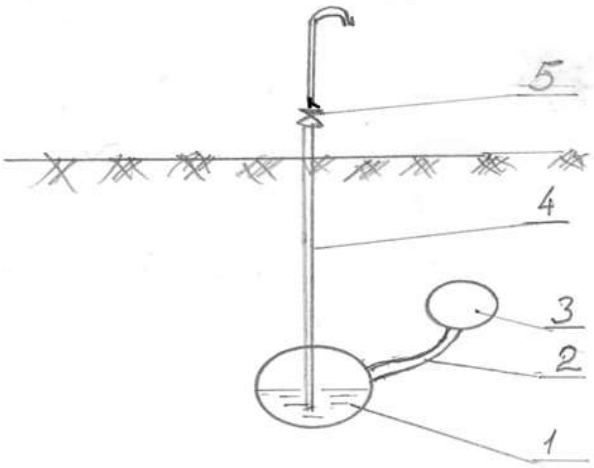



Рис. 4.10 Дрип (конденсатосборник) на газовой линии

1 – емкость, 2 – трубка для перетока жидкой фазы из пони-женного участка трубы в емкость, 3 – газопровод, 4 – трубка для опорожнения емкости. 5 – вентиль.

На топливной линии подачи газа должен быть установлен запорный клапан, в операторной на щите – устройство, сигнализирующее о прекращении горения форсунок.

Перед зажиганием форсунок печи, работающих на газе, необходимо:

- проверить плотность закрытия рабочих и контрольных вентилей на всех форсунках;
- спустить конденсат из топливной линии;
- продуть топливный трубопровод на свечу;
- продуть топку печи паром.
- продувочные свечи должны быть выведены в безопасное место.

Рис. 4.11 Печи подогрева водонефтяной эмульсии на УПН.
На переднем плане – печь подогрева ПТБ-10.

Камеры сгорания печи, коробки двойников, дымоходы должны быть оборудованы системой паротушения. Вентили трубопроводов паротушения должны располагаться в удобном для подхода и безопасном в пожарном отношении месте на расстоянии не менее 10 м от печи.

Если трубчатые печи и огневые подогреватели не оборудованы паротушением, то необходимо обеспечить установки азотом для тушения пожара.

При наличии признаков прогара труб необходимо немедленно прекратить эксплуатацию печи согласно плану ликвидации аварий.

К эксплуатации трубчатых печей на газовом топливе допускаются лица, прошедшие в установленном порядке проверку знаний на право обслуживания топочных устройств на газовом топливе и по «Правилам безопасности в газовом хозяйстве».

## 4.8 Внутриплощадочные технологические трубопроводы

Устройство и расположение труб перекачки нефти должны соответствовать СНиП и «Противопожарным техническим условиям проектирования предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности».

Обслуживание технологических трубопроводов следует производить в соответствии с требованиями «Руководящих указаний по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке технологических трубопроводов с давлением до 100 кг/ $см^2$».

Не допускается прокладка транзитных технологических трубопроводов под и над зданиями, сооружениями и установками. Это требование не распространяется на уравнительные и дыхательные трубопроводы, проходящие над резервуарами.

Места прохода труб через внутренние стены помещений должны иметь патроны и уплотнительные устройства.

Трубопроводы должны подвергаться периодическому осмотру и освидетельствованию согласно графику, утвержденному начальником установки.

На трубопроводах по возможности не должно быть тупиковых участков.

Газопроводы для подачи газа на топливо по территории установки должны прокладываться в соответствии с «Правилами безопасности в газовом хозяйстве».

Запорная и регулирующая арматура, устанавливаемая на трубопроводах для продуктов с температурой нагрева выше 115 град. °С, а также для газов и легковоспламеняющихся жидкостей с температурой вспышки ниже 45 град. °С и вредных веществ, независимо от температуры и давления среды, должна быть стальной.

Запрещается оставлять открытой запорную арматуру на неработающих трубопроводах. Выключенные из технологической схемы трубопроводы должны быть отглушены.

Запорная арматура на трубопроводах должна систематически смазываться и легко открываться.

Запрещается применять для открытия и закрытия запорной арматуры крюки, ломы, трубы и т. д.

Запорную арматуру на трубопроводах следует открывать и закрывать медленно во избежание гидравлического удара.

На штурвалах запорных арматур газопроводов с горючими газами должны быть указатели «Открыто», «Закрыто».

Замена прокладок и запорной арматуры на трубопроводах допускается только после освобождения от продукта, продувки паром, отключения трубопровода от действующих трубопроводов задвижками с установкой заглушек.

В местах установки арматуры и сложных трубопроводных узлов весом более 50 кг, требующих периодической разборки, должны быть предусмотрены переносные или стационарные средства механизации для монтажа и демонтажа арматуры.

На трубопроводах, по которым перекачивается нагретая нефть и нефтепродукты, должны быть установлены компенсаторы.

Наземные трубопроводы должны быть уложены на опоры из несгораемого материала.

Все трубопроводы должны быть прочно укреплены во избежание вибраций их во время работы.

За состоянием подвесок и опор трубопроводов, проложенных над землей, должен быть обеспечен технический надзор во избежание опасного провисания и деформации, могущих вызвать аварию и пропуск продуктов. Всякие неис-

правности в состоянии подвесок и опор трубопроводов должны немедленно устраняться.

## 4.9 Резервуары

Резервуары предназначены для хранения, отпуска, учета нефти и жидкости, являются важными инженерными конструкциями. В некоторых УПН резервуары используются также для предварительного сброса воды, для очистки сточной воды перед закачкой в нефтяные пласты.

На установках подготовки нефти – УПН применяются, в основном, стальные вертикальные резервуары РВС вместимостью 100- 10000м3. В некоторых случаях применяется также РВС-50000. Последние чаще всего применяются в нефтепроводных управлениях. Для расширения кругозора читателей ниже приводятся сведения о резервуарах других типов. Персонал, обслуживающий резервуарные парки, должен знать схему расположения трубопроводов и назначение каждой запорной арматуры, чтобы в процессе эксплуатации, а также при аварии или пожаре быстро и безошибочно производить необходимые переключения.

Схема трубопроводов в резервуарном парке должна быть такой, чтобы в случае аварии можно было перекачать продукт из одного резервуара (емкости) в другой.

Каждый резервуар (емкость) должен быть оснащен полным комплектом соответствующего оборудования, предусмотренным проектом, в том числе противопожарной системой. На рис. 4.12 показаны средства пожаротушения РВС.

Рис. 4.12 а Товарный парк на УПН, состоящий из РВС-5000, оборудованных шахтными лестницами. Видны пеногенераторы для тушения пожара на верхнем поясе РВС (красный цвет). По краям обваловки установлены осветительные мачты.

Рис. 4.12 б Товарные резервуары нефти РВС-5. На переднем плане – обваловка каре резервуаров, прожекторная мачта и молниезащита.

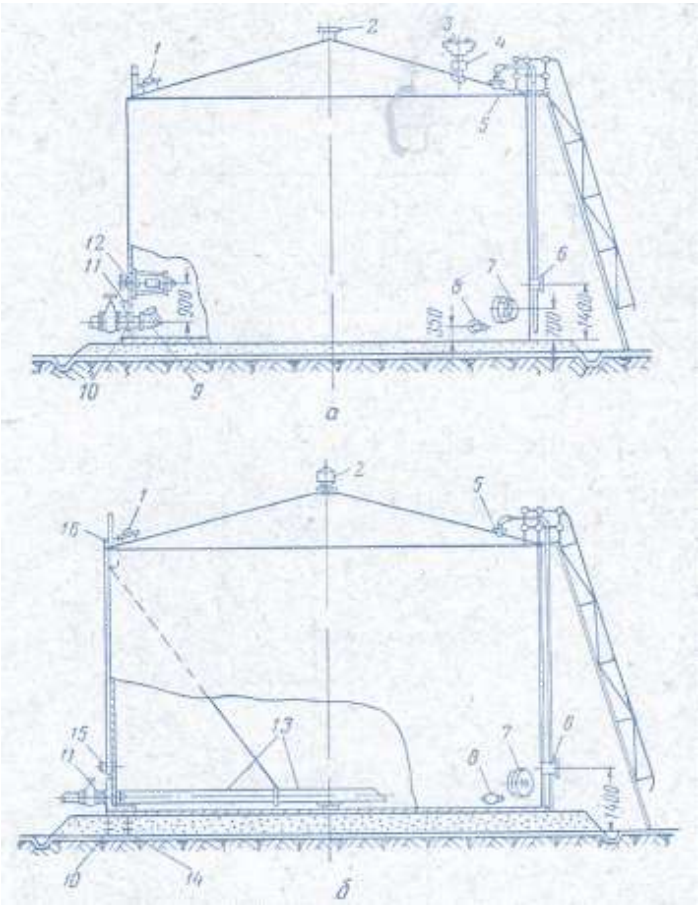
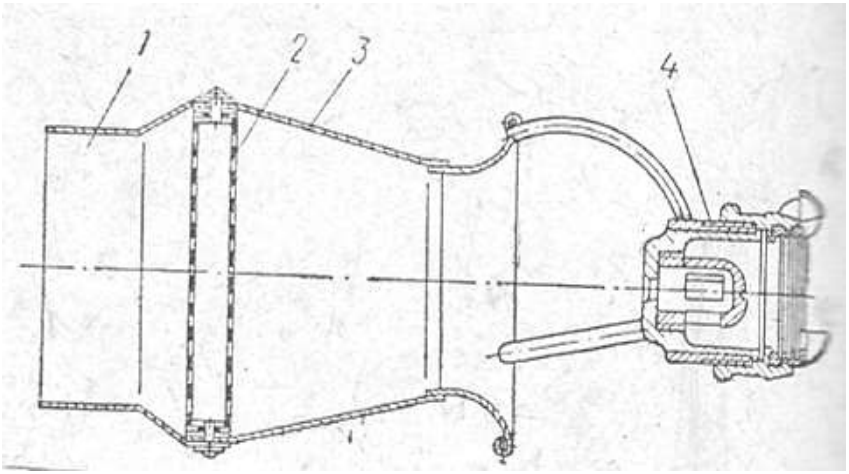



Рис. 4.13 Пример оснащения оборудованием РВС-1000 для нефти и нефтепродуктов.

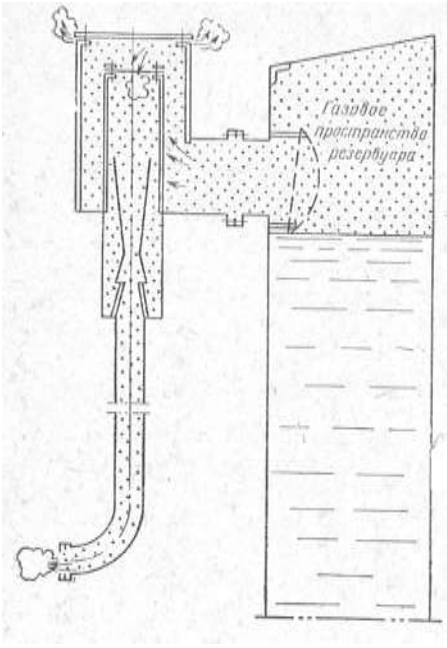
Схема расположения оборудования на вертикальных резервуарах со светлыми (а) и темными (б) нефтепродуктами: 1 – световой люк; 2 – вентиляционный патрубок; 3 – дыхательный клапан; 4 – огневой предохранитель; 5 – замерный люк; 6 – прибор для замера уровня; 7 – люк-лаз; 8 – сифонный кран; 9 – хлопушка; 10 – приемно-раздаточный патрубок; 11 – перепускное устройство; 12 – управление хлопушкой; 13 - подъемная труба; 14 – шарнир; 15 – ручная лебедка; 16 – роликовый блок.

Резервуары (емкости) для легких продуктов должны быть оборудованы арматурой, обеспечивающей минимальные потери продукта, а также газоуравнительной системой.

Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары (емкости) должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения по согласованию с органами пожарного надзора. Все средства пожаротушения, находящиеся на территории резервуарных парков и у отдельно стоящих резервуаров (емкостей) должны постоянно находиться на предназначенных для них местах и в полной исправности.




а) 1 – насадка; 2 – пакет сеток; 3 – корпус; 4 – распылитель




б)

Рис. 4.14 Стационарные средства пожаротушения РВС
а – пеногенератор ПГВ.; б – сливная пенокамера.

На резервуарах (емкостях) должны быть обозначены порядковые номера согласно технологической схеме.

На рис. 4.15 показан сфероидальный резервуар (каплевидный вариант), используемый для длительного хранения легких углеводородов. По форме они похожи на каплю жидкости на плоской поверхности. Стальной резервуар покоится на плотно утрамбованной песчаной подушке. Эти резервуары имеют наименьшие потери нефтепродуктов от «малых дыханий».

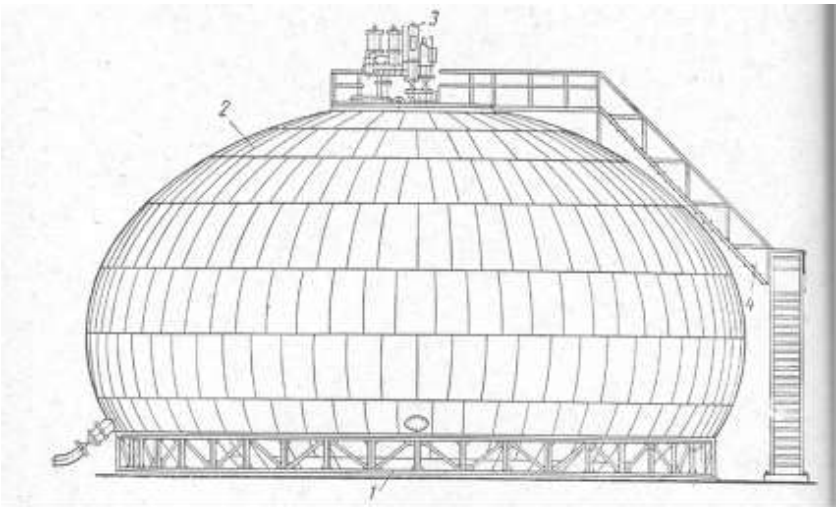



Рис. 4.15 Каплевидный резервуар для хранения легких углеводородов. 1 – днище; 2 – тонкостенная оболочка; 3 – предохранительные клапаны; 4 – лестница.

Вокруг отдельно стоящего резервуара (емкости) или группы их обвалование должно поддерживаться в чистоте и исправном состоянии.

Лестницы-переходы на территории резервуарных парков должны соответствовать правилам безопасности и содержаться в чистоте и исправном состоянии.

Для контроля уровня жидкости в резервуаре (емкости) должны быть установлены автоматические приборы (указатели уровня) с выводом показаний на щит в операторной.

При замере уровня и отборе проб в ночное время разрешается пользоваться только взрывозащищенными переносными светильниками (аккумуляторные и батарейные).

Включение и выключение светильников следует производить только за пределами обвалования резервуарного парка.

Приступать к наполнению или опорожнению резервуара (емкости) допускается лишь после того, как обслуживающий персонал удостоверится в правильности открытия задвижек, связанных с перекачкой. Открытие и закрытие задвижек должно производиться плавно.

На рис. 4.16 показан нечасто используемый казематный резервуар, относится к углубленным резервуарам. Стальной резервуар расположен на песчаной подушке внутри каземата, стенки которого (бетонные или кирпичные) расположены на определенном расстоянии от стенок самого резервуара (один метр и более). Эти резервуары относятся к наиболее безопасным и с наименьшими потерями от дыхания, рекомендуются для южных климатических зон.

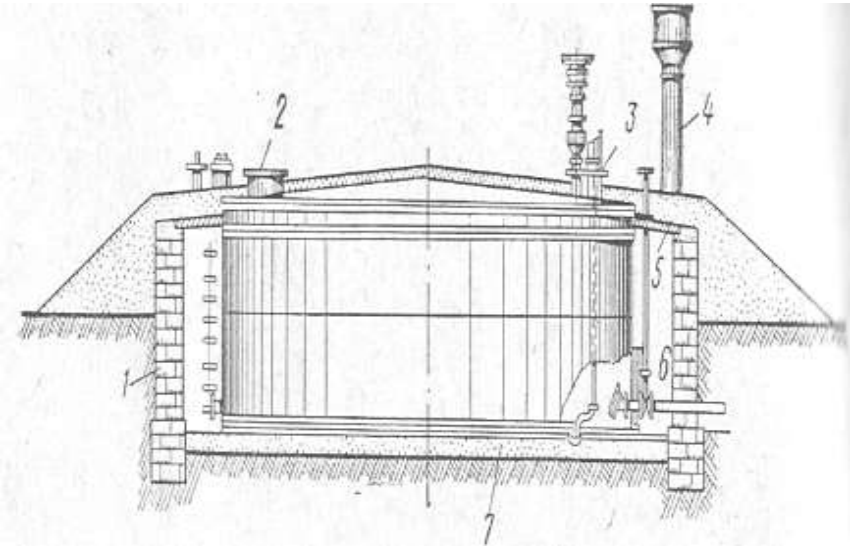



Рис. 4.16 Подземный казематный резервуар для легких углеводородов.

1 – стенка каземата; 2 – световой люк; 3 – люк управления; 4 – вентиляционная труба; 5 – плитки перекрытия; 6 – резервуар; 7 – песчаная подсыпка.

Запрещается производить одновременные операции с задвижками по отключению действующих резервуаров (емкостей) и включению порожних резервуаров (емкостей). При переключении резервуара (емкости) необходимо вначале открыть задвижку на резервуаре (емкости), который предусматривается заполнять, после этого перекрыть задвижку на отключаемом от заполнения резервуаре (емкости).

При наличии электроприводных задвижек с местным или дистанционным управлением должна быть предусмотрена сигнализация, указывающая положение запорного устройства задвижки.

Запрещается закачивать в резервуар (емкость) продукт с упругостью паров большей, чем та, на которую они рассчитаны (разрешенное рабочее давление).

Во время дренирования резервуара (емкости) необходимо следить за стоками, не допуская вытекания нефти и нефтепродукта.

На рис. 4.17 показана схема железобетонного резервуара (ЖБР), относящегося к заглубленным резервуарам.
от испарения в 10 раз меньше, чем РВС.

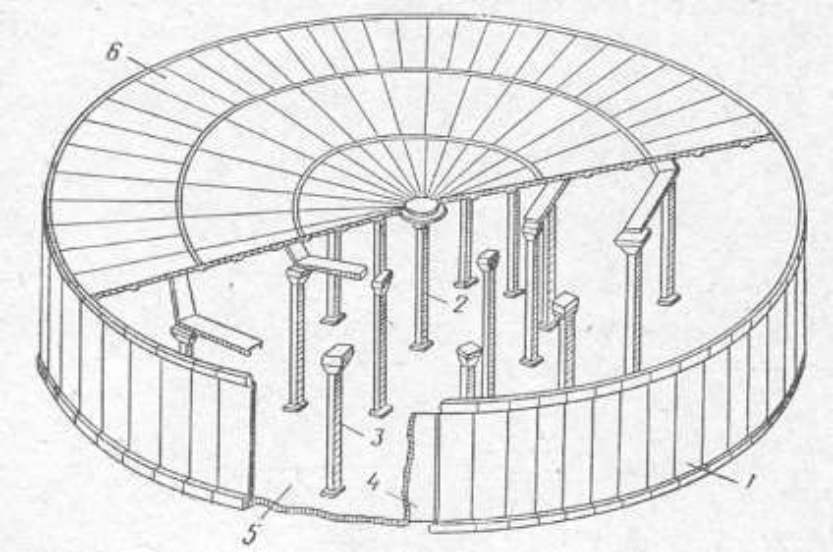



Рис. 4.17 Схема заглубленного железобетонного резервуара
1 – боковые панели; 2 – центральная опорная колонка; 3 – периферийная опорная колонка; 4 – металлическая облицовка; 5 – монолитное железобетонное днище; 6 – крыша.

Преимущества ЖБР перед наземными РВС следующие:

1. Расход металла на 1м3 емкости вдвое меньше, чем РВС.

2. ЖБР долговечны из-за малой подверженности коррозии.

3. Заглубленность ЖБР создает большие противопожар-ные и маскировочные преимущества.

4. Потери нефтепродуктов от испарения в 10 раз меньше, чем РВС.

ЖБР применяется для хранения не только для хранения нефтепродуктов, но и для пресной воды.

Правильность работы дыхательных и гидравлических (предохранительных) клапанов должна проверяться по графику, утвержденному начальником установки.

При обнаружении течи в швах или в основном металле, а также в оборудовании и арматуре резервуар (емкость) должен быть немедленно освобожден от продукта и подготовлен к ремонту.

Внешний осмотр заземляющих устройств должен производиться вместе с осмотром оборудования резервуаров (емкостей). Место подключения заземляющих устройств должно быть обозначено красной краской.

На резервуарах (емкостях), заполненных продуктом, не допускаются какие-либо работы с применением ударных инструментов (молотков, кувалд и др.).

Включение в работу резервуара (емкости) после освидетельствований, ревизий и ремонта должно производиться после комиссионного осмотра и с письменного разрешения лица, в ведении которого находится резервуарный парк.

Территория резервуарного парка и отдельно стоящих резервуаров в ночное время должна освещаться светильниками, установленными за пределами обвалования.

Рис. 4.18 РВС промыт, пропарен, подготовлен к ремонту

Выделяется интенсивная коррозия нижнего пояса резервуара и днища.

## 4.10 Насос

Применяемые насосные агрегаты должны быть во взрывобезопасном исполнении и соответствовать проекту.

На насосе, подающем масло на торцовые уплотнения, должно быть предусмотрено блокировочное устройство, включающее резервный масляный насос при падении давления масла.

Электроприводы насосов, перекачивающих продукты, нагретые до температуры самовоспламенения, должны иметь дистанционное аварийное отключение.

Арматуру на насосах необходимо выбирать по условному давлению в соответствии с паспортом насоса и трубопровода. На выкидном трубопроводе каждого центробежного насоса должен быть установлен обратный клапан.

Расположение трубопроводов и насосов должно обеспечивать удобство их обслуживания. Трубопроводы следует укладывать в каналы, перекрытые рифлеными металлическими покрытиями. Покрытия должны иметь западающие ручки для подъема.

В насосных на трубопроводах надлежит указывать их назначение и направление движения продуктов, на насосах – индексы согласно технологической схеме, а на двигателях – направление вращения ротора.

Все насосы должны быть снабжены дренажными устройствами.

Корпусы насосов, перекачивающих легковоспламеняющиеся продукты, должны быть заземлены независимо от заземления электродвигателей, находящихся на одной раме с насосами.

Пускать в работу и эксплуатировать центробежные насосы при отсутствии ограждения на муфте сцепления их с двигателем запрещается.

Во время эксплуатации насосов должна быть обеспечена нормальная работа манометров, указывающих давление на приеме и выкидке насоса. Запрещается работа насосов с неисправными манометрами или без них.

Смазка движущихся частей насоса на ходу допускается лишь при наличии соответствующих приспособлений, делающих ее безопасной.

Подшипники насосов должны иметь достаточное количество смазки. Не допускается перегрев подшипников выше установленной нормы. Температура подшипников должна контролироваться. При перегреве насосы должны отключаться автоматически.

Резервный насос всегда должен находиться в постоянной готовности к пуску. При переключении с работающего насоса на резервный должны быть проверены правильность открытия соответствующих задвижек и подготовленность насоса к пуску.

При остановке насоса поступление воды, служащей для охлаждения сальников насоса, должно быть прекращено автоматически.

Полы и лотки в насосных должны промываться водой. Не допускается скопление нефтепродуктов в приямках, лотках и т. д. Насосные должны быть оборудованы двумя входами в разных местах.

Помещение насосных должно быть снабжено автоматической сигнализацией превышения вредных и взрывоопасных газов. При продувке насосов выбрасываемый продукт должен отводиться за пределы помещения, жидкий – по трубопроводам в специально предназначенную емкость, а пары и газы – на свечу.

Не разрешается загромождать проходы между насосами материалами, оборудованием или какими-либо предметами.

В местах прохода промежуточных валов через разделительную стену между насосным и моторным залами должны быть сальниковые уплотнения.

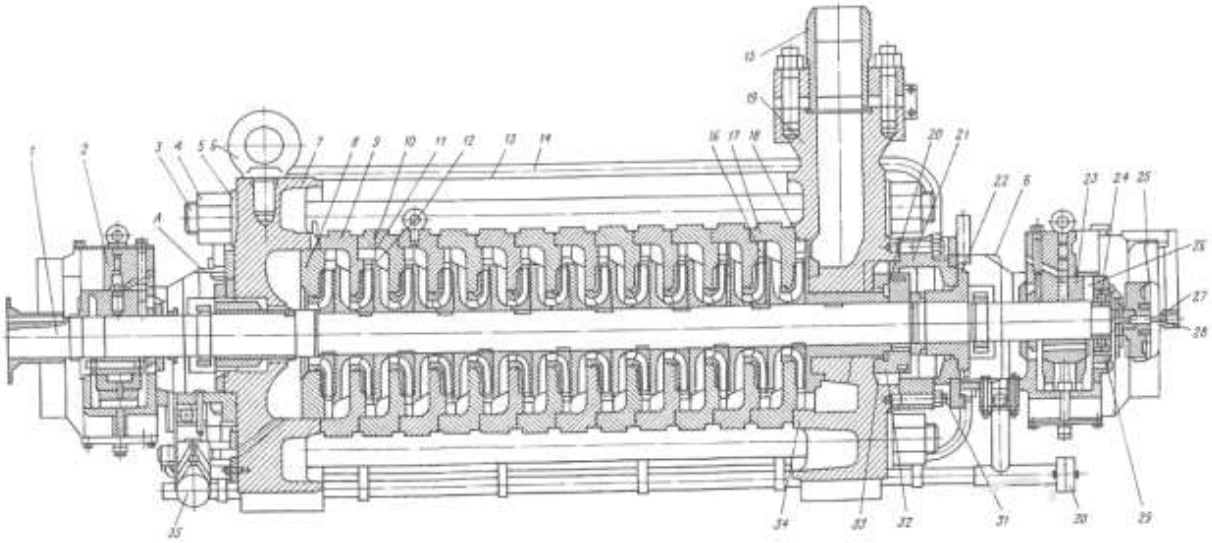


Рис. 4.19 Многосекционный центробежный насос в разрезе

1 – вал; 2, 23, 24 – подшипник; 3 – шпилька стяжная; 4, 31 – гайка; 6 – рым-болт; 7 – крышка входная; 8 – проставка; 9, 10 – секция; 11 – штифт; 12 – аппарат направляющий; 13 – кожух; 14 – трубка разгрузки; 15 – патрубок; 16, 18, 33 – кольцо резиновое; 17 – секция последней ступени; 19 – крышка напорная; 20, 32 – кольцо гидропяты; 21 – корпус уплотнения; 22 – уплотнение торцевое; 25 – вентилятор; 26 – вкладыш; 27 – указатель осевого сдвига ИП-17; 28 – кронштейн; 29 – баббит; 30 – коллектор; 34 – аппарат направляющий последней ступени; 35 – задвижка

Нельзя допускать работу насоса с кавитацией. Для нормальной работы насоса необходимо, чтобы минимальное давление на входе в насос превышало давление насыщенных паров перекачиваемой среды на значение кавитационного запаса.

$P_{вх} / \rho = P_{пар} / \rho + \Delta H_д - \upsilon^2_{вх} / 2q$, где

$P_{вх}$ – требуемое давление на входе насоса,
$\rho$ – плотность жидкости,
$P_{пар}$ – давление насыщенных паров,
$\Delta H_д$ – кавитационный запас насоса,
$\upsilon^2_в$ – скорость потока на входе в насос,
Значение допустимого кавитационного запаса дается в паспортах насоса.

В зависимости от вязкости жидкости, частоты вращения насоса и КПД превышение установленной мощности двигателя над потребляемой насосом должно быть:

Мощность потребляемая насосом – коэффициент превышения

До 20 квт – 1,25
20-50 квт – 1,20
50 -300квт – 1,15
Свыше 300 – 1,10

При вязкости свыше 30мПас коэффициент превышения берется не ниже 1,15.

***Параллельная работа двух насосов***

Насосы могут работать параллельно или последовательно. На УПН преимущественно применяется параллельная работа насосов, схема обвязки показана на рис. 4.20. При этом производительность равна производительности двух насосов, а напор насосов остается прежним.

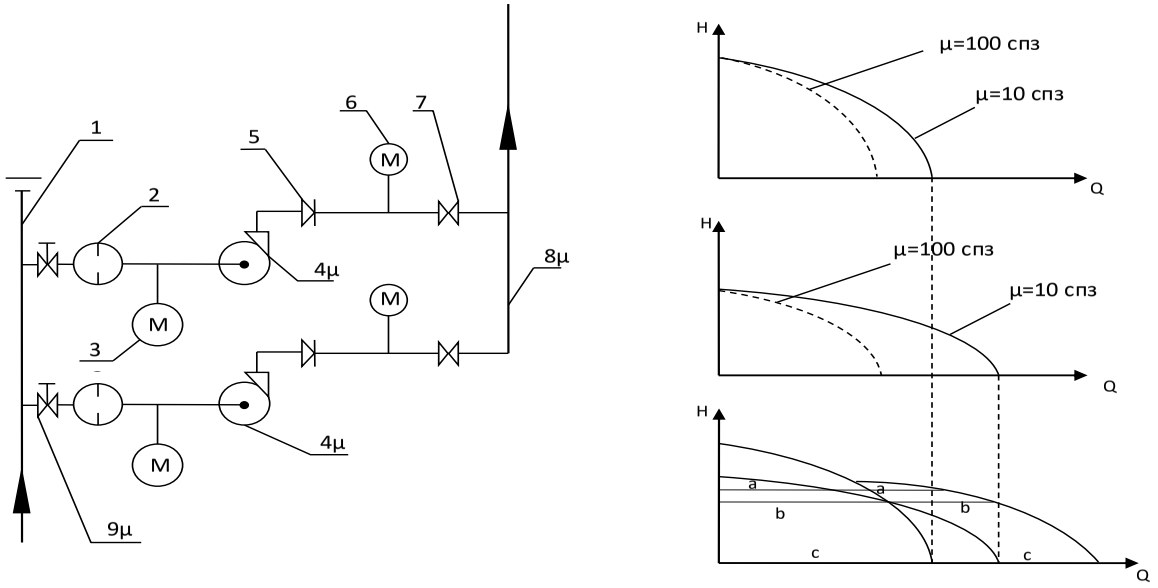



Рис. 4.20 Параллельная работа двух центробежных насосов
1 – приемный коллектор, 2 – фильтр, 3 – манометр, 4 – центробежный насос, 5 – обратный клапан, 6 – манометр, 7 – выкидная задвижка, 8 – выкидной коллектор.

Напорная характеристика центробежных насосов. При параллельной работе двух насосов величины абсцисс складываются при равных ординатах.

Рис. 4.21 Параллельная работа центробежных насосов на УПН.

На переднем плане – входная задвижка, фильтр механической очистки и манометр на приеме насоса. Зеленым цветом – насос ЦНС-180, желтым цветом – ограждение муфтового соединения, синим цветом – взрывозащищенный электродвигатель. Насосная оборудована кран-балкой, взрывозащищенными фонарями.

## 4.11 Подготовка сточных вод на УПН

Промысловыми сточными водами называется отделенная от нефти пластовая вода с добавлением пресной воды при обессоливании, воды от атмосферных осадков и вод хозяйственно-бытового назначения. Кроме того, в составе сточных вод содержатся остатки химреагентов-деэмульгаторов, инги-

биторов коррозии, парафинов, солеотложений, растворенный сероводород, углекислый газ и ряд других элементов. Сточные воды нефтепромыслов, как правило, загрязнены остатками нефтепродуктов, мехпримесями, различными взвесями, которые в совокупности называются взвешенными частицами. Количество взвешенных частиц (КВЧ) при утилизации сточных вод в целях ППД строго нормируется и предельное количество КВЧ определяется проектом разработки. Например, по нефтепродуктам допустимое количество составляет 40-50 мг/литр, а по мехпримесям – 30 мг/литр. Допустимое количество КВЧ зависит горно-геологических условий, от коллекторских свойств пласта, от химического состава пород продуктивного пласта, куда закачивается сточная вода.

Надо подчеркнуть, что при соблюдении норм КВЧ сточная вода в целях ППД значительно полезнее, чем пресная вода: она не образует отложения солей при контакте с пластовой водой, коэффициент охвата фильтрацией выше на 10-15 %, значительно выше также коэффициент вытеснения нефти сточной водой по разным оценкам на 5-7 %. Очистку сточной воды производят методом простого отстаивания в РВС-5000 или в специальных гидрофобных фильтрах.

При обычном гравитационном отстаивании в течение 3-5 часов КВЧ разделяется и распределяется по высоте резервуара: углеводороды накапливаются наверху слоя воды, мехпримеси осаждаются на дно резервуара. Вода на утилизацию отбирается с уровня 1,2-1,4 м выше днища. Надо сказать, что время отстоя и внутренняя начинка РВС на каждом месторождении имеют различия. Надо отметить, что при плотности сточной воды свыше 1050-1100 кг/ м3 КВЧ имеют примерно такую же плотность из-за прилипших к мехпримесям молекул асфальтенов и смол. Поэтому при таких случаях очистка СВ

производится преимущественно с помощью гидрофобных фильтров.

***Подготовка воды для закачки в пласт***

При любом источнике водоснабжения к качеству воды, предназначенной для закачки в пласт, предъявляются следующие требования.

1. Минимальное содержание механических примесей. Для большинства районов допустимая норма механических примесей в воде установлена равной 0,5 мг/л.
2. Отсутствие органической жизни.
3. Химическая устойчивость против выпадения солей из воды.
4. Отсутствие коррозийности.

Несоблюдение этих требований ведет к тому, что при закачке воды в пласт происходит постепенная закупорка пор пласта, приводящая к резкому снижению поглотительной способности скважин и полному срыву закачки.

Для того чтобы исключить образование осадков, могущих закупорить поры пласта, воду обрабатывают в специальных сооружениях на станциях водоподготовки. Очистка и подготовка воды для закачки ее в пласт состоят в следующем.

1. *Коагуляция* – укрупнение мельчайших частиц ила и песка, находящихся в воде, в крупные хлопья с последующим осаждением этих хлопьев на дно сосуда.

   В качестве коагулянта применяют сернокислотный алюминий (глинозем). Норма расхода в зависимости от мутности воды 50-200 мг/л.
2. Фильтрование воды через гравийные фильтры.
3. *Умягчение воды* или удаление из воды солей карбонатной жесткости (солей магния и кальция), могущих при некоторых условиях выпадать в пласте в виде осадков.

В качестве реагента для подщелачивания воды применяют известь. Расчетная доза продажной извести (считая в ней содержание чистой CaO 50 %) принимается 80 мг/л.

4. *Стабилизация воды* – придание ей устойчивости по химическому составу и предупреждение обогащения ее железом при прокачке по металлическим трубам.
5. *Хлорирование воды* необходимо для уничтожения бактерий и микроорганизмов. Расчетная доза активного хлора для обработки воды 3,5 мг/л.

Как показала практика, наиболее качественными водами для закачки в пласт в условиях большинства нефтяных районов России являются подрусловые воды близлежащих водоемов. Такие воды, пройдя естественные фильтры, почти не имеют механических примесей и не нуждаются в дополнительной коагуляции и фильтрации. Стабилизацию таких вод осуществляют непосредственно на насосных станциях; химической же отчистки воды от микроорганизмов, как правило, не требуется.

***Очистка сточной воды ( СВ ) методом гидрофобной фильтрации***

В лаборатории подготовки нефти ОАО «Удмуртнефть» проведены исследования очистки СВ от механических примесей методом гидрофобной фильтрации [6; 7; 8]. Для этой цели была смонтирована установка, моделирующая орошение водой гидрофобного слоя нефти (ГС).

Установка включала мерный цилиндр объемом 2000 мл. Он частично заполнялся товарной нефтью объемом 500 мл. Высота нефтяного слоя при этом оказывалась равной 0,3 м. Над мерным цилиндром на штативе закреплялась емкость с конусным перфорированным дном. Перфорация – отверстия

диаметром 0,8-1,0 мм. В емкость наливалась исследуемая вода, которая через отверстия орошала зеркало ГС и, осаждаясь в объеме слоя нефти, очищалась от нефтепродуктов и механических примесей.

В результате в цилиндре первоначально накапливался слой частично очищенной СВ, а над ней оказывался ГС нефти толщиной 0,3 м. С целью исследований:

– влияния толщины ГС на процесс очистки СВ, одна и та же вода подвергалась многократной циркуляции через заданный (0,3 м) ГС, имитируя увеличение толщины слоя ГС после каждой проходки на 0,3 м, для осаждения капель СВ;

– повышения эффективности процесса, за счет развития поверхности контакта фаз СВ и слоя нефти, в ГС размещали два вида насадок слоем по 50 мм – затопленные в ГС стеклянные кольца и пенопластовые плавающие шарики диаметром по 5 мм каждые.

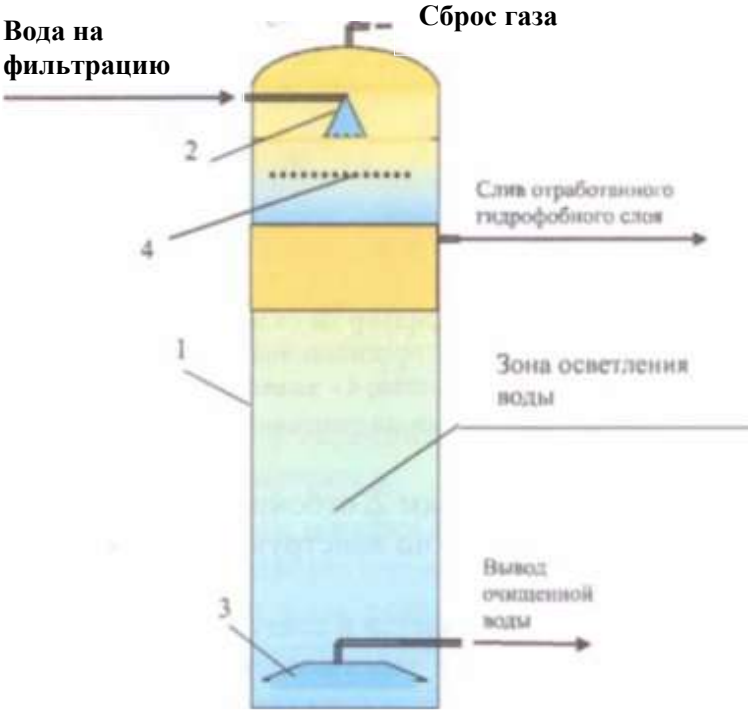
Результаты исследований показали, что содержание нефтепродуктов с увеличением толщины ГС снижается с 1200 мг/дм$^3$ до 40 мг/дм$^3$ при фильтрации воды непосредственно в ГС. Фильтрация воды в ГС со стеклянными насадками и из пенопластовых шариков повышает эффективность фильтрации, т. е. содержание нефтепродуктов снижается до 37 и 20 мг/дм$^3$ соответственно. При этом самая высокая эффективность достигается при фильтрации воды в ГС толщиной 2,4–3 м. Дальнейшее увеличение толщины ГС приводит к росту содержания нефтепродуктов в воде.

При пропускании же мелко раздробленной воды через гидрофобный слой КВЧ, смачиваясь нефтью, адсорбирует на своей поверхности асфальтены, смолы и парафины и под действием сил поверхностного сцепления частицы КВЧ остаются

в слое ГС. В результате вода очищается от КВЧ достаточно эффективно.

### 4.11.1 Гидрофобный фильтр на базе вертикального отстойника

Наиболее эффективным является аналогичный гидрофобный фильтр, выполненный на базе отстойника ОГ-200, но верти-кального исполнения в укороченном виде, (рис. 4.22).




**Гидрофобный фильтр на базе вертикального отстойника типа ОВ- 200**
**1 - корпус; 2 - ороситель воды (форсунка);**
**3 - устройство отбора очищенной воды; 4 – решетка.**

Рис. 4.22 Вертикальный гидрофобный фильтр

На нефтепромыслах аппараты вертикального исполнения по непонятным причинам не привились, хотя в них процессы очистки воды и обезвоживания нефти должны идти с более высокой эффективностью, чем в горизонтальных отстойниках типа ОГ-200. Доказательством этому является то, что зона осветления воды в отстойниках ОГ-200 с ГС достигает всего 1,5-2 м. Поэтому возникают условия захвата нефтепродуктов с выводимой очищенной водой. Несмотря на это, учитывая «дефицит» в аппаратах вертикального исполнения, разработан гидрофобный фильтр на базе отстойника типа ОГ-200, схема которого представлена на рис. 4.22.

Высота вертикального фильтра на базе отстойника ОГ-200 достигает 15 м, зона осветления здесь достигает высоты до 10-12 м. В результате, степень очистки воды от нефтепродуктов и КВЧ достигает максимально высокой величины.

### 4.11.2 Гидрофобный фильтр на базе горизонтального отстойника типа ОГ-200

При острой необходимости использования отстойников типа ОГ-200 для целей очистки воды методом гидрофобной фильтрации, рекомендуемая их конструкция должна соответствовать отстойнику, показанному на рис. 4.23.

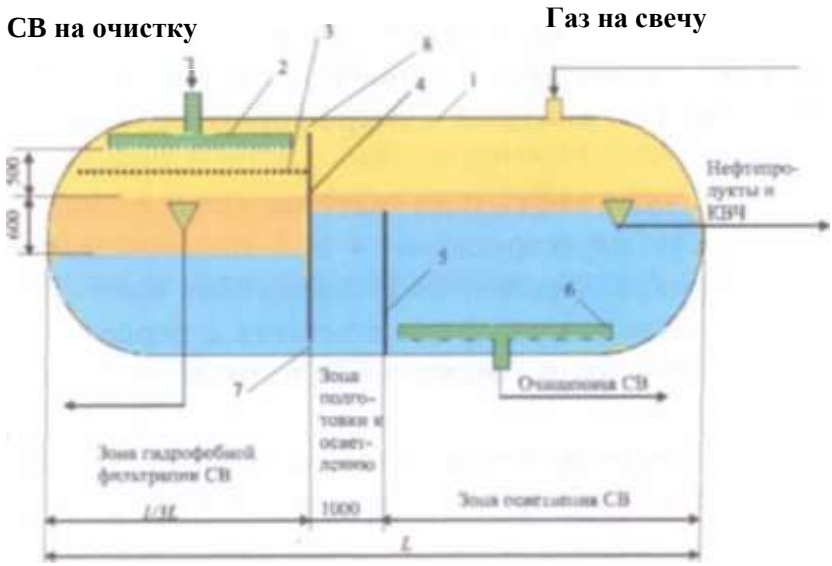



Рис.4.23 Гидрофобный фильтр в горизонтальном отстойнике

1 – корпус; 2 – узел орошения СВ; 3 – решетка; 4,5 – перегородки; 6 – коллектор вывода очищенной СВ; 7 – щель для перетока СВ; 8 – щель для газа

В этом отстойнике корпус (1) разделяется на три части:
– первая, зона гидрофобной фильтрации, занимающая по длине третью часть длины всего отстойника;
– вторая, зона подготовки СВ к осветлению, длиной 1000 мм.
– третья, зона осветления СВ.

В первой зоне размещены узел орошения гидрофобного слоя СВ, решетка (2) повышения расслоения капель СВ на нефть и воду в момент удара о эту решетку и равномерности орошения зеркала гидрофобного слоя. Расстояние от узла орошения до решетки (3) и от этой решетки до зеркала гидро-

фобного слоя принимается по 250 мм. При этом толщина ГС, расположенного под решеткой (3), составляет 500 мм.

Очистка СВ от нефтепродуктов и КВЧ здесь заключается в следующем.

Поступающая СВ под давлением не менее 0,1 МПа распыляется форсунками оросительного устройства до заданных типом форсунки диаметров (d). Через 250 мм эти капли встречают решетку (2) и в момент удара раскрывают свою поверхность дополнительно. Затем через 250 мм падения они равномерно орошают зеркало гидрофобного слоя. При падении от форсунок до зеркала гидрофобного слоя поверхность капель под действием сил натяжения покрывается тонким слоем нефтепродуктов и КВЧ, которые при контакте с гидрофобным слоем остаются в его объеме.

Во второй зоне, куда нефть поступает по щели (7), скорость восхождения потока между перегородками (4) и (5) поддерживается не более 0,005 м/с. При этом восхождение нефтепродуктов идет опережающими темпами и при выходе СВ из сферы контакта с перегородкой (5) нефть равномерно расплывается по зеркалу СВ, находящейся в зоне осветления.

В третьей зоне осветления остаточные нефтепродукты и КВЧ всплывают на поверхность СВ и удаляются из отстойника.

### 4.11.3 Гидрофобный фильтр на базе РВС

По такому же принципу работает РВС-2000, оборудованный внутренней начинкой, как показано на рис. 4.24 В данном случае гидрофобный слой составляет 2-3 метра. Этот слой периодически удаляется и заменяется свежим. Очищенная вода отбирается на высоте около одного метра от

днища резервуара. Удаленная часть гидрофобного слоя возвращается на подготовку нефти.

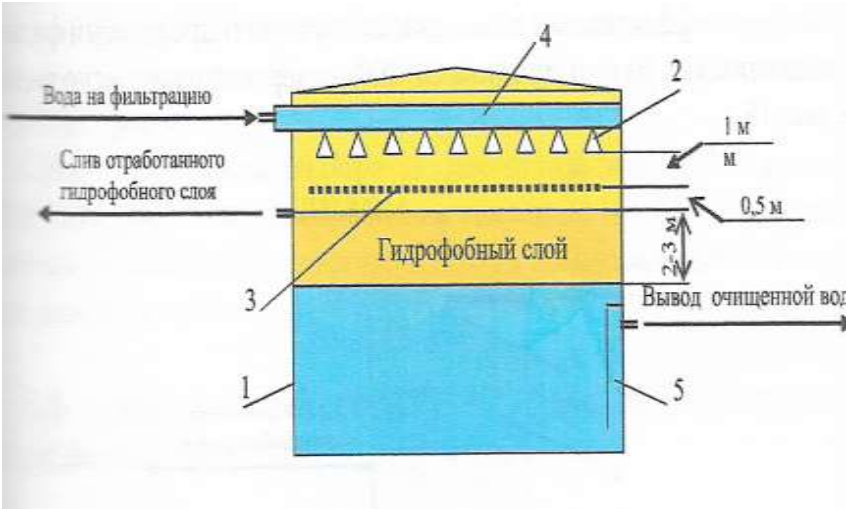



Рис. 4.24 Гидрофобный фильтр в РВС-2000

1 – корпус РВС; 2 – ороситель воды (форсунка); 3 – отбойные решетки; 4 – коллектор приема воды; 5 – устройство вывода очищенной воды.

## 4.11.4 Резервуарно-безнапорная схема очистки СВ

При подготовке СВ по схеме рис. 4.25 содержание нефтепродуктов и КВЧ на выкиде с осветлителя 2 снижается до 30–40 мг/дм3 каждого. Затем вода подвергается обеззараживанию в установке УОЭ Э-А150 3 от сульфатвосстанавливающих бактерий и насосом (4) направляется в пласт.

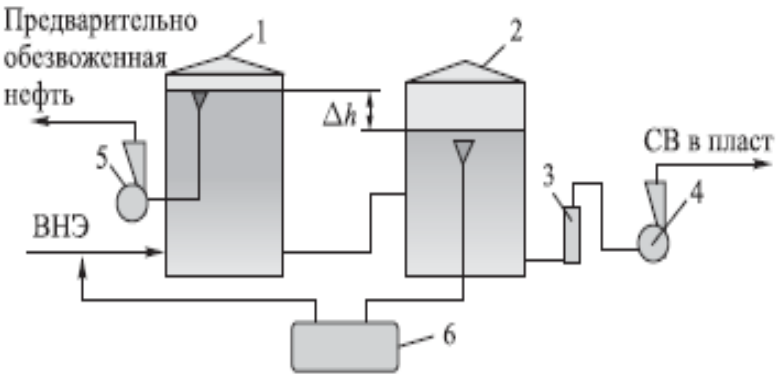



Рис. 4.25 Резервуарно-безнапорная схема очистки СВ
1 – РВС предварительного обезвоживания нефти; 2 – осветлитель на базе РВС; 3 – обеззараживатель; 4, 5 – насосы; 6 – подземная емкость.

При проектировании системы подготовки воды по рассматриваемой схеме необходимо предусматривать создание перепада $\Delta h$ уровней взливов жидкости в РВС 1 и в РВС 2.

Схемы подготовки СВ к утилизации в пласт:

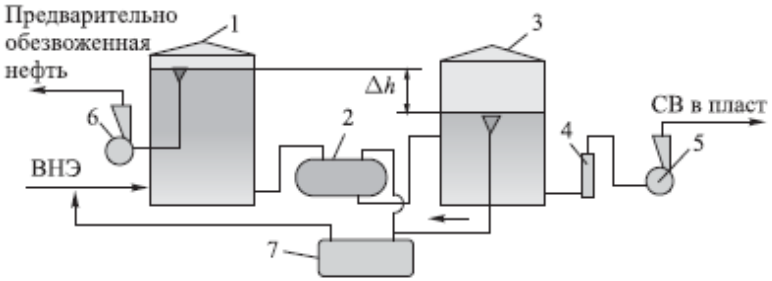



Рис. 4.26 Резервуарно-безнапорная схема очистки СВ
с гидрофобным фильтром на базе отстойника типа ОГ-200
1 – РВС предварительного обезвоживания нефти; 2 – гидрофобный фильтр на базе отстойника типа ОГ; 3 – осветлитель на базе РВС; 4 – обеззараживатель; 5, 6 – насосы; 7 – подземная емкость.

## Критическая скорость падения песчинки

| Максимальный размер зерен, мм | Скорость свободного падения, см/с |
|---|---|
| 0,01 | 0,01 |
| 0,03 | 0,07 |
| 0,05 | 0,19 |
| 0,07 | 0,36 |
| 0,09 | 0,60 |
| 0,11 | 0,90 |
| 0,13 | 1,26 |
| 0,15 | 1,67 |
| 0,17 | 2,14 |
| 0,19 | 2,39 |
| 0,21 | 2,60 |
| 0,23 | 2,80 |
| 0,25 | 3,00 |
| 0,30 | 3,50 |
| 0,35 | 3,97 |
| 0,40 | 4,44 |
| 0,45 | 4,9 |
| 0,50 | 5,35 |
| 0,60 | 6,25 |
| 0,70 | 7,07 |
| 0,80 | 7,89 |
| 0,90 | 8,7 |
| 1,0 | 9,5 |
| 1,20 | 11,02 |
| 1,40 | 12,54 |
| 1,60 | 14,0 |
| 1,80 | 14,9 |
| 2,0 | 15,7 |
| 2,20 | 16,5 |
| 2,40 | 17,2 |
| 2,60 | 17,9 |
| 2,80 | 18,6 |
| 3,0 | 19,2 |

### 4.11.5 Безнапорная схема очистки СВ с гидрофобным фильтром на базе горизонтального отстойника типа ОГ

Резервуарно-безнапорная схема очистки СВ с гидрофобным фильтром ШВ на базе отстойника типа ОГ, представленная на рисунке, позволяет достичь более глубокой очистки СВ от нефтепродуктов и КВЧ .Содержание нефтепродуктов и КВЧ в подготовленной воде снижается до 15–22 мг/дм3 каждого. Но для этого необходимо использовать в РВС 1 и осветлителе 3 устройство отбора дренажной воды, показанное на рисунке. При выборе этой схемы следует также учитывать необходимость создания в РВС 1 и 3 перепада уровня жидкости $\Delta h$.

### 4.11.6 Подавление жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий

Отличительной особенностью всех напорных и безнапорных систем подготовки воды к утилизации в пласт является использование установки обеззараживания СВ отсульфатвосстанавливающих бактерий, например, прямым электролизом. Для этой цели фирмой «Эй кос» рекомендуется установка марки УОЭ-Э-А150 производительностью до 150 м3/ч.

Обеззараженная вода поступает в контактную емкость со временем пребывания не менее 30 мин. Величина напряжения и соответственно значения рабочего тока устанавливаются таким образом, чтобы величина остаточного хлора в воде после 30-минутного контакта составляла 0,3–0,5 мг/дм3. При этих параметрах эксплуатации срок службы до первого капитального ремонта составляет шесть лет при сроке службы электродов два года.

Данная установка имеет небольшие габаритные размеры (1096×990 × 1582) мм. Поэтому занимаемая ею площадь составляет 3 м2. Масса всей установки 300 кг.

Характеристика установки обеззараживающей электролизной марки УОЭ-Э-А150 показана в табл. 9.8, из которой видно, что установка потребляет незначительное количество электроэнергии, проста в устройстве и эксплуатации. Применение установки обеззараживания СВ от сульфатвосстанавливающих бактерий позволяет резко снизить объем отложений в водоводах системы ППД и повысить эффективность эксплуатации нефтяного месторождения.

Таблица 4.5

**Характеристика установки обеззараживающей электролизной марки УОЭ-Э-А150**

| №№ пп. | Наименование показателей | Ед. изм. | Величина показателей |
|---|---|---|---|
| 1 | производительность по СВ | $м^3/ч$ | 150 |
| 2 | номинальная мощность | кВт | 9,6 |
| 3 | напряжение питания | В | 380 |
| 4 | частота питающей сети | Гц | 50 |
| 5 | рабочее напряжение на электродах | В | 12 |
| 6 | рабочий ток | А | 800 |
| 7 | давление в касере | МПа | Не более 0,5 |
| 8 | габаритные размеры:<br>длина<br><br>ширина<br><br>высота | мм | <br>1096<br>990<br>1582 |
| 9 | требуемая площадь | $м^2$ | 3 |
| 10 | масса | кг | 300 |

| | | |
|---|---|---|
| 11 | Характеристика электрооборудования:<br>1) выпрямительный агрегат – устройство комплектное низковольтное автоматизации электролизных установок<br>2) электродвигатель – насос N 0,12 кВт; $n$ = 2480 об./мин; $U$ = 220 В<br>3) реле потока | тип КУШО С 0760 УХЛ 4<br><br>марка ЭНСМ-1<br><br>марка РПИ-100 |

# 5. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ СБОРА НЕФТИ И ГАЗА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

## 5.1 Объекты технологической цепочки добычи, сбора и подготовки нефти и закачки воды в пласт. Выполнение требований ООС при проектировании и эксплуатации трубопроводов и других объектов технологической цепочки добычи нефти

Для полноты картины рассмотрим всю технологическую цепочку, начиная от добывающих скважин до нагнетательных сточной воды.

В технологическую цепочку добычи нефти после скважин входят выкидные линии, групповые замерные установки (ГЗУ), нефтесборная система трубопроводов, дожимные насосные станции (ДНС), напорные трубопроводы и установки подготовки нефти (УПН). Далее идут кустовые насосные станции (КНС), разводящие водоводы, водораспределительные пункты (ВРП), распределительные водоводы и нагнетательные скважины (рис. 5.1). Кроме объектов технологической цепочки, на нефтепромыслах строят много других объектов, таких как дороги, линии электропередач, линии телемеханики и связи, бытовые и другие объекты, которые тоже в некоторой степени влияют на состояние окружающую среды, увеличивая техногенную нагрузку на природу.

При проектировании трубопроводов и объектов добычи нефти и поддержания пластового давления (ППД) должны соблюдаться действующие стандарты, нормы и правила в области ООС, требования действующих законодательств

о недрах, земле, лесе, об охране гидросферы, атмосферного воздуха, животного мира, памятников истории и культуры, а также требования местных властей по охране природы и рациональному использованию природных ресурсов.

При разработке проектов строительства и реконструкции трубопроводов на месторождениях в составе проектов должна быть дана оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) проектируемых и реконструируемых объектов.

ОВОС производится с целью снижения техногенной нагрузки в районе строительства и эксплуатации объектов, обеспечения эколого-экономической сбалансированности будущего хозяйственного развития, создания благоприятных условий жизни людей, флоры и фауны. ОВОС осуществляется до принятия решения об осуществлении проекта.

Заказчик и разработчик проекта проводят предварительное рассмотрение и обсуждение результатов ОВОС группой экспертов в рамках в рамках ведомственной экспертизы проектной документации, а также представителями общественности, чьи интересы затрагивает реализация проекта.

Государственная экологическая экспертиза предпроектной и проектной документации в экспертных органах Минприроды является завершающим этапом рассмотрения результатов ОВОС.

Проектные организации при проектировании промысловых объектов используют десятки СНиП, нормативно-правовых актов, стандартов и инструкций. Однако это не гарантирует полную экологическую безопасность при строительстве и эксплуатации объектов.

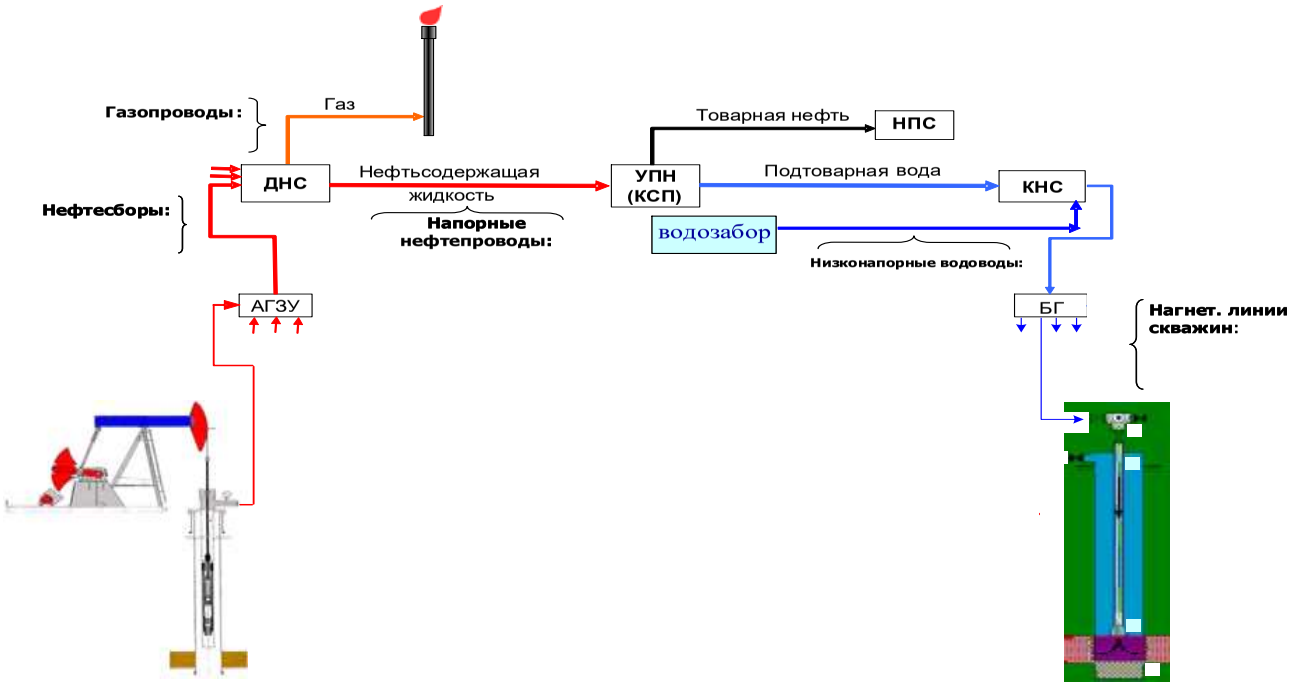



Рис. 5.1. Схема технологической цепочки добычи нефти и закачки воды

Рассмотрим технологические ошибки, которые наиболее часто допускаются при проектировании и приводят к дополнительным затратам и многочисленным инцидентам при эксплуатации и загрязнению окружающей среды:

1. Проектирование заниженных диаметров трубопроводов из-за использования неправильных данных по вязкости жидкости. Как правило, берут вязкость нефти в поверхностных условиях в наиболее холодное время года и рассчитывают диаметр трубопровода. Однако это приводит к большим ошибкам, т. к. в интервале обводнения продукции 40-75 % вязкость эмульсии в несколько раз выше вязкости чистой нефти. Отсюда и высокие давления в нефтесборной системе, отсюда и частые порывы труб, частые химические и тепловые обработки. Поэтому рекомендуется брать для расчетов вязкость 50-60 % эмульсии для температуры 6-8 градусов. Кроме того, надо учитывать и значительное возрастание добываемого объема жидкости при обводнении продукции скважин.

2. Проектирование заниженных диаметров нефтепроводов и водоводов из-за игнорирования образования осадков в трубопроводах. В нефтепроводах это АСПО (парафин), механические примеси (песок, глина), сульфид и окислы железа. В водоводах основные составляющие отложений – это различные соли (гипс, карбонаты), мехпримеси, продукты коррозии и сульфид железа. Все эти отложения снижают пропускную способность трубопровода, приводят к повышению давления и возможным порывам. Поэтому рекомендуется учитывать снижение проходного сечения за время межочистного периода от отложений.

3. Проектные организации не всегда предусматривают комплексные методы очистки нефтесборных трубопроводов,

ограничиваясь только горячими или тепловыми обработками от АСПО. Надо отметить, что наиболее рациональным способом очистки нефтепроводов является пропуск очистных устройств – шаров, торпед и других, в связи с чем при проектировании трубопроводов предлагается предусмотреть возможность пропуска очистных устройств в выкидных линиях длиной более 200м и во всех нефтесборных сетях и напорных трубопроводах.

Регулярный пропуск очистных устройств позволяет сохранить первоначальную пропускную способность трубопровода и избежать лишних затрат электроэнергии для перекачки нефти. Участки трубопроводов, подвергающиеся механическим методам очистки, должны удовлетворять следующим требованиям:

– участок трубопровода должен быть сварен из труб одного диаметра с учетом возможности пропуска очистного устройства на всем его протяжении;

– величины овальности труб, вмятин и гофр должны находиться в допустимых пределах;

– участок не должен иметь подкладных колец, устройств, выступающих во внутреннюю полость трубопровода;

– радиусы кривых вставок на участке должны быть не менее пяти диаметров трубопровода;

– участок трубопровода должен быть оснащен полнопроходной запорной арматурой;

– при расчете нагрузок на трубопровод необходимо учесть и дополнительную нагрузку при пропуске очистных устройств;

– через определенный интервал трубопровода, а также на камерах приема очистных устройств должны быть установлены указатели и сигнализаторы прохождения очистных устройств.

Для выкидных линий и нефтесборных коллекторов диаметром 114-168 мм преимущественно применяются торпеды и шары. При этом радиусы кривых вставок допускаются менее пяти диаметров труб.

В отдельных случаях не выполняются проектными организациями требования РД 39-0147098-005-88 по охране окружающей среды при строительстве трубопроводов, например:

Вдоль трасс трубопроводов должны предусматриваться противоэрозионные сооружения: организация стока поверхностных вод, крепление оврагов и промоин, размываемых берегов водных преград и др.

Для нефтепроводов, проложенных в земляных насыпях через балки, овраги, ручьи, обязательно устройство водопропусков, обеспечивающих пропуск расчетного расхода воды.

**Проектирование объектов сбора и подготовки нефти могут выполнить только организации, имеющие соответствующих специалистов и лицензию на эти работы.**

Проектирование выполняется на основе «Задания на проектирование», выданного заказчиком – нефтедобывающей организацией. Этот документ содержит технические условия, основные требования, очередность и сроки выполнения проекта. Техзадание рассматривается на техническом совете добывающего предприятия, содержит протокол ведения технического совета.

## 5.2 Классификация трубопроводов

Все внутрипромысловые трубопроводы в зависимости от их назначения, диаметра, рабочего давления, газового фактора и коррозионной активности транспортируемой среды подразделяются на четыре категории.. Категория трубопрово-

дов определяется по сумме баллов К=∑ К i, где - ∑ К i, определяется по зависимостям, полученным на основании экспертных оценок влияния вышеперечисленных факторов на надежность работы трубопровода.

К первой категории относятся трубопроводы с суммой баллов К>50; ко второй – с суммой баллов 33<К<50; к третьей – с суммой баллов 16<К<33; к четвертой – с суммой баллов К<16.

Коэффициент определяется в зависимости от назначения трубопровода по табл. 5.1.

Таблица 5.1

**Значение коэффициента для различных видов трубопроводов**

| Назначение трубопровода | Значение коэффициента |
|---|---|
| Газопровод внутриплощадочный | 20 |
| Нефтегазопровод внутриплощадочный | 18 |
| Нефтепровод внутриплощадочный | 16 |
| Водовод внутриплощадочный | 14 |
| Газопровод внутрипромысловый | 12 |
| Нефтепровод внутрипромысловый | 10 |
| Нефтегазопроводный коллектор I порядка | 8 |
| Нефтегазопроводный коллектор II порядка | 6 |
| Водовод внутрипромысловый | 4 |
| Выкидная линия скважин | 2 |

Коллектор II порядка – нефтегазосборный трубопровод, отводящий продукцию нескольких кустов скважин до врезки его в коллектор I порядка.

Коллектор I порядка – нефтегазосборный трубопровод, объединяющий продукцию нескольких коллекторов II порядка до входа его в пункт подготовки.

Коэффициент учитывает ответственность трубопровода в зависимости от диаметра.

$$К_2 = 0{,}01Д,$$

где Д – наружный диаметр трубопровода, мм.

Коэффициент учитывает влияние рабочего давления на относительную опасность его для людей и окружающей среды и определяется по зависимости:

$$К_3 = Р\ раб,$$

где $Р_{раб}$ – рабочее давление в трубопроводе, МПа.

Коэффициент учитывает влияние газового фактора на надежность работы промыслового трубопровода и определяется по зависимости:

$$К_4 = 0{,}006\ Г_ф,$$

где $Г_ф$ – газовый фактор данного месторождения, м/м.

Коэффициент $К_5$ учитывает влияние скорости коррозии трубопровода (внутренней или внешней в зависимости от ее преобладающего влияния) на надежность его работы и определяется из выражения:

$$К_5 = 20\ а_{кор},$$

где $а_{кор}$ – скорость коррозии трубопровода, мм/год. Последняя определяется в соответствии с РД 39-0147103-362-86.

Трубопроводы I, II, III категорий считаются ответственными. Категории участков промысловых трубопроводов определяются по данной классификации трубопроводов и условиям прокладки в соответствии с руководящими документами.

## 5.3 Требования к обеспечению качества сооружения систем сбора нефти, газа и систем поддержания пластового давления

Конструкция промысловых трубопроводов и способ их прокладки должны обеспечивать:

– безопасную и надежную эксплуатацию в пределах нормативного срока службы;

– ведение технологии промыслового сбора и транспорт продукции скважин в соответствии с проектными параметрами;

– производство монтажных и ремонтных работ индустриальными методами с применением передовой техники и технологии;

– возможность надзора за техническим состоянием трубопроводов;

– защиту трубопроводов от коррозии, вторичных проявлений молнии и статического электричества;

– предотвращение образования ледяных, гидратных и других пробок.

Трассы трубопроводов должны выбираться на основе многовариантных технико-экономических исследований. В качестве критериев оптимальности вариантов следует принимать приведенные затраты при сооружении, техническом обслуживании и ремонте, включая затраты на мероприятия по охране окружающей среды, а также металлоемкость, безопасность, заданное время строительства, наличие дорог и др.

Земельные участки для строительства трубопроводов следует выбирать в соответствии с требованиями, предусмотренными действующим законодательством РФ.

При выборе трассы необходимо по возможности избегать (обходить): водоохранные зоны, леса первой группы, оленьи пастбища, места обитания других промысловых животных и птиц; участки просадочных и пучинистых много-

летнемерзлых грунтов (бугры пучения следует обходить с низовой стороны); участки с сильно пересеченной местностью; болота, озера; трасса трубопроводов должна иметь минимально необходимое количество переходов через водные преграды, железные автомобильные дороги и другие естественные и искусственные препятствия, должна позволять вести обслуживание и ремонт трубопроводов в любое время.

Для уменьшения площади земель, изымаемых под строительство и эксплуатацию системы промысловых трубопроводов, при выборе трасс следует максимально использовать принцип коридорной прокладки линейных коммуникаций (трубопроводы, автодороги, ЛЭП и линии связи).

При коридорной прокладке ЛЭП и линий связи необходимо размещать по одну сторону автодороги, а трубопроводы – по другую, причем ближе к дороге укладываются водоводы, далее – нефтепроводы и последними – газопроводы.

Технологическая схема и конструктивное оформление трубопроводов сбора нефти, газа и утилизации воды выбираются из условия эффективного применения технологических методов борьбы с коррозией (обеспечения эмульсионного течения, использования ингибиторов коррозии) трубопроводов, замораживанием (достаточного заглубления, использования теплоизоляционных материалов), отложениями песка (пескоуловители), парафина (очистка пропуском очистных устройств, пропарка), скоплениями пластовой воды и газа в них (обеспечение скорости выноса водных и газовых скоплений).

Диаметр трубопроводов должен определяться гидравлическим расчетом и соотноситься с сортаментом выпускаемых труб. При этом диаметр нефтегазосборных трубопроводов, транспортирующих влажный газ, должен назначаться из условия исключения образования застойных зон водных

скоплений. Диаметр водоводов должен назначаться из условия предотвращения образования в них осадков взвешенных частиц. Не допускается устройство трубопроводов, транспортирующих продукцию со скоростями ниже критических, при которых выделяется из продукции подстилающий слой воды или твердые осадки.

Гидравлический расчет трубопроводов, транспортирующих газожидкостные смеси, рекомендуется проводить по методикам, рекомендуемым в соответствии с РД 39-0076-91 и РД 39-3-1034-84. Кроме того, во всех крупных нефтяных компаниях и проектных организациях имеются компьютерные программы по гидравлическому расчету трубопроводов.

Оценочные инженерные расчеты производятся согласно Разделу 7 данной работы.

В проекте должен быть разработан на все время эксплуатации трубопроводов план мероприятий, обеспечивающий равномерную загрузку трубопроводов путем очередности разбуривания скважин, организации регулируемого сброса попутно добываемых воды и газа на кустах скважин и дожимных насосных станциях, переключения потоков нефти, газа и воды на трубопроводы соответствующего диаметра в моменты реконструкции систем сбора с тем, чтобы обеспечить эмульсионный режим движения продукции по трубопроводам, утилизацию воды закачкой ее в пласт через системы заводнения пластов.

Трубопроводы должны быть надежно защищены от внутренней коррозии путем применения технологических методов защиты, внутренних покрытий, ингибиторов коррозии, средств очистки трубопроводов от скоплений воды, твердых отложений. Целесообразность того или иного способа защиты (или их сочетание) на различных этапах эксплуатации трубо-

проводов должна быть подтверждена технико-экономическим расчетом.

Целесообразность применения средств борьбы с наружной коррозией путем использования антикоррозионных изоляционных материалов, средств электрохимической защиты в каждом конкретном случае должна быть определена технико-экономическим расчетом.

В проекте обустройства месторождения на трубопроводах сбора нефти, газа и воды должны быть предусмотрены пункты наблюдения за скоростью внутренней коррозии, оснащенные датчиками и вторичными приборами контроля.

В проекте обустройства месторождения на всех этапах производства строительных работ должны быть разработаны организационные мероприятия по:

– контролю за качеством поступающих труб, фасонных деталей, арматуры, сварочных материалов;

– операционному контролю за качеством подготовительных, земляных, транспортных и разгрузочных, противокоррозионных, сварочно-монтажных, укладочных, рекультивационных работ.

Особое внимание должно быть уделено предпусковой диагностике и опрессовке трубопроводов при сдаче в эксплуатацию.

Толщина стенки трубопроводов определяется прочностным расчетом в зависимости от категории участка трубопровода, параметров транспортируемой среды и конструктивного решения. Упрощенная формула следующая:

$S = P_{исп} D_н / ( 200R + 2 P_{исп,} )$, где

S – толщина стенки, мм,

$P_{исп}$ – 1,25 Рраб,

$D_н$ – наружный диаметр трубы, мм,

R – допустимое напряжение =0,4 $G_{вр}$ =16,8 кг/мм$^2$ – для стали.

Трубопроводы должны быть сварены встык с установкой на них соединительных деталей (отводов, тройников, переходников и др.) и стальной равнопроходного сечения запорной арматуры (кранов, задвижек, вентилей и т. д.), согласно расчетному давлению в трубопроводе. Фланцевые соединения допускаются в местах подключения трубопроводов к аппаратам, арматуре и другому оборудованию, имеющему ответные фланцы на участках трубопроводов, требующих периодической разборки, а также могут быть использованы в качестве изолирующих в зонах с блуждающими токами.

Отводы для участков трубопроводов, где предусматривается проход очистных устройств, должны иметь радиусы изгиба не менее 5 диаметров трубопровода. У сварных отводов угол поворота сектора не должен превышать 6°.

Длина патрубков (прямых вставок), вваривaемых в трубопровод, должна быть не менее диаметра трубопровода. Для трубопроводов диаметром 300 мм и менее с рабочим давлением до 2,5 МПа длину прямых вставок допускается принимать не менее 100 мм.

В местах разветвления системы трубопроводов, около мест запуска и приема очистных устройств, в местах установки технологических узлов запорной и регулирующей арматуры, на переходах, выполненных с использованием круто изогнутых отводов, и в других случаях, где возможны значительные осевые перемещения от температурного перепада и внутреннего давления, следует определять величину этих перемещений, которые необходимо учитывать как воздействие при расчете на прочность указанных элементов системы.

Эти узлы и элементы системы при необходимости должны быть конструктивно защищены от осевых деформаций примыкающих к ним подземных трубопроводов с помощью открытых или закрытых компенсаторов, компенсаторов-упоров, неподвижных опор, связей, ограничивающих деформации узлов и т. д.

На газоконденсатных, газовых, нефтяных месторождениях и ПХР следует предусматривать подземную прокладку труб. Надземная (наземная) прокладка применяется на отдельных участках в малонаселенных районах на неустойчивых грунтах, на переходах через водные преграды, овраги, балки, на участках пересечения коридора подземных коммуникаций и др. В каждом конкретном случае надземная (наземная) прокладка должна иметь соответствующее обоснование.

Надземная прокладка трубопроводов систем заводнения и захоронения пластовых и сточных вод не допускается.

Необходимость внешней тепловой изоляции трубопроводов и ее конструктивное оформление определяются теплотехническими расчетами, свойствами транспортируемой среды, способом прокладки трубопровода, требованиями технологического процесса, техники безопасности и пожарной безопасности в соответствии со строительными нормами.

Запорная арматура промысловых трубопроводов устанавливается на расстояниях, определяемых расчетом, исходя из условия равнобезопасности участков и требований охраны окружающей среды. Запорная арматура устанавливается в соответствии с проектом, учитывающим рельеф местности, в начале каждого ответвления от трубопровода протяженностью более 500 м, на входе и выходе трубопровода из установок подготовки нефти, на обоих берегах водных преград, на

участках нефтегазопроводов, проходящих на отметках выше городов и населенных пунктов.

Заглубление трубопроводов определяется условиями их сохранности, режимом транспортировки и свойствами транспортируемых сред. Для защиты от механических повреждений и передачи внешних нагрузок заглубление трубопроводов до их верхней образующей должно быть не менее:

– на непахотных землях вне постоянных проездов при условном диаметре 300 мм и менее – 0,6 м;

– при условном диаметре более 300 мм, но менее 1000 мм – 0,8 м;

– при условном диаметре 1000 мм и более – 1,0 м;

– в скальных грунтах и болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта и сельскохозяйственных машин для всех диаметров – 0,6 м;

– на пахотных и орошаемых землях – 1,0 м;

– при пересечении строительных и осушительных каналов, а также местных (промысловых) автомобильных дорог – 1,1 м.

Глубина заложения трубопроводов, транспортирующих среды, замерзающие при отрицательных температурах, принимается на 0,5 м ниже глубины промерзания грунта.

Глубина заложения трубопроводов, транспортирующих пресную воду, устанавливается в соответствии со СНиПом.

Допускается совместная прокладка (в одной траншее) трубопроводов одного назначения условным диаметром 300 мм и менее. Количество трубопроводов, укладываемых в одной траншее, определяется проектом. При одновременной прокладке расстояние между трубопроводами принимается из условия качественного и безопасного производства работ при их сооружении и ремонте, но не менее 0,5 м в свету.

При разновременной укладке трубопроводов в траншее как одного, так и различного назначения расстояния между ними следует принимать с учетом обеспечения сохранности действующего трубопровода при производстве строительно-монтажных работ и безопасности производства работ. Однако расстояния должны быть не менее указанных в табл. 5.2.

Таблица 5.2

**Минимальные расстояния между трубопроводами**

| Условный диаметр проектируемого трубопровода, мм | Минимальное расстояние между осями проектируемого и действующего трубопроводов, м |
|---|---|
| До 100 включительно | 5 |
| Свыше 100 до 300 включительно | 8 |
| Свыше 300 до 600 включительно | 11 |
| Свыше 600 | 14 |

Примечание. В районах Крайнего Севера при соответствующем обосновании допускается прокладка трубопроводов различного назначения в одной траншее при одновременном строительстве трубопроводов с диаметром до 300 мм с расстоянием в свету между трубами не менее 0,5 м.

Наземная прокладка трубопроводов в насыпях применяется на участках с низкой несущей способностью грунтов на болотах и обводненных участках. На участках, расположенных на грунтах, теряющих несущую способность при оттаивании, наземная прокладка в насыпи возможна, если под трубопроводом устраивается теплоизолирующий слой, предохраняющий грунт от растепления или при транспортировке продукта, имеющего постоянно отрицательную температуру.

Допускается совмещение насыпи, отсыпаемой для трубопроводов, с насыпью для внутрипромысловой эксплуатационной дороги. При этом должны быть осуществлены мероприятия по защите трубопровода от повреждения тяжелой техникой.

Наземная прокладка трубопроводов без обвалования грунтом с компенсацией осевых деформаций допускается на трассах, проходящих по малонаселенной местности со спокойным рельефом, при отсутствии бугров пучения, оползней и других условий, которые могут вызвать недопустимые горизонтальные и вертикальные перемещения трубопроводов.

Надземная прокладка трубопроводов применяется на участках, где грунты обладают низкой несущей способностью, на участках с пересеченным рельефом местности, при наличии большого количества водотоков, оврагов, озер и рек, на переходах трубопроводов через водные преграды, русла селевых потоков, при пересечении оползневых участков и участков с просадочными и пучинистыми грунтами, при скальных грунтах, на участках с вечномерзлыми грунтами и в других случаях, когда подземная прокладка недостаточно надежна, сложна и экономически нецелесообразна, а также в случаях необходимости изолировать «горячие» трубопроводы от вечномерзлого грунта.

Допускается надземная прокладка нескольких трубопроводов на одних опорах в один – два яруса с обеспечением доступа к ним для выполнения ремонтных работ, а также работ по нанесению и восстановлению противокоррозионных покрытий. Расстояние в свету между расположенными рядом, на одном уровне, трубопроводами должно быть не менее 250 мм при условном диаметре труб до 250 мм включительно и не

менее диаметра трубопровода при трубах с условным диаметром более 250 мм.

Высоту прокладки надземного трубопровода от поверхности земли следует принимать в зависимости от рельефа местности и грунтовых условий, климатических условий района, теплового воздействия трубопровода на грунты, обеспечения проездов транспорта, миграции крупных животных и других соображений. Расстояние от низа трубопровода до поверхности земли должно быть не менее 0,25 м, в местах свободного прохода людей – не менее 2,5 м, на путях миграции крупных животных – не менее 3,0 м и при пересечении автомобильных дорог – не менее 5,5 м (по согласованию с организациями, эксплуатирующими их).

Для предотвращения возникновения напряжений в трубопроводах при их неравномерных осадках в вечномерзлых грунтах следует предусматривать специальные мероприятия: устройство теплоизоляции, замену грунта, укладку трубопровода с учетом ожидаемой деформации, применение опор для фиксации положения трубопроводов, применение геотекстильных материалов, охлаждение грунта или перекачиваемого продукта, прокладку по типу «труба в трубе» и др.

Допускается подземная прокладка трубопроводов на оползающих откосах при заглублении в мерзлые грунты ниже прогнозируемой поверхности оползания оттаявшего массива.

Устойчивое положение трубопроводов против всплытия и выпирания при прохождении на обводненных и заболоченных участках при отсутствии транспортируемого продукта в них, в тех случаях, когда грунт не обладает удерживающей способностью или его удерживающая способность недостаточна, обеспечивается заменой и закреплением грунта, закреплением трубопроводов с помощью балластирующих

устройств, анкерных креплений или другими способами, выполняемыми согласно расчету.

В качестве балластирующих устройств могут применяться: сплошное бетонирование трубопровода; сплошное покрытие трубопровода сборными железобетонными скорлупами; установка штучных железобетонных грузов различной конструкции с использованием только массы грузов или массы грузов с расположенным на них грунтом; укладка над трубопроводом плит или ящиков с грунтом, расстилка над трубопроводом нетканых материалов, удерживающих определенную массу грунта, засыпка, закрепление грунта и другие методы.

В качестве анкерных устройств могут применяться: винтовые анкеры, анкеры с раскрывающимися лопастями, анкеры, вмороженные в вечномерзлый грунт, и другие виды металлических анкеров, забивные и вмораживаемые сваи; в условиях вечномерзлых грунтов – сваи с последующим образованием расширений на концах и другие анкерные устройства.

Для свободного проезда транспорта и беспрепятственного прохода людей на воздушных переходах минимальная высота до нижней части трубопроводов или пролетных строительных конструкций высоких эстакад должна быть:

над железнодорожными путями (от головки рельсов) – 6,0 м;

над автодорогами и проездами – 5,5 м;

над пешеходными проходами – 2,5 м.

При пересечении высокими эстакадами железнодорожных путей и автодорог расстояние по горизонтали от грани ближайшей опоры эстакады должна быть не менее:

до оси железнодорожного пути нормальной колеи – 2,45 м;

до бордюра автодороги – 1,0 м.

Пересечения эстакад с воздушными линиями электропередачи необходимо выполнять в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ).

Воздушные линии электропередачи на пересечениях с эстакадами должны проходить только над трубопроводами. Минимальное расстояние по вертикали от верхних технологических трубопроводов эстакады до линий электропередачи (нижних проводов с учетом их провисания) следует принимать в зависимости от напряжения:

| Напряжение, кВ | До 1,0 | От 1 до 20 | От 35 до 110 | 150 | 220 |
|---|---|---|---|---|---|
| Расстояние над трубопроводом, м | 1,0 | 3,0 | 4,0 | 4,5 | 5,0 |

При определении вертикального и горизонтального расстояний между воздушными линиями электропередачи и внутриплощадочными трубопроводами всякого рода защитные ограждения, устанавливаемые над ними в виде решеток галерей, площадок, следует рассматривать как части трубопроводов.

Транзитная прокладка любых трубопроводов под зданиями и над ними не допускается.

В местах прохождения через стены, перекрытия, перегородки внутриплощадочные трубопроводы должны быть заключены в стальные гильзы из труб, внутренний диаметр которых на 10-20 мм больше наружного диаметра трубопроводов или тепловой изоляции. Зазор между трубопроводом и гильзой с обоих концов должен быть заполнен несгораемым материалом, допускающим продольное перемещение трубопровода.

Гильзы должны быть жестко заделаны в строительной конструкции. Размещать сварные стыки трубопровода внутри гильз не допускается.

При расположении и креплении внутриплощадочных трубопроводов в зданиях следует учитывать возможность свободного перемещения подъемно-транспортных устройств.

Запрещается прокладывать внутриплощадочные трубопроводы внутри административных, бытовых, хозяйственных помещений, в помещениях электрораспределительных устройств, камер, тепловых пунктов, а также на путях эвакуации персонала (лестничных клетках, коридорах и т. д.).

Внутриплощадочные трубопроводы с условным проходом до 100 мм допускается прокладывать по наружной поверхности глухих стен вспомогательных помещений.

Внутриплощадочные трубопроводы с условным проходом до 200 мм допускается прокладывать по несгораемым участкам несущих стен производственных зданий. Такие трубопроводы должны располагаться на 0,5 м ниже или выше оконных или дверных проемов (за исключением зданий, имеющих сплошное остекление).

Прокладка промысловых нефтегазоконденсатопроводов в одной траншее с кабельными линиями запрещается.

Параллельная прокладка трубопроводов, а также пересечение их с кабелем должны производиться в соответствии с ПУЭ.

При прокладке кабельных линий параллельно с нефте-, газо- и конденсатопроводами расстояние по горизонтали между кабелем и газоконденсатопроводом должно быть не менее 1 м.

Кабели, находящиеся от нефте-, газо- и конденсатопровода на меньшем расстоянии (но не менее 0,25 м), на всем протяжении сближения должны быть проложены в трубах.

Параллельная прокладка кабелей над и под нефте-, газо- и конденсатопроводом в вертикальной плоскости не допускается.

Не допускается прокладка трубопроводов из органических материалов в наземном исполнении. На установках подготовки нефти трубы неметаллические могут применяться только для сбора канализационных стоков и сточной воды. В системе сбора и ППД неметаллические трубы применяются согласно специальным руководящим документам.

## 5.4 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия

Переходы трубопроводов через реки, каналы, озера, ручьи, овраги, болота, автомобильные и железные дороги могут выполняться надземным или подземным способами. Выбор способа сооружения перехода производится на основании технико-экономических расчетов. Принятые решения согласовываются с организациями, в ведении которых находятся пересекаемые системы.

***Подводные переходы трубопроводов через водные преграды***

Местоположение участка подводного перехода определяется с учетом направления трассы трубопровода и согласовывается со всеми заинтересованными организациями.

Створы переходов через реки выбираются на наиболее устойчивых против размыва участках русел с минимальной шириной заливаемой поймы в направлении перпендикулярно динамической оси потока. Необходимо избегать участков, сложенных скальным грунтом. Прокладка подводных переходов, как правило, должна осуществляться с заглублением в дно водоема на 0,5 м ниже прогнозируемого профиля дна реки

до верха забалластированного трубопровода, определяемого на основании инженерных изысканий, но не менее 1,0 м от естественных отметок дна водоема.

На переходах через несудоходные и непромерзающие до дна закрытые водоемы в районах Западной Сибири и Крайнего Севера при соответствующем обосновании допускается укладка трубопроводов на дно водоема с заглублением в грунт не менее чем на 0,5 м от верха забалластированного трубопровода до дна водоема.

При замерзании водоема расстояние от нижней поверхности льда до верха балластировки трубопровода должно быть не менее 0,5 м. При пересечении водных преград, дно которых сложено скальными грунтами, заглубление трубопровода принимается не менее 0,5 м, считая от верха забалластированного трубопровода, до отметки дна водоема в ненарушенном состоянии.

При ширине водных преград при меженном горизонте 75 м и более в местах пересечения водных преград промысловыми коллекторами газа (нефти), нефтегазосборными трубопроводами, нефтепроводами и водоводами пластовых и сточных вод следует предусматривать прокладку резервной нитки. При соответствующем обосновании резервную нитку разрешается предусматривать и при пересечении водных преград шириной до 75 м при ширине заливаемой поймы более 500 м по уровню воды при 10 % обеспеченности и продолжительности подтопления паводковыми водами более 20 дней.

На подводных переходах диаметр трубопровода и диаметр резервной нитки следует принимать равными диаметру основной магистрали. Минимальные расстояния между осями газопроводов, заглубленных в дно водоема, должны составлять 30 м при диаметре труб до 1000 мм включительно и 50 м

– для трубопроводов диаметром свыше 1000 мм. Подводные переходы в границах горизонта высоких вод (ГВВ) не ниже 1 % обеспеченности должны закрепляться против всплытия. В русловой части перехода следует применять кольцевые грузы или обетонирование, обеспечивающие их надежную устойчивость против смещений при возможных деформациях русла.

На переходах через глубокие болота и озера при соответствующем технико-экономическом обосновании для предотвращения всплытия трубопроводов диаметром до 250 мм допускается вместо балластирующих устройств применять трубы с увеличенной толщиной стенки, обеспечивающей отрицательную плавучесть.

На переходах через нерестовые реки и ручьи нефтегазопроводы следует прокладывать надземно на опорах с целью исключения воздействия на условия обитания ценных пород рыб, при этом трубы должны располагаться выше 1 % уровня ГВВ на величину не менее 1,0 м. Кроме того, должны быть предусмотрены мероприятия по защите выходов труб из грунта от ледохода и корчехода.

В случае максимальной глубины промерзания воды на внутриболотных озерах глубина заложения трубопроводов должна обеспечивать исключение вмерзания балластировочных грузов в лед.

***Надземные переходы трубопроводов***

При надземном пересечении оврагов, балок, ущелий, каналов, рек и других водных преград расстояние от низа трубы или конструкций пролетного строения следует принимать:

при пересечении оврагов, балок, малых водотоков, а также стоячих озер – не менее 0,5 м до уровня воды при 5 % обеспеченности;

при пересечении несудоходных, несплавных рек, больших оврагов, где возможен ледоход, и озер с поворотным течением воды и перемещением льда – не менее 0,2 м до уровня воды при 1 % обеспеченности и от наивысшего горизонта ледохода;

при пересечении судоходных и сплавных рек – не менее величины, установленной нормами проектирования подмостовых габаритов и требованиями проектирования мостов (рис. 5.2).

Рис. 5.2 Наземный переход трубопровода через водоем позволяет устанавливать круглогодичный визуальный контроль за состоянием трубы. Такая конструкция допускает температурные колебания длины трубы без напряжения.

При наличии сплава и корчехода следует учитывать возможность образования заломов и заторов и расстояние до уровня воды при 1 % обеспеченности увеличивать до 1 м.

Совместная прокладка на одних опорах групповых надземных переходов трубопроводов и электролиний разрешается только для сетей, предназначенных для обслуживания трубопроводов (кабелей сигнализации, диспетчеризации, электропривода задвижек).

При этом электропроводка должна располагаться в трубах ниже трубопроводов на самостоятельных кронштейнах или подвесках.

На переходах через водные преграды по технологическим мостам допускается совместная прокладка газопроводов и совместная прокладка трубопроводов с жидкими горючими средами, если указанные трубопроводы относятся к одному технологическому узлу, например трубопроводы от одной дожимной насосной станции (ДНС).

***Переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги***

Переходы трубопроводов через железные дороги, внепромысловые автомобильные дороги I-IV категорий и промысловые автомобильные дороги с усовершенствованным покрытием следует проектировать в местах прохождения дорог в насыпях или в нулевых отметках, угол пересечения трубопровода с дорогами должен быть 90°. Все пересечения необходимо согласовывать с владельцем транспортных магистралей. Прокладка трубопроводов через тело насыпи не допускается.

Места переезда обозначаются специальными знаками.

Участки трубопроводов в местах пересечения железных и автомобильных дорог должны заключаться в защитные футляры из стальных или железобетонных труб, в тоннели, диаметр которых определяется условиями производства работ и конструкцией перехода, но должен быть больше наружного диаметра трубы не менее чем на 200 мм.

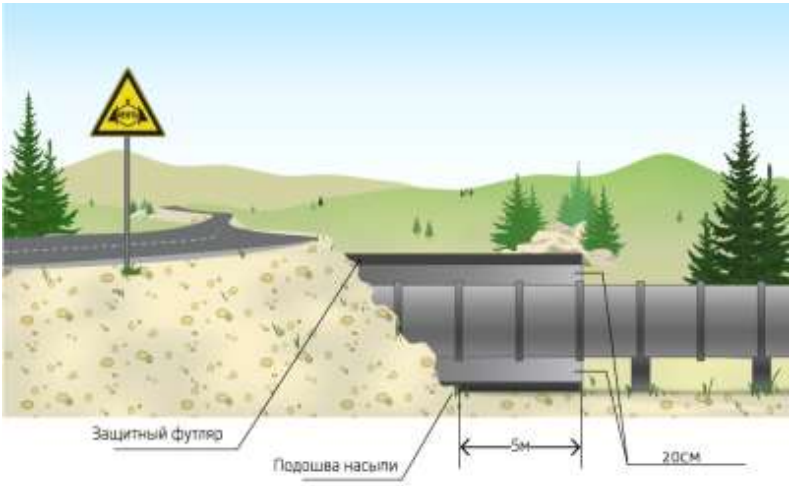



Рис. 5.3 Вариант перехода трубы через автодороги 3; 4 категории

Рис.5.4 Подземные переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги.

Концы футляра должны выводиться на расстояние:
– на переходах через железные дороги – на 25 м от осей крайних путей, но не менее чем на 5 м от подошвы откоса насыпи

и на 3 м – от бровки откоса выемки или водоотводных сооружений (кювета, нагорной канавы и т. п.);
– на переходах через автомобильные дороги – на 10 м от бровки земляного полотна, но не менее чем на 2 м от подошвы насыпи. На нефтепроводах и нефте-, продуктопроводах, пересекающих автодороги III и IV категорий, расстояние от бровки земляного полотна может быть сокращено до 5 м. (рис. 5.3).

С конца кожуха выводится трубка на трап с факелом. Конец патрона и трубопровод обеспечивается тампоном.

На обоих концах защитного кожуха должны быть предусмотрены уплотнения, обеспечивающие герметичность межтрубного пространства в целях охраны окружающей среды. На трубопроводах I и II категорий диаметром более 500 мм один из концов защитного кожуха должен иметь выход в отводной колодец или на трап с факелом.

Заглубление трубопроводов на переходах под железными дорогами должно быть не менее 2 м от подошвы рельса до защитного футляра и не менее 0,5 м до него от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа. Заглубление трубопроводов под автомобильными дорогами должно приниматься не менее 1,4 м от верха покрытия дорог (проезжей части) до защитного футляра, а при его отсутствии – до верхней образующей трубопровода и не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа. На переходах через железные и автомобильные дороги, проложенные на пучинистых и неустойчивых грунтах, следует предусматривать конструктивные мероприятия для исключения неравномерных пучений (осадок) основания дорог.

Места пересечения трубопроводов с железными дорогами должны быть удалены (по горизонтали) от стрелок и

крестовин не менее чем на 10 м. При пучинистых и неустойчивых грунтах это расстояние увеличивается до 20 м.

## 5.5 Создание защитных (буферных) зон вокруг особо опасных трубопроводных систем

Защитные зоны создаются с целью предотвращения отрицательных воздействий трубопроводов на объекты, расположенные по границам этих зон, а также деятельности различных организаций на сохранность и безопасность работы самих трубопроводов.

Определяющие величину защитных зон минимальные расстояния от оси подземных, наземных и надземных трубопроводов различного назначения до объектов, зданий и сооружений следует принимать в соответствии со СНиПом.

В пределах защитных зон запрещается строительство каких-либо объектов без согласования с эксплуатирующей организацией.

Фактический материал по трубопроводу (исполнительная съемка), оформленный в установленном порядке строительно-монтажными организациями и заказчиком, должен быть передан в органы исполнительной власти на местах для нанесения его на районные карты землепользования.

Отвод земельных участков под строительство зданий и сооружений и прокладку коммуникаций в непосредственной близости от защитных зон осуществляется в порядке, установленном действующим законодательством, органами местной власти.

Предприятия, организации, учреждения и отдельные граждане (застройщики) до рассмотрения соответствующими органами местной власти ходатайства о предоставлении земель-

ных участков вблизи защитных зон должны согласовать строительство с предприятием, эксплуатирующим трубопровод.

До начала заполнения трубопровода транспортируемой продукцией должны быть выполнены все работы, предусмотренные проектом.

## 5.6 Требования к оснащению технологических систем сбора средствами контроля, регулирования, противоаварийной защиты

Средства автоматизации контроля и регулирования должны обеспечивать:

– контроль (местный и дистанционный) за ходом технологических процессов транспорта нефти и газа;

– контроль состояния и режимов работы технологического оборудования;

– измерение текущих параметров (давления, температуры, расхода, уровня, качества продукции);

– возможность получения информации по отдельным контролируемым параметрам, их предельным величинам или отклонениям от установленных значений;

– поддержание заданного технологического режима; местное и дистанционное управление работой технологического оборудования.

Средства противоаварийной защиты должны предусматривать:

– аварийную сигнализацию при выходе технологических параметров за предельные значения;

– управление объектами систем сбора в целях предупреждения, определения, локализации и ликвидации аварий;

– автоматическую блокировку оборудования, действующую независимо от других устройств управления.

## 5.7 Требования к оснащению промысловых трубопроводов средствами очистки

Очистка внутренней полости промысловых трубопроводов должна предусматриваться с целью восстановления их пропускной способности путем удаления парафина, песка, водяных и газовых скоплений и различных механических примесей, а также с целью снижения скорости коррозии труб за счет удаления скопления воды и механических примесей. Узлы запуска и приема очистных устройств должны предусматриваться на трубопроводах диаметром 200 мм и более. А в выкидных линиях диаметром 102-114 мм разрешается пропуск резиновых шаров и торпед.

Выбор метода очистки (механический, химический, термический, комбинированный) и оснащения участка трубопровода комплексом оборудования для очистки его внутренней полости должен быть подтвержден технико-экономическим расчетом.

Очистка телескопических трубопроводов может производиться термическим или химическим (в том числе гелями) способами, а также скребками для труб переменного диаметра.

Участки трубопровода, подвергающиеся механическим методам очистки, должны удовлетворять следующим требованиям:

– участок трубопровода должен быть сварен из труб одного диаметра с учетом возможности пропуска очистного устройства на всем его протяжении;

– величины овальности труб, вмятин и гофр должны находиться в допустимых пределах;

– участок не должен иметь подкладных колец, устройств, выступающих во внутреннюю полость трубопровода;

– радиусы кривых вставок на участке должны быть не менее пяти диаметров трубопровода;
– участок трубопровода должен быть оснащен полнопроходной запорной арматурой;
– участок должен выдерживать нагрузки от пропуска очистных устройств.

Комплекс оборудования для очистки полости трубопровода должен обеспечивать выполнение всех необходимых технологических операций, включающих пуск и прием очистного устройства, контроль за прохождением его по участку, сбор и утилизацию выносимых из трубопровода загрязнений.

Камеры пуска и приема очистного устройства устанавливаются на фундаментах для обеспечения их несмещаемости в процессе эксплуатации. Они должны быть рассчитаны на нагрузки от пропуска очистных устройств и осевые усилия от температурного перепада и внутреннего давления. При необходимости камеры пуска очистных устройств должны быть конструктивно защищены от осевых усилий, обусловленных воздействием примыкающих к ним подземных трубопроводов. Герметизацию камер следует обеспечивать по I классу герметичности (рис. 5. 5).

Рис. 5.5 Камера пуска очистного устройства

# 6. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИИ И ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

## 6.1 Общие положения

Требования к работам, выполняемым при строительстве трубопроводов, в равной степени распространяются на работы при реконструкции и капитальном ремонте с заменой участков трубопроводов.

## 6.2 Подготовительные работы

В стадии подготовительных работ заказчик обязан создать геодезическую разбивочную основу для строительства и не менее чем за 10 дней до начала строительно-монтажных работ передать подрядчику техническую документацию на нее и на закрепленные на трассе строительства трубопровода пункты и знаки этой основы.

Перед началом строительства генподрядная строительно-монтажная организация должна выполнить на трассе следующие работы:

– провести контроль геодезической разбивочной основы с точностью линейных измерений не менее 1/500, угловых 2' и нивелирования между реперами с точностью 50 мм на 1 км трассы. Трасса принимается от заказчика по акту, если измеренные длины линий отличаются от проектных не более чем на 1/300 длины, углы:

– не более чем на 3' и отметки знаков, определенные из нивелирования между реперами, не более 50 мм;

– установить дополнительные знаки (вехи, столбы и пр.) по оси трассы и по границам строительной полосы;

– вынести в натуру горизонтальные кривые естественного (упругого) изгиба через 10 м, а искусственного изгиба – через 2 м;
– разбить пикетаж по всей трассе и в ее характерных точках (в начале, середине и конце кривых, в местах пересечения трасс с подземными коммуникациями). Створы разбиваемых точек должны закрепляться знаками, как правило, вне зоны строительно-монтажных работ; установить дополнительные реперы через 2 км по трассе.

До начала основных строительно-монтажных работ генподрядчик должен выполнить подготовительные работы на трассе.

Расчистку трасс под многониточные трубопроводы при одновременном их строительстве на обводненных и заболоченных участках необходимо выполнять на полную проектную ширину коридора.

На сложных участках (болотах, переувлажненных и обводненных участках трассы) могут быть использованы следующие конструкции технологических проездов: со сборно-разборным покрытием; лежневые; деревогрунтовые; насыпные, армированные мелколесьем; насыпные с применением нетканых синтетических материалов (НСМ); грунтовые без покрытия; снежно-ледовые.

## 6.3 Земляные работы. Разработка траншей

Размеры и профили траншей устанавливаются проектом в зависимости от назначения и диаметра трубопроводов, характеристики грунтов, гидрогеологических и других условий в соответствии с действующими РД.

Для районов с глубиной промерзания 0,4 м и более в зимних условиях должны предусматриваться мероприятия по предохранению грунта от промерзания (рыхление поверх-

ностного слоя, снежный валик, утепление древесными остатками и др.). Для сокращения продолжительности оттаивания мерзлого грунта в теплое время необходимо к периоду установления положительных температур удалить снег с полосы будущей траншеи.

До начала работы по устройству траншеи в скальных грунтах с ее полосы снимают вскрышной слой рыхлого грунта на всю глубину до обнажения скального грунта при толщине вскрышного слоя до 0,5 м. При меньшей толщине вскрышного слоя его можно не удалять.

Снятый грунт вскрыши укладывают на берме траншеи и используют при необходимости для подсыпки и присыпки трубопровода.

## 6.4 Транспортные и погрузочно-разгрузочные работы

Трубы (секции) с теплоизоляцией должны перевозиться на транспортных средствах со специальным оборудованием, позволяющим избежать повреждения теплоизоляции.

При выполнении погрузочно-разгрузочных работ с обетонированными трубами следует применять торцевые захваты, стропы, траверсы, мягкие полотнища специальной конструкции, снижающие давление на кромки труб. Коники трубовозов необходимо оборудовать мягкими подкладками во избежание повреждения покрытия труб. Запрещается использовать незащищенные стальные канаты в качестве такелажных средств.

Штабелирование обетонированных труб диаметром до 720 мм производят в четыре яруса, а с диаметром свыше 720 мм – в три яруса.

При перевозке на плетевозах число труб и трубных секций определяют с учетом грузоподъемности машин и размеров труб.

## 6.5 Противокоррозионная и тепловая изоляция

Типы и конструкции изоляционных и теплоизоляционных покрытий, а также материалы, применяемые для защиты от коррозии и для теплоизоляции трубопроводов, определяются проектом в соответствии с соответствующим ГОСТ.

В зависимости от конкретных условий прокладки и эксплуатации трубопроводов с учетом технико-экономических расчетов следует применять два типа защитных покрытий: усиленный и нормативный.

Усиленный тип защитных покрытий следует применять на трубопроводах сжиженных углеводородов, трубопроводах диаметром 1020 мм, а также на трубопроводах любого диаметра, прокладываемых:

– в засоленных почвах любого района страны (солончаковых, солонцах, солодях, такирах, сорах и др.);

– в болотистых, заболоченных, черноземных и поливных почвах, а также на участках перспективного обводнения;

– на подводных переходах и в поймах рек, а также на переходах через железные и автомобильные дороги, в том числе на защитных футлярах и на участках трубопроводов, примыкающих к ним;

– на участках блуждающих токов.

Приемочный контроль состояния изоляции законченных после строительства участков трубопроводов осуществляют в соответствии со стандартами. Если при контроле изоляции установлено ее неудовлетворительное состояние, то необходимо:

– найти места повреждений и провести ремонт;
– повторно испытать изоляцию.

Все скрытые работы должен принять заказчик, о чем составляют акт, в котором делают отметку о разрешении выполнять работы. Для приемки скрытых работ подрядчик обязан вызвать представителя заказчика. Если представитель заказчика не явился в указанный подрядчиком срок, то последний составляет односторонний акт. Промежуточной приемке с составлением актов на скрытые работы подлежат:
– поверхностные и глубинные анодные заземления; протекторные установки;
– кабели, прокладываемые в земле;
– контрольно-измерительные пункты, электрические перемычки; защитные заземления установок электрохимзащиты и трансформаторного пункта;
– изолирующие фланцы.

При осмотре и промежуточной приемке скрытых работ проверяют:
– соответствие выполненных работ проекту;
– качество применяемых материалов, деталей, конструкций;
– качество выполнения строительно-монтажных работ.

При этом осуществляется входной контроль труб и деталей, поступающих для строительства трубопровода, в объеме, установленном техническими условиями. Проверяется наличие и содержание маркировки.

В каждой партии труб (выборочно, но не менее двух труб) подвергают контролю механические свойства металла в объеме, предусмотренном техническими условиями на трубы.

При резке труб на каждый вновь образованный конец наносят маркировку предприятия – поставщика труб (номер партии и марку стали) и заверяют клеймом ОТК предприятия

– изготовителя сборочных единиц. В месте реза измеряют наружный диаметр и толщину стенки трубы.

Полученные при освидетельствовании результаты внешнего осмотра и инструментального контроля заносят в ведомость. В ведомости должны быть отмечены трубы и другие элементы, подлежащие ремонту.

Трубы (детали, элементы арматуры), прошедшие освидетельствование, должны быть промаркированы.

Маркировка производится на расстоянии 100-150 мм от торца несмываемой краской в следующем порядке:

порядковый номер трубы (детали, элемента арматуры); индекс категории, к которой отнесена труба (деталь, элемент арматуры) после освидетельствования:

П – пригодный для использования в газонефтепроводном строительстве;

Р – требующие ремонта для дальнейшего использования в газонефтепроводном строительстве;

У – пригодные для использования в других отраслях народного хозяйства;

Б – непригодные к дальнейшему использованию.

По результатам освидетельствования комиссия составляет акт, в котором указывается число освидетельствованных труб и число труб с различными индексами категории.

## 6.6 Очистка полости и испытание промысловых трубопроводов

Очистку полости и испытание промысловых трубопроводов необходимо осуществлять в соответствии с требованиями ВСН.

Промысловые трубопроводы должны подвергаться очистке полости и испытанию на прочность и герметичность

перед пуском в эксплуатацию после полной готовности участка или всего трубопровода (полной засыпки, обвалования или крепления на опорах, установки арматуры и приборов, катодных выводов, представления исполнительной документации на испытываемый объект).

Способы, параметры и схемы проведения очистки полости и испытания промысловых трубопроводов устанавливаются рабочим проектом и проектом организации строительства (ПОС). На концах напорных и магистральных трубопроводов и на линейной части устанавливаются сигнализаторы прохождения очистного устройства механического или магнитного типа (рис. 6.1).

Рис. 6.1 Схема прохождения очистного устройства магнитного типа

Промысловые трубопроводы должны очищаться и испытываться по специальной рабочей инструкции, за исключением промысловых нефтепроводов и нефтегазопроводов нефтяных промыслов диаметром менее 350 мм и с рабочим давлением менее 2,0 МПа, очистка полости и испытание которых должны выполняться по типовой инструкции, разрабатываемой заказчиком и строительно-монтажной организацией применительно к конкретному промыслу.

Специальная рабочая инструкция на очистку полости и испытание составляется заказчиком и строительно-монтажной организацией для каждого конкретного трубопровода с учетом местных условий производства работ, согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии по проведению испытаний трубопроводов.

Очистку полости трубопровода выполняют промывкой, продувкой или протягиванием очистных устройств.

Промывку производят пропуском поршней-разделителей с предварительным заполнением трубопровода водой.

Вид испытаний (на прочность, герметичность), способ испытания (гидравлическое, пневматическое, комбинированное), величину испытательного давления, продолжительность и метод оценки результатов испытания необходимо принимать в соответствии с проектной документацией.

Проектную величину испытательных давлений определяют в соответствии с руководящими документами. Величина пробного давления на прочность (гидравлическим или пневматическим способом) устанавливается проектом и должна составлять не менее:

$25 \times P \times [G_{20}] / [G]$,

но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см2),

где: Р – расчетное давление трубопровода, МПа; [σ] 20 – допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20 °С; [σ] t – допускаемое напряжение для материала трубопровода при максимальной положительной расчетной температуре. Трубопровод выдерживают под испытательным давлением в течение пяти минут, после чего давление снижают до рабочего. Считается, что труба выдержала испытание, если давление по манометру не упало, не было запотеваний в сварных соединениях.

При испытании трубопроводов воздухом или газом, не имеющими запаха, последние должны быть предварительно одорированы.

Испытания проводятся установленной арматурой.

Перед началом продувки и испытания трубопровода газом или воздухом должны быть установлены и обозначены знаками безопасности зоны, указанные в табл. 6.1, в которых запрещено находиться людям во время указанных работ.

Таблица 6.1

**Зоны безопасности при очистке и испытании трубопроводов воздухом**

| Условный диаметр трубопровода Ду, мм | Радиус опасной зоны | | |
|---|---|---|---|
| | при очистке полости в обе стороны от трубопровода, м | при очистке полости в направлении вылета ерша или поршня, м | при испытании в обе стороны от трубопровода, м |
| До 300 | 40 | 600 | 100 |
| 300-500 | 60 | 800 | 150 |
| 500-800 | 60 | 800 | 200 |
| 800-1000 | 100 | 1000 | 250 |
| 1000-1400 | 100 | 1000 | 250 |

При гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний должны быть установлены и обозначены на местности знаками безопасности опасные зоны, указанные в табл. 6.2.

Таблица 6.2

**Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов**

| Диаметр трубопровода, мм | Давление испытания 8,25 Мпа Радиус опасной зоны, м | | Давление испытания свыше 8,25 Мпа Радиус опасной зоны, м | |
|---|---|---|---|---|
| | в обе стороны от оси трубопровода | в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода | в обе стороны от оси трубопровода | в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода |
| 100-300 | 75 | 600 | 100 | 900 |
| 300-500 | 75 | 800 | 100 | 1200 |
| 500-800 | 75 | 800 | 100 | 1200 |
| 800-1000 | 100 | 1000 | 150 | 1500 |
| 1000-1400 | 100 | 1000 | 150 | 1500 |

Запрещается проведение испытаний трубопроводов на прочность и продувка их в ночное время.

До начала продувки и испытания трубопровода необходимо снять напряжение с воздушных линий электропередачи, находящихся в опасной зоне.

При продувке минимальные расстояния от места выпуска газа до сооружений, железных и шоссейных дорог, населенных пунктов следует принимать по табл. 6.2.

Пневматические испытания трубопроводов должны проводиться воздухом или инертным газом. Пневматические испытания трубопроводов, ранее использовавшихся для

транспортировки углеводородных взрывоопасных сред, должны проводиться только инертными газами.

Для наблюдения за состоянием трубопровода во время продувки или испытания должны выделяться обходчики, которые обязаны:

а) вести наблюдения на закрепленных за ними участках трубопровода;

б) не допускать нахождения людей, животных и движения транспорта в опасной зоне и на дорогах, закрытых для движения;

в) немедленно оповещать руководителя работ обо всех обстоятельствах, препятствующих проведению продувки, испытания или создающих угрозу для людей, животных, сооружений и транспортных средств, находящихся вблизи трубопровода.

При испытании наземных и надземных трубопроводов размеры опасных зон, указанные в табл. 6.2, должны быть увеличены в 1,5 раза.

Перед вводом в эксплуатацию трубопровода с природным газом должно быть произведено вытеснение из трубопровода воздуха газом давлением не более 0,1 МПа в месте его подачи. Вытеснение воздуха можно признать законченным, когда содержание кислорода в газе, выходящем из газопровода, составляет не более 2 % по показаниям газоанализатора.

При всех способах испытания на прочность и герметичность для измерения давления должны применяться проверенные опломбированные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже I и с предельной шкалой на давление около 4/3 от испытательного, устанавливаемые вне охранной зоны.

В процессе выдержки трубопровода под испытательным давлением обеспечивается наблюдение за показаниями приборов контроля давления и температуры воды с записью в журнале наблюдений или на диаграммную бумагу с самопишущих приборов, установленных на постах наблюдений.

Данные показаний приборов фиксируются в рабочих журналах наблюдений через каждый час. В рабочих журналах фиксируются также все моменты (периоды) снижения (повышения) давления.

В процессе гидравлических испытаний на каждом из испытываемых участков может наблюдаться постепенное снижение (повышение) испытательного давления вследствие снижения (повышения) температуры воды в трубопроводе за счет влияния теплового поля окружающей трубопровод среды.

Величина снижения (повышения) испытательного давления по показаниям приборов не должна отличаться от значений, определяемых по формуле (6.1) с учетом замеренных температур воды:

где $\Delta D$ – изменение давления, кгс/см; $\Delta t$ – изменение температуры, град.; $\beta$ – коэффициент температурного расширения воды, 1/град.; $\alpha$ – коэффициент температурного расширения, стали, 1/град.; Дн – наружный диаметр трубопровода, мм; С – коэффициент объемного сжатия воды, $44{,}3 \cdot 10$ см/кгс; Е – модуль упругости стали, $2{,}1 \cdot 10$ кгс/см; $\delta$ – толщина стенки трубы, мм.

## 6.7 Диагностика промысловых трубопроводов. Методы диагностики

Оптимальные сочетания, выбор и порядок применения методов неразрушающего контроля должны определяться в каждом конкретном случае с учетом технологичности средств технической диагностики, разрешающей способности, выявляемости дефектов и производительности контроля.

Работы по диагностике внутрипромысловых трубопроводов должны выполняться с применением портативных приборов неразрушающего контроля, передвижных лабораторий дефектоскопии и в стационарных лабораториях с необходимым приборным обеспечением.

При проведении диагностических обследований состояния внутренней поверхности трубопроводов методом ультразвуковой толщинометрии следует руководствоваться РД «Прогнозирование максимальной глубины коррозии и времени до появления сквозных повреждений трубопроводов по данным ультразвуковой толщинометрии».

Определение мест расположения на однородных по условиям коррозии участках контрольных отрезков, исходя из условий их доступности и равномерности расположения в пределах однородного участка. В среднем один контрольный отрезок длиной 3,5-4 м должен приходиться на 500 м контролируемого участка трубопровода.

Восстановление изоляции и засыпка шурфа. На трубопроводах наземной и надземной прокладки и незаглубленных участках подземных трубопроводов рекомендуется обустроить контрольные отрезки для периодического измерения толщин стенок.

Графики проведения обследований должны составляться службой технического контроля предприятия и утвер-

ждаться его руководителем; результаты обследования и прогнозирования должны заноситься в паспорт трубопровода.

При определении местоположения утечек в трубопроводах следует использовать акустический метод контроля.

Радиографический контроль можно проводить только в случае, если контролируемый трубопровод освобожден от перекачиваемого продукта.

При определении коррозионного поражения по нижней образующей трубы измерение следует проводить по дуге в 30° в нижней части трубы через 7-10 мм.

При аварии с выходом нефти следует провести обследование трубопровода по обе стороны от места утечки на расстоянии не менее 1 м с использованием средств толщинометрии и ультразвуковой дефектоскопии для обнаружения канавочной коррозии при выходе продукта в нижней части трубы и язвенной коррозии – в случае выхода продукта в другом месте.

Сварные соединения трубопроводов внутрипромысловых систем с толщиной стенок труб от 4 до 30 мм, выполненные автоматической, полуавтоматической и ручной электродуговой сваркой плавлением, следует контролировать радиографическим и ультразвуковым методами. Эти же методы используются при определении внутренних скрытых дефектов тела трубы (расслоения, закаты).

При этом контролю подвергается поверхность шва и прилегающие к нему зоны шириной по 20 мм в обе стороны от шва.

При магнитопорошковом контроле используют дефектоскопы типа ПМД-70, а при магнитолюминесцентном дополнительно применяют ультрафиолетовый облучатель (например, типа КД-33Л).

Для проведения неразрушающего контроля сварных соединений ультразвуковым методом следует использовать эхо-импульсные ультразвуковые дефектоскопы следующих типов: ДУК-66ПМ, УД-11ПУ, УД2-12, УД2-17. В цеховых условиях можно также использовать дефектоскопы УД-10УА и УД-11УА.

Трубы, используемые для замены поврежденных участков внутрипромысловых трубопроводов при ремонтно-восстановительных работах, должны быть предварительно проверены на отсутствие дефектов и их соответствие имеющимся заводским сертификатам.

Результаты контроля должны быть зафиксированы в специальных журналах и заключениях. Журнал – первичный документ, где регистрируются результаты контроля. Сведения в журнал заносит оператор. Заключение – конечный документ (оформляется при сдаче). Форма журнала и заключения устанавливается технической службой НГДУ.

В журнале и заключении фиксируются следующие сведения:

– наименование трубопровода;
– номер испытательной схемы (координаты контролируемого участка);
– диаметр, толщина стенки трубопровода, марка стали;
– год ввода в эксплуатацию;
– тип изоляционного покрытия;
– наличие ЭХЗ;
– режим работы трубопровода;
– тип и заводской номер прибора;
– вид документации, по которой проводился контроль;
– параметры контроля;
– тип стандартного образца для настройки прибора;

– координаты и характеристики обнаруженных дефектов;
– оценка качества контролируемого объекта;
– даты проведения контроля и выдачи заключения;
– фамилия и подпись дефектоскописта;
– фамилия и подпись руководителя контрольной службы.

## 6.8 Нормы отбраковки трубопроводов

А. Величина отбраковочного размера стандартных труб не может быть меньше указанной ниже:

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| наружный диаметр Дн, мм | 108 | 219 | 325 | 377 | > 426 |
| наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода, мм | 2,0 | 2,5 | 3,0 | 3,5 | 4,0 |

Б. Если в результате коррозии или эрозии за время работы до очередной ревизии толщина стенки выйдет за пределы отбраковочных размеров.

В. Если во время ревизии обнаружены дефекты в их стенке в виде сферических, цилиндрических язв, трещин, свищей, пробоин, вмятин, гофр, рисок, царапин, наличие которых требует отбраковки элемента трубопровода.

Г. Если механические свойства материала изменились и не удовлетворяют требованиям проекта.

Д. Если при обследовании сварных швов обнаружены следующие дефекты, не подлежащие исправлению:
– трещины длиной более 50 мм в сварном шве или в околошовной зоне основного металла;
– непровары размером более 10 % от толщины стенки. Отбраковка труб осуществляется специальной комиссией, назначенной руководителем добывающего предприятия.

Таблица 6.3

**Предельные отбраковочные значения толщин стенок корпуса арматуры**

| Условный диаметр Ду, мм | 80 | 200 | 400 | 500 | 700 | 800 | 1000 | 1220 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Предельная отбраковочная толщина стенки, мм (при = 10 МПа) | 3 | 4,5 | 6 | 7 | 8,5 | 10 | 11 | 14 |

Все работы, связанные с отбраковкой труб, должны выполняться с соблюдением требований безопасности.

После проведения обследования и отбраковки должен быть составлен акт ревизии и отбраковки.

## 6.9 Периодические испытания трубопроводов

Надежность работы выкидных линий скважин, нефтесборных коллекторов, внутрипромысловых напорных нефтепроводов, нефтепроводов товарной нефти, водоводов низкого и высокого давления, газопроводов должна проверяться путем периодических гидравлических испытаний на прочность и плотность.

Периодические испытания трубопроводов приурочивают к времени проведения ревизии трубопровода. Периодичность проведения испытаний должна быть не реже одного раза в восемь лет.

Все трубопроводы испытываются на прочность давлением, равным 1,25 от рабочего давления. Выкидные линии скважин и водоводы высокого давления испытываются в течение шести часов.

Нефтесборные коллекторы, внутрипромысловые напорные нефтепроводы, нефтепроводы товарной нефти, водоводы низкого давления, газопроводы испытываются в течение 24 часов.

После испытания на прочность проводятся испытания на плотность давлением, равным рабочему давлению, в течение времени, которое необходимо для тщательного осмотра трубопровода, но не менее 24 часов. Периодические испытания проводятся под руководством лица, ответственного за их безопасную эксплуатацию, и оформляются актом.

Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопровода, на основании соответствующего акта делает запись о результатах испытания и назначает срок следующего испытания в паспорте трубопровода, а для трубопроводов, на которые паспорт не составляется, в эксплуатационном журнале.

## 6.10 Ремонтные работы на трубопроводах

Объемы ремонтных работ на ПТ и сроки их выполнения определяет заказчик по результатам осмотров, диагностических обследований, ревизий, по прогнозируемым режимам транспортировки нефти и газа, установленным предельным рабочим давлениям, анализу эксплуатационной надежности, в соответствии с местными условиями и требованиями безопасности. Ремонт промысловых трубопроводов осуществляется в соответствии с действующими нормативными документами.

Сведения о проведенных ремонтных работах в пятнадцатидневный срок должны быть внесены в исполнительную техническую документацию и паспорт трубопровода.

Текущий ремонт (ТР) – минимальный по объему и содержанию плановый ремонт, осуществляемый в процессе эксплуатации и заключающийся в систематически и своевремен-

но проводимых работах по предупреждению от преждевременного износа линейных сооружений, по устранению мелких повреждений и неисправностей.

***К текущему ремонту ПТ относятся*:**

– работы, выполняемые при техническом обслуживании;

– ликвидация мелких повреждений земляного покрова над трубопроводом;

– устройство и очистка водоотводных канав, вырубка кустарников;

– очистка внутренней полости трубопроводов от парафина, грязи, воды и воздуха;

– проверка состояния и ремонт изоляции ПТ шурфованием;

– ревизия и ремонт запорной арматуры, связанные с заменой сальника и смазки;

– ремонт колодцев, ограждений, береговых укреплений, переходов трубопроводов через водные преграды;

– проверка фланцевых соединений, крепежа, уплотнительных колец, осмотр компенсаторов;

– замер толщины стенок ПТ ультразвуковым толщиномером;

– подготовка линейных объектов ПТ к эксплуатации в осенне-зимних условиях, в период весеннего паводка и устранение мелких повреждений, причиненных весенним паводком;

– окраска линейных сооружений.

Мероприятия по техническому обслуживанию и текущему ремонту ПТ проводятся в основном без остановки перекачки.

Капитальный ремонт (КР) – наибольший по объему и содержанию плановый ремонт, который проводится при достижении предельных величин износа в линейных сооружениях и связан с полной разборкой, восстановлением или заменой изношенных или неисправных составных частей сооружений.

К капитальному ремонту линейной части ПТ относятся:

– все работы, выполняемые при текущем ремонте;
– вскрытие траншей, подземных ПТ, осмотр и частичная замена изоляции;
– ремонт или замена дефектных участков трубопровода и запорной арматуры, их переиспытание и электрификация арматуры;
– замена фланцевых соединений, кронштейнов, опор и хомутов с последующим креплением трубопроводов к ним;
– просвечивание сварных швов;
– продувка или промывка, испытание ПТ на прочность и плотность;
– окраска надземных ПТ;
– ремонт колодцев и ограждений;
– берегоукрепительные и дноукрепительные работы на переходах ПТ через водные преграды;
– сооружение защитных кожухов на пересечениях с железными и шоссейными дорогами;
– ремонт и сооружение новых защитных противопожарных сооружений.

Очистка трубопровода в зоне заплат, вантузов, хомутов и других препятствий должна выполняться вручную.

Ручную очистку допускается производить скребками или другим инструментом. Не допускается нанесение глубоких царапин, рисок, сколов основного металла и срезание сварных швов.

Степень очистки поверхности трубы перед нанесением нового покрытия должна соответствовать виду защитного покрытия и требованиям, приведенным в табл. 6.4.

Поверхность трубопровода, имеющая острые выступы, заусенцы, задиры, брызги металла и шлака, должна быть опилена и зачищена.

Запрещается применять химические, огневые способы очистки, а также способы очистки, сопровождающиеся снятием металлической стружки с поверхности трубопровода.

В зависимости от вида, размеров и взаимного расположения дефектов собственно трубопровода выбирают один из следующих методов ремонта трубопроводов: зачистка поверхности трубы, шлифовка; заварка (наплавка) коррозионных повреждений; приварка накладных усилительных элементов (заплат, муфт), бандажирование; замена катушки, трубы или плети.

Заварка коррозионных повреждений допускается в следующих случаях:

– если максимальный размер (диаметр, длина) дефекта не превышает 20 мм;

– остаточная толщина трубы в месте повреждения не менее 5 мм;

– расстояние между смежными повреждениями не менее 100 мм.

Таблица 6.4

**Требования к очистке наружной поверхности трубопровода**

| Вид противокоррозионного покрытия | Степень очистки стальной поверхности | Характеристика очищенной поверхности |
|---|---|---|
| Ленточные (холодного нанесения) | 3 | Не более чем на 5 % поверхности трубы имеются пятна и полосы прочно сцепленной окалины, точки ржавчины, видимые невооруженным глазом; при перемещении по поверхно- |

| | | |
|---|---|---|
| | | сти прозрачной пластины размером 25х25 мм на любом из участков окалиной и ржавчиной занято не более 10 % площади пластины |
| Битумно-мастичные, пластобитные и антикоррозионные смазки | 4 | Не более чем на 10 % поверхности трубы имеются пятна и полосы прочно сцепленной окалины и ржавчины, видимые невооруженным глазом; при перемещении на поверхности прозрачной пластины размером 25х25 мм на любом из участков окалиной и ржавчиной занято не более 30 % площади пластины |

Разрешается заварка коррозионных повреждений трубопроводов, транспортирующих частично подготовленную нефть, товарную нефть и пластовую воду (жидкостные потоки без газовых включений) под давлением с применением соответствующих технологий.

В случае невыполнения указанных ограничений и обнаружения групповых повреждений, свищей, трещин длиной до 50 мм, а также сплошной коррозии допускается применение накладных усилительных элементов (заплат, муфт), которые могут служить только как временные средства устранения утечек продукта и в дальнейшем должны быть вырезаны и отремонтированы вваркой катушки.

Усилительные элементы типа заплат должны быть вытянуты по окружности трубы или круглыми. Размер заплаты (без технологических сегментов) вдоль трубы допускается в пределах: 100 мм <= а <= 150 мм. При этом радиус закругления заплат r должен быть равен 0,5 а.

Если используются заплаты с размерами больше указанных, то должны применяться технологические сегменты. Технологические сегменты должны устанавливаться на трубопроводе и охватывать заплату по периметру (рис. 6.2).

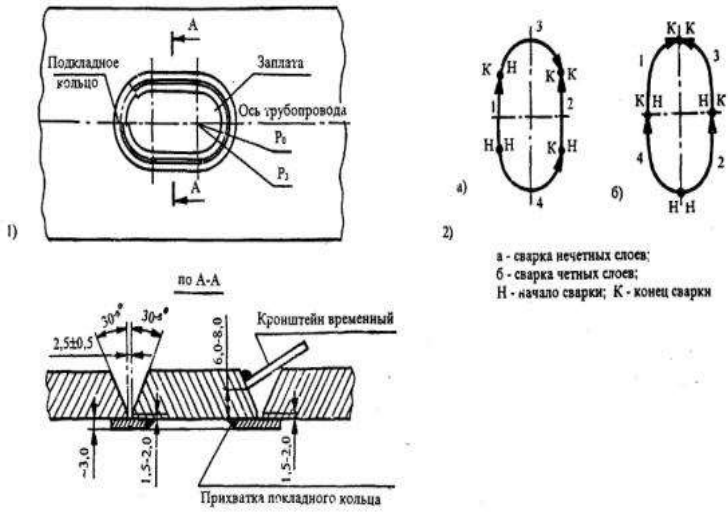



Рис.6.2 Вариант установки заплат при ремонте трубы

Размер заплаты или муфты выбирается таким, чтобы перекрыть место повреждения стенки трубы не менее чем на 20 мм по периметру. Муфты, технологические кольца и сегменты изготавливаются из двух половин. Зазор между кромками при сборке муфты, колец и сегментов должен быть равномерным по продольному направлению и лежать в интервале от 2 до 3,5 мм. Для получения требуемого зазора между кром-

ками при сборке муфты, кольца или сегмента допускается приварка сборочных скоб.

Заплаты, хомуты, муфты, технологические кольца, сегменты и катушки должны быть изготовлены из трубы, механические свойства, химический состав и толщина стенки которой такие же, как у ремонтируемого участка трубопровода.

Врезка катушек, замена труб и плети должны производиться при обнаружении:

– трещин, свищей и механических повреждений (вмятин, гофр, рисок, царапин, задиров, забоин), если их размеры превышают значения, допустимые строительными нормами и правилами трещин длиной более 500 мм в сварном шве или в основном металле трубы;

– разрывов кольцевого (монтажного) шва;

– разрывов продольного (заводского) шва и металла трубы;

вмятин глубиной более 3,5 % диаметра трубы;

– вмятин любых размеров при наличии на них царапин, задиров и свищей;

– царапин, задиров и забоин глубиной более 5 мм.

График ППР разрабатывается на основе титульных списков капремонта, плана-графика очистки внутренней полости ПТ, дефектных ведомостей, результатов обследования линейной части, включая подводные переходы.

Капитальный ремонт ПТ выполняется силами и средствами ремонтно-строительных сервисных подразделений добывающего предприятия и сторонних специализированных организаций (рис. 6.3).

Руководитель ремонтных работ несет ответственность за организацию, обеспечение необходимым оборудованием, механизмами, инструментами, приспособлениями, КИПиА, материалами, транспортными средствами, двусторонней те-

лефонной или радиосвязью, СИЗ и средствами коллективной защиты, противопожарными и спасательными средствами, знаками безопасности и плакатами, а также средствами оказания доврачебной помощи.

Рис. 6.3 Капремонт трубопровода в болотистой местности

## 6.11 Консервация, демонтаж трубопроводов

При временном прекращении эксплуатации трубопроводы должны быть подвергнуты консервации. На период консервации должна быть обеспечена защита от коррозии как наружной, так и внутренней поверхностей стенок трубопровода.

Для трубопроводов, подвергнутых временной консервации, должен быть соблюден режим охранной зоны.

На период временной консервации трубопровод заполняется консервантом (подготовленной нефтью, ингибированной водой).

Для предотвращения утечек консерванта трубопровод должен быть отсечен от остальной системы трубопроводов концевыми заглушками. Часть консерванта, определяемая расчетом, из трубопровода должна быть выпущена перед установкой концевых заглушек для предотвращения разрушения его частей при термическом расширении консерванта при изменении его температуры. Секущие задвижки, установленные на трубопроводе, должны быть приоткрыты на 1/4-1/2 оборота штурвала для обеспечения выравнивания давления в различных его частях путем перетока продукта при его неравномерном нагревании в трубопроводе.

После технико-экономического обоснования целесообразности замены или прекращения существования трубопровод, превысивший срок амортизации, подлежит демонтажу.

К демонтажу трубопровода организация, проводящая работы, имеет право приступить только после приемки трубопровода или его участка по акту и получения всей необходимой технической документации от заказчика.

Глубину залегания (без вскрытия) и ось трубопровода определяют трассо- и трубоискателями типа ВТР-1УМ, ТИ-12 или УТ-3.

Перед демонтажем трубопровод должен быть опорожнен от газов и нефтепродуктов, а полость очищена от их капель и паров.

Значения взрывоопасных концентраций паров и газов приведены в табл. 6.5.

Таблица 6.5

**Значения взрывоопасных концентраций паров и газов**

| Газ, пары, жидкости | Предел взрываемости смеси с воздухом, % |
|---|---|
| Природный газ | 3,8-24,6 |
| Нефтяной газ | 3,8-24,6 |
| Метан | 4,8-16,7 |
| Пропан | 2,0-9,5 |
| Бутан | 1,5-8,5 |
| Пропан-бутан | 1,5-8,5 |
| Бензиновая фракция нефти | 0,7-6,0 |
| Керосиновая фракция нефти | 1,4-5,5 |

При резке трубопровод должен быть вскрыт не менее чем до половины диаметра. В верхней части трубопровода вырезать технологический люк и через него произвести разрезание нижней части.

При использовании для резки труб энергии взрыва надлежит руководствоваться «Едиными правилами безопасности при взрывных работах».

При демонтаже трубопроводов должна быть проведена техническая рекультивация всей территории ведения работ, уборка мусора, захоронение строительных остатков. При работах следует по возможности минимально сократить нарушения растительного покрова.

## 6.12 Обслуживание и ревизия трубопроводной арматуры

Запорная арматура (рис. 6.4) промысловых трубопроводов является наиболее ответственным элементом коммуникаций. Поэтому в НГДУ и ЦДНГ должны быть приняты необходимые меры по организации постоянного и тщательного

надзора за ее исправностью, а также своевременным и качественным проведением ее ревизий и ремонта.

При применении запорной арматуры с сальниковым уплотнением шпинделя особое внимание обращается на состояние набивочного материала – на его качество, размеры, правильность укладки в сальниковую коробку.

Набивку для сальников выбирают в соответствии с паспортом задвижки.

Асбестовая набивка, пропитанная жировым составом и прографиченная, используется при рабочих температурах не выше плюс 200 °С.

Для температур выше плюс 200 °С и давлений до 10 МПа можно применять прографиченную асбестовую набивку. При этом каждое кольцо должно быть пересыпано слоем сухого чистого графита толщиной не менее 1 мм.

Сальниковая набивка запорной арматуры должна быть изготовлена из плетеного шнура квадратного сечения со стороной, равной ширине сальниковой камеры. Из такого шнура должны быть нарезаны на оправке заготовки колец со скошенными под углом 45° концами.

Кольца набивки следует укладывать в сальниковую коробку вразбежку линий разреза с уплотнением каждого кольца. Высота сальниковой набивки должна быть такой, чтобы грундбукса в начальном положении входила в сальниковую камеру не более чем на 1/6-1/7 ее высоты, но не менее чем на 5 мм. Сальник следует подтягивать равномерно без перекосов грундбуксы. Для обеспечения плотности сальникового уплотнения необходимо следить за чистотой поверхности шпинделя.

Запорную арматуру для создания плотности следует закрывать с нормальным усилием. Применение рычагов при открывании арматуры не допускается.

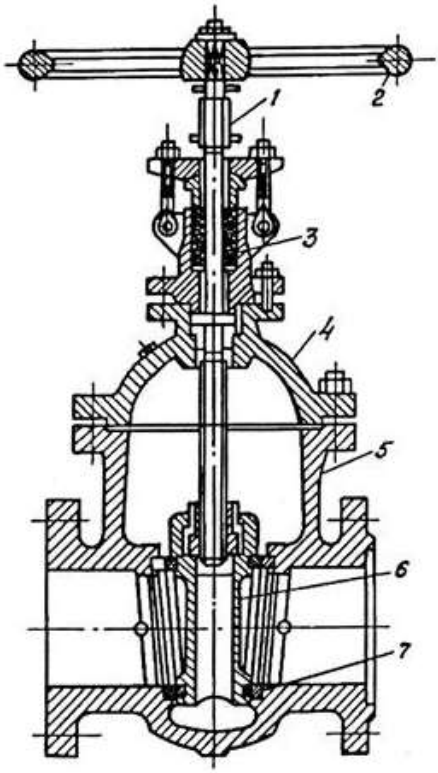



Рис. 6.4 Поперечный разрез клиновой задвижки

1 – шпиндель, 2 – маховик; 3 – сальник; 4 – крышка; 5 – корпус; 6 – диск; 7 – уплотнительные кольца.

Ревизию и ремонт трубопроводной арматуры, обратных клапанов, приводных устройств следует осуществлять во время ревизии трубопроводов, остановки агрегатов и установок на ремонт.

Арматура, работающая в условиях высокоагрессивных сред (скорость коррозии более 0,5 мм/год) на трубопроводах любой категории, должна проходить ревизию в следующем объеме:

а) внешний осмотр;

б) разборка для осмотра и ремонта уплотнительных деталей;

в) тщательный осмотр состояния отдельных деталей (внутренней поверхности корпуса и крышки, шпинделя, клина или клапана, их крепления, уплотнительных поверхностей корпуса, сальника, ходовой гайки, крепежных деталей и т. п.);

г) замер толщины корпуса и крышки при обнаружении следов коррозии и эрозии, выбраковка и замена изношенных деталей (результаты замера заносят в паспорт или эксплуатационный журнал трубопровода);

Арматуру необходимо ремонтировать в ремонтно-механических мастерских. Мелкий ремонт арматуры (смена прокладок, перенабивка сальников, замена шпилек, штурвалов и т. п.) можно проводить на месте ее установки.

На чугунной арматуре не допускается исправление дефектов сваркой. После ремонта арматура подлежит опрессовке на прочность и плотность. Опрессовку арматуры следует производить при открытом запорном устройстве.

Значение опрессовочного давления при проверке на прочность принимают по табл. 6.6. Испытания на плотность проводят при рабочем давлении.

Результаты ремонта и испытания арматуры оформляют актом. Акт хранят вместе с паспортом или эксплуатационными журналами на трубопроводы.

Таблица 6.6

**Значения опрессовочного давления при проверке на прочность**

| Условное давление, Ру, МПа | 0,10 | 0,16 | 0,25 | 0,40 | 0,63 | 1,00 | 1,60 | 2,50 | 4,00 | 6,30 | 10,0 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Опрессовочное давление, Рпр, МПа | 0,20 | 0,30 | 0,40 | 0,60 | 0,90 | 1,50 | 2,40 | 3,80 | 6,00 | 9,50 | 15,0 |

## 6.13 Защита от внешней и внутренней коррозии

Комплекс мероприятий по защите от коррозии разрабатывается проектной организацией и в общем случае включает:
– технологические методы – мероприятия, направленные на предупреждение увеличения коррозионной активности среды или ее уменьшение;
– специальные методы защиты, включающие применение покрытий, футеровок, химических реагентов (ингибиторов коррозии, бактерицидов, поглотителей кислорода), электрохимическую защиту;
– контроль коррозионной активности и физико-химических свойств среды.

Коррозионная активность транспортируемой среды определяется в соответствии с руководящими документами.

Защита промысловых трубопроводов от коррозии технологическими методами предусматривает:
– поддержание в системе нефтесбора гидродинамического режима движения продукции скважин, препятствующего выпадению свободной воды из нефтяного потока;
– сброс избыточного количества свободной воды на кустах скважин для утилизации ее путем закачки в пласт;
– регулирование гидродинамического движения продукции скважин во времени с учетом изменения в процессе эксплуатации свойств продукции, ее обводненности, газового фактора и дебита;
– в газопроводах – выявление границ конденсации и удаление жидкого конденсата из них;
– очистку трубопроводов от механических примесей и продуктов коррозии.

На месторождениях, в продукции которых отсутствует реликтовый сероводород, для предупреждения заражения про-

дуктивных горизонтов сероводородвосстанавливающими бактериями (СВБ) и появления сероводорода биогенного происхождения при заводнении должны использоваться источники водоснабжения, не содержащие СВБ. При отсутствии таковых должно проводиться обеззараживание воды бактерицидами.

Антикоррозионные покрытия и футеровки следует применять для защиты:

– внутренней поверхности;
– выкидных линий скважин;
– трубопроводов для сбора нефти, газа, перекачки воды;
– запорной арматуры и деталей насоса.

Ингибиторной защите от внутренней коррозии подлежат нефтепроводы, в которых происходит расслоение транспортируемой жидкости на фазы (нефть, воду, газ), а также транспортирующие эмульсию типа «нефть в воде» и промысловые газопроводы.

Рис 6.5а. Блок реагентов БР-2,5 для подачи ингибитора коррозии Внутри емкость, дозировочный насос, система автоматики, обогреватель.

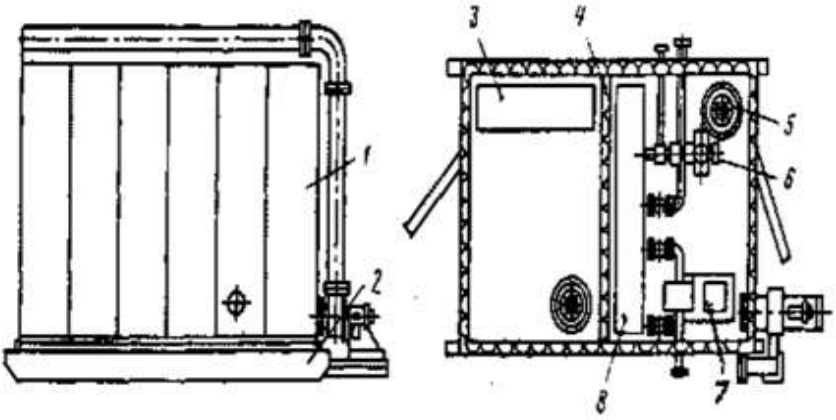



Рис. 6.5.б. Схема блока химреагентов БР-2,5, Бр-10.

1 – утепленное помещение, 2 – рама, 3 – блок автоматики и управления,4 – перегородка, 7 – дозировочный насос, 8 – емкость.

Процесс ингибирования осуществляется в соответствии с технологией, разработанной для каждого ингибитора.

Ингибиторы коррозии в защищаемый трубопровод или систему трубопроводов подаются при помощи установок БР-2,5, БР-10, БР-25 (ОСТ 26-02-376-72) в соответствии с технологическим регламентом, разработанным на основании инструкции по применению ингибитора.

Прежде чем применять ингибитор необходимо оценить защитное действие ингибитора путем сравнения скоростей коррозии образцов-свидетелей, установленных на контрольных точках нефтепровода до и при подаче в систему ингибитора.

*Защитный эффект ингибитора на конечном участке нефтепровода должен быть не менее 80 %.*

В процессе эксплуатации ПТ необходим постоянный контроль за состоянием изоляционного покрытия и нормальным функционированием средств ЭХЗ, который осуществляет служба электрохимической защиты НГДУ.

Контроль состояния электрохимической защиты в процессе эксплуатации трубопроводов осуществляется в соответствии с требованиями и методиками, изложенными в руководящих документах.

## 6.14 Методы обследования и контроля сварных соединений

Контроль качества сварных стыков трубопроводов проводится в соответствии со СНиПом:

– систематическим операционным контролем, осуществляемым в процессе сборки и сварки трубопроводов;

– визуальным осмотром и обмером сварных соединений;

– проверкой сварных швов неразрушающими методами контроля;

Стыки, выполненные дуговой сваркой, очищаются от шлака и подвергаются внешнему осмотру. При этом они не должны иметь трещин, подрезов глубиной более 0,5 мм, недопустимых смещений кромок, кратеров и выходящих на поверхность пор.

Усиление шва должно быть высотой в пределах от 1 до 3 мм и иметь плавный переход к основному металлу.

Стыки, выполненные стыковой сваркой оплавлением, после снятия внутреннего и наружного грата должны иметь усиление высотой не более 3 мм. Смещение кромок после сварки не должно превышать 25 % толщины стенки и быть не более 3 мм.

Исправление дефектов в стыках, выполненных дуговыми методами сварки, допускается в следующих случаях:

– если суммарная длина дефектных участков не превышает 1/6 периметра стыка;

– если длина выявленных в стыке трещин не превышает 50 мм.

При наличии трещин суммарной длиной более 50 мм стыки подлежат удалению.

Все исправленные участки стыков должны быть подвергнуты внешнему осмотру, радиографическому контролю. Повторный ремонт стыков не допускается.

## 6.15 Порядок учета, расследования и ликвидации отказов и повреждений трубопроводов

Классификация аварий. Отказом трубопроводов промыслового сбора и транспорта продукции скважин считается нарушение работоспособности, связанное с внезапной полной или частичной остановкой трубопровода из-за нарушения герметичности трубопровода или запорной и регулирующей арматуры или из-за закупорки трубопровода.

Повреждением называется нарушение исправного состояния ПТ при сохранении его работоспособности и не сопровождаемое материальным и экологическим ущербом.

Отказы ПТ делятся на некатегорийные и категорийные, сопровождаемые несчастными случаями и пожарами.

К категорийным относятся отказы, которые расследуются в соответствии с инструкцией Госгортехнадзора России, а все остальные отказы – некатегорийные – расследуются в соответствии с РД 39-0147103-392-86.

Некатегорийные отказы подразделяются по видам нарушений:

– разрывы и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым сварным швам;

– негерметичность по причине коррозии внутренней и внешней;

– негерметичность запорной и регулирующей арматуры;

– потеря герметичности трубопровода от внешних механических воздействий;
– потеря пропускной способности трубопровода из-за образования закупорок.

Некатегорийные отказы ПТ подразделяются на отказы 1-й и 2-й групп.

К отказам 1-й группы относятся отказы на внутриплощадочных напорных внутри- и межпромысловых нефтепроводах на участке от дожимной насосной станции (ДНС) до центрального пункта сбора (ЦПС) или от комплексного сборного пункта (КСП) и далее до магистральных нефтепроводов.
К отказам 2-й группы относятся отказы на газопроводах, на нефтесборных трубопроводах на участке от групповой замерной установки (ГЗУ) до ДНС, а также на водоводах.

## 6.16 Расследование аварий

Расследование отказов и повреждений ПТ проводится с использованием исследований: визуального (макроскопического), лабораторного (микроскопического), аналитического, экспертного и других методов.

Все отказы трубопроводов, происшедшие при приемосдаточных испытаниях, подлежат отдельному расследованию и учету.

Некатегорийные отказы 1-й группы расследуются постоянно действующей комиссией предприятия, назначаемой приказом по предприятию в составе заместителя начальника (председателя), а также специалистов подразделений эксплуатации (ремонта), техники безопасности, службы охраны окружающей среды, бухгалтерии.

Некатегорийные отказы 2-й группы расследуются постоянно действующей комиссией ЦДНГ в составе старшего

инженера цеха (председателя), а также мастера (механика) цеха по ремонту трубопроводов, мастера по добыче нефти.

Отказы на выкидных линиях скважин до ГЗУ, а также повреждения на всех трубопроводах, выявленные в процессе эксплуатации, расследуются комиссией в составе механика (старшего инженера) цеха – председателя, мастера по добыче нефти или мастера по ремонту трубопроводов и оператора и регистрируются в журнале произвольной формы.

Повреждения, выявленные в процессе технического обслуживания (опрессовка, врезка и т. п.) и ремонта ПТ, должны устраняться в плановом порядке и учитываться в журнале планово-предупредительных работ.

К работе комиссий по техническому расследованию отказа (в зависимости от характера, причин и последствий) могут быть привлечены представители:

– Госкомприроды;
– органов государственной пожарной охраны;
– технической инспекции совета профсоюза;
– органов Государственного санитарного надзора;
– органов по использованию и охране водных ресурсов;
– землепользователей;
– заводов-изготовителей труб и арматуры, если причиной отказа;
– повреждения явились заводские дефекты;
– строительно-монтажных организаций, принимавших участие в строительстве данного трубопровода, если причиной отказа, повреждения явился брак, допущенный при строительстве;
– проектных институтов, принимавших участие в проектировании данного трубопровода, если причиной отказа послужили недостатки проектных решений;
– научно-исследовательских организаций.

Комиссия обязана:

– установить организационные и технические причины, вызвавшие аварию и выявить конкретных виновников;

– наметить необходимые мероприятия по предупреждению подобных аварий в дальнейшем;

– по окончании расследования отказа составить, подписать и утвердить акт в двух экземплярах по форме, указанной в прил. 15.

В тех случаях, когда непосредственно на месте разрушения невозможно установить причину отказа трубопровода и металл трубы передается для лабораторного исследования, необходимо консервационной смазкой закрыть поверхность излома, не допускать ударов по металлу, сверления технологических отверстий, особенно в зонах очага разрушения.

Вырезка катушки или образцов из разрушившегося поврежденного трубопровода оформляется актом.

Первый экземпляр акта должен храниться в отделе, ответственном за учет и отчетность по авариям в НГДУ, второй – в цехе, где произошел отказ.

О результатах расследования некатегорийных отказов предприятие при необходимости издает приказ или циркулярное письмо с указанием причины отказа, виновных лиц и мероприятий, подлежащих выполнению (со сроками и ответственными лицами), и доводит их до сведения своих подразделений с целью предупреждения подобных отказов.

## 6.17 Совершенствование устьевого оборудования скважин в целях технологического мониторинга и безопасности обслуживания нефтесборной системы

При изменении стадий разработки месторождения меняются и осложняющие факторы эксплуатации скважин, что требует модернизации скважинного и внутрипромыслового оборудования. Развитие информационных технологий позволяет качественно улучшать применение автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) в системе сбора и защиту оборудования от аварийного разрушения.

В связи с увеличением обводненности продукции скважин возрастает коррозионное разрушение оборудования. В этой связи применение стеклопластиковых водоводов сточной воды и футерованных труб разного назначения позволило получить значительный технологический и экономический эффект.

Несмотря на определенный прогресс в разработке и внедрении технологий добычи нефти остается нерешенным ряд проблем в обеспечении контроля эксплуатации устьевого скважинного оборудования. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности требуют оснащения устьевого оборудования скважин датчиками давления, температуры, пробоотборными устройствами, средствами автоматической защиты от инцидентов. Технологические регламенты отдельных предприятий предусматривают также установку на манифольде скважины обратного клапана, не допускающего переток жидкости из выкидной линии на территорию скважины в случае обрыва полированного штока или разгерметизации сальника УСШН (Установки скважинного штангового насоса). При необходимости предусматривается установка

датчиков подачи или счетчиков количества добываемой жидкости (СКЖ).

Если датчики давления и пробоотборники установлены на скважинах практически во всех добывающих компаниях Российской Федерации, то наличие термокармана или датчика температуры, а также датчика подачи носит нерегулярный характер.

В связи с опреснением попутно-добываемой пластовой воды нередки случаи замерзания выкидной линии при простоях скважин во время отрицательных температур окружающей среды. На рис. 6.6 приведена экспериментальная зависимость температуры замерзания пластовой воды от ее плотности, т. е. минерализации. Замерзание линий приводит к серьезным инцидентам при запуске скважины после простоев, связанных с ремонтами подземного и наземного оборудования.

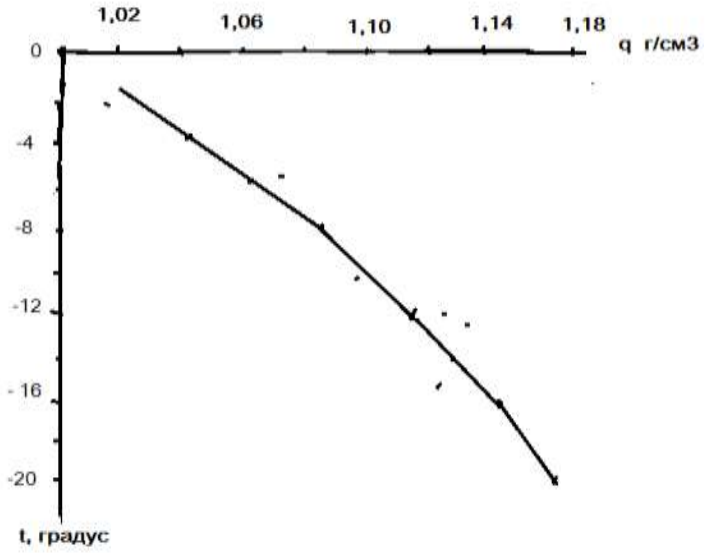



Рис. 6.6 Зависимость температуры замерзания пластовой воды от плотности добываемой жидкости

Наличие термометра в кармане манифольдной линии скважины могло бы предупредить возможные случаи срыва сальника, порыва прокладок и других инцидентов при запуске скважины с замерзшей выкидной линией.

Наличие датчика подачи или расходомера, даже с увеличенной погрешностью, могло бы освободить оператора от проверки подачи скважины методом закрытия задвижек, что не всегда безопасно. Оператор при глушении скважины проверяет наличие циркуляции также закрытием задвижки, что нередко приводит к мгновенному повышению давления на устье, опаздыванию закрытия клиновой задвижки, порыву прокладок и другим опасным последствиям.

Отсутствие вышеуказанных приборов и устройств снижает уровень и оперативность мониторинга работы скважины, не позволяет своевременно предупреждать осложнения, что неизбежно приводит к увеличению недобора нефти. Это особенно важно при добыче высоковязких и парафинистых нефтей. Классическая схема устьевой обвязки приведена на рис. 6.7.

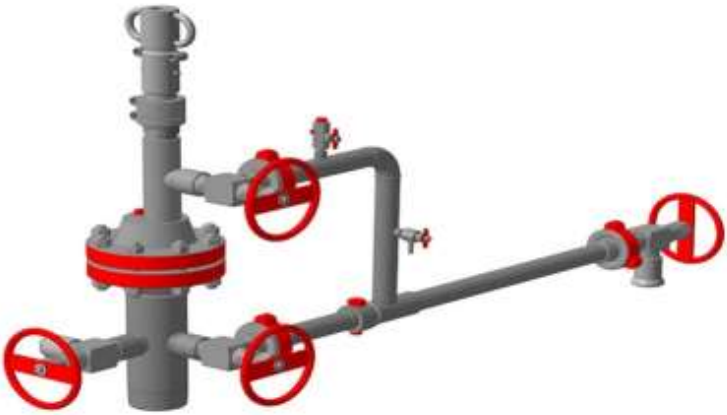


Рис.6.7 Применяемая обвязка скважины, оборудованной СШНУ

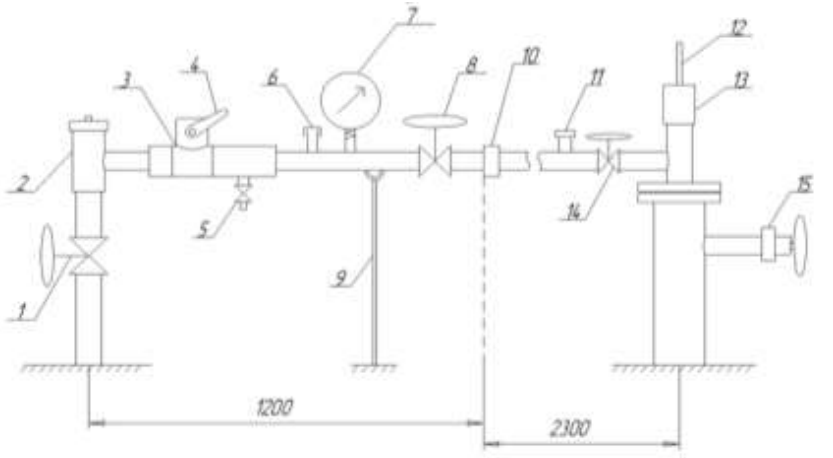



Рис.6.8 Рекомендуемая схема обвязки устьевого оборудования скважины, оборудованной СШНУ и соединение с выкидной линией Узел технологического контроля (1200мм). Не демонтируется при ПРС. 1 – выкидная задвижка; 2 – камера пуска шара;3 – датчик подачи; 4 – рычаг датчика подачи, 5 – пробоотборный вентиль; 6 – карман с тосолом для термометра: 7 – манометр; 8 – секущая задвижка; 9 – опора.

Рекомендуемая схема обвязки устьевого оборудования для скважин с УСШН приведена на рис. 6.8.

Для безопасной работы обслуживающего персонала было бы целесообразно обеспечить устьевые обвязки скважин узлами технологического контроля (рис. 6.8) [2]. Узел технологического контроля устанавливается в конце манифольда перед выкидной задвижкой с тем, чтобы при разборке устьевой арматуры в процессе подземного ремонта все элементы технологического контроля оставались на месте. Такие узлы испытывались на скважинах Гремихинского месторождения. Основной элемент узла – индикатор подачи, который является обратным клапаном с приводным рычагом и не дает газожид-

костной смеси выкидной линии разрядиться на устье в случае разгерметизации сальника. Оператор нажатием рычага перекрывает клапан, абсолютно безопасно определяет подачу скважины. Кроме того, по темпу изменения давления определяет тенденцию изменения производительности по сравнению с предыдущими сутками.

Кроме термометра и манометра в состав узла технологического контроля могут входить СКЖ или другие расходомеры и приборы контроля. Все эти приборы помогут собрать полноценную информацию о работе скважины. На наш взгляд, на устье не требуется высокая точность расходомера, поскольку обслуживающему персоналу надо знать, в первую очередь, динамику изменения расхода жидкости за предыдущие несколько суток. Дебит жидкости может уточняться замерами на ГЗУ, динамограммами и другими способами.

Несомненно, что все эти приборы и устройства должны использоваться также при внедрении АСУТП для многоуровневой защиты технической системы от аварий и инцидентов, для дистанционной передачи информации и управления.

Когда длина выкидной линии 200 м и более рекомендуется устанавливать на устье камеры пуска шара – КПШ. (рис. 6.8), как элементы энергосберегающих технологий.

Известно, что при подземном ремонте скважин разборка устья часто приводит к выводу из строя приборов КИПиА. Поэтому рекомендуется узел технологического контроля комплектовать в конце монифольда за пределами разбираемой части устьевого оборудования (рис. 6.8).

## 6.18 Механический индикатор подачи скважины

Применяемые на устьевой обвязке скважины приборы и устройства хотя и относятся к скважинному оборудованию, они одновременно используются и для контроля за состоянием выкидной линии скважины. Ниже приводится пример совершенствования технических средств контроля – применение индикатора подачи с функцией обратного клапана.

Применение индикатора подачи с функцией обратного клапана направлено на улучшение условий труда обслуживающего персонала и экологической безопасности, а также на снижение недобора нефти в результате оперативного диагностирования работы насоса.

Принятая схема обустройства месторождений нефти предусматривает замер дебита продукции скважин на автоматизированных групповых замерных установках (АГЗУ), к которым подведены выкидные линии до 10 и более скважин. Замер дебита скважин происходит по очереди по установленной программе через 2-4 часа с передачей результатов диспетчеру промысла. Поэтому в случае изменения дебита скважины это обнаруживается через сутки, двое суток или за большее время. Оператор по добыче нефти при ежедневным обходе скважин по вышеуказанной причине вынужден проверить подачу скважины путем закрытия выкидной задвижки и наблюдения за динамикой показания манометра. Однако данная операция небезопасна (особенно в зимнее время): в случае высокой обводненности продукции и небольшого газового фактора давление в монифольдной линии быстро растет, задвижку заклинивает, и оператор не успевает открывать задвижку. Результат, как правило, порыв прокладки фланцевых соединений или выдавливания сальника полированного штока, иногда и травмирование обслуживающего персонала.

В редких случаях на устьевой обвязке устанавливается индивидуальный счетчик количества жидкости. В этом случае не требуется манипуляция запорными органами, прибор дает необходимую оперативную информацию по работе скважины. По экономическим причинам данный вариант применяется редко.

В работе М.Д. Валеева, А.М. Насырова. «Совершенствование устьевого оборудования скважин в целях технологического мониторинга и безопасности обслуживания» предлагается на монифольде скважины применять узел технологического контроля, в составе которого установить механический индикатор подачи, выполняющего одновременно функцию обратного клапана. Наличие обратного клапана на устьевой обвязке неоспоримо: в случае разгерметизации устья (полет полированного штока, прорыв сальника и т. д.) вся продукция выкидной линии, иногда и ГЗУ, разливается на рельеф у скважины.

Известно устройство (обратный клапан, патент US 3070121 МПК F16K 15/03, 25.12.1962), имеющее трубчатый корпус, в котором на оси установлен клапанный диск, который при повороте на оси может садиться на седло и перекрыть поток жидкости. На выступающей наружу части оси закреплен индикаторный рычаг, позволяющий определить положение клапана, а также, при необходимости открывать и закрывать клапан, освобождая его от налипшей механической примеси и коррозии. Однако данное устройство не предназначено и не позволяет создавать значительное давление потока для диагностирования работы скважинного насоса. Такой обратный клапан направлен на совершенствование конструкции обратного клапана при работе его в осложненных условиях.

Цель полезной модели – создание механического индикатора подачи скважины, позволяющего быстро, безопасно, без приложения большого усилия со стороны обслуживающего персонала определить характер и динамику подачи жидкости скважиной. Индикатор не предназначен для учета количества жидкости, показывает только интенсивность подачи жидкости и относительную динамику дебита по сравнению с предыдущими днями. Может также диагностировать некоторые неисправности работы насоса, например, обрыв штанг, [1] и выполнять функцию обратного клапана.

Принципиальная схема конструкции механического индикатора подачи скважины показана на рис. 6.9: индикатор состоит из корпуса (1) трубчатого типа, запорного органа – тарельчатого клапана (2), седла клапана (3), рукоятки (4), установленной снаружи корпуса. Корпус клапана (2) и рукоятка (4) жестко закреплены на оси (5) с возможностью перемещения на некоторый угол вместе с осью (5). Причем рукоятка (4) закреплена на оси под углом 125-135 градусов к плоскости клапана с обратной стороны. Это нужно для удобства закрытия клапана нажатием на рычаг и создания определенного (давления 5-7 атм) перед клапаном. Ось герметизируется с помощью сальника (7) (рис 6.9б). Корпус индикатора соединяется с монифольдом с помощью быстроразъемного соединения (БРС) 6 (рис. 6.9а).

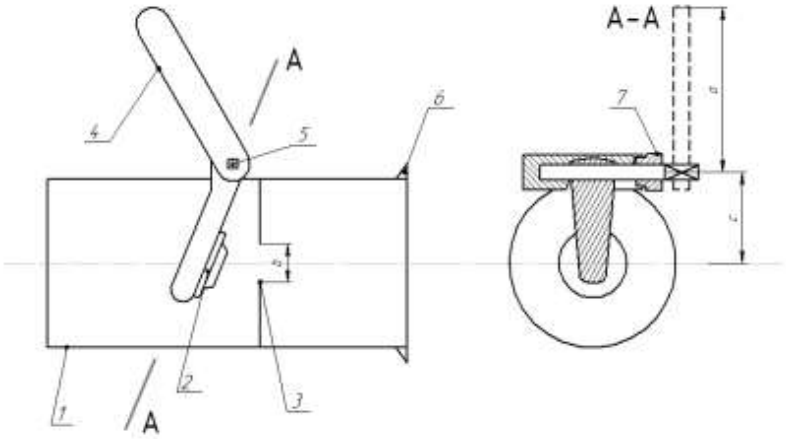



Рис.6.9 Механический индикатор подачи скважины

Для обеспечения работоспособности в реальных условиях размеры элементов устройства должны быть взаимоувязаны. Размеры элементов показаны буквенными обозначениями на рис. 6.9. Диаметр седла «b» , длина рукоятки «а» и расстояние между осью седла 3 и оси 5 «с» взаимосвязаны следующим выражением:

$0{,}785\ b^2 \times \Delta P = F^* a / c$, где

b – диаметр седла, см,

Δ P – увеличение давления на устье при проверке подачи, Δ P =5-7 кг/см2,

F – сила воздействия оператора на рычаг, кг,

**c** – расстояние между осями седла и рукоятки, см,

**a** – длина рукоятки, см,

Исходя из практических соображений и опытных испытаний, принимаем:

Δ P – 5-7 атм.

**a** – 20см

**c** – 5 см

F – 10 кг.

Тогда диаметр седла получится 2,7 см или 27 мм, на практике реальная величина составляет 25-30 мм, что не является гидравлическим сопротивлением потоку жидкости. В то же время такой диаметр позволяет при нажатии на рукоятку создавать избыточное давление 5-7 атмосфер, что достаточно для индикации динамики подачи скважины. Больший диаметр потребует значительного усиления элементов системы.

Монифольдная линия скважины, как правило, на всех месторождениях имеет стандартные диаметры 89 мм или 102 мм, поэтому величина **с**=50 мм – оптимальная величина для полезной модели.

Длина рычага 20 см предложена из фактического опыта испытаний на Гремихинском месторождении нефти, хорошо вписывается в дизайн обвязки скважины.

Индикатор устанавливается на монифольде после манометра, но до секущей задвижки. Оператор по добыче при необходимости определения подачи скважины нажимает на рукоятку 4, при этом клапан 2 перекрывает поток жидкости, давление на устье начинает подниматься. По динамике и интенсивности изменения давления по показаниям манометра оператор определяет работоспособность насоса. При отключении насоса и отсутствия подачи скважины клапан самопроизвольно закрывается и выполняет роль обратного клапана. Клапан закрывается также при разгерметизации устья, например, полет полированного штока, выход из строя устьевого сальника, не дает разряжаться нефти из выкидной линии на рельеф.

Индикатор удобен и безопасен при работе.

## 6.19 Требования к испытанию смонтированных трубопроводов перед сдачей их в эксплуатацию [3]

***Общие требования***

Трубопроводы после окончания монтажных и сварочных работ, термообработки (при необходимости), контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после установки и окончательного закрепления всех опор, подвесок (пружины пружинных опор и подвесок на период испытаний должны быть разгружены) и оформления документов, подтверждающих качество выполненных работ, подвергаются наружному осмотру, испытанию на прочность и плотность и, при необходимости, дополнительным испытаниям на герметичность с определением падения давления. Вид испытания (на прочность и плотность, дополнительное испытание на герметичность), способ испытания (гидравлический, пневматический) и величина испытательного давления указываются в проекте для каждого трубопровода.. При наружном осмотре трубопровода проверяются: соответствие смонтированного трубопровода проектной документации; правильность установки запорных устройств, легкость их закрывания и открывания; установка всех проектных креплений и снятие всех временных креплений; окончание всех сварочных работ, включая врезки воздушников и дренажей; завершение работ по термообработке (при необходимости).

Испытанию, как правило, подвергается весь трубопровод полностью. Допускается проводить испытание трубо-

[3] Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 10.06.03 № 80 Зарегистрировано в Минюсте России 19.06.03, рег. № 4738 ПРАВИЛА УСТРОЙСТВА И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ ПБ 03-585.

провода отдельными участками. При испытании на прочность и плотность испытываемый трубопровод (участок) отсоединяется от аппаратов и других трубопроводов заглушками. Использование запорной арматуры для отключения испытываемого трубопровода (участка) допускается в обоснованных случаях. При проведении испытаний вся запорная арматура, установленная на трубопроводе, должна быть полностью открыта, сальники – уплотнены; на месте регулирующих клапанов и измерительных устройств должны быть установлены монтажные катушки; все врезки, штуцера, бобышки должны быть заглушены.

Места расположения заглушек на время проведения испытания должны быть отмечены предупредительными знаками, и пребывание около них людей не допускается. Давление при испытании должно контролироваться двумя манометрами, прошедшими поверку и опломбированными. Манометры должны быть класса точности не ниже 1,5, с диаметром корпуса не менее 160 мм и шкалой на номинальное давление 4/3 измеряемого. Один манометр устанавливается у опрессовочного агрегата после запорного вентиля, другой – в точке трубопровода, наиболее удаленной от опрессовочного агрегата.

Испытание на прочность и плотность трубопроводов с условным давлением до 10 МПа (100 кгс/см2) может быть гидравлическим или пневматическим. Как правило, испытание проводится гидравлическим способом. Замена гидравлического испытания на пневматическое допускается в следующих случаях: а) если несущая строительная конструкция или опоры не рассчитаны на заполнение трубопровода водой; б) при температуре окружающего воздуха ниже 0 °С и опасно-

сти промерзания отдельных участков трубопровода; в) если применение жидкости (воды) недопустимо по иным причинам.

При совместном испытании обвязочных трубопроводов с аппаратами величину давления при испытании трубопроводов на прочность и плотность (до ближайшей отключающей задвижки) следует принимать, как для аппарата. Короткие (до 20 м) отводящие трубопроводы от предохранительных клапанов, а также свечи от аппаратов и систем, связанных непосредственно с атмосферой (кроме газопроводов на факел), испытанию не подлежат, если нет указаний в проекте.

Испытание трубопроводов на прочность и плотность следует проводить одновременно, независимо от способа испытания. При неудовлетворительных результатах испытаний обнаруженные дефекты должны быть устранены, а испытания повторены. Подчеканка сварных швов и устранение дефектов во время нахождения трубопровода под давлением не допускается.

О проведении испытаний трубопроводов составляют соответствующие акты.

***Гидравлическое испытание на прочность и плотность***

Гидравлическое испытание трубопроводов должно производиться преимущественно в теплое время года при положительной температуре окружающего воздуха. Для гидравлических испытаний должна применяться, как правило, вода с температурой не ниже плюс 5 °С и не выше плюс 40 °С или специальные смеси (для трубопроводов высокого давления). Если гидравлическое испытание производится при температуре окружающего воздуха ниже 0 °С, следует принять меры против замерзания воды и обеспечить надежное опорожнение трубопровода. После окончания гидравлического испытания трубопровод следует полностью опорожнить и продуть до полного удаления воды.

Величина пробного давления на прочность (гидравлическим или пневматическим способом) устанавливается проектом и должна составлять не менее:

1,25 х Р х $[G_{20}]$ / [G ], но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см2 ),

где: Р – расчетное давление трубопровода, МПа; [σ]20 – допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20 °С; [σ]t – допускаемое напряжение для материала трубопровода при максимальной положительной расчетной температуре. Трубопровод выдерживают под испытательным давлением в течение пяти минут, после чего давление снижают до рабочего. Считается, что труба выдержала испытание, если давление по манометру не упало, не было запотеваний в сварных соединениях.

Во всех случаях величина пробного давления должна приниматься такой, чтобы эквивалентное напряжение в стенке трубопровода при пробном давлении не превышало 90 % предела текучести материала при температуре испытания. Величину пробного давления на прочность для вакуумных трубопроводов и трубопроводов без избыточного давления для токсичных и взрывопожароопасных сред следует принимать равной 0,2 МПа (2 кгс/см 2).

При заполнении трубопровода водой воздух следует удалять полностью. Давление в испытываемом трубопроводе следует повышать плавно. Скорость подъема давления должна быть указана в технической документации. При испытаниях обстукивание трубопроводов не допускается.

Требуемое давление при испытании создается насосом, подсоединенным к испытываемому трубопроводу через два запорных вентиля. После достижения испытательного давления трубопровод отключается от насоса. Испытательное давление в трубопроводе выдерживают в течение 10 минут (ис-

пытание на прочность), после чего его снижают до рабочего давления, при котором производят тщательный осмотр сварных швов (испытание на плотность). По окончании осмотра давление вновь повышают до испытательного и выдерживают еще пять минут, после чего снова снижают до рабочего и вторично тщательно осматривают трубопровод. Продолжительность испытания на плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений. После окончания гидравлического испытания все воздушники на трубопроводе должны быть открыты и трубопровод должен быть полностью освобожден от воды через соответствующие дренажи.

Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются удовлетворительными, если во время испытания не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и во всех врезках не обнаружено течи и запотевания.

***Пневматическое испытание на прочность и плотность***

Пневматическое испытание на прочность допускается проводить для трубопроводов на Ру 10 МПа (100 кгс/см2) и ниже с учетом требований. Пневматическое испытание должно проводиться воздухом или инертным газом и только в светлое время суток.

В случае установки на трубопроводе арматуры из серого чугуна величина давления испытания на прочность должна составлять не более 0,4 МПа (4 кгс/см2).

При пневматическом испытании трубопроводов на прочность подъем давления следует производить плавно со скоростью равной 5 % от Рпр в мин., но не более 0,2 МПа (2 кгс/см2 ) в минуту с периодическим осмотром трубопрово-

да на следующих этапах: а) при рабочем давлении до 0,2 МПа (2 кгс/см2 ) – осмотр производится при давлении равном 0,6 пробного давления и при рабочем давлении; б) при рабочем давлении выше 0,2 МПа (2 кгс/см2 ) – осмотр производится при давлении равном 0,3 и 0,6 пробного давления и при рабочем давлении. Во время осмотра подъем давления не допускается. При осмотре обстукивание молотком трубопровода, находящегося под давлением, не допускается. Места утечки определяются по звуку просачивающегося воздуха, а также по пузырям при покрытии сварных швов и фланцевых соединений мыльной эмульсией и другими методами. Дефекты устраняются при снижении избыточного давления до нуля и отключении компрессора.

На время проведения пневматических испытаний на прочность как внутри помещений, так и снаружи должна устанавливаться **охраняемая (безопасная) зона**. Минимальное расстояние зоны должно составлять не менее 25 м при надземной прокладке трубопровода и не менее 10 м при подземной. Границы зоны ограждаются. Во время подъема давления в трубопроводе и при достижении в нем испытательного давления на прочность пребывание людей в охранной зоне не допускается. Окончательный осмотр трубопровода допускается после того, как испытательное давление будет снижено до расчетного, и проводится в установленном порядке.

Компрессор и манометры, используемые при проведении пневматического испытания трубопроводов, следует располагать вне охранной зоны. Для наблюдения за охранной зоной устанавливаются специальные посты. Число постов определяется, исходя из условий, чтобы охрана зоны была надежно обеспечена.

### *Промывка и продувка трубопроводов*

Трубопроводы должны промываться или продуваться в соответствии с указаниями проекта. Промывка может осуществляться водой, маслом, химическими реагентами и другими допустимыми веществами. Продувка может осуществляться сжатым воздухом, паром или инертным газом.

Промывка водой должна осуществляться со скоростью 1-1,5 м/сек. После промывки трубопровод должен полностью опорожняться и продуваться воздухом или инертным газом.

Продувка трубопроводов должна производиться под давлением равным рабочему, но не более 4 МПа (40 кгс/см$^2$). Продувка трубопроводов, работающих под избыточным давлением до 0,1 МПа (1 кгс/см$^2$) или вакуумом, должна производиться под давлением не более 0,1 МПа (1 кгс/см$^2$). Продолжительность продувки, если нет специальных указаний в проекте, должна составлять не менее 10 мин.

Во время промывки (продувки) снимаются диафрагмы, приборы, регулирующая, предохраняющая арматура и устанавливаются катушки и заглушки. Во время промывки или продувки трубопровода арматура, установленная на спускных линиях и тупиковых участках, должна быть полностью открыта, а после окончания промывки или продувки тщательно осмотрена и очищена.

### *Дополнительные испытания на герметичность*

Необходимость проведения дополнительных испытаний на герметичность трубопроводов устанавливается проектом. Трубопроводы, находящиеся в обвязке технологического оборудования, следует испытывать совместно с этим оборудованием.

Дополнительное испытание на герметичность проводится воздухом или инертным газом после проведения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки.

Дополнительное испытание на герметичность производится давлением равным рабочему, а для вакуумных трубопроводов давлением 0,1 МПа (1 кгс/см$^2$).

Продолжительность дополнительных испытаний должна составлять не менее 24 часов для строящихся межцеховых, внутрицеховых и межзаводских трубопроводов и указываться в проектной документации для каждого трубопровода. Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность смонтированных технологических трубопроводов, прошедших ремонт, связанный с разборкой или сваркой, признаются удовлетворительными, если скорость падения давления окажется не более 0,1 % за час. Указанные нормы относятся к трубопроводам внутренним диаметром до 250 мм включительно.

При испытании трубопроводов больших диаметров нормы падения давления в них определяются умножением приведенных величин на поправочный коэффициент, рассчитываемый по формуле:

---

где

Если испытываемый трубопровод состоит из участков различных диаметров, средний внутренний диаметр его определяется по формуле:

---

где – внутренний диаметр участков, м;

$L_1, L_2, , , L_n$ – длина участков трубопровода, соответствующая указанным диаметрам, м.

Падение давления в трубопроводе во время испытания его на герметичность определяется по формуле:

$$\Delta P = 100(1 - \frac{P_{\text{кон}} \times T_{\text{нач}}}{P_{\text{нач}} \times T_{\text{кон}}}) ,$$

где $\Delta P$ – падение давления, % от испытательного давления;

$P_{\text{кон}}$, $P_{\text{нач}}$ – сумма манометрического и барометрического давления в конце и начале испытания, МПа;

$T_{\text{кон}}$, $T_{\text{нач}}$ – температура в трубопроводе в конце и начале испытания, К.

Давление и температуру в трубопроводе определяют как среднее показаний манометров и термометров, установленных на нем во время испытаний.

Испытание на герметичность с определением падения давления допускается проводить только после выравнивания температур в трубопроводе. Для наблюдения за температурой в трубопроводе в начале и в конце испытываемого участка следует устанавливать термометры. После окончания дополнительного испытания на герметичность по каждому трубопроводу составляется акт по установленной форме.

## 6.20 Сдача – приемка смонтированных трубопроводов

Сдача – приемка трубопроводов после монтажа осуществляется в соответствии с требованиями проекта после всех испытаний.

До начала пусконаладочных работ готовится необходимая документация.

Объект принимается сначала рабочей комиссией, а после устранения всех замечаний принимается Государственной комиссией.

Перечни скрытых работ при монтаже технологических трубопроводов указываются в документации. Освидетельствование скрытых работ следует производить перед началом последующих работ.

Перечень документов на сборочные единицы, детали и материалы, применяемые при монтаже трубопровода, включают в состав свидетельства о монтаже.

Комплектовать свидетельство о монтаже участков трубопроводов следует на технологический блок или технологический узел, указанный в проекте.

## 6.21 Требования к эксплуатации трубопроводов

### 6.21.1 Обслуживание

Обслуживание трубопроводов производится в соответствии с проектом и нормативно-технической документацией по промышленной безопасности.

Лица, осуществляющие обслуживание трубопроводов, проходят подготовку и аттестацию в установленном порядке.

По каждой установке (цеху, производству) составляется перечень трубопроводов и разрабатывается эксплуатационная документация. На все трубопроводы высокого давления [свыше 10 МПа (100 кгс/см2 )] и трубопроводы низкого давления [до 10 МПа (100 кгс/см2 ) включительно] категорий I, II, III, а также трубопроводы всех категорий, транспортирующие вещества при скорости коррозии металла трубопровода 0,5 мм/год, составляется паспорт установленного образца.

Для нефтесборных коллекторов, напорных трубопроводов следует завести эксплуатационный журнал. Для трубопроводов высокого давления следует вести книгу учета периодических испытаний.

На промыслах за каждый нефтепровод назначается ответственное лицо за оперативный и технический контроль. Он же организует и осуществляет проведение профилактических работ по борьбе с осложнениями – отложениями АСПО, неорганическими солями, коррозией.

Контроль безопасным обслуживанием трубопроводов осуществляется в установленном порядке.

## 6.21.2 Эксплуатация

В период эксплуатации трубопроводов следует осуществлять постоянный контроль над состоянием трубопроводов и их элементов (сварных швов, фланцевых соединений, арматуры), антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций и т. д. с записями результатов в эксплуатационном журнале.

При периодическом контроле следует проверять: техническое состояние трубопроводов наружным осмотром и, при необходимости, неразрушающим контролем в местах повышенного коррозионного и эрозионного износа, нагруженных сечений и т. п.; устранение замечаний по предыдущему обследованию и выполнение мер по безопасной эксплуатации трубопроводов; полноту и порядок ведения технической документации по обслуживанию, эксплуатации и ремонту трубопроводов. Наружный осмотр трубопроводов, проложенных открытым способом, при периодических обследованиях допускается производить без снятия изоляции. В необходимых случаях проводится частичное или полное удаление изоляции.

Наружный осмотр трубопроводов, уложенных в непроходимых каналах или в земле, производится путем вскрытия отдельных участков длиной не менее 2 м. Число участков устанавливается в зависимости от условий эксплуатации. Если при наружном осмотре обнаружены неплотности разъемных соединений, давление в трубопроводе должно быть снижено до атмосферного, а дефекты устранены с соблюдением необходимых мер безопасности. При обнаружении дефектов, устранение которых связано с огневыми работами, трубопровод должен быть остановлен, подготовлен к проведению ремонтных работ в соответствии с нормативно-технической документацией по промышленной безопасности.

### 6.21.3 Ревизия трубопроводов. Экспертиза промышленной безопасности

Основным методом контроля за надежной и безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов является периодическая ревизия, которая проводится в установленном порядке. Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

Продление сроков службы трубопроводов и его элементов проводится по результатам экспертизы промышленной безопасности, которую проводят специальные организации, имеющие лицензию на это. В состав экспертизы входят: радиографическая, ультразвуковая, акустическая дефектоскопии, профилеметрия, проверка системы ЭХЗ, проверка наружной изоляции, расчет ресурса работы трубы и другие виды работы. По результатам проверки эксплуатирующая трубопровод (или другой объект системы сбора) организация составляет мероприятия, по устранению замечаний экспертизы. После этого проверяющая организация продлевает срок

работы трубопровода на два-пять лет, не больше. После утверждения рекомендаций Ростехнадзором владелец трубопровода имеет право эксплуатировать трубопровод в указанный срок.

Для трубопроводов высокого давления [свыше 10 МПа (100 кгс/см)] предусматриваются следующие виды ревизии: выборочная, генеральная выборочная и полная. Сроки выборочной ревизии устанавливаются в зависимости от условий эксплуатации, но не реже одного раза в четыре года. Периодичность проведения ревизий технологических трубопроводов с давлением до 10 МПа (100 кгс/см 2) устанавливается по проекту и в соответствии с руководящими документами. Первую выборочную ревизию трубопроводов, транспортирующих неагрессивные или малоагрессивные среды, следует производить не позднее, чем через два года после ввода трубопровода в эксплуатацию.

Отсрочка в проведении ревизии трубопроводов допускается с учетом результатов предыдущей ревизии и технического состояния трубопроводов, обеспечивающего их дальнейшую надежную эксплуатацию, но не может превышать более одного года.

При ревизии трубопроводов с давлением до 10 МПа (100 кгс/см2) следует: а) провести наружный осмотр трубопровода; б) измерить толщину стенки трубопровода приборами неразрушающего контроля, а в необходимых случаях – сквозной засверловкой с последующей заваркой отверстия. Количество участков для проведения толщинометрии и число точек замера для каждого участка определяется в соответствии с документацией и в зависимости от конкретных условий эксплуатации. Толщину стенок измеряют на участках, работающих в наиболее сложных условиях (коленах, тройниках,

врезках, местах сужения трубопровода, перед арматурой и после нее, местах скопления влаги и продуктов, вызывающих коррозию, застойных зонах, дренажах), а также на прямых участках трубопроводов. При этом на прямых участках внутри установочных трубопроводов длиной до 20 м и межцеховых трубопроводов длиной до 100 м следует выполнять замер толщины стенок не менее, чем в трех местах. Во всех случаях контроль толщины стенки в каждом месте следует производить в 3–4 точках по периметру, а на отводах – не менее чем в 4–6 точках по выпуклой и вогнутой частям. Следует обеспечить правильность и точность выполнения замеров, исключая влияние на них инородных тел (заусенцев, кокса, продуктов коррозии и т. п.). Результаты замера фиксируются в паспорте трубопровода. Ревизию постоянно действующих участков факельных линий, не имеющих байпасов, проводят без их отключения путем измерения толщины стенки ультразвуковыми толщиномерами и обмыливанием фланцевых соединений. Места частичного или полного удаления изоляции при ревизии трубопроводов определяются конкретно для каждого участка трубопровода. Ревизия воротников фланцев проводится внутренним осмотром (при разборке трубопровода) или измерением толщины неразрушающими методами контроля (ультразвуковым или радиографическим) не менее чем в трех точках по окружности воротника фланца. Толщину стенки воротника фланца допускается контролировать также с помощью контрольных засверловок. На трубопроводах, выполненных из сталей аустенитного класса (08Х18Н10Т, 12Х18Н10Т и т. п.), работающих в средах, вызывающих межкристаллитную коррозию, сквозные засверловки не допускаются. Внутренний осмотр участков трубопроводов проводится с помощью ламп, приборов, луп, эндоскопа или других средств. Внутренняя по-

верхность должна быть очищена от грязи и отложений, а при необходимости – протравлена. При этом следует выбирать участок, эксплуатируемый в наиболее неблагоприятных условиях (где возможна коррозия и эрозия, гидравлические удары, вибрация, изменение направления потока, застойные зоны). Демонтаж дефектного участка трубопровода при наличии разъемных соединений проводится путем их разборки, а на цельносварном трубопроводе этот участок вырезают.

При неудовлетворительных результатах ревизии следует определить границу дефектного участка трубопровода (осмотреть внутреннюю поверхность, измерить толщину и т. п.) и выполнить более частые замеры толщины стенки всего трубопровода.

При ревизии контрольного участка трубопровода высокого давления следует:

а) провести наружный осмотр согласно требованиям;

б) при наличии фланцевых или муфтовых соединений произвести их разборку, затем внутренний осмотр трубопровода;

в) произвести замер толщины стенок труб и других деталей контрольного участка;

г) при обнаружении в процессе осмотра дефектов в сварных швах (околошовной зоне) или при возникновении сомнений в их качестве произвести контроль неразрушающими методами (радиографический, ультразвуковой и т. д.);

д) при возникновении сомнений в качестве металла проверить его механические свойства и химический состав;

е) проверить состояние муфт, фланцев, их привалочных поверхностей и резьбы, прокладок, крепежа, а также фасонных деталей и арматуры, если такие имеются на контрольном участке;

ж) провести контроль наличия остаточных деформаций, если это предусмотрено проектом;

з) провести контроль твердости крепежных изделий фланцевых соединений, работающих при температуре 400 °С.

Результаты ревизии считаются удовлетворительными, если обнаруженные отклонения находятся в допустимых пределах. При неудовлетворительных результатах ревизии следует проверить еще два аналогичных участка, из которых один должен быть продолжением ревизуемого участка, а второй – аналогичным ревизуемому участку.

Если при ревизии трубопровода высокого давления будет обнаружено, что первоначальная толщина уменьшилась под воздействием коррозии или эрозии, возможность эксплуатации следует подтверждать расчетом на прочность. При необходимости проводится экспертиза промышленной безопасности.

При получении неудовлетворительных результатов ревизии дополнительных участков следует провести генеральную выборочную ревизию этого трубопровода, а также участков трубопроводов, работающих в аналогичных условиях, с разборкой до 30 % каждого из указанных.

После проведения ревизии составляются акты, к которым прикладываются все протоколы и заключения о проведенных проверках. Результаты ревизии заносятся в паспорт трубопровода. Акты и остальные документы прикладываются к паспорту.

После истечения проектного срока службы независимо от технического состояния трубопровод должен быть подвергнут комплексному обследованию (**экспертизе промышленной безопасности**) с целью установления возможности и сроков дальнейшей эксплуатации.

Во время эксплуатации следует принять необходимые меры по организации постоянного и тщательного контроля за исправностью арматуры, а также за своевременным проведением ревизии и ремонта.

Асбестовая набивка на задвижках, пропитанная жировым составом и прографиченная, может быть использована для рабочих температур не выше 200 °С.

Для высоких температур следует применять специальные набивки, в частности асбометаллические, пропитанные особыми составами, стойкими к разрушению и вытеканию под влиянием транспортируемой среды и высокой температуры.

Сальниковые набивки арматуры следует изготавливать из плетеного шнура квадратного сечения со стороной, равной ширине сальниковой камеры. Из такого шнура на оправке следует нарезать заготовки колец со скошенными под углом 45° концами. Кольца набивки следует укладывать в сальниковую коробку, смещая линии разреза и уплотнение каждого кольца. Высоту сальниковой набивки следует принимать такой, чтобы грундбукса в начальном положении входила в сальниковую камеру не более чем на 1/6–1/7 ее высоты, но не менее чем на 5 мм. Сальники следует подтягивать равномерно без перекоса грундбуксы. Ход шпинделя в задвижках и вентилях должен быть плавным, а затвор при закрывании или открывании арматуры должен перемещаться без заедания.

Не допускается применять добавочные рычаги при открывании и закрывании арматуры.

Ревизию и ремонт трубопроводной арматуры, в том числе и обратных клапанов, а также приводных устройств арматуры (электро-, пневмо-, гидропривод, механический привод), как правило, производят в период ревизии трубопровода. При ревизии арматуры, в том числе обратных клапанов,

должны быть выполнены следующие работы: а) внешний осмотр; б) разборка и осмотр состояния отдельных деталей; в) осмотр внутренней поверхности и при необходимости контроль неразрушающими методами; г) притирка уплотнительных поверхностей (при необходимости); д) сборка, опробывание и опрессовка на прочность и плотность.

При планировании сроков ревизии и ремонта арматуры следует в первую очередь проводить ревизию и ремонт арматуры, работающей в наиболее сложных условиях. Результаты ремонта и испытания арматуры оформляются актами и заносятся в эксплуатационную документацию.

Результаты периодических испытаний трубопроводов оформляются в установленном порядке.

### 6.21.4 Техническая документация

Технологические трубопроводы комплектуются следующей технической документацией:

– перечень трубопроводов; проектная документация (в том числе расчеты); паспорт трубопровода;

– схемы трубопроводов с указанием условного прохода, исходной и отбраковочной толщины элементов трубопровода, мест установки арматуры, фланцев, заглушек и других деталей, мест спускных, продувочных и дренажных устройств, сварных стыков, контрольных засверловок (если они имеются) и их нумерации;

– акты ревизии и отбраковки элементов трубопровода; удостоверение о качестве ремонтов трубопроводов, в том числе журнал сварочных работ на ремонт трубопроводов, подтверждающие качество примененных при ремонте материалов и качество сварных стыков;

– документация по контролю металла трубопроводов, работающих в водородсодержащих средах; акт периодического наружного осмотра трубопровода;
– акт испытания трубопровода на прочность и плотность;
– акты на ревизию, ремонт и испытание арматуры;
– эксплуатационные журналы трубопроводов; акты отбраковки;
– журнал установки-снятия заглушек;
– заключение обследований и экспертизы промышленной безопасности.

### 6.21.5 Подземные трубопроводы

Для подземных трубопроводов устанавливается периодический контроль технического состояния согласно проекту и с учетом положений руководящих документов.

Для ревизии подземных трубопроводов производят вскрытие и выемку грунта на отдельных участках длиной не менее 2 м каждый с последующим снятием изоляции, осмотром антикоррозионной и протекторной защиты, осмотром трубопровода, измерением толщины стенок, а в обоснованных случаях, с вырезкой отдельных участков. Число участков, подлежащих вскрытию для ревизии, устанавливается в зависимости от условий эксплуатации трубопровода: при контроле сплошности изоляции трубопровода с помощью приборов вскрытие производится в местах выявленных повреждений изоляции; при выборочном контроле вскрытие производится из расчета один участок на 200-300 м длины трубопровода.

При проведении ремонтных и монтажных работ на подземных трубопроводах следует установить контроль за выполнением требований проекта в части компенсации температурных деформаций, качества применяемых материалов, сварных швов, антикоррозионного покрытия и своевременного оформ-

ления всей необходимой документации по результатам проводимых работ.

Подземные технологические трубопроводы должны быть защищены от почвенной коррозии и коррозии блуждающими токами.

### 6.21.6 Выполнение ремонтных и монтажных работ

Ремонтные и монтажные работы на трубопроводах производятся после выполнения подготовительных работ.

Переустройство и реконструкция трубопроводов допускается после изменения проектной документации. Ремонт трубопроводов выполняется на основании актов ревизии и отбраковки с приложением выкопировки из схем трубопроводов. Узлы, детали и материалы, применяемые при выполнении ремонтных и монтажных работ, объем и методы их контроля должны соответствовать установленным требованиям. Элементы трубопроводов, не имеющие сертификатов или паспортов, можно применять только для трубопроводов II категории и ниже при условии проверки и испытания в соответствии с государственными стандартами, нормалями и техническими условиями. Трубы, фланцы и фасонные детали трубопроводов из легированных сталей, независимо от наличия сертификата и заводской маркировки (Ру, Dy, марка стали), допускается применять для трубопроводов только после проверки марки стали (химический анализ, стилоскопирование и т. п.).

При ремонте и установке опор необходимо соблюдать следующие требования: трубы должны плотно, без зазоров и перекосов укладываться на подушки неподвижных опор, хомуты для крепления труб плотно прилегать к трубе и не допускать ее перемещения; верхние плоскости опор должны быть выверены по уровню, если это требование предусмотре-

но проектом; ролики, шарики и катки должны свободно вращаться и не выпадать из гнезд, опорные поверхности должны прилегать по всей площади соприкосновения без перекосов; сжатие пружин на опорах и подвесках должно быть обеспечено распорными приспособлениями; пружины при установке следует затягивать в соответствии с указаниями документации; тяги подвесок трубопроводов, не подверженных тепловым удлинениям (перемещениям), устанавливаются отвесно, а подверженных тепловым удлинениям – с наклоном в сторону, обратную перемещению, на половину этого перемещения; прокладки для обеспечения необходимого уклона трубопровода устанавливаются под подошву опоры; установка прокладок между трубой и опорой не допускается; при креплении опор на стенах или колоннах кронштейны должны прилегать к бетону или кирпичной кладке и крепиться к силовым закладным элементам; при укладке трубопроводов сварные швы необходимо располагать от края опоры на расстоянии 50 мм для труб диаметром менее 50 мм и не менее 200 мм для труб диаметром свыше 50 мм; при укладке на опоры труб, имеющих продольные сварные швы, необходимо располагать их так, чтобы они были доступны для осмотра.

Расстояние от штуцера или другого элемента с угловым (тавровым) швом до начала гиба трубы или поперечного сварного шва должно быть не менее наружного диаметра трубы, но не менее 50 мм для трубопроводов с наружным диаметром до 100 мм и не менее 200 мм – для трубопроводов больших наружных диаметров.

Арматуру необходимо ремонтировать в специализированных ремонтно-механических мастерских и участках. Мелкий ремонт арматуры (смена прокладок, перенабивка сальни-

ков, замена шпилек, штурвалов и т. п.) можно проводить на месте ее установки.

После ремонта арматура подлежит опрессовке на прочность и плотность. Опрессовку на прочность следует производить при открытом запорном устройстве.

Исправление дефектов сваркой следует производить при положительной температуре на спокойном воздухе (без сквозняков). Наплавленный сварной шов не должен иметь резких переходов к основному металлу; после сварки изделие должно быть зачищено от брызг металла и шлака.

Выбор электродов при исправлении дефектов сваркой, необходимость подогрева изделия до сварки, термической обработки после исправления дефектов определяются технологической документацией.

К ремонтным работам допускается персонал, обученный и аттестованный в установленном порядке.

# 7. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ

Гидравлический расчет трубопроводов при проектировании выполняется по сложным компьютерным программам. Для инженерной оценки параметров работы при эксплуатации трубопровода пользуются простыми формулами – расчет базируется на уравнении Дарси-Вейсбаха. Потери напора в трубе при перекачке жидкости из-за жидкостного трения определяются по формуле:

– — (м),

где

– коэффициент гидравлического сопротивления;

d – внутренний диаметр трубы, м;

l – длина трубы, м;

V = скорость течения жидкости, м/с;

q – ускорение свободного падения, -9,8 м/сек2.

Потери давления при перекачке:

— (Па),

где

ρ = плотность жидкости кг/м$^3$.

Коэффициент гидравлического сопротивления находится по формуле:

$\frac{}{\sqrt{Re}}$ – при турбулентном режиме,

— – при ламинарном режиме, где

Re – число Рейнольдса,

Re=—, где

– величина кинематической вязкости, м$^2$/с.

Очень важно при разных вязкостях соблюдать оптимальные скорости потока:

Рекомендуемые:

| При вязкости | Оптимальная скорость |
|---|---|
| $\upsilon = 0{,}5 \div 1$ см$^2$/сек…… | V=0,8÷1 м/сек |
| $\upsilon = 1 \div 20$ см$^2$/сек…… | V=0,2÷ 0,8 м/сек |
| $\upsilon = 0{,}006 \div 0{,}03$ см$^2$/сек | V=1÷ 1,2м/сек |

Если Re>2300 – для турбулентного режима течения

Re < 2300 – для ламинарного течения

Re > 1100 – для концентричных (труба в трубе – межтрубное пространство) труб

Иногда берется:

Re = 2300÷2800 для шероховатых труб

Re > 2800 для турбулентного течения

Для упрощенного варианта берется Re>2300 – турбулентный режим.

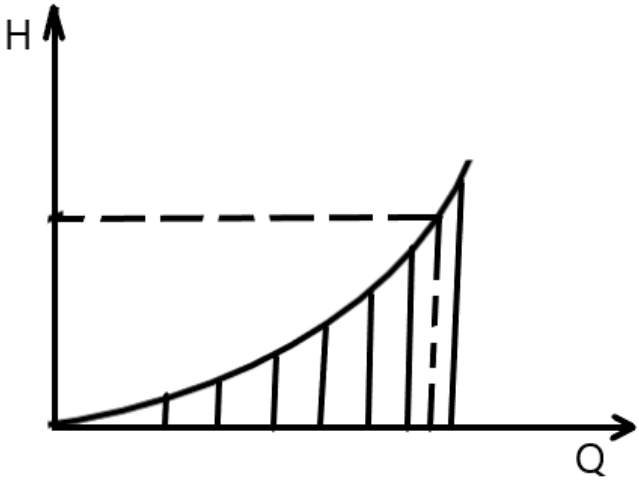
Через производительность трубопровода потери напора определяется по формуле:

$h_{\text{тр}} = \lambda \times \frac{l}{d} \times \frac{V^2}{2g} = \lambda \frac{l}{d} \frac{16Q^2}{2\pi^2 g d^4}$, где $Q$ – производительность м$^3$/ сек.

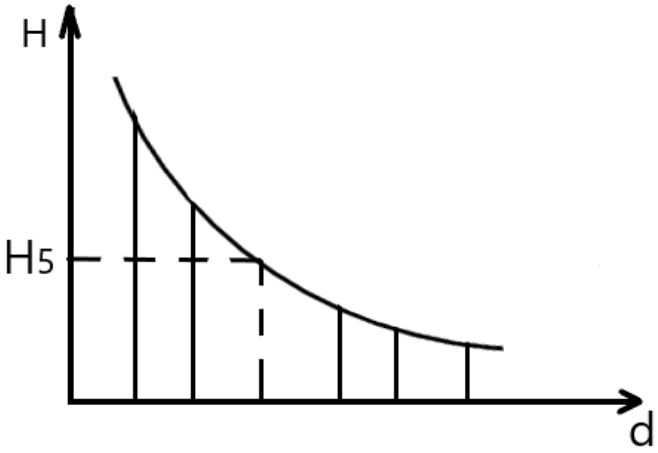
1. Определение производительности по известным параметрам решается графоаналитическим способом.

Для этого составляется график: задаются произвольными величинами производительности и определяются соответствующие потери напора.

Полученные точки соединяются кривой. После этого по заданной величине H получаем соответствующую производительность.




2. Определение диаметра трубопровода по известным параметрам выполняется также – тоже задаются несколькими диаметрами труб, определяют напор. Потом по заданному напору определяют диаметр.

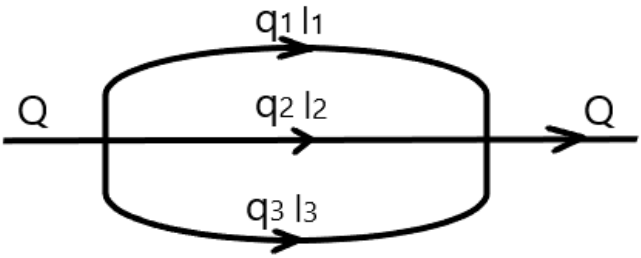


### *Расчет параллельных трубопроводов*

Пример расчета:

1) $q_1+q_2+\ldots+q_n= Q$, где $q_1, q_2 \ldots q_n$ – производительность каждой ветви в отдельности.

Формула означает: Сумма расходов равна расходу в подводящих и отводящих ветвях трубопровода.




2) Потери напора в параллельных ветвях одинаковы и равны.

$$h_1=h_2=h_3=\lambda\frac{l_1}{d_1}\frac{v_1^2}{2g}=\lambda_i\frac{l_1}{d_1}\frac{16qi^2}{2g\pi^2d_i^4}=0{,}083\lambda l_i\frac{q_i^2}{d_i^5}$$

***Потери напора при движении жидкости в концентричных трубах (***например, по затрубу скважин, теплообменниках):

$$h_1=\lambda\frac{l}{D-d_n}\text{ x }\frac{V^2}{2g}\text{, где}$$

D – внутренний диаметр наружной трубы, м;

$d_n$ – наружный диаметр внутренней трубы, м;

$Re=\frac{Vd}{\nu}$;

где $d=D-d_n$,

Re>1100 – турбулентный режим,

$\lambda=\frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{Re}}$ – при турбулентном режиме;

Re<1100 ламинарный режим,

$\lambda=\frac{64}{Re}$ – при ламинарном режиме.

### *Потери напора при наличии свободного газа*

Расчет потерь напора при перекачке жидкости с содержанием газа (рис. 7.1) производится по следующей формуле:

– — + $Z_1$ +$Z_2$ +$Z_{3+}$ .. $Z_i$(м), где

– коэффициент гидравлического сопротивления;

d – внутренний диаметр трубы ,м;

l – длина трубы, м;

V= скорость течения жидкости, м/с;

– ускорение свободного падения, -9,8 м/сек2;

$Z_i$ – высота каждого подъема по трассе трубы;

H – насос центробежный, РВС – стальной резервуар, $Z_1$, $Z_2$, $Z_3$ – высота каждого подъема по трассе.

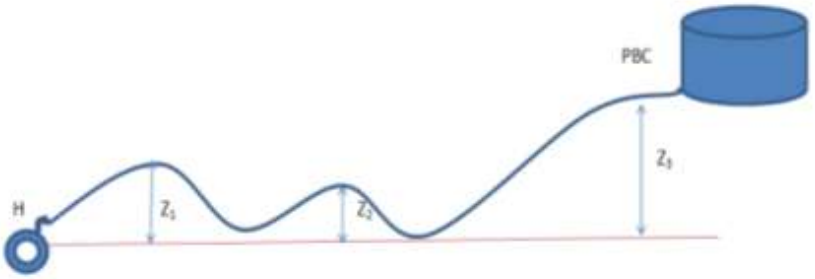



Рис. 7.1 Сжатый профиль трассы трубопровода от насосной ДНС до резервуарного парка.

### *Расход жидкости через штуцер*

В промысловых водоводах низкого давления, а также в системе ППД часто имеется необходимость перераспределения потоков жидкости путем установки штуцеров. При этом с достаточной для производства точностью можно применить следующую формулу для определения расхода через штуцер:

$$Q = \mu f \sqrt{2 \quad h},$$

где

$Q$ – расход, м3/сек;

h – напор, м (перепад давления на штуцере);

f – площадь отверстия, м$^2$;

μ – коэффициент расхода, можно μ = 0,65;

для малых расходов μ = Re/48.

***Соотношение параметров центробежных насосов***

При изменении числа оборотов центробежного колеса изменяются и параметры насоса.

$$\frac{\boldsymbol{Q_1}}{\boldsymbol{Q_2}} = \frac{\boldsymbol{n_1}}{\boldsymbol{n_2}}$$

Производительность насоса прямо пропорциональна числу оборотов

$$(\frac{\boldsymbol{n_1}}{\boldsymbol{n_2}})^{\boldsymbol{2}} = \frac{\boldsymbol{H_1}}{\boldsymbol{H_2}}$$

Напор в квадратичной зависимости от числа оборотов.

$$\frac{\boldsymbol{n_1^3}}{\boldsymbol{n_2^3}} = \frac{\boldsymbol{N_1}}{\boldsymbol{N_2}}.$$

Потребляемая мощность насоса соответствует кубической зависимости от числа оборотов.

Мощность центробежного насоса равна:

$$N = \frac{Q_{\text{вес}} H g}{86400 \eta_{\text{Н}}} \text{к}_{\text{в}}, \text{ квт., где}$$

N – потребляемая мощность насоса, кВт;

$Q_{\text{вес}}$ – производительность, тонн/сутки $H$ – напор насоса;

$\eta_{\text{Н}}$ – кпд насоса;

$\text{К}_{\text{в}}$ – коэффициент учета вязкости. При μ>70 мПа*с;μ=0,15;

g – ускорение свободного падения ( 9,8 м/сек$^2$).

В случае применения станций управления с частотным управлением:

$$\frac{}{} = \frac{}{} = \frac{}{} = \frac{}{}$$, где

$f_1, f_2$ – частота тока до изменения и после изменения;

– мощность двигателя до и после изменения.

При применении вентильных электродвигателей напор и мощность насоса меняются в квадратичной и кубической зависимости путем изменения частоты тока:

$$\frac{}{} \quad \frac{}{}$$

$$\frac{}{} \quad \frac{}{}$$

Таким образом, при изменении частоты тока потребляемая мощность насоса изменяется в кубической зависимости, а мощность двигателя – пропорционально изменению частоты тока.

***Мощность штангового глубинного насоса***

$$\frac{}{}$$

$Q_ж$ – $м^3$/сут;

$\rho_ж$ – кг/$м^3$;

H – динамический уровень м;

H – устьевой напор;

– КПД насоса (0,3-0,55).

Установленная мощность значительно выше потребляемой мощности.

$N_{потр} = 0,65/0,75 * N_{устан}$

***Напорная характеристика ЭЦН для разных частот тока***

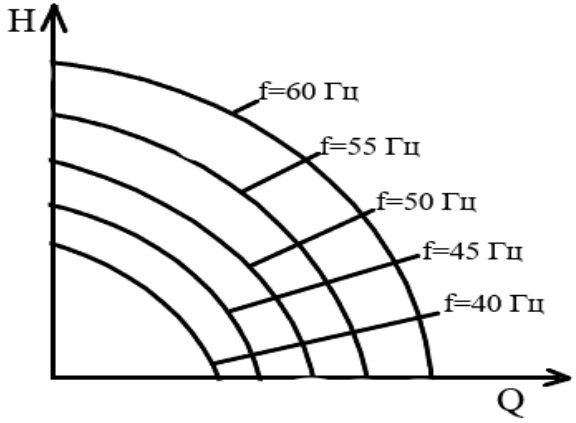



Рис. 7.2 Зависимость напора от вязкости и производительности (f – частота тока)

***Напорная характеристика ЭЦН в зависимости от вязкости***

где $\mu$ – динамическая вязкость

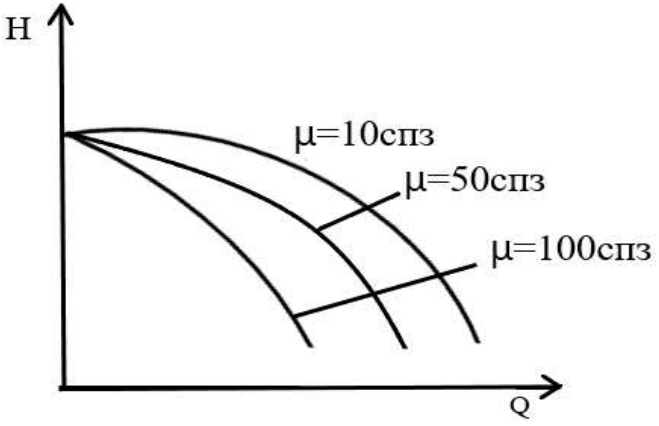



Рис. 7.3 Напор от производительности для разных вязкостей ($\mu$ – динамическая вязкость)

Свободный газ в добываемой жидкости сильно снижает показатели работы.

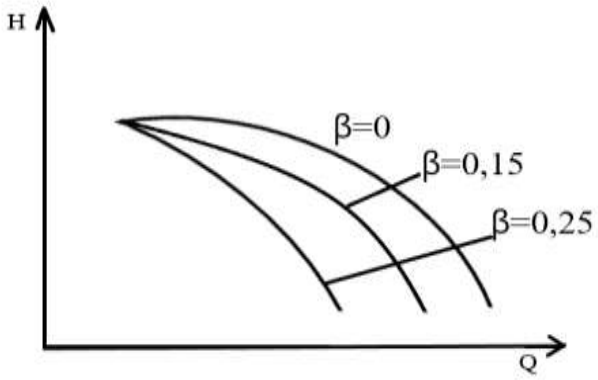



Рис. 7.4 Напор ЭЦН в зависимости от газонасыщенности и производительности

***Параллельная работа двух трубопроводов***

Суммарная характеристика двух труб получается путем сложения абсцисс при равных ординатах (рис. 7.5).

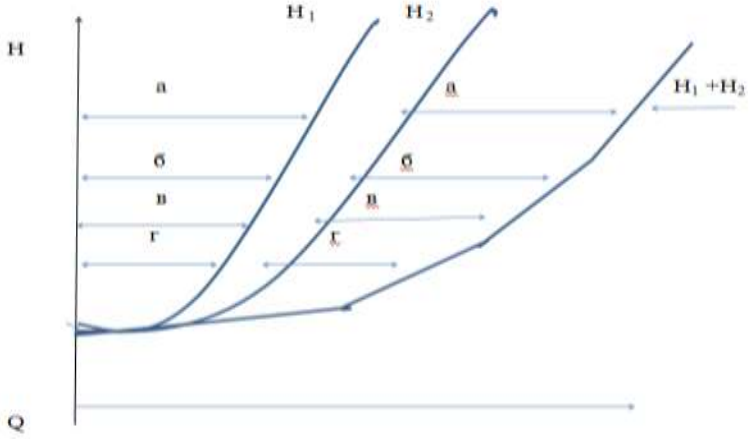



Рис. 7.5 Сложение характеристик двух трубопроводов при параллельной работе.

***Методы увеличения производительности трубопроводов***

В зависимости от конкретных условий для увеличения производительности трубопроводов применяют один или несколько способов, указанных ниже:

1. Установление дополнительных насосов.
2. Компаундирование (смешение нефтей).
3. Периодический пропуск очистных устройств.
4. Уменьшение вязкости путем подогрева.
5. Футеровка труб эмалью или эпоксидными смолами.
6. Применение ПАВ или депрессорных присадок.
7. Прокладка параллельных трубопроводов (лупингование).
8. Применение стеклопластиковых трубопроводов.
9. Применение деэмульгаторов при наличии эмульсии.

# 8. НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫЕ ОБЪЕКТЫ, ПОДЛЕЖАЩИЕ АВТОМАТИЗАЦИИ

8.1. В данной работе не рассматриваются объекты, находящиеся на балансе предприятия, объем и структура автоматизации которых выполняются по другим нормам и правилам. К ним относятся:

– энергетические объекты;

– объекты баз производственного обслуживания, не входящие в технологическую цепочку добычи нефти;

– объекты транспортного обслуживания;

– объекты социального характера.

8.2. Объекты автоматизации, входящие в технологическую цепочку добычи нефти.

– скважины одиночные;

– кусты скважин, обустроенные кустовым методом;

– групповые и индивидуальные замерные установки для измерения дебита скважин;

– блоки дозирования реагента;

– дожимные насосные станции в составе:

а) сепараторов, буферных емкостей и резервуаров;

б) насосных агрегатов;

в) узлов учета жидкости и сырой нефти;

г) факельных устройств.

При совмещении ДНС с установками предварительного сброса дополнительно включаются в зависимости от технологической схемы:

а) делители фаз, отстойники;

б) буферные емкости для воды;

в) насосы откачки воды;

г) узлы учета воды.

8.3. Объекты системы поддержания пластового давления и закачки воды в поглощающие скважины.

– кустовые насосные станции;
– водораспределительные блоки;
– блоки гребенок;
– станции водоподъема;
– водозаборные сооружения;
– нагнетательные скважины.

8.4. Объекты установок подготовки нефти и воды:

– блоки сепарации сырой нефти (БАС, КСУ и др.);
– технологические резервуары сырой нефти;
– блоки предварительного сброса воды;
– насосы сырьевые;
– блоки нагрева продукции (ПТБ-10, ПП-1,6 и др.);
– блоки глубокого обессоливания и обезвоживания нефти (в т.ч. электродегидраторы);
– теплообменники;
– резервуары товарной нефти;
– коммерческие узлы учета;
– блоки подачи реагента;
– насосные агрегаты товарные;
– узлы отпуска нефти сторонним организациям и на собственные нужды;
– узлы учета поступления жидкости по направлениям;
– дренажные емкости;
– факельное хозяйство;
– компрессоры сжатого воздуха для КИПиА;
– система автоматического пожаротушения;
– система контроля за состоянием газовоздушной среды;
– охранно-пожарная система;
– блок очистки сточной воды;

– резервуары и насосы сточной воды;
– магистральный (напорный) трубопровод.

8.5. Разновидность оборудования, объектов ДНС, УПС, УПН может отличаться исходя из особенностей технологического процесса.

8.6. Необходимые функции контроля, регулирования, управления систем автоматизации объектов добычи нефти и газа.

8.6.1. Функции, возложенные на систему автоматизации объектов, могут отличаться при идентичности объектов в зависимости от расположения их, физико-химических свойств добываемых флюидов, от количественных значений жидкости и газа. Например, для нефтяных скважин функции автоматизации могут отличаться в зависимости от дебита скважины, от расположения скважин (кустовое или одиночное расположение, в водоохранной зоне, вблизи санитарной зоны населенных пунктов, труднодоступном районе), а также от способа эксплуатации. Телемеханизация ГЗУ при близком расположении их от диспетчерского пункта может осуществляться проводной связью, при значительном удалении – беспроводной связью.

Ниже приводятся основные функции контроля, регулирования, управления систем автоматизации объектов, перечисленных в Разделе 3.6. Специалисты по АСУТП функции контроля, регулирования, управления, сигнализации систем автоматизации объектов называют также объемами автоматизации. На основании требований нормативных актов, правил и инструкций по безопасности в каждой компании должны быть разработаны регламенты по объемам АСУТП. Объемы автоматизации объектов должны учитывать и свойства добываемых флюидов, и значимость объекта для предприятия, и

природно-климатические условия месторождения и другие факторы. Нижеприведенные примеры по функциям автоматизации объектов не являются обязательным и полным объемом, а больше всего рассчитаны для расширения кругозора промысловых специалистов и приобретения основ знаний по этому направлению работ.

***Примерные функции (объемы) автоматизации объектов сбора, подготовки нефти***

Таблица 8.1

**Функции автоматизации групповой (индивидуальной) замерной установки**

| №№ пп | Контролируемые параметры и выполняемыефункции | Местная автоматика | Дистанционная информация и управление |
|---|---|---|---|
| 1. | Измерение дебита скважин по жидкости | + | + |
| 2. | Измерение обводненности нефти | (+) | (+) |
| 3 | Измерение дебита скв. по нефти | (+) | (+) |
| 4. | Измерение давления в коллекторе | + | + |
| 5. | Сигнализация предельных отклонений давления в коллекторе | | (+) |
| 6. | Управление дозаторами | + | + |
| 7. | Управление ПСМ | + | + |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 8. | Контроль температуры и загазованности в технологическом блоке и блоке автоматики | + | + |
| 9. | Управление обогревателями | + | |
| 10. | Управление вентилятором технологического блока | + | |
| 11. | Сигнализация несанкционированного открывания дверей блоков | | + |
| 12. | Измерение газового фактора (объема газа) | (+) | (+) |

Таблица 8.2

**Функции автоматизации блоков реагента**

| №№ пп | Контролируемые параметры и выполняемые функции | Местная автоматика | Дистанционная информация и управление |
|---|---|---|---|
| 1. | Измерение уровня реагента и сигнализации нижнего уровня | | + |
| 2. | Измерение температуры и автоматический подогрев реагента | + | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 3. | Регулирование расхода реагента | + | (+) |
| 4. | Сигнализация понижения давления подачи насоса | | + |
| 5. | Управление дозировочным насосом | + | + |
| 6. | Автоматический ввод резервного насоса | + | |
| 7. | Защитное отключение дозировочного насоса | | |
| | - при предельных отклонениях давления на выкиде | + | |
| | - при неисправностях насоса | + | |
| | - при предельных температурах расчета | + | |
| | - при неисправностях электрической системы | + | |
| | - при сверхнормативной загазованности | + | |
| 8. | Управление вентилятором | + | |
| 9. | Сигнализация при превышении загазованности 50 % нижнего предела взрываемости, при загорании блока реагента | | + |
| 10. | Сигнализация состояния насосов «включен-отключен» | | + |
| 11. | Сигнализация несанкционированного доступа в БР | | + |

Таблица 8.3

**Функции автоматизации дожимной насосной станции (ДНС)**

| №№ пп | Контролируемые параметры и выполняемые функции | Местная автоматика | Дистанционная информация и управление |
|---|---|---|---|
| 1. | На сепараторах 1 и 2 ступени | | |
| 1.1. | Измерение давления в емкости | + | + |
| 1.2. | Сигнализация предельных отклонений давления, телесигнализация на ДП | | + |
| 1.3. | Автоматическое регулирование давления в сепарационной емкости (управление клапаном, установленным на трубопроводе выхода газа) | + | |
| 1.4. | Сигнализация предельных | + | + |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | отклонений уровня | | |
| 1.5. | Автоматическое управление клапаном отсечки газовой линии сепаратора, защита газовой линии от попадания нефти | + | |
| 1.6. | Измерение количества газа после сепараторов | + | |
| 2. | На насосных агрегатах (перекачка жидкости) | | |
| 2.1. | Управление насосным агрегатом | + | (+) |
| 2.2. | Управление насосным агрегатом по уровню в буферной емкости (при периодической откачке) | + | |
| 2.3. | Автоматическое включение резервного насоса | + | |
| 2.4. | Консоль температуры подшипников | + | + |
| 2.5. | Измерение давления на приеме и на выкиде | + | + |
| 2.6. | Сигнализация предельных отклонений давления на приеме и выкиде | | + |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 2.7. | Контроль утечек через сальниковые уплотнения | + | |
| 2.8. | Измерение тока электродвигателя каждого насосного агрегата | + | + |
| 2.9. | Защитное отключение насосного агрегата при: | | |
| | - превышении температуры подшипников электродвигателя и насоса; | + | |
| | - недопустимых утечках через сальниковые уплотнения; | + | |
| | - аварийном снижении уровня жидкости в емкостях перед насосами; | (+) | (+) |
| | - отклонении давления на выкиде насосов выше или ниже предельных значений | + | + |
| 2.10. | Электрическая защита электропривода насосного агрегата от перегрузок и коротких замыканий, несимметричности включе- | + | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | ний, недопустимых снижений напряжения в сети | | |
| 2.11. | Сигнализация о срабатывании защит с расшифровкой причины | | (+) |
| 3. | На оперативном узле учета нефти | | |
| 3.1. | Автоматическое измерение расхода (количества) нефти в объемных единицах | + | + |
| 3.2. | Измерение температуры и давления на измерительных линиях | + | + |
| 3.3. | Измерение процентного содержания воды в нефти | | (+) |
| 3.4. | Автоматическое управление пробоотборником (автоматический отбор объединенной пробы жидкости) | + | |
| 3.5. | Сигнализация понижения температуры в блоке контроля качества | | (+) |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 3.6. | Сигнализация предельных отклонений уровня | | (+) |
| 4. | На дренажной емкости | | |
| 4.1. | Контроль уровня жидкости | + | + |
| 4.2. | Управление погружным насосом «включить-выключить» по уровню емкости | + | + |
| 4.3. | Сигнализация состояния погружного насоса «включен» | | + |
| 5. | По общестанционным параметрам | | + |
| 5.1. | Измерение давления жидкости на выходе ДНС | + | + |
| 5.2. | Сигнализация предельных отклонений давления на выходе ДНС | | + |
| 5.3. | Сигнализация предельных отклонений и исчезновения напряжения | | + |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 5.4. | Сигнализация о загазованности помещений нефтенасосной 50%, НПВ о неисправности сигнализатора | + | + |
| 5.5. | Автоматическое управление вентиляцией | + | |
| 5.6. | Отключение насосных агрегатов при недопустимой загазованности нефтенасосной | + | |
| 5.7. | Сигнализация аварийная о пожаре в нефтенасосной | | + |
| 5.8. | Аварийное отключение насосных агрегатов при пожаре в нефтенасосной | + | |
| 5.9. | Сигнализация о загазованности 20 %, 50 % НПВ площадок технологических объектов на территории ДНС, о неисправностях сигнализатора | + | + |
| 5.10. | Сигнализация несанкционированного доступа (открытия двери) в помещении | | + |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 6. | Факельная система | | |
| 6.1. | Автоматический и дистанционный розжиг факела | + | + |
| 6.2. | Контроль наличия пламени | | + |
| 6.3. | Измерения расхода газа на факел | + | + |
| 6.4. | Сигнализация предельного уровня жидкости в конденсатосборнике | | + |
| 6.5. | Сигнализация включения насосов откачки конденсата | | + |
| 6.6. | Контроль добавления на газовой линии | (+) | (+) |
| 7. | Видеонаблюдение за объектом | (+) | (+) |

Таблица 8.4

**Функции автоматизации установок предварительного сброса воды (УПС)**

| № п/п | Контролируемые параметры и выполняемые функции | Местная автоматика | Дистанционная информация и управление |
|---|---|---|---|
| 1. | На сепараторах 1-ой и 2-ой ступени (аналогично ДНС) | | |
| 2. | На отстойниках | | |
| 2.1. | Измерение уровня раздела фаз «нефть-вода» в емкостях | | + |
| 2.2. | Сигнализация предельных отклонений уровня раздела фаз «нефть-вода» | | + |
| 2.3. | Автоматическое регулирование межфазного уровня (управление клапаном сброса пластовой воды) | + | |
| 2.4. | Измерение давления в емкости | + | + |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 2.5. | Сигнализация предельных отклонений давления на уровне жидкости | | + |
| 3. | На резервуарах технологических | | |
| 3.1. | Измерение уровня раздела фаз «нефть-вода» | | + |
| 3.2. | Контроль, сигнализация уровня жидкости | | + |
| 3.3. | Автоматический сброс пластовой воды по уровню раздела фаз «нефть-вода» | + | |
| 4. | На насосных агрегатах | | |
| 4.1. | Управление насосным агрегатом | + | + |
| 4.2. | Автоматическое управление насосным агрегатом по уровню в буферной емкости (при периодической откачке) | + | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 4.3. | Автоматическое включение резервного насоса | + | |
| 4.4. | Измерение давления на выкиде | + | + |
| 4.5. | Сигнализация перегрева подшипников двигателя и насоса | | + |
| 4.6. | Сигнализация предельных отклонений давления на приеме и выкиде | | + |
| 4.7. | Технологическая защита насосного агрегата при: | | |
| | - превышении температуры подшипников электродвигателя и насоса; | + | |
| | - падении давления на приеме, аварийном отклонении давления на выкиде насоса; | + | |
| | - недопустимых утечках через сальниковые уплотнения; | + | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | - аварийном снижении уровня жидкости в емкостях перед насосами. | + | |
| 4.8. | Сигнализация о срабатывании защиты с расшифровкой причины; местное и дистанционное управление («открыть-закрыть») задвижками с электроприводом на выкидных коллекторах насосов; сигнализация конечных положений задвижек | | + |
| 5. | На оперативном узле учета нефти | | |
| 5.1. | Автоматическое измерение расхода (количества) жидкости и нефти | + | + |
| 5.2. | Измерение давления нефти на измерительных линиях | + | + |
| 5.3. | Измерение процентного содержания воды в нефти | + | + |
| 5.4. | Автоматическое управление пробоотборником (автоматический отбор объединенной пробы жидкости) | | + |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 5.5. | Сигнализация повышения перепада давления на фильтрах | | + |
| 6. | Общие параметры | | |
| 6.1. | Измерение давления на выкидном коллекторе нефти и пластовой воды из УПСВ | + | + |
| 6.2. | Сигнализация предельных отклонений давления на выходе УПСВ | | + |
| 6.3. | Сигнализация предельных отклонений, исчезновение напряжения | | + |
| 6.4. | Сигнализация о загазованности помещения нефтенасосной, насосной уловленной нефти, блока подачи реагента 20 % НПВ, 50 % НПВ, о неисправности сигнализатора | + | + |
| 6.5. | Местное, автоматическое управление вентиляцией помещений | + | |
| 6.6. | Отключение насосных агрегатов при недопустимой загазованности нефтенасосной | + | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 6.7. | Сигнализация аварийная о пожаре в нефтенасосной, уловленной нефти, в блоках подачи реагента и автоматическое включение системы пожаротушения | + | + |
| 6.8. | Аварийное отключение насосных агрегатов при пожаре в помещениях насосных | + | |
| 6.9. | Сигнализация о загазованности 20%,50% НПВ площадок технологических объектов на территории УПСВ, о неисправности сигнализатора. | + | + |
| 7. | Факельная система (аналогично ДНС) | | |
| 8. | Узлы отпуска нефти сторонним организациям и на горячие промывки (аналогично узлам коммерческого учета нефти) | | |
| 9. | Охранная сигнализация, видеонаблюдение | | (+) |

Таблица 8.5

**Функции автоматизации установок подготовки нефти, воды и газа**

| №№ п/п | Контролируемые параметры и выполняемые функции | Местная автоматика | Дистанционная информация и управление |
|---|---|---|---|
| 1. | Сепарация сырой нефти | | |
| 1.1. | Измерение: | | |
| | - давления в системе сепаратора первой и второй ступеней; | + | + |
| | - уровня жидкости в сепараторах; | | + |
| | - расхода газа с первой и второй ступеней сепарации; | | (+) |
| | - расхода жидкости, поступающей на установку; | | + |
| | - усредненной обводненности сырой нефти; | | + |
| 1.2. | Сигнализация: | | |
| | - повышения давления в сепараторах; | | + |
| | - аварийного давления в сепараторах первой и второй ступеней; | | + |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | - аварийного уровня жидкости в сепараторах; | | + |
| | - положения электрозадвижек (открыта, закрыта); | | + |
| 1.3. | Автоматическое регулирование: | | |
| | - уровня жидкости в сепараторах | + | |
| | - давления в системе сепараторов первой и второй ступней | + | |
| 1.4. | Автоматический отбор по заданной программе средней пробы жидкости на входе блока сепарации | | + |
| 1.5. | Автоматическое переключение электрозадвижек на входе установки, с целью подачи сырья на аварийную линию, при максимальном давлении в сепараторах | | + |
| 2. | Блок предварительного отбора пластовой воды | | |
| 2.1. | Измерение: | | |
| | - уровня раздела фаз «нефть-вода»; | | + |
| | - расхода пластовой воды с блока отстойников; | | (+) |
| | - расхода горячей пластовой воды и некондиционной нефти, подаваемых в линию сырой нефти; | | (+) |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | - влажности нефти на выходе с блока отстойников; | | + |
| 2.2. | Автоматическое регулирование уровня раздела «нефть-вода» в отстойнике | + | |
| 2.3. | Автоматический отбор по заданной программе средней пробы жидкости на выходе отстойников | | + |
| 3 | Блок нагрева продукции скважин | | |
| | Объем автоматизации должен соответствовать системе автоматизации блочных нагревателей и обеспечивать: | | |
| 3.1. | Измерение: | | |
| | - температуры нагреваемого продукта; | + | + |
| | - температуры дымовых газов; | | + |
| | - расхода нагреваемого продукта; | | + |
| | - напора подаваемого воздуха; | | + |
| | - расхода топливного газа; | | + |
| 3.2. | Сигнализация: | | |
| | - повышения температуры нагреваемого продукта; | | + |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | -повышения температуры дымовых газов; | | + |
| | - о пожаре, включение установки пожаротушения; | + | + |
| | - понижения давления топливного газа; | | + |
| | - загазованности в ГРП; | | + |
| 3.3. | Автоматическое регулирование: | | |
| | - температуры продукта на выходе из нагревателей; | + | |
| | -давления топливного газа; | + | |
| | - соотношения расходов «топливный газ - воздух»: | + | |
| 3.4. | Автоматическое отключение нагревателей путем отсечки топливного газа при: | | |
| | - повышении температуры продукта; | + | + |
| | -повышении температуры дымовых газов; | + | + |
| | - отклонении давления нагреваемого продукта от заданных значений: | + | + |
| | - повышении перепада давления нефти в нагревателе; | + | + |
| | - понижении давления топливного газа; | + | + |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | - понижении напора воздуха; | + | + |
| | - понижении расхода нефти; | + | + |
| | - погасании пламени горелки. | + | + |
| 3.5 | Дистанционное управление розжигом горелок | + | + |
| 4 | Блок глубокого обезвоживания и обессоливания нефти | | |
| 4.1. | Измерение: | | |
| | - расхода пресной воды на обессоливание; | | |
| | - общего расхода нефти после электродегидратора; | | (+) |
| | -уровня воды в емкости пресной воды; | | + |
| | -уровня раздела «нефть-вода» в отстойниках и электродегидраторах; | | + |
| | - давления в отстойниках и электродегидраторах; | + | + |
| | - влажности нефти на выходе с блока отстойников; | | (+) |
| | - температуры в отстойниках и ЭДГ; | + | + |
| | - напряжения между электродами на электродегидраторах; | | + |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | - силы тока подаваемого на электродегидраторы; | | + |
| 4.2. | Сигнализация: | | |
| | - минимального и максимального давления в электродегидраторах; | | + |
| | - понижения расхода пресной воды на обессоливание; | | + |
| | - максимального и минимального уровня раздела «нефть – вода» в отстойниках и электродегидраторах; | | + |
| | - минимального уровня жидкости в электродегидраторах; | | + |
| 4.3. | Автоматическое регулирование: | | |
| | - давления в системе электродегидраторов; | + | |
| | - расхода пресной воды на обессоливание в зависимости от общего расхода обезвоженной нефти; | + | |
| | - уровня раздела «нефть – вода» в отстойниках и электродегидраторах; | + | |
| 4.4. | Автоматическое отключение напряжения в электродегидраторах при: | + | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | - образования газовой шапки; | | |
| | - высоком уровне воды; | + | |
| | - попытке человека проникнуть на верхнюю площадку аппарата; | | |
| 5 | Блок горячей сепарации нефти | + | |
| 5.1. | Измерение уровня жидкости в сепараторах | | |
| 5.2. | Сигнализация: | | + |
| | - аварийного давления в сепараторах; | | + |
| | - максимального и минимального уровня жидкости в сеператорах; | | + |
| 5.3. | Автоматическое регулирование уровня жидкости в сепараторах | + | |
| 5.4. | Автоматическое переключение задвижек на выходе установки при максимальном уровне жидкости в сепараторах с целью подачи сырья на аварийную линию | (+) | |
| 6 | Блок сдачи товарной продукции | | |
| 6.1. | Резервуары товарной нефти | | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | - измерение уровня нефти | + | + |
| | - сигнализация верхнего аварийного и нижнего уровней нефти | | + |
| | - управление переключением резервуаров товарной нефти при приемо-сдаточных операциях | + | |
| 7 | Блок очистки пластовой воды | | |
| 7.1. | Измерение: | | |
| | - расхода очищенной пластовой воды: | | + |
| | - уровня раздела «вода-нефть» в отстойниках и РВС; | | + |
| | - уровня жидкости в РВС; | | + |
| | - содержания нефти в воде на выходе с блока очистки; | | + |
| 7.2. | Сигнализация отклонения от заданных значений уровня раздела фаз «нефть – вода» в отстойниках, верхнего и нижнего аварийного уровня в РВС | | + |
| 7.3. | Регулирование уровня раздела «нефть-вода» в отстойниках | + | |
| 8. | Блок реагентного хозяйства | | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 8.1. | Измерение температуры и уровня реагента в емкости | + | + |
| 8.2. | Управление насосами | + | + |
| 8.3. | Автоматическое управление электроподогревом реагента в емкостях и электронагревом воздуха в помещении реагентного хозяйства | + | |
| 8.4. | Автоматическое периодическое перемешивание растворов реагентов в емкостях | + | |
| 8.5. | Автоматическое отключение дозировочных насосов при низком уровне реагента в емкостях. | + | |
| 8.6. | Контроль состояния насосов (работает, стоит) | | + |
| 9. | Дренажные емкости и емкости аварийного слива нефтепродуктов | | |
| 9.1. | Управление погружными насосами | + | + |
| 9.2. | Сигнализация максимального и минимального уровней жидкости в емкостях | | + |
| 10 | Блок насосных агрегатов | | |
| 10.1 | Управление насосными агрегатами | + | + |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 10.2. | аварийная сигнализация и защитное отключение электродвигателя при: | | |
| | - превышении токов нагрузок, К-З, перекосе фаз | + | |
| | - перегреве подшипников насосов | + | + |
| | - утечках в сальниках, загазованности помещений | + | + |
| | - предельных значениях давления на выкиде | + | + |
| 10.3. | Сигнализация состояния насосов (работает – не работает) | | + |
| 10.4. | Предупредительная сигнализация при наличии опасной концентрации горючих газов в помещении насосной при пожаре в нефтенасосной | + | + |
| 10.5. | Автоматический ввод резервного насоса при аварийном отключении основного | + | (+) |
| 10.6. | Автоматическое управление вентиляцией | + | |
| 11. | Факельное хозяйство (аналогично ДНС) | | |
| 12. | Территория УПН | | |
| 12.1. | Сигнализация о загазованности 20%, 50% НПВ | + | + |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | контрольных точек площадок | | |
| 12.2. | Пожарная сигнализация с контрольных точек объектов УПН | + | + |
| 12.3 | Охранная сигнализация с контрольных точек, видеонаблюдение. | | + |

Таблица 8.6

**Функции автоматизации узлов коммерческого учета нефти**

| №№ п/п | Контролируемые параметры и выполняемые функции | Местная автоматика | Дистанционная информация и управление |
|---|---|---|---|
| 1. | На измерительных линиях. | | |
| 1.1. | Измерение объемов нефти, массы (брутто) | | + |
| 1.2. | Измерение давления на входном коллекторе, измерительных линиях и контрольной линии. | + | |
| 1.3. | Измерение температуры на контрольной линии. | + | + |
| 2. | На выходном коллекторе. | | |
| 2.1. | Измерение давления и температуры. | + | + |
| 2.2. | Сигнализация предельных значений давления и температуры. | | + |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 2.3. | Индикатор фазового состояния (ИФС). | | + |
| 3. | На блоке фильтров (БФ). | | |
| 3.1. | Измерение и контроль давления на входе и выходе. | + | |
| 3.2. | Измерение перепада давления между входным и выходным коллекторами. | + | + |
| 3.3. | Сигнализация повышения перепада давления. | | + |
| 4. | На блоке измерения качества нефти (БИК). | | |
| 4.1. | Измерение давления и температуры. | + | + |
| 4.2. | Измерение плотности нефти. | | + |
| 4.3. | Измерение процентного содержания воды в нефти. | + | + |
| 4.4. | Измерение вязкости нефти. | | + |
| 4.5. | Автоматическое управление пробоотборником (автоматический отбор объединенной пробы). | + | + |
| 4.6. | Измерение расхода через БИК. | + | + |
| 4.7. | Измерение и автоматическое регулирование температуры в помещении БИК. | + | |
| 5. | В случае расположения узлов в помещении: | | |
| 5.1. | Измерение загазованности помещения | + | + |
| 5.2. | Сигнализация высокой температуры и задымления | | + |
| 5.3. | Автоматическое включение пожаротушения | | + |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 5.4. | Автоматическое включение вентиляции | + | |
| 5.5. | Несанкционированный доступ в помещение УУН, видеонаблюдение. | | + |

Таблица 8.7

**Функции автоматизации напорных нефтепроводов**

| №№ п/п | Контролируемые параметры и выполняемые функции | Местная автоматика | Дистанционная информация и управление |
|---|---|---|---|
| 1. | Измерение давления в начале трубопроводов | + | + |
| 2. | Измерение давления в промежуточных точках | + | (+) |
| 3. | Регистрация изменения давления | | (+) |
| 4. | Измерение расхода жидкости | + | + |
| 5. | Регистрация измерения расхода | | (+) |
| 6. | Сигнализация предельных давлений | | + |
| 7. | Защитное отключение насосов при: | | |
| | - превышении давления выше максимально допустимого и снижении ниже допустимого значения; | + | |
| | - превышении максимально допустимого расхода. | (+) | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 8. | Сигнализация прохождения очистного устройства | + | (+) |
| 9. | Дистанционная передача данных о работе станции катодной защиты | | (+) |
| 10. | Автоматическое регулирование расхода в целях устранения гидравлических ударов | + | |
| 11. | Видеонаблюдение в особо важных точках | + | + |

Примечание: В скобках (+) обозначены функции, применяемые при технико-экономической целесообразности.

# 9. ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Под осложнениями в добыче нефти понимается горно-геологические, природно-климатические, технологические условия добычи, а также свойства добываемых флюидов, препятствующих нормальной эксплуатации объектов и снижающих технико-экономические показатели добычи нефти и газа.

В себестоимости добычи нефти затраты на преодоление осложняющих факторов в среднем составляют 25-40 %, в некоторых случаях достигают 50 % от эксплуатационных затрат и даже превышают их.

В зависимости от горно-геологических условий и свойств добываемых флюидов при добыче нефти и газа существует множество осложняющих факторов.

Основными осложняющими факторами в добыче нефти являются:

1. Отложения асфальтосмолистых парафиновых веществ (АСПВ) в трубах и в насосном оборудовании.

2. Отложения неорганических солей.

3. Образование высоковязких эмульсий, высокая вязкость добываемой нефти.

4. Коррозия скважинного и нефтепромыслового оборудования.

5. Влияние мехпримесей на работу объектов системы сбора.

6. Высокий газовый фактор и отложения газогидратов

## 9.1 Очистка АСПО в нефтепроводах

В настоящее время широкое применение на промыслах и на магистральных нефтепроводах для очистки от отложений парафина нашли различного рода скребки, торпеды, резиновые шары и поршни (рис. 9.1).

Механизм отложения парафина в системе сбора такой же, как и в насосно-компрессорных трубах. Асфальто-смолистые парафиновые отложения (АСПО) в выкидных линиях откладываются преимущественно на начальном участке труб (200..., 300 м). Однако со временем они могут откладываться по всей длине трубы. Если своевременно не принимать меры по очистке, то могут образоваться парафиновые пробки, что, как правило, приводит к порыву нефтепроводов. Сужение внутреннего сечения труб сопровождается повышением давления в начале трубопровода, возрастают энергетические затраты на перекачку нефти. Повышение давления на выкиде фонтанных, компрессорных и оборудованных ЭЦН скважин приводит к значительному снижению дебита. Поэтому задача нефтепромысловых работников – постоянно осуществлять контроль за изменением давления на нефтепроводе и своевременно производить технические операции по очистке последних.

Выкидные линии, нефтесборные коллекторы, напорные и магистральные трубопроводы оборудуются камерами пуска и приема шаров. Частота пуска шаров зависит от физико-химического состава добываемой жидкости, дебита скважины, диаметра труб, газового фактора и т. д.

Перед сдачей нефтепровода в эксплуатацию он должен шаблонироваться путем прогона поршня водой или воздухом. На старых трубопроводах, где ранее очистку труб механическим методом не производили, для пуска очистных устройств сначала производят тепловую обработку или закачивают рас-

творитель. Затем желательно пускать торпеду, которая более эластична, чем шар, и легко проходит через участки труб с небольшими препятствиями, очищая стенки труб от старых отложений парафина. В практике имеются также варианты подготовки старых труб к пуску очистных устройств путем пуска ледяных шаров, которые изготавливаются в специальных формах в морозильниках. Ледяной шар необходимо прогнать по трубе с максимальной скоростью во избежание уменьшения его диаметра, поэтому его прогоняют насосными агрегатами путем закачки нефти или пластовой воды. Если имеются вмятины на трубопроводе, то давление на агрегате резко поднимается, и закачку временно прекращают. По объему закачиваемой продавочной жидкости определяют место нахождения препятствия. Через определенный интервал времени закачка возобновляется, продавливая уменьшенный в диаметре из-за таяния шар дальше в нефтепровод. Ледяными шарами можно пользоваться при протяженности нефтепровода не более 2..., 3 км. Имеются также специальные конструкции «ершей» и скребков для очистки нефтепроводов, но они применяются чаще всего на магистральных трубопроводах.

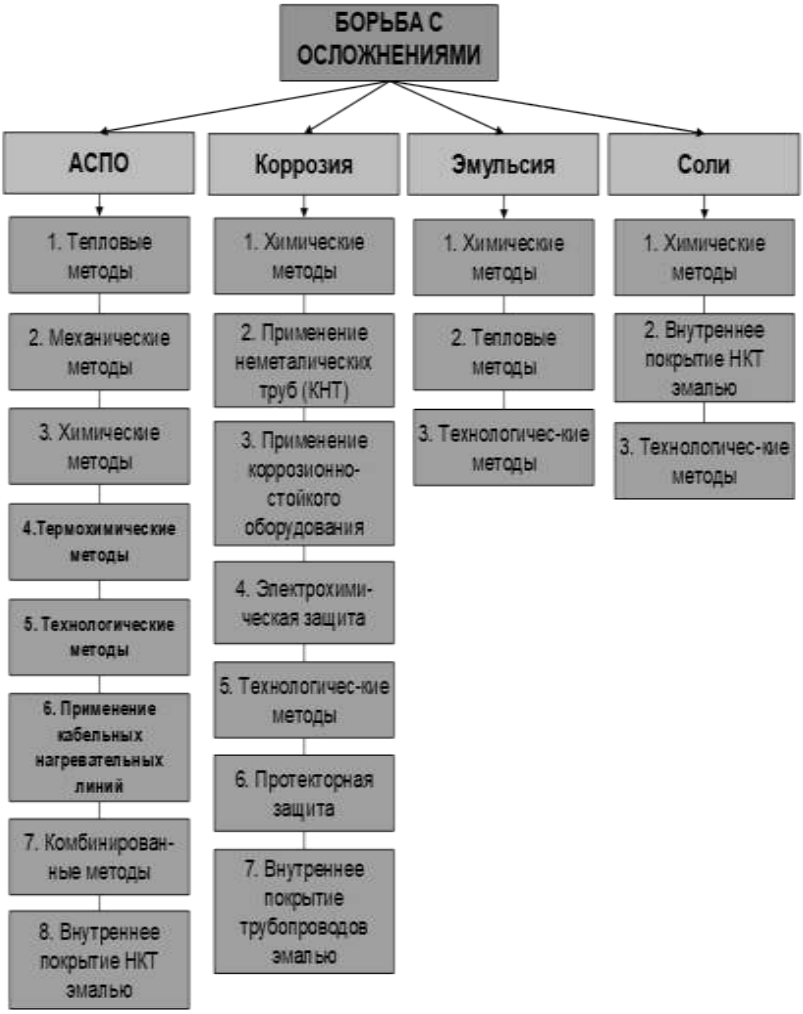



Рис. 9.1 Основные методы борьбы с осложнениями в нефтесборной системе

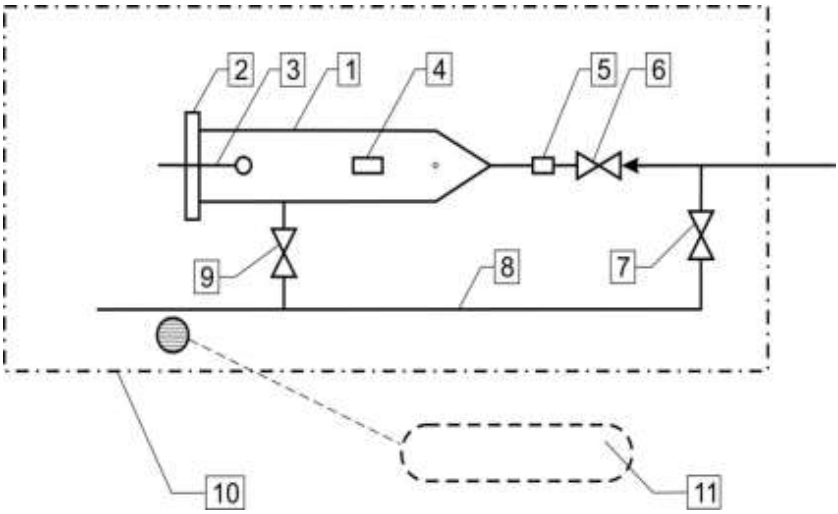



Рис 9.2 Схема камеры приема очистного устройства

1 – корпус камеры; 2 – крышка камеры; 3 – подъемное устройство крышки; 4 – манометр; 5 – сигнализатор приема очистного устройства; 6 – фронтальная приемная задвижка; 7 – байпасная задвижка для постоянной работы нефтепровода; 8 – байпасная линия; 9 – секущая задвижка; 10 – бордюр бетонированной площадки; 11 – канализационная емкость.

На рис. 9.2 показаны фотография и принципиальная схема камеры приема очистного устройства на напорной линии нефтепровода. На схеме не показана система видеонаблюдения, поскольку видеокамеры устанавливаются не на всех объектах. Кроме того, внутри камеры приема очистного устройства устанавливается металлическая корзина-цилиндр с размером ячеек 100х100 мм для диаметра очистного устройства 200 мм и более. Корзина нужна для удобства извлечения очистного устройства из камеры. Кроме того, корзина не позволяет очистному устройству (шар, торпеда) перекрывать бо-

ковое отверстие камеры, отводящее нефть из камеры в приемные резервуары.

Проектные организации не всегда предусматривают комплексные методы очистки нефтесборных трубопроводов, ограничиваясь только горячими или тепловыми обработками от АСПО. Надо отметить, что наиболее рациональным способом очистки нефтепроводов является пропуск очистных устройств: шаров, торпед и др., в связи с чем при проектировании трубопроводов предлагается предусмотреть возможность пропуска очистных устройств в выкидных линиях длиной более 200м и во всех нефтесборных сетях, напорных и магистральных трубопроводах.

На рис. 9.4. приведены различные виды очистных устройств, применяемых для очистки нефтепроводов разных диаметров от АСПО. Регулярный пропуск очистных устройств позволяет сохранить первоначальную пропускную способность трубопровода и избежать лишних затрат электроэнергии для перекачки нефти.

Рис. 9.3 Извлечение очистного устройства из напорной трубы

Участки трубопроводов, подвергающиеся механическим методам очистки, должны удовлетворять следующим требованиям:

– участок трубопровода должен быть сварен из труб одного диаметра с учетом возможности пропуска очистного устройства на всем его протяжении;

– величины овальности труб, вмятин и гофр должны находиться в допустимых пределах;

– участок не должен иметь подкладных колец, устройств, выступающих во внутреннюю полость трубопровода;

– радиусы кривых вставок на участке должны быть не менее пяти диаметров трубопровода;

– участок трубопровода должен быть оснащен полнопроходной запорной арматурой;

– при расчете нагрузок на трубопровод необходимо учесть и дополнительную нагрузку при пропуске очистных устройств.

– через определенный интервал трубопровода, а также на камерах приема очистных устройств должны быть установлены указатели и сигнализаторы прохождения очистных устройств.

Для выкидных линий и нефтесборных коллекторов диаметром 114–168 мм преимущественно применяются торпеды и шары. При этом радиусы кривых вставок допускаются менее пяти диаметров труб.

Для магистральных трубопроводов, где предусматриваются пропуски диагностических снарядов, применяются только пологогнутые отводы и полнопроходные запорные устройства. По ним пропускаются, как правило, манжетные очистные устройства.

Очистные устройства резиновые ***ОУ-Р («Торпеда»)***

Изготовлены из маслобензостойкой резины и полиуретана без металлического каркаса в виде «пули» (для трубопроводов ø 76 … 377 мм).

Очистные устройства повышенной проходимости ***ОУ-ПП***

Каркас очистного устройства изготовлен из гибкого элемента (стального троса), на котором смонтированы чистящие манжеты (для трубопроводов ø 76 … 530 мм).

Очистные устройства с полиуретановыми ступенчатыми манжетами *ОУ-ПС*

Очистка трубопроводов ø от 114…1020 мм.

В качестве очистных элементов используются резиновые или полиуретановые манжеты различной твердости (для трубопроводов ø 76 … 530 мм).

Могут комплектоваться дополнительным навесным оборудованием.

Очистные устройства с полиуретановыми манжетами ***ОУ-П***

Очистка внутренней полости трубопроводов ø 76 … 273 мм.

Могут комплектоваться дополнительным навесным оборудованием.

Предназначены для очистки поверхности трубопровода от асфальтосмолистых и грязепарафиновых отложений и для вытеснения продукта и инородных предметов из внутренней полости трубопровода диаметром от 325 …720 мм.

Очистные устройства с конусными резиновыми манжетами ***ОУ-КР***

Рис. 9.4 Очистные устройства научно- технического центра «УНИСКАН»

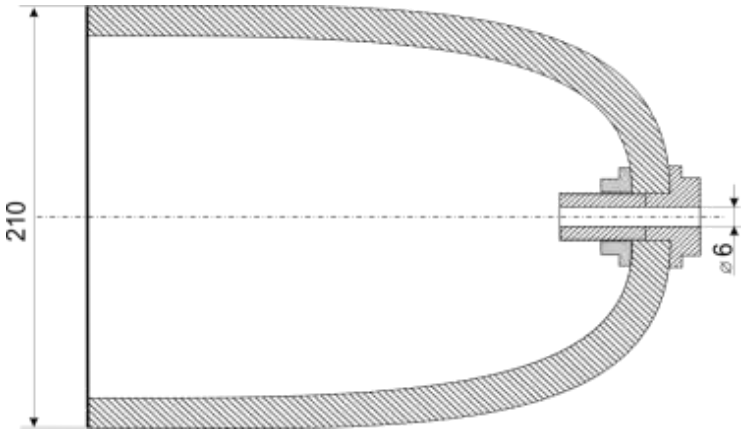



Рис. 9.5 Резиновая торпеда со штуцером на головке диаметром 6 мм

На трубопроводах, где при пусках торпед часто наблюдается застревание торпеды из-за образования парафиновых пробок, применяют торпеды со штуцером на головке диаметром 6-8 мм. Это в какой-то степени предохраняет образование глухой парафиновой пробки перед торпедой. При застревании торпеды наличие штуцера способствует гидромониторному размыванию парафиновой пробки и ликвидации осложнения. Однако наличие данной технологии не говорит о возможности увеличения межочистного периода трубопровода.

***Организация работ по пуску очистного устройства (ОУ)***

Работы по очистке внутренней полости ПТ производит бригада рабочих, согласно правилам проведения работ повышенной опасности, под непосредственным контролем ответственного за проведение работ из числа ИТР сервисной организации (ответственного исполнителя работ). Ответственный исполнитель работ оформляет наряд-допуск на производство работ повышенной опасности, согласовывает с ответственным представителем владельцем трубопровода.

При прохождении очистного устройства (ОУ) по трубопроводу оператору ООУ (оператору товарному) необходимо следить по приборам на пульте управления за давлением и расходом перекачиваемой жидкости. В случае повышения давления более чем на 20 % от рабочего немедленно сообщить ответственному руководителю работ по рации или телефону. Контроль параметров производить в течение всего времени производства работ по очистке полости трубопровода.

Место нахождения ОУ определяется методом расчета ответственным представителем сервисной организации или предприятия по добыче нефти (при пуске ОУ с датчиком определения местонахождения контроль осуществляется в заранее намеченных пунктах оговоренных в Регламенте производства работ).

При достижении расчетного объема прокаченной нефти (расчетный объем нефтепровода) оператор ООУ (оператор товарный) сообщает мастеру установки подготовки нефти. С этого момента исполнители работ строго следят за положением сигнализатора на КПШ.

По прибытии ОУ в КПШ ответственный представитель сервисной организации по согласованию с владельцем нефтепровода организовывает работы по извлечению очистного устройства из КПШ.

По завершению выполнения работ по извлечению ОУ представитель сервисной организации, ответственный за производство работ по очистке внутренней полости трубопровода, составляет и подписывает соответствующими лицами акт о завершении работ, делает соответствующие записи в эксплуатационном паспорте трубопровода.

Рис. 9.6 Камеры приема шаров на ГЗУ.

## 9.2 Коррозия скважинного и промыслового оборудования. Методы и способы снижения интенсивности коррозии оборудования

Коррозия – это разрушение металла (стали) под воздействием внешних сил. В данной работе не предусмотрено изложение теоретических основ процесса коррозионного разрушения стали. Имеется достаточное количество публикаций научно-технического и образовательного характера, в которых подробно и квалифицированно излагаются процессы коррозии металла. В работе мы рассматриваем только методы и способы борьбы с коррозией металла в добыче нефти, однако было бы уместно перечислять основные виды коррозии скважинного оборудования.

На промыслах присутствуют следующие основные виды коррозии стали:

– химическая коррозия,
– электрохимическая коррозия,
– микробиологическая коррозия,
– комплексная коррозия.

Особое внимание следует уделить микробиологической коррозии. Применение пресных вод для заводнения нефтяных коллекторов способствует развитию микробиологических процессов и, как следствие, заражению продуктивных пластов аэробными и анаэробными бактериями. Скорость формирования микробиологического сообщества в призабойных зонах нагнетательных скважин зависит от физико-химических условий пласта и количества закачиваемой воды, содержащей кислород.

Наибольшую опасность в связи с высокой коррозийной активностью представляют сульфатвосстанавливающие, нитрофицирующие, тионовые и железобактерии. Бактериальная коррозия промыслового оборудования представлена, в основном, сульфатвосстанавливающими (СВБ) и тионовыми бактериями. Эти бактерии не реликтовые для пластовых условий, а заносятся с поверхности – пресной водой, подземным оборудованием и другими способами. СВБ, в свою очередь, могут быть в массе жидкости (планктонные) и адгезированные к поверхности металла. Последние считаются особенно опасными, поскольку вызывают питинговую коррозию (похожую на сверление), скорость которой в десятки раз выше обшей скорости коррозии. В результате жизнедеятельности СВБ образуется сероводород, который реагируя с ионами железа, образует сульфид железа(*FeS*) и пирит (*$FeS_2$*), кроме того, соединяясь с растворенным кислородом серную кислоту:

$$2FeS_2 + 7O_2 + 2H_2O = 2FeSO_4 + 2H_2SO_4$$

Последние активно участвуют в процессах коррозии стали. Поэтому считается, что среди разнообразных групп микроорганизмов, обнаруженных в попутных водах, наиболее активны сульфатвосстанавливающие бактерии, содержание которых достигает нескольких миллионов клеток в 1 мл воды. Оптимальными условиями для жизнедеятельности этого типа бактерий являются близкая к нейтральной реакция водной среды, отсутствие или минимальное содержание свободного кислорода, минерализация воды в пределах 10-100 г/л, температура 20-40 °С. Именно они обусловливают процесс восстановления сульфатов, который ведет к накоплению сероводорода и усилению явлений коррозии нефтепромыслового оборудования.

Требования, предъявляемые к качеству закачиваемой речной воды, постоянно возрастают, и поэтому эти воды перед закачкой проходят комплексную технологическую подготовку. С помощью двухступенчатого фильтрования или последовательных операций, количество взвешенных частиц (КВЧ) снижается до 15-20 мг/литр, растворенного кислорода – не более 0.1 мг/л, а коррозионная агрессивность не должна превышать 0,15 мм/год. При подготовке речной воды должны быть полностью удалены сульфатвосстанавливающие бактерии.

По мнению некоторых ученых около 80 % потерь от коррозии нефтепромыслового оборудования связано с деятельностью сульфатвосстанавливающих бактерий. Под воздействием этих микроорганизмов происходит окисление водорода металла и осаждение железа в сульфидной форме. Сульфид железа образует гальваническую пару с железом, в которой сульфид железа является катодом, а железо подвергается анодному растворению. Этот процесс вызывает также питинговую коррозию.

Скорость питинговой коррозии металла может достигать 4-5 мм/год.

Скорость коррозии промыслового оборудования зависит также:

1. От состава пластовой и сточной (после УПН) воды. Эти воды сильно минерализованы (более двухсот тысяч миллиграммов на литр), имеют в своем составе сероводород, углекислый газ, кислород и другие вещества – целый букет вредных веществ – усиливающих процесс коррозии.
2. От температуры и давления. С повышением температуры и давления усиливается коррозионное разрушение металла.
3. От водородного показателя – РН среды. Если среда щелочная – РН больше 7 единиц, коррозия слабая, если, к примеру, РН = 4 и менее – среда кислотная и сильноагрессивная в коррозионном отношении.
4. От состава стали. Если применяется легированная сталь – коррозия минимальная.
5. От структуры металла. При одинаковом химическом составе различные структуры подвергаются коррозии по-разному.
6. От напряженного состояния металла. Если металл находится, например, под изгибающим усилием, то напряженные места быстрее подвергаются коррозии, чем спокойные участки.

### *Уровень интенсивности коррозии скважинного оборудования и причины интенсивной коррозии*

Большинство месторождений нефти в европейской части страны в настоящее время разрабатываются с обводненностью добываемой продукции свыше 80 %. При этом попутная вода интенсивно отделяется из нефти из-за разрушения эмульсий даже без подачи деэмульсатора. Это дает возможность коррозионно-агрессивной пластовой воде непосредственно контактировать с металлом трубопроводов и оборудования.

Таблица 9.2

**Степень агрессивного воздействия нефтепромысловых сред на трубопроводы и оборудование**

| Среда | pH | Содержание агрессивных компонентов | | | | | | Степень агрессивного воздействия |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Минерализация, г/л | Наличие СВБ | $H_2S$, мг/л | $CO_2$, мг/л | $O_2$, мг/л | Взвешенные частицы, мг/л | |
| Пластовые воды | | | | | | | | |
| неаэрированные | ~7 | любая | нет | нет | нет | <0,1 | 100 | среднеагрессивная |
| | <7 | любая | + | >1,0 | нет | <0,1 | 100 | сильноагрессивная |
| | <7 | -"- | нет | нет | >20 | <0,1 | 100 | -"- |
| аэрированные | <7 | -"- | нет | нет | нет | >0,1 | 100 | -"- |
| | | -"- | + | >1,0 | нет | >0,1 | 100 | -"- |
| | | -"- | нет | нет | >20 | >0,1 | 100 | -"- |
| Промысловые сточные воды | | | | | | | | |
| неаэрированные | ~7 | любая | нет | нет | нет | <0,1 | - | слабоагрессивная |
| | <7 | любая | + | >1,0 | нет | <0,1 | FeS | сильноагрессивная |
| | <7 | -"- | нет | нет | >20 | <0,1 | - | -"- |
| аэрированные | <7 | -"- | нет | нет | нет | >0,1 | - | -"- |
| | | -"- | + | >1,0 | нет | >0,1 | FeS | -"- |
| | | -"- | нет | нет | >20 | >0,1 | - | -"- |

Добываемая продукция месторождений при этом относится к сильноагрессивным жидкостям согласно РД 39-0147103-362-86 (табл. 9.2).

С увеличением содержания воды в продукции скважин происходит расслоение водонефтяной эмульсии и появление воды в качестве отдельной фазы. На металле образуется водная прослойка, что обуславливает активизацию коррозионного процесса, интенсивность которого зависит не только от минерализации воды, но и от наличия в смеси таких компонентов, как сероводород, углекислый газ, кислород, сульфид железа и др. Такие высокооб-

водненные скважины с содержанием воды в продукции более 75-80 % составляют в настоящее время большую часть действующего фонда нефтяных скважин. Основные коррозионные параметры пластовых вод показаны в табл. 9.3.

Наиболее коррозионно-активными являются сероводородосодержащие пластовые и сточные воды. Увеличение обводненности способствует возрастанию скорости сероводородной коррозии. Характерной особенностью электрохимической коррозии углеродистых сталей в водных растворах сероводорода является образование на поверхности металла черного налета продукта коррозии – сульфида железа. Последний, являясь катодом по отношению к стали, образует с ним гальваническую пару. Это вызывает дополнительную активизацию электрохимического процесса разрушения металла скважинного оборудования.

Немалое влияние на скорость сероводородной коррозии насосных штанг и НКТ оказывает давление среды. В сероводородосодержащих скважинах одним из видов разрушения НКТ и штанг является сульфидное растрескивание в сочетании с различными видами механического воздействия на внутрискважинное оборудование.

При эксплуатации скважин с помощью СШНУ совместное воздействие на оборудование повторно-переменных нагрузок и электрохимической коррозии вызывает коррозионно-циклическое усталостное разрушение металла оборудования.

Исследованиями ТатНИПИнефти установлено, что в сероводородосодержащей среде большинство обрывов штанг происходят из-за коррозионно-усталостного разрушения.

Из этого следует, что комплексному разрушающему воздействию различных факторов на скважинное оборудование должны быть противопоставлены комплексные меры защиты от этого воздействия.

Таблица 9.3

**Коррозионные параметры Чутырского месторождения**

| Параметры | Начальные показатели (2003 год) | Текущее положение | Рекомендуемые показатели |
|---|---|---|---|
| Скорость коррозии (гравиметрия), мм/год | 0,1 - 0,3 | < 0,01 | 0,01 – 0,025 |
| Бактерии СВБ, кл./мл<br>- Планктонные | $10^2$ - $10^3$ | 0 - $10^2$ | 10 - $10^2$ |
| $H_2S$<br>- Система ППД<br>- Система н/сбора | <br>138<br>50 - 200 | <br>72<br>37 - 280 | <br>10 - 20<br>15 - 50 |
| Кислород в водоводах сточных вод, мг/л | 0,05 – 1,0 | < 0,05 | < 0,025 |

**Существующее состояние организации управления защитой от коррозии на промыслах**

Работа по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования на месторождениях должна организоваться комплексно и по всей технологической цепочке – начиная от забоя добывающей скважины, включая выкидные линии, ГЗУ, нефтесборную систему, ДНС, напорные трубопроводы, УПН, КНС, нагнетательные трубопроводы и кончая забоем нагнетательной скважины.

Схема реализации проекта борьбы с коррозией на Мишкинском месторождении нефти показана на рис. 9.7.

В данной схеме показана ингибиторная и бактерицидная защита оборудования от коррозии, контроль скорости коррозии, контроль концентрации сероводорода, кислорода, реагентов, СВБ.

Рис. 9.7 Схема реализации проекта борьбы с коррозией на Мишкинском месторождении

### *Техническая оснащенность месторождений для борьбы с коррозией оборудования*

В настоящее время основной метод борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования – это химический метод, т. е. подача в скважину и систему сбора ингибиторов коррозии и бактерицидов. Техническая оснащенность дозировочными устройствами для подачи ингибиторов коррозии и бактерицидов в 2012 г. в ОАО «Удмуртнефть» была следующая: 670 дозировочных насосов типа УДЭ, 904 – дозировочных гравитационных устройств типа метанольниц. Кроме того, значительное количество скважин обрабатывались автомобильными агрегатами и ручными устройствами.

Испытывались также в единичных экземплярах поднасосные контейнеры с твердыми ингибиторами коррозии. Однако эффективность их оказалась неоднозначной, поэтому широкого применения на промыслах не нашли.

Дозировочные насосы с приводом от станка – качалки более ста единиц были закуплены и применялись на Мишкинском месторождении. Однако из-за ряда конструктивных недостатков и ненадежности эти насосы были изъяты из эксплуатации.

На Чутырско-Киенгопском месторождении метанольницы не применяются. Причиной этому послужил инцидент: разрыв применяемой метанольницы на Киенгопском месторождении под давлением затрубного газа из-за некачественного сварного шва. Метанольницы были изготовлены недобросовестным поставщиком, который не опрессовал их перед выдачей заказчику.

Чтобы этого не случилось, необходимо метанольницы опрессовать на промысле на давление опрессовки эксплуатационной колонны, поскольку на этих месторождениях есть вероятность прорыва газовой шапки.

## Схема организации защиты от коррозии

Рис. 9.8 Схема применяемых методов защиты оборудования от коррозии

### *Снижение коррозии металла в системах сбора, подготовки нефти, закачки воды в пласт*

С увеличением содержания воды в продукции скважин на металле образуется водная прослойка, что обуславливает активизацию коррозионного процесса, интенсивность которого зависит не только от минерализации воды, но и от наличия в смеси таких компонентов, как сероводород, углекислый газ, кислород, сульфид железа и др. Такая высокобводненная продукция скважин с содержанием воды 75-80 % и выше является причиной более 65 % порывов в нефтесборной сети. Основные коррозионные параметры пластовых вод Мишкинского месторождения показаны на табл. 9.4.

Наиболее коррозионно-активными являются сероводородосодержащие пластовые и сточные воды. Увеличение обводненности способствует возрастанию скорости сероводородной коррозии. Характерной особенностью электрохимической коррозии углеродистых сталей в водных растворах сероводорода является образование на поверхности металла черного налета продукта коррозии – сульфида железа. Последний, являясь катодом по отношению к стали, образует с ним гальваническую пару. Это вызывает дополнительную активизацию электрохимического процесса разрушения металла скважинного оборудования.

Таблица 9.4

Основные коррозионные параметры пластовых вод Мишкинского месторождения

| Параметры | Существующее положение | Желаемый результат путем применения ингибиторов и бактерицидов |
|---|---|---|
| 1. Общая скорость коррозии, установленная по купонам, мм/год | 0,1 – 0,6 (сильно агрессивная) | ≤ 0,01 – 0,02 |
| 2. Общая электрохимическая скорость коррозии, мм/год | 0,017 – 0,2 | ≤ 0,001 – 0,003 |
| 3. Кислород, мг/л | 0,2 – 0,7 | ≤ 0,01 – 0,02 |
| 4. Бактерии (СВБ)<br>- Планктонные, клеток/мл<br>- Адгезированные, клеток/см$^2$ | <br>$10^2$ - $10^4$<br>> $10^4$ | <br>≤ $10^2$<br>0 - $10^2$ |
| 5. Сероводород, $H_2S$, мг/л<br>Система ППД<br>Система нефтесбора | <br>50 - 150<br>50 - 230 | <br>≤ 10 - 20<br>≤ 15 - 50 |
| $CO_2$ (после СКО), мг/л | до 120 | ≤ 20 |

Как уже было отмечено выше, работа по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования на месторождениях должна организоваться по всей технологической цепочке, начиная от забоя добывающей скважины, включая выкидные линии, ГЗУ, нефтесборную систему, ДНС, напорные трубопроводы, УПН, КНС, нагнетательные трубопроводы, и заканчивая забоем нагнетательной скважины.

При высокой обводненности продукции скважин необходима ингибиторная и бактерицидная защита оборудования от коррозии, контроль скорости коррозии, контроль концентрации сероводорода, кислорода, и других агрессивных веществ.

На большинстве предприятий по добыче нефти мониторинг коррозии трубопроводов и оборудования практически ведется только в рамках работы с механизированным фондом скважин, а целевая работа по определению скорости коррозии, по определению динамики агрессивности добываемой жидкости, влияния ОПЗ и технологических обработок на интенсивность коррозионных процессов в скважине и системе сбора не ведется.

Рис. 9.9 Характер питтинговой коррозии нефтесборного трубопровода

Следует заметить также, что оборудование установок подготовки нефти (УПН) тоже редко охватывается мониторин-

гом, хотя технологическая система УПН периодически подвергается бактерицидной обработке. На УПН требуется контроль качества антикоррозионного покрытия РВС, определение срока эффективной службы покрытия, определение скорости коррозии в разных точках технологической цепочки и интенсивности развития сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ), динамика изменения концентрации сероводорода и др.

Такие пробелы мониторинга коррозии в технологической цепочке: добыча–нефтесбор–подготовка нефти и воды–закачка воды в пласт значительно ухудшают качество и эффективность борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования, не способствуют снижению порывов трубопроводов и охране окружающей среды. Поэтому в предприятиях рекомендуется создавать специальные службы по борьбе с коррозией. Надо подчеркнуть особо: если на промысле существует значительная постоянная технологическая проблема – надо создавать постоянное структурное подразделение (отдел, служба, лаборатория, группа и т. д.) по борьбе и нейтрализации негативного влияния осложняющих факторов. Решение путем привлечения разовых услуг специализированных организаций к успеху не приводит.

***Химическая защита трубопроводов от коррозии***

В настоящее время основным методом защиты от коррозии в нефтедобывающих предприятиях является химический метод защиты. В рамках химических методов применяются:

– закачка ингибиторов коррозии – бактерицидов дозировочными насосами в начале трубопровода (или в затруб скважины) из расчета 25-35 г на один м3 добываемой воды.

– заливка ингибиторов коррозии - бактерицидов в затруб скважины через метанольницы через 7-15 дней. Данная

технология защищает также выкидные линии и нефтесборные трубопроводы.

– закачка растворов ингибиторов коррозии – бактерицидов агрегатами в начале трубопровода (или в затруб скважины) через регламентированный период передвижными насосными агрегатами.

Кроме того производятся бактерицидные обработки системы нагнетания ППД ударными дозами (10-20 кратные нормы дозировки) с помощью насосных агрегатов.

В большинстве случаев в систему ППД подается с помощью блоков реагента БР-25 в постоянном режиме ингибитор-бактерицид с дозировкой 25-35 г/м3.

При ПРС в жидкость глушения добавляется поглотители сероводорода типа Сонцид 8102, СНПХ-1100 (Десульфон) и другие химреагенты. Это снижает коррозию не только в скважине, но и снижает агрессивность жидкости в нефтесборной системе.

В порядке совершенствования технологии защиты скважинного оборудования от коррозии можно предложить следующее:

– Подачу деэмульсатора в трубопровод или в затруб скважины при содержании воды в продукции скважин 50 % и более производить только вместе с совместимыми ингибиторами коррозии.

– Подачу ингибиторов парафиноотложений в затруб скважины можно совместить с подачей ингибитора коррозии при их хорошей совместимости на основе лабораторных опытов. Совместная подача этих реагентов рекомендуется при обводненности продукции более 55 %. Результат – экономия дозаторов и синергетический эффект этих реагентов.

– Подавляющее большинство ингибиторов солеотложений являются коррозионно-агрессивными жидкостями. Поэтому обработку против солеотложений необходимо производить с обязательным добавлением в ингибитор солеотложений оптимального количества совместимого ингибитора коррозии.

– При технологических обработках против АСПО (термохимические обработки – ТХО) жидкостями на водной основе требуется обязательное добавление ингибитора коррозии необходимой дозировки.

### *Внутренняя футеровка трубопроводов антикоррозионными материалами*

Такой метод борьбы с коррозией наиболее эффективен при эксплуатации нефтепроводов с высокообводненной продукцией и водоводов при закачке сточных вод в систему ППД. Впервые внутреннюю футеровку трубопроводов для закачки сточных вод полиэтиленовыми «чулками» начали применять в Татарстане еще в конце 70-х гг. XX в. В дальнейшем эта технология закрепилась и совершенствовалась. Почему внутреннее покрытие производилось полиэтиленом, а наружная поверхность обыкновенной битумной изоляцией? Потому что внутренняя коррозия труб происходила в несколько раз быстрее, чем наружная – почвенная.

Передовыми технологиями строительства нефтепромысловых трубопроводов обладает компания ООО «Инженерно-производственный центр» – ИПЦ. (г. Бугульма Республики Татарстан). Монтаж нефтепромысловых трубопроводов осуществляется с использованием уникальной бессварочной технологии при помощи неразъемного муфтового соединения труб, выполняемого методом холодного волочения муфты через сужающую фильеру на специализированном оборудовании. Трубопроводы находятся в безаварийной эксплуатации

более 20 лет, работают в агрессивных средах, где обычные стальные трубы без покрытий и соединенные сваркой эксплуатируются не более двух лет.

За все время эксплуатации построенных трубопроводов не было порывов труб и соединений, вызванных коррозией.

Антикоррозионные покрытия деталей трубопроводов должно обладать высокими защитными свойствами, обеспечивающими их сохранность на период транспортировки, хранения и монтажа, а также иметь высокую долговечность в процессе эксплуатации. Кроме того, защитные покрытия на деталях трубопроводов должны соответствовать защитным покрытиям на линейных участках труб по своим характеристикам. Следуя этому принципу, ООО «ИПЦ» начал выпуск деталей трубопроводов с различными видами защитных покрытий. Так для футерованных полиэтиленом трубопроводов предлагаются детали крановых узлов с порошковым полиэтиленовым покрытием, для трубопроводов с заводским порошковым эпоксидным покрытием – детали трубопроводов с таким же покрытием. Внедрены также полиуретановые покрытия и эпоксидные покрытия на основе высоковязких материалов. В зависимости от требований заказчика предприятие ООО «ИПЦ» готово предложить и другие виды покрытий.

Для монтажа трубопроводов в полевых условиях разработана поточная, автономная мобильная линия, которая позволяет вести монтаж трубопроводов в любых климатических условиях.

На рис 9.10а показан технологический процесс монтажа трубопроводов в условиях Западной Сибири.

Внутреннее антикоррозионное покрытие трубопроводов может выполняться различными материалами. Кроме полиэтилена специальных марок, широко применяется различ-

ные эмали и эпоксидные смолы, адаптированные к условиям эксплуатации трубопроводов. На рис. 9.10.б показаны катушки труб, покрытых снаружи полиэтиленом, внутри эпоксидной смолой. Эпоксидная смола, эмаль не только предохраняют трубу от коррозии, но и снижают гидравлические потери при перекачке жидкости, снижают интенсивность осадкообразования. К недостаткам этих покрытий относится низкая термоустойчивость, особенно полиэтилена. При нагреве до 90-100 °С и при последующем остывании полиэтиленовое покрытие дает усадку, т. е. практически выходит из строя. Большинство сортов полиэтилена дает усадку тоже при воздействии соляной кислоты. Поэтому при эксплуатации футерованных полиэтиленом трубопроводов такие свойства являются существенным недостатком их, поскольку не рекомендуется нагрев перекачиваемой жидкости выше 80 °С.

В Татарстане также практиковалось внутреннее покрытие трубопроводов цементно-песчаным покрытием против кислородной коррозии металла. Такое покрытие производится для водоводов большого диаметра (273 мм и более), перекачивающих пресную воду, а также в системе канализации.

Рис. 9.10 а Стыковка футерованных трубопроводов методом обжима в полевых условиях

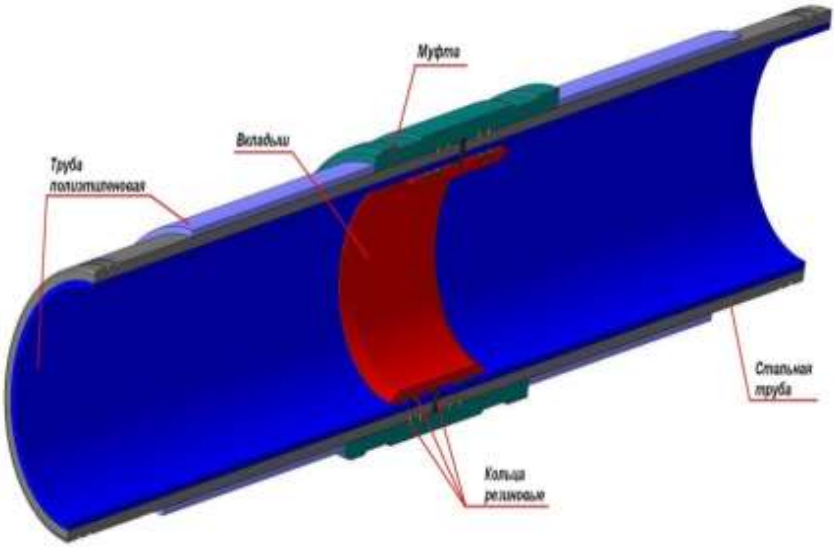



Рис. 9.10.б Неразъемное муфтовое соединение в разрезе

***Применение неметаллических трубопроводов***

К ним относятся, в первую очередь, стеклопластиковые трубы, выдерживающие высокие давления и нагрузки, имеющие большие сроки службы.

Стеклопластиковые трубы используются в различных отраслях промышленности. К ассортименту выпускаемых изделий относятся цилиндрические трубы с внутренним диаметром от 4 мм и наружным диаметром до 760 мм и более, с различной толщиной стенок и углом армирования волокна в зависимости от предъявляемых к изделию требований.

Кроме цилиндрических труб, изготавливаются изделия неправильной формы (конических, квадратных, треугольных и т. д.) на базе тел вращения. Длина выпускаемых изделий может достигать 4 метров (возможно соединение изделий м/у собой). При необходимости производится механическая обработка наружной поверхности.

Для прокладки трубопроводов системы водоснабжения и канализации используют преимущественно трубы из полиэтилена низкого давления (ПНД), высокого давления (ПВД) и из поливинилхлорида (ПВХ), причем для целей водоснабжения применяют полиэтиленовые трубы.

При прокладке наружных водопроводов из ПНД и ПВД основным способом соединения труб является их сварка нагревательным инструментом встык. При устройстве самотечных трубопроводов канализации трубы из ПНД соединяются таким же способом.

Трубы из ПВХ соединяются в основном на клею (марки ГИПК-127) враструб. Однако учитывая, что требуется тщательная очистка склеиваемых поверхностей и аккуратное нанесение клея, не допускаются деформации стыков, наблюдается воздействие клея на долговременную прочность ПВХ, а в процессе работ выделяются вредные вещества. В послед-

нее время для соединения труб из ПВХ широко используются раструбные соединения, уплотняемые резиновыми манжетами различного профиля, а также кольца круглого сечения. В этом случае трубы выпускаются с раструбами, имеющими внутри кольцевые пазы. Для присоединения пластмассовых труб к металлическим применяются преимущественно фланцевые соединения.

Стеклопластиковые трубы изготавливаются методом непрерывной намотки. Стеклопластиковые трубы не подвержены коррозии и обладают доказанной испытаниями устойчивостью к агрессивным средам, в том числе при перекачке пластовых и сточных вод. Они имеют легкий вес, удобны в обращении и соответствуют российским и международным требованиям в области качества. Трубы стеклопластиковые соответствующего диаметра в четыре раза легче стальных. Высокие технические и эксплуатационные характеристики стеклопластиковых труб позволяют успешно использовать их в самых различных отраслях.

Рис. 9.11 Стеклопластиковые трубы с муфтовыми соединениями

Стеклопластиковые трубы успешно эксплуатируются во многих государствах Европы, Азии, Африки, Северной и Южной Америки уже более 50 лет.

Основные сферы применения:

- для перекачки и распределения воды (питьевой и технической) в напорных и безнапорных водоводах;
- для напорных и безнапорных канализационных трубопроводов;
- для ливневой канализации;
- для трубопроводов ирригационных систем;
- для напорных водоводов гидроэлектростанций;
- для приемных и охлаждающих линий морской воды;
- для систем циркуляции воды;
- для промышленных трубопроводов нефтяной отрасли, в том числе высокого давления.

Вот некоторые преимущества стеклопластиковых труб:

- продолжительный срок службы – более 50 лет, опыт применения в мировой практике стеклопластиковых труб составляет более 30 лет;
- значительно меньший, чем у труб из других материалов, вес (20-25 % веса стальных труб);
- простота монтажа – стеклопластиковые трубы соединяются между собой при помощи муфты, не требуется сварка и контроль сварных швов, что дает существенную экономию средств на проведение строительно-монтажных работ;
- высокая коррозийная стойкость – при строительстве не требуется проведения дорогих антикоррозионных мероприятий, как в случае стальных труб;
- универсальная химическая стойкость трубы из стеклопластика;

- стеклопластиковые трубы стойки к абразивному износу;
- возможность проведения монтажных работ в течение всего года;
- низкие гидравлические потери при перекачке жидкостей, снижение осадкообразования в трубах.
- высокие экологические и санитарно-гигиенические характеристики стеклопластиковых труб.

Применение стеклопластиковых труб в порядке опытно-промышленных испытаний в республиках Урало-Поволжья оправдало себя не только в экономическом плане, но и позволило значительно снизить число порывов трубопроводов, способствовало улучшению состояния охраны окружающей среды.

Рис. 9.12 Полиэтиленовые трубы с приваренными фланцами

***Применение устойчивых против коррозии марок сталей и чугунов***

Если по тем или иным причинам нельзя применять футерованные или неметаллические трубы, то применяют спе-

циальные сорта сталей, устойчивых против коррозии. Например, добавление в состав сталей от 1 до 13 % хрома придает данной легированной стали устойчивость против сероводородной коррозии.

В этом плане интересным представляется применение труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом, которые обладают прочностью на уровне прочности стальных труб и высокой коррозионной стойкостью. Стоимость чугунных труб, приведенная к погонному метру, ниже стоимости стальных труб при равных диаметрах и допустимых рабочих давлениях. Широкое применение чугунных труб сдерживалось отсутствием простого и надежного способа соединения их при монтаже трубопровода.

В течение последних нескольких лет ряд научных и инженерных центров вели поисковые исследовательские работы по отработке способов соединения стальных и чугунных труб без применения сварки. Некоторые из испытанных типов соединений получались на уровне равнопрочности с трубами. Проверку прочности проводили в циклическом режиме под действием сложного нагружения, состоящего из внутреннего давления и изгибающего момента до уровня пределов текучести и прочности. В результате поиска и испытаний появились несколько типов механических прессовых соединений, которые отличаются высокой скоростью сборки, надежностью стыка, а также дешевизной. Поэтому некоторые предприятия начали в режиме испытания применять такие материалы.

Однако надо заметить, что нефтепромысловые сточные и пластовые воды содержат целый букет агрессивных веществ, поэтому даже приборы из нержавеющих сталей в системе закачки сточной воды в пласт быстро выходят из строя, а строительство трубопроводов из коррозионно-стойких сталей меро-

приятие очень дорогое. В связи с этим применение металлопластмассовых труб представляется более перспективным.

### *Катодная защита трубопроводов и оборудования от коррозии*

Электрохимзащита трубопроводов (ЭХЗ) – один из эффективных методов защиты трубопроводов от коррозии и широко применяется на практике. Поскольку этот метод имеет свою специфику, промысловые работники не всегда хорошо представляют работу ЭХЗ. В связи с этим следует более подробно описать принципы работы ЭХЗ.

Для защиты подземных трубопроводов от коррозии по трассе их залегания сооружаются станции катодной защиты (СКЗ). В комплект СКЗ входят источник постоянного тока (защитная установка), анодное заземление, контрольно-измерительные пункты, соединительные провода и кабели. В зависимости от условий защитные установки могут питаться от сети переменного тока 0,4; 6 или 10 кВ или от автономных источников. Как следует из схемы соединений (см. рис. 9.13), выпрямленный ток от "+" источника (1) поступает на анодный заземлитель (2), затем по земле натекает на трубопровод (3), выполняя тем самым свои защитные функции, после чего возвращается на « – » источника. Контактное устройство (4) с разъемными соединениями предназначены для подключения кабельной линии (5).

Контрольно-измерительный пункт 6 предназначен для измерения электрического потенциала на трубопроводе. Электрод сравнения предназначен для определения напряжения на трубопроводе.

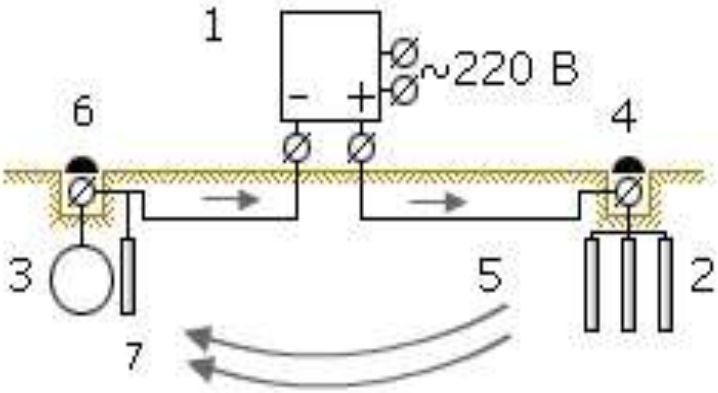



Рис. 9.13 Схема соединений катодной станции

1 – преобразователь переменного тока в постоянный; анодный заземлитель; 2 – защищаемый трубопровод; 3 – контактное устройство на анодном заземлении; 4 – кабельная линия; 5 – контрольно-измерительный пункт; 6 – электрод сравнения.

### *Системы защитных покрытий РВС*

Согласно имеющимся представлениям существенное торможение коррозионного процесса металла под защитным покрытием обусловливается двумя взаимозависимыми комплексами факторов: способностью покрытия резко замедлять диффузию и перенос коррозионно-активных сред и компонентов к металлической поверхности, а также, что наиболее важно, взаимодействовать физико-химически с металлом таким образом, что поверхность металла существенно изменит свои первоначальные физические и даже механические свойства. Благодаря этому проникшая к поверхности металла агрессивная среда не в состоянии (при некоторых условиях) реализовать свои коррозионно-агрессивные свойства. В результате коррозионный процесс на границе раздела фаз

металл-покрытие заметно тормозится, защитное покрытие длительно сохраняет, свои первоначальные свойства на границе раздела фаз металл-покрытие заметно тормозится, защитное покрытие не выходит из минимально допустимых значений.

Применение защитных покрытий должно дифференцироваться в зависимости от реальной скорости коррозии металла в каждой зоне: днище, нижние пояса, верхние пояса и кровля. Покрытия должны быть достаточно стойкими к действию нефти, воды, водных растворов и минеральных солей, сероводорода и углекислого газа и сопротивляться к действию водяного пара.

Покрытия должны обладать хорошей адгезией, эластичностью, сопротивляться разрушению при циклических деформациях.

Полимерные композиции, рекомендуемые для защиты внутренней поверхности резервуаров, должны удовлетворять предъявляемым к ним требованиям и иметь следующие технологические, физико-механические и специальные свойства. В таблицах 9.4, 9.5 приведены основные свойства полимерных композиции, рекомендуемые для защиты внутренней поверхности резервуаров.

Таблица 9.4

**Физико-химические свойства покрытий**

| № п/п | Физико-химические свойства покрытий | Единицы измерения |
|---|---|---|
| 1 | внешний вид по ГОСТ 9.407 - 84 | 1 балл |
| 2 | прочность при ударе по ГОСТ 4765 - 73 | не менее 5 Дж |
| 3 | эластичность при изгибе по ГОСТ 6806 – 73 | не более 10 мм |
| 4 | твердость на маятниковом прибое по ГОСТ 5233-89 | менее 0,5 усл.ед |

| | | |
|---|---|---|
| 5 | деформативность по методике БНИ | не менее 0,8 % |
| 6 | адгезия методом решетчатых надрезов по ГОСТ 15.140-78 | 1 балл |
| 7 | количество слоев | не менее 2 - 3 |
| 8 | пористость по методике БНИ | 1 балл (без пор) |
| 9 | толщина покрытия | не менее 300 мкм |

Таблица 9.5

**Противокоррозионные и специальные свойства**

| № п/п | Противокоррозионные и специальные свойства | Единицы измерения |
|---|---|---|
| 1 | стойкость к действию сточной воды по ГОСТ 9.403 - 80 | не менее 48 ч |
| 2 | стойкость к действию нефти и нефтепродуктов по ГОСТ 9.403 - 80 | не менее 48 ч |
| 3 | стойкость к действию химреагентов | не менее 48 ч |
| 4 | стойкость к действию повышенных температур | не менее 3 ч |
| 5 | стойкость к катодному отслаиванию | стойкое |
| 6 | срок службы покрытия | не менее 5-6 лет |

Внутреннюю поверхность резервуаров и емкостей изолируют одной из систем водонефтестойких покрытий. Варианты защитных систем комбинированных и полимерных покрытий указаны в табл. 9.6. Эти системы для резервуаров следует использовать согласно коррозионным характеристикам среды, т. е по зонам агрессивного воздействия.

На практике в резервуарах сильноагрессивная среда создается не только в нижней части РВС, где накапливается

отделившаяся пластовая вода, но и в верхней части резервуара с газовоздушной средой, содержащей водяные пары, сероводород, определенное количество кислорода. При такой среде крыша резервуара быстро корродирует и теряет герметичность, создавая условия интенсивного загрязнения воздуха нефтяным газом.

В связи с этим, как правило, внутреннюю поверхность РВС покрывают антикоррозионными материалами полностью толщиной не менее 0,35 мм.

Большинство приведенных в табл. 9.6 материалов претерпели изменения или заменены другими, но общий порядок их применения остается аналогичной.

Наружная поверхность РВС работает в более благоприятных условиях, поэтому для наружной покраски применяют обычную краску, хотя непосредственно крыша РВС требует усиленной изоляции от воздействия атмосферных осадков, кислорода воздуха и различных газов.

Таблица 9.6

**Системы водонефтестойких покрытий для защиты внутренней поверхности резервуаров и технологических емкостей**

| Характеристика коррозионной агрессивности среды | Система покрытий | Количество слоев | Время сушки каждого слоя | Рабочая вязкость | Толщина комплексного покрытия, мкм | Примечания |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Сильно агрессивная | шпатлевка ЭП-00-10 (ГОСТ 10277-90)<br>шпатлевка ЭП-00-10 | 1<br>2 | 12<br>24 | 80<br>200 | 350 | не более 15 % раствора<br>не более 7 % раствора |
| Сильно агрессивная | Инерта Праймер (ф.teknos)<br>шпатлевка ЭП- 00-10 | 1<br>2 | 4<br>24 | 80<br>200 | 350 | не более 7 % раствора |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Сильно агрессивная | грунт БЭП-0261 (зел)<br>эмаль БЭП-БЮ (кор) | 1<br>1 | 24<br>24 | 150<br>200 | 350 | |
| Сильно агрессивная | Технотар-200 (чер..,кор) (ф. teknos) | 3-4 | 4 | 80-100 | 280-230 | Применяют до t° -10°С |
| Сильно агрессивная | Инерта-160.ф.teknos<br>Инерта-160 | 1<br>1 | 12<br>24 | 150<br>300 | 350 | не более 10 % раствора<br>не более 7 % раствора |
| Сильно агрессивная | Инерта Праимер-3<br>Эпирекс 150 в (красн) (ф. teknos)<br>Эпирекс 150 в(зелен) | 1<br>1<br>1 | 4<br>16<br>16 | 80<br>250<br>250 | 500 | не более 7 % раствора |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Сильно агрессивная | Цинктермокинетическое покрытие<br>Инерта Праймер-3<br>Инерта-160 | 40 мкм<br>1<br>1 | 1<br>24<br>24 | 300<br>300 | 470 | не более 7 % раствора |
| Средне агрессивная | шпатлевка ЭП-00-10<br>эмаль ЭП-5116 (гост 25366-82) | 2<br>1 | 12<br>24 | 80<br>200 | 250 | |
| Средне агрессивная | грунт БЭП- 0237<br>эмаль БЭП-443 | 1<br>1 | 16<br>24 | 150<br>200 | 250 | можно наносить по старому прочносцепленному покрытию |
| Средне агрессивная | цинксиликатная краска ЦВЭС (ту 6200/352-23085) | 5-6 | 1 | 30 | 200-250 | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Средне агрессивная | Эпирекс 150 в (красн) (ф. teknos)<br>Эпирекс 150 в (бел.) | 1<br>1 | 16<br>16 | 250<br>250 | 400-500 | не более 7 % раствора |
| Средне агрессивная | Инерта-250 (красн.)<br>Инерта-250 (бел.) | 1<br>1 | 24 24 | 300<br>300 | 250 | |
| Слабо агрессивная | Цинксиликатная крас-ка ЦВЭС | 3-4 | 1 | 30 | 100-150 | |

### *Основные стадии технологического процесса покрытия РВС*

Технологический процесс защиты внутренней поверхности резервуаров антикоррозионными покрытиями включает следующие стадии:

1. Подготовительные работы;
2. Подготовка и очистка внутренней поверхности резервуара под окраску и контроль качества очищенной поверхности;
3. Нанесение покрытий, их сушка и отвержение;
4. Оценка качества нанесенных покрытий, составление акта приемки выполненных работ.

Технологический процесс должен обеспечить качество покрытия, удовлетворяющее требованиям к защитным покрытиям.

Перед началом антикоррозионных работ в резервуаре необходимо составить план производства работ (ППР).

План производства работ составляется с учетом требований строительных норм и правил, руководящих документов и инструкций, относящихся к проведению данного вида работ, а также единой системы защиты от коррозии и старения, стандартов безопасности труда.

### *Протекторная защита внутри РВС*

Нефть, поступающая в резервуарные парки, в той или иной степени содержит воду в виде стойкой эмульсии, в которой присутствует значительное количество хлоридов натрия, кальция, железа, сероводорода, сульфида железа и других веществ. При отстаивании нефти и разрушении эмульсии вода с растворенными в ней солями собирается на дне резервуара и вызывает усиленную электрохимическую коррозию днища и нижних поясов.

Защита днищ и нижних поясов резервуаров электрохимическим методом в комплексе с защитными покрытиями может осуществляться с применением катодных станций либо протекторов. Применение протекторов по противопожарным и эксплуатационным соображениям является более предпочтительным.

Сущность протекторной защиты заключается в создании защитного потенциала на внутренней поверхности резервуара при протекании тока в гальванической паре резервуар (катод) – протектор (анод). При полной защите происходит только разрушение анода. При неполной – возможно протекание коррозии на анодных участках днища, однако ее скорость снижается во много раз. Защищенность внутренней поверхности резервуаров при протекторной защите можно контролировать по разности потенциалов «резервуар – подтоварная вода». Защита считается обеспеченной, если разность потенциалов $|E_{защ}| > |-0{,}85$ В по мсэ.

Для защиты днища резервуара от коррозии создан ряд магниевых протекторов различающихся диаметром, высотой, массой и формой стального сердечника. Протекторы типа ПМР, созданные ВНИИСТом совместно с Березняковским титаномагниевым комбинатом, представляют собой короткий цилиндр, верхней части которого имеется углубление в виде опрокинутого усеченного конуса. Образованный кольцевой выступ увеличивает контактную поверхность протектора, уменьшает сопротивление и позволяет иметь более высокую силу тока в начальный период работы. Повышение силы тока в начальный период необходимо для поляризации защищаемой поверхности и образования в ней устойчивого катодного осадка.

По мере накопления осадка сила тока может быть уменьшена, что достигается автоматически, т. к. растворение протектора идет преимущественно за счет растворения кольцевого выступа. В центр протектора впрессована металлическая втулка, служащая для крепления и обеспечения контакта с днищем (рис. 9.14).

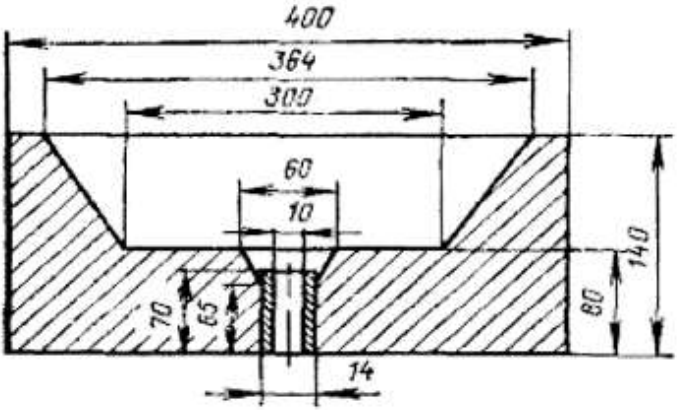



Рис. 9.14 Схема протектора ПМР – 20

Габаритные размеры протектора типа ПМР позволяют монтировать его через нижний люк-лаз. Химический состав протектора с % (мас): основные компоненты Al – 5-7; Zn – 2-3; Мп – 0.15-1.0; Mg – остальное. Примеси Si – 0.05; Fe – 0,003; Ni – 0,001; Си-0,04.

Сравнительно небольшая высота протектора обеспечивает защиту днища резервуара при низких уровнях подтоварной воды. В зависимости от общей концентрации солей в подтоварной воде применяют определенный тип протектора. Работу протекторов контролируют периодическими измерениями: силы тока, разности потенциалов днище – электролит (подтоварная вода) и защитной плотности тока. Си-

лу тока протектора измеряют, подключая амперметр в цепь на клеммной панели или измеряя падение напряжения на шунте, или калибруя постоянно включенные в цепь протектора сопротивления. Силу тока определяют при минимальном и максимальном уровнях подтоварной воды один раз в месяц. Результаты измерений фиксируют в журнале. Отсутствие тока чаще всего указывает на нарушение контакта, что может быть при полном срабатывании протектора.

## 9.3 Осложнения из-за образования солеотложений в процессе добычи обводненной нефти. Прогнозирование и удаление

Солеотложения – это неорганические, твердые вещества, которые откладываются в пласте, стволе скважины или наземном оборудовании во время добычи нефти/газа или при производстве работ, имеющих отношение к добыче.

Обычно сернокислый кальций при температуре ниже 100° образует гипс, а при температуре выше 100° ангидрит. Данные значения температур приблизительны, т. к. они зависят от давления и химического состава воды.

Барий и сернокислый стронций в отложениях часто встречаются вместе, образуя единый минерал, в состав которого входят и BaSO4, и SrSO4. Радиоактивные элементы (в основном радий 226) также могут откладываться в виде кристаллов, имея при этом низкий радиационный фон (низко-радиоактивные отложения – НРО). Обращение с данными отложениями и их утилизация требуют особых мер предосторожности. Отложения карбоната кальция не являются радиоактивными.

Отложения обычно содержат примеси, например, такие как минералы железа, парафин, асфальтены и т. д.

***Как образуются отложения кальцита $CaCO_3$.***

Образование отложений $CaCO_3$происходит в следствие:

a. Падения давления, при котором высвобождается $CO_2$.

b. Изменения давления или температуры, что приводит к ухудшению растворяемости. С повышением температуры растворимость карбоната кальция ухудшается и образуется осадок (например, накипь в чайнике).

c. Смешивания двух жидкостей, несовместимых по химическому составу.

d. Увеличение pH (водородного показателя) пластовых и сточных вод.

e. Применение ПАВ, ингибиторов и других химических элементов, способствующих кристаллизации кальцита.

Когда отложения образуются в пласте, они закупоривают поры, уменьшая таким образом проницаемость. Отложения в пласте образуются в непосредственной близости от скважины, при этом уменьшается проницаемость призабойной зоны скважин.

Невозможно эксплуатировать скважину и надеяться гарантированно избежать образования отложений без принятия методов предупреждения. С самого начала необходимо проводить тщательные химические и термодинамические исследования, чтобы спрогнозировать образование отложений и предпринять меры для сведения к минимуму причин образования отложений, а также последствия их образования. Лучше предотвратить образование отложений, чем удалять образовавшиеся отложения. В настоящее время есть множество компьютерных программ, которые позволяют изучать процесс образования отложений.

Рис. 9.15 Отложения кальцита в трубе

Наиболее часто встречаются в промысловом оборудовании отложения карбоната кальция $CaCO_3$. Многие породы содержат кальцит, в результате чего пластовый раствор насыщается $CaCO_3$ (т. е. растворение кальцита достигает предела).

Во время эксплуатации давление в призабойной зоне понижается, и на многих месторождениях из нефти выделяется газ уже на забое. Растворенный в пластовой воде $CO_2$ переходит в газообразное состояние, что приводит к образованию отложений $CaCO_3$, как это показано в приводимой формуле:

$$Ca^{++} + 2HCO_3 = CaCO_3 \text{ тв.} + CO_2 \text{ газ.} + H_2O.$$

Даже если $CO_2$ не выделяется, одно давление может привести к ухудшению растворяемости. Раствор становится сверхнасыщенным, а это приводит к отложению $CaCO_3$.

Отложения карбоната кальция (кальцит) $CaCO_3$ из-за несовместимости вод часто встречается в нефтепромысловой практике. Пример несовместимости вод – взаимодействие хлоркальциевых вод с бикарбонатом натрия:

$$CaCl_2 + 2NaHCO_3 \leftrightarrow CaCO_3\downarrow + 2NaCl + H_2O + CO_2\uparrow$$

По мере повышения температуры возможность отложения $CaCO_3$ увеличивается. Влиянием температурного фактора можно объяснить образование карбонатных осадков в некоторых глубоких нагнетательных скважинах с высокой пластовой температурой, куда закачивается вода, насыщенная карбонатом кальция в поверхностных условиях.

При растворении кальцита в воде, содержащей двуокись углерода, происходит химическая реакция с образованием хорошо растворимого бикарбоната кальция $Ca(HCO_3)_2$:

$$CO_2 + H_2O + CaCO_3 \leftrightarrow Ca(HCO_3)_2$$

Для образования бикарбоната кальция и предотвращения выпадения кальцита из раствора необходимо некоторое количество свободной двуокиси углерода в воде. Таким образом, снижение давления в системе газ – вода, приводящее к соответствующему снижению парциального давления CO2, может быть одной из причин уменьшения растворимости кальцита и выпадения его в осадок. Именно этот процесс вызывает частое отложение кальцита на стенках НКТ в добывающих скважинах выше глубины начала разгазирования нефти и выкидных линия.

В добывающих скважинах по мере подъема продукции происходит снижение температуры (при этом растворимость карбоната кальция увеличивается) и уменьшение давления (что вызывает понижение растворимости карбоната кальция). Поэтому при выяснении причин отложения карбонатных осадков

в добывающих скважинах и системе сбора и подготовки нефти необходимо рассматривать совместное проявление этих двух противоположно направленных факторов.

На растворимость карбоната кальция значительное влияние оказывает pH среды. В кислой среде растворимость кальцита значительно больше, чем в щелочной. По мере увеличения pH и щелочности воды вероятность выпадения карбонатных осадков повышается. Это связано с тем, что растворимость $CO_2$ также зависит от pH водных растворов: чем более кислая среда, тем больше в ней может быть растворено двуокиси углерода.

В некоторых случаях в составе отложений при добыче нефти встречены осадки карбоната магния.

Растворимость карбоната магния в дистиллированной воде составляет 0,223 г/л, т. е. почти в четрые раза превышает растворимость карбоната кальция. Как и для кальцита, растворимость карбоната магния растет с увеличением парциального давления $CO_2$ и уменьшается при повышении температуры.

Обычно карбонат магния не представляет такой опасности, как осадки карбоната кальция. Как правило, природные воды, содержащие магний, имеют в своем составе и кальций. Любое нарушение равновесия в воде, направленное на уменьшение растворимости карбоната магния, будет также уменьшать и растворимость карбоната кальция, который, как менее растворимый, первым начнет выпадать в осадок, что приведет к соответствующему снижению содержания карбонат-ионов в растворе. Поэтому, несмотря на существенное нарушение условий карбонатного равновесия, пластовые воды, содержащие кальций и магний, обычно выделяют осадки карбоната кальция.

***Прогнозирование отложений кальцита***

При прогнозировании отложений и планировании обработок необходимо руководствоваться РД 39-1-1295-85 «Технология предотвращения отложения минеральных солей в эксплуатационных скважинах».

Существует также множество других методик. Самый простой из них – через индекс насыщения.

Индекс насыщения позволяет качественно оценивать возможность выпадения карбоната кальция из воды или растворения этой соли.

$$JS = pH - pHS,$$

где

JS – индекс насыщения,

pH – фактическое значение водородного показателя.

pHS – значение pH среды при насыщении карбонатом кальция.

Если JS > 0, выпадение кальцита возможно. Считается, что при JS > 0,5 -0,7 кальцит выпадает достаточно интенсивно.

Если JS < 0 – вода не насыщена карбонатом кальция.

Если JS = 0, – равновесное состояние.

В зависимости от конкретных условий применяется тот или другой метод прогнозирования отложений кальцита.

***Предупреждение отложений***

1. Технологические методы – подбор воды соответствующей минерализации для ППД, не допускающей выпадение солей в пласте и в скважинах, соблюдать невысокий температурный режим, не допускать смешение вод и другие.

2. Применение эффективных ингибиторов.

3. Применять трубы с внутренним гладким покрытием.

4. Применение стеклопластиковых труб.

***Удаление отложений кальцита***

Основным методом удаления кальцита из трубопроводов, НКТ и другого нефтепромыслового оборудования – это солянокислотные обработки. Если товарная кислота 24-27 % концентрации, для обработки скважин и трубопроводов применяют 7-12 % раствор соляной кислоты.

$$CaCO_3 + 2\ HCl = CaCl_2 + CO_2\uparrow + H_2O$$

В зависимости от конкретных условий состав солевых отложений может быть самый разный, но, как правило, практически не встречаются отложения, состоящие только из одной соли, например, из гипса или карбонатов. Обязательно присутствуют в составе солей АСПО, мехпримеси и по большинству месторождений – сульфит железа. Характер отложений в выкидных линиях идентичен с отложениями на скважинном оборудовании.

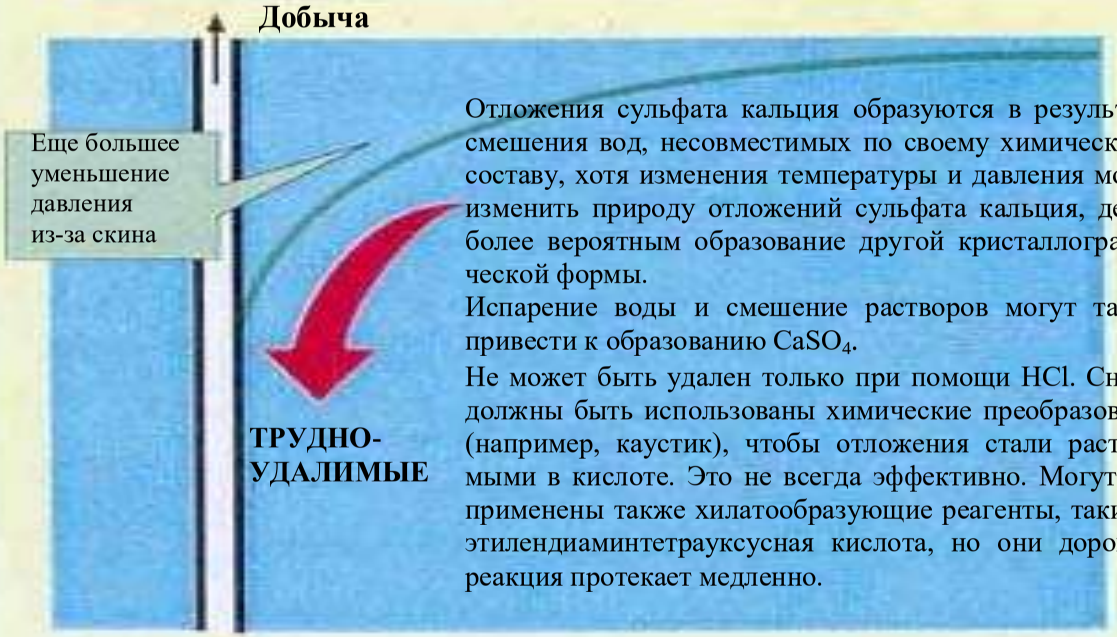
На рис. 9.16 приведен разрезанный водовод сточной воды на Мишкинском месторождении нефти с солевыми отложениями.

Рис. 9.16 Разрез водовода сточной воды с отложениями, состоящими из карбонатов, сульфатов, сульфида железа, АСПО, мехпримесей

***Отложения сульфат кальция (сернокислый кальций, гипс)***

Отложения $CaSO_4*2H_2O$, образуются из-за смешивания вод, несовместимых по химическому составу. На процесс отложений оказывают влияние также давление, температура и химический состав воды. Существуют несколько кристаллических форм $CaSO_4$, которые имеют разную растворимость при разных условиях. Например, низкая температура и давление способствуют образованию гипса ($CaSO_4$, $2H_2O$), в то время как при высокой температуре и давлении наиболее вероятно образование ангидрида ($CaS0_4$). Таким образом, изменение давления может изменить форму и растворяемость кальциевых отложений. $CaCO_3$ образуется в непосредственной близости от призабойной зоны, т. к. именно там происходит наибольшее падение давления (некоторые исследователи отмечали: анализ керна из боковой стенки скважины показал, что отложения образовались только в последних 3/8 дюйма породы).

# ОТЛОЖЕНИЯ СУЛЬФАТА КАЛЬЦИЯ




Отложения сульфата кальция образуются в результате смешения вод, несовместимых по своему химическому составу, хотя изменения температуры и давления могут изменить природу отложений сульфата кальция, делая более вероятным образование другой кристаллографической формы.

Испарение воды и смешение растворов могут также привести к образованию $CaSO_4$.

Не может быть удален только при помощи HCl. Сначала должны быть использованы химические преобразователи (например, каустик), чтобы отложения стали растворимыми в кислоте. Это не всегда эффективно. Могут быть применены также хилатообразующие реагенты, такие как этилендиаминтетрауксусная кислота, но они дорогие и реакция протекает медленно.

При разработке нефтяных месторождений Урало-Поволжья с применением заводнения происходят гидрохимические изменения, сказывающиеся на формировании вод, добываемых попутно с нефтью. С закачкой воды в нефтяном пласте образуется сложная многокомпонентная система: закачиваемая вода–пластовая вода–погребенная вода–нефть с растворенным газом–породы пласта. В результате сложных внутрипластовых процессов в этой системе происходит увеличение концентрации сульфат-ионов в попутно добываемых водах. Поэтому все гипотезы о причинах отложения гипса сводятся к объяснению причин увеличения в добываемой воде концентрации сульфат-ионов в связи с закачкой пресной или сточной вод, а также кизучению растворимости осадкообразующих соединений с из-меняющимися термодинамическими условиями при подъеме жидкости с забоя скважины на поверхность.

Обобщение литературных данных позволяет выделить следующие основные причины увеличения сульфатности попутных вод и выпадения из них гипса на нефтепромысловом оборудовании при разработке месторождений Урало-Поволжья:

1. Выщелачивание гипса и ангидрита, содержащегося в скелете пласта, закачиваемой пресной водой;
2. Обогащение попутно добываемой воды сульфатными ионами за счет погребенных вод (остаточных);
3. Окисление сульфидов, имеющихся в пласте, а также серосодержащих компонентов нефти до сульфатов кислородом воздуха, привносимым с закачиваемыми водами;
4. Поддержание пластового давления путем закачки несовместимых с пластовыми пресных или сточных вод повышенной сульфатности;

5. Переток чуждых сульфатных вод из-за некачественного цементирования или негерметичности обсадной колонны;

6. Изменение термодинамических условий газоводонефтяной смеси при подъеме жидкости из скважины и в установках по подготовке нефти.

***Надо при этом подчеркнуть: гипс растворяется в соленой воде лучше, чем в пресной***.

Наличие вышеперечисленных причин аргументируется промысловыми и экспериментальными данными. Отложение гипса в скважинах чаще всего происходит одновременно по нескольким причинам, обусловленным геологическим строением залежей, системой их разработки и технологическими особенностями эксплуатации скважин.

Большинство исследователей считают, что одной из основных причин увеличения содержания сульфатных ионов в попутно добываемой воде по сравнению с нагнетаемой является растворение и выщелачивание минералов из коллекторов. Дополнительным источником увеличения сульфатности попутных вод являются погребенные воды. Рядом исследователей установлено зональное распределение погребенных вод в залежах нефти и повышенное содержание в них сульфатов на месторождениях Куйбышевской области. Закачиваемая пресная вода, продвигаясь по пласту, выщелачивает сульфатсодержащие минералы и растворяется в высокосульфатной погребенной, обогащаясь при этом сульфат-ионами.

Исследование кернов Арланского, Манчаровского, Таймурзинского месторождений показало, что в составе терригенных продуктивных пород нижнего карбона содержится ангидрит, гипс, пирит. Пресная вода насыщается за счет растворения ангидрита и гипса и десорбции сульфат-ионов с поверхности породы, внутрипластового окисления сульфидов

кислородом воздуха, привносимым с закачиваемыми водами. Содержание пирита в отдельных исследованных кернах, по данным ученых, достигает 10 %, а в нагнетаемой в пласт воде содержится в значительном количестве растворенный кислород. При контакте пирита с пресной водой, содержащей кислород, происходит образование хорошо растворимого в воде сульфата железа по следующей реакции:

$$2FeS_2 + 7O_2 + 2H_2O = 2FeSO_4 + 2H_2SO_4$$

Образующаяся при этом серная кислота взаимодействует с карбонатами щелочных металлов или вступает во взаимодействие с хлоркальциевыми пластовыми водами с образованием отложений гипса.

Такой же точки зрения о путях увеличения сульфатности попутно добываемых вод придерживаются исследователи Пермского края. Было выяснено, что продуктивные пласты некоторых месторождений отличаются большей сульфатизацией, а других – большей пиритизацией. Поэтому при закачке пресных вод в первых из них происходят активнее процессы выщелачивания, а в других – процессы окисления пирита.

Поступление в добывающие скважины высокосульфатных вод может быть не только из продуктивных пластов, но и из выше- и нижележащих водоносных горизонтов по негерметичному цементному кольцу за эксплуатационной колонной, либо через негерметичные резьбовые соединения в обсадных трубах. Эта причина выпадения солей, как правило, быстро выявляется и не вызывает массовых отложений. Так, на Туймазинском месторождении единичные случаи отложения солей сульфата и карбоната кальция объясняются поступлением высокосульфатных артинских вод через негерметичности в обсадной колонне. Это наиболее характерная причина

образования отложений солей и в скважинах месторождений Татарстана.

На увеличении сульфатности попутно-добываемых вод отражается и состав закачиваемых вод. В ряде случаев для поддержания пластового давления (ППД) используются пресные воды повышенной сульфатности. Так, сульфатность воды р. Белой в пять раз выше, чем р. Камы. Кроме того, для повторной закачки в пласт используются сточные воды из установок подготовки нефти, в которых они обогащаются сульфатами за счет растворения деэмульгаторов. Именно по этой причине на Ново-Хазинской площади процессы солеотложения в скважинах протекают наиболее интенсивно.

Имеют место и другие предположения о возможных причинах роста содержания сульфатов в попутно добываемых водах, которые в настоящее время еще недостаточно изучены. Каждый случай интенсивного отложения гипса требует тщательного изучения и исследования.

Как правило, смешивание пластовой и закачиваемой воды в нижней части обсадной колонны и НКТ приводит к образованию сульфатных отложений. Это может произойти и в пласте, но только как следствие процессов происходящих призабойной зоне, где уменьшение проницаемости сильно влияет на поток жидкости. Вдобавок к этому, отложения могут образовываться даже в перфорационных отверстиях.

***Прогнозирование отложений гипса***

Для эффективной борьбы с образованием осадков карбонатов и сульфатов кальция, в первую очередь, необходимо уметь прогнозировать отложения минеральных солей на нефтепромысловом оборудовании. Методика прогнозирования приведена в РД 39-1-1295-85 «Технология предотвращения отложения минеральных солей в эксплуатационных сква-

жинах», утвержденном начальником технического управления Министерства нефтяной промышленности СССР. Кроме того, имеются компьютерные программы по прогнозированию солевых отложений, позволяющие достаточно точно и оперативно решать указанные вопросы.

Для оценки возможности выпадения сульфата кальция из попутно-добываемой воды существует множество методик. В крупных компаниях по добыче нефти для прогнозирования солеотложений используются свои компьютерные программы, значительно упрощающие аналитические расчеты. Однако для любой методики точность прогноза обеспечивают квалифицированные лабораторные анализы.

Склонность пластовой воды к отложению гипса оценивается по коэффициенту пересыщения:

$$\varphi = \frac{C_{CaSO_4}}{C^{p}_{CaSO_4}},$$

где $C_{CaSO4}$ – фактическая концентрация гипса в пластовой воде, определяемая по концентрации того иона $Ca^{2+}$ или $SO_4^{2-}$, который присутствует в меньшем количестве, мг-экв/л; $C^{p}_{CaSO4}$ – равновесная концентрация гипса в пластовой воде, рассчитанная по одному из трех вышеописанных вариантов.

При пересыщенности пластовой воды гипсом ($\varphi > 1$) он может выпадать как в объеме, так и на поверхности теплообмена. При ненасыщенности им пластовой воды ($\varphi < 1$) выпадение осадка в объеме невозможно. Однако на поверхности теплообмена вследствие частичного выпаривания раствор дополнительно насыщается гипсом. Поэтому гипс может отлагаться при некоторой ненасыщенности им пластовой воды при снижении коэффициента $\varphi$ до 0,9.

***Предотвращение отложений гипса***

Применение ингибиторов солеотложений, таких как ПАФ-1, ПАФ-13, СНПХ 5301, СНПХ-5313 и другие.

Дозирование

$$P = ( Po \times Qв ) : 1000 \text{ кг},$$

где

P – количество ингибитора кг/сут;

Po – норма дозировки, г / т;

Qв – дебит скважины по воде, т/сут;

Нормы дозировки обычно 20-50 г/т.

Способы применения:

- Дозировка в затруб дозировочными насосами.
- Дозировка под прием глубинного насоса по полиэтиленовым трубкам.
- Периодическая заливка в затруб.
- Закачка в пласт совместно с кислотными композициями при ПРС.
- Закачка в пласт без подъема подземного оборудования.

В последнем случае закачка производится при высокой приемистости скважин при давлениях до 6 -8 МПа. Готовят 10 % раствор ингибитора в воде в расчетном объеме (10-20 м3) закачивают в затруб скважины. По достижении раствора до приема глубинного насоса скважину останавливают, закрывают устьевую задвижку, продавливают раствор ингибитора в пласт на глубину до одного метра при давлении не более 8 МПа. Выдерживают раствор 16 часов, после чего запускают скважину в работу.

Для предотвращения отложений гипса применяют также:

1. Гладкие покрытия внутренней поверхности труб.

2. Технологические методы, предотвращающие условия образования солей.

3. Обработка физическими полями – магнитными, ультрозвуковыми.

***Удаление гипса***

На практике в большинстве случаев скважинное оборудование с отложениями гипса просто выводят из эксплуатации (в утиль, например НКТ разрезают на металлолом). Если гипс образовался на забое, то разбуривают и проводят повторную перфорацию, после чего закачивают в пласт ингибитор солеотложений.

Если отложения гипса имеют рыхлую структуру, то для растворения их применяют 10-15 % раствор карбоната натрия (техническая кальцинированная сода).

Конверсия гипса происходит по следующей реакции:

$$CaSO_4*2H_2O + Na2CO_3 = CaCO_3 + Na2SO_4 + 3H_2O$$

Получившийся карбонат кальция удаляют соляной кислотой. А сульфат натрия хорошо растворим в воде.

Для удаления рыхлых отложений гипса выполняют также обработку с каустической содой, при этом получаются хорошо растворимые в воде соли.

Применяют также различные комплексоны, однако успешность их невысокая.

# 10. ПРИЧИНЫ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИРОДЫ НЕФТЕСБОРНЫМИ СЕТЯМИ И ТРУБОПРОВОДАМИ СТОЧНОЙ ВОДЫ И МЕРЫ ПО СНИЖЕНИЮ ОТРИЦАТЕЛЬНОГО ВЛИЯНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

С каждым годом возрастает активность государственных органов Российской Федерации в сфере надзора за использованием природных ресурсов и охраной окружающей среды, увеличиваются претензии сельхозпредприятий и других землепользователей по возмещению ущерба от строительства. Активизировалось и «зеленое» движение.

В последние годы строительные компании в своей практической деятельности уделяют большое внимание выполнению нормативных положений и проектных решений, связанных с охраной окружающей среды. Для управления природоохранной деятельностью в компаниях реализованы различные схемы, в том числе система менеджмента окружающей среды (СМОС).

В строительных организациях разрабатываются планы охраны окружающей среды, организуются внутренние и внешние аудиты, проводится мониторинг окружающей среды при строительстве, включая ведение документации и отчетности.

Огромное значение для сохранения природных массивов имеет применение природосберегающих технологий, в том числе инженерная защита полосы отвода и прилегающих территорий. Федеральным Законом **«Об экологической экспертизе»** (1995 г.) определено, что:

- Экологическая экспертиза – это установление соответствия намечаемой хозяйственной и иной деятельности экологическим требованиям и определение допустимости ре-

ализации объекта экологической экспертизы в целях предупреждения возможных неблагоприятных воздействий этой деятельности на окружающую природную среду и связанных с ними социальных, экономических и иных последствий реализации объекта экологической экспертизы.

- Заключение государственной экологической экспертизы содержит обоснованные **выводы о допустимости воздействия** на окружающую природную среду хозяйственной и иной деятельности, которая подлежит государственной экологической экспертизе, и **о возможности реализации** объекта государственной экологической экспертизы.

Экспертиза при принятии решений по оценке качества материалов ТЭО (проекта) строительства магистральных газопроводов должна руководствоваться тем, что **достигаемый при намечаемой деятельности положительный эффект для государства должен существенно превышать возможные экологические потери.**

Примечание. Государственная экспертиза при обосновании инвестиций в строительство трубопроводов или проекта строительства магистральных трубопроводов рассматривает следующие проблемы:

1. Оценка достаточности проведенных инженерных изысканий для разработки проекта строительства и эксплуатации объекта (геологических, гидрометеорологических, геодезических, экологических).

2. Оценка проектных решений (технологических, технических, строительных и др.) с позиции достаточности принятых мер по обеспечению экологической безопасности.

3. Обращение с отходами.

4. Охрана компонентов окружающей природной среды (геологической среды; атмосферного воздуха; водной

среды (морские, поверхностные и подземные воды); почв и земельных ресурсов; лесных ресурсов; растительного мира суши (растительный покров); животного мира суши; птиц, включая перелетных; особо охраняемые природные территории (заповедники, природные парки и заказники); наземно-водных биоресурсов; морских млекопитающих и др. морских биоресурсов; памятники истории и объекты культурного наследия).

5. Физические воздействия (шумы, вибрация, световое излучение, электромагнитное излучение и др.).

6. Производственный экологический контроль и локальный мониторинг окружающей природной среды.

7. Оценка готовности к аварийным ситуациям (оценка риска, предупреждение аварий). Мероприятия ГО и ЧС.

8. Планы ликвидаций аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, других жидкостей – на суше и на море.

9. Эколого-экономическая и социальная эффективность проекта.

10. Нормативно-правовое обеспечение принятых проектных решений.

11. Проведение и результаты общественного обсуждения и общественной экологической экспертизы материалов проекта.

## 10.1 Охрана природы при строительстве промысловых трубопроводов

В строительстве трубопроводов основной экологический ущерб наносится верхним слоям литосферы. Структурные элементы литосферы (почвы, грунты, грунтовые воды,

фауна и флора) подвергаются механическому воздействию строительной техники, транспорта, временными и специальными сооружениями.

В процессе строительства происходит разрушение гумусного слоя почв и утрата ими плодородия. На восстановление плодородия пашни в благоприятных условиях рекультивации требуется 3-4 года. Негативные последствия копки траншей усугубляет также водная и ветровая эрозия.

При сооружении нефтесборных коллекторов и водоводов системы ППД на месторождениях на каждый километр трубопровода нарушается 1,4-2 гектара земельных угодий. Основной экологический ущерб при строительстве трубопроводов наносится природной среде при расчистке и планировке трассы, при смещении грунта по трассе трубопровода, при вывозе труб и заготовок. При выполнении этих работ происходят следующие неблагоприятные воздействия на окружающую среду:

- нарушение в разной степени и уничтожение почвенно-растительного покрова;
- загрязнение почв горюче-смазочными материалами, отходами стройматериалов, бытовым и промышленным мусором;
- нарушение естественного путей стока поверхностных и грунтовых вод, заводнение и подтопление территорий, заболачивание и водная эрозия;
- уничтожение естественной среды обитания фауны;
- вырубаются леса и уничтожается кустарник, засыпаются и заболачиваются овраги при подготовке трассы нефтепровода, распугиваются и уничтожаются птицы и звери;

- из-за нарушения гидрологического режима малых рек, разрушения берегов средних рек, водоемов, загрязнения их при прокладке трубопроводов через водостоки рыба уходит из мест нерестилищ и гибнет;
- при неблагоприятных случаях трассы трубопроводов инициируют оползни и сдвиги грунтов, в пересеченных местах происходят огромные размывы грунтов вешними водами и образование огромных оврагов.

Экологическая безопасность при эксплуатации месторождений во многом зависит от грамотного проектирования и качественного строительства объектов нефтедобычи. Для этого разработан свод правил СП 34-112-97 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Комплексная технология и организация», согласно этому документу технология отдельных строительно-монтажных операций при строительстве трубопроводов должны выполняться в соответствии с:

- ВСН «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка»;
- ВСН «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ»;
- ВСН «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»;
- ВСН «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Изоляция и теплоизоляция»;
- ВСН «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды»;
- ВСН «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты»;

- ВСН «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты».

При выполнении взрывных работ следует руководствоваться «Едиными правилами безопасности при взрывных работах», утвержденными Гостехнадзором России.

Земляные работы при сооружении трубопроводов должны производиться в соответствии с требованиями СНиП 3.02.01-87 и СНиП III-4-80.

В последнем документе устанавливаются требования, направленные на снижение негативных последствий строительства трубопроводов на почву и флору. Основные положения его следующие:

– В случае необходимости прокладки для осушения участка трассы дренажных канав или колодцев водосборников плодородный слой почвы и минеральный грунт следует последовательно укладывать по разные их стороны.

– После завершения работ, включая и благоустройство территории на всей строительной полосе, излишний плодородный слой почвы следует использовать для улучшения малопродуктивных угодий. Порядок использования плодородного слоя почвы для этой цели должен предусматриваться проектом.

– При сооружении временных дорог по сельхозугодиям плодородный слой почвы должен быть снят со всей полосы строительства с перемещением его в отвалы временного хранения.

– Работы по снятию плодородного слоя почвы должны выполняться как в зимнее время, так и в летнее время года, а работы по его возвращению – только в теплое время года.

– По рекультивации полосы строительства трубопровода возможны несколько вариантов технологических схем. На рис. 10.1 приведены три возможных варианта размещения плодородного слоя на строительной полосе.

– При выполнении рекультивации на поливных землях следует восстанавливать поливные борозды.

– После завершения работ в карьере необходимо производить рекультивацию. Для этого следует заполнять выработки минеральным грунтом, вытесняемым сооружаемым трубопроводом и другими объектами, и возвращать на него плодородный слой почвы, либо планировать откосы выработки до уклонов, обеспечивающих их устойчивость. Впоследствии откосы покрывают плодородным слоем почвы и засевают многолетними травами.

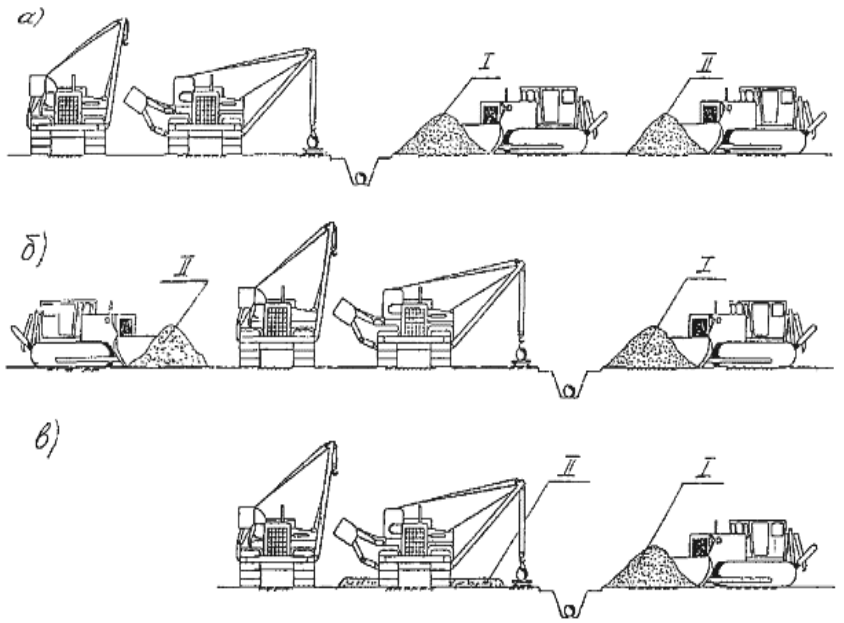



Рис. 10.1 Схемы рекультивации полосы строительства трубопровода а) при размещении отвала плодородного слоя почвы за отвалом минерального грунта; б) при размещении отвала плодородного слоя почвы за рабочей полосой; в) при размещении отвала плодородного слоя почвы по монтажной полосе; I – отвал минерального грунта; II – отвал плодородного слоя почвы.

Несмотря на ужесточение требований по охране окружающей среды (ООС) при проектировании и строительстве трубопроводов известные факторы негативного воздействия на природу в той или иной степени проявляются. В целях снижения вредного воздействия строительства и ремонта трубопроводов на природу в нефтедобывающих предприятиях разрабатывают и осуществляют комплексные мероприятия. Основные направления их следующие:

– выбрать оптимальную трассу с точки зрения ООС, согласовав их с администрацией местного населения и надзорными органами;

– пересечение малых и средних водостоков выполнять на эстакадах;

– создание дополнительных прудов, расчистку русла рек и благоустройство родников, посадка деревьев на отведенных местах в порядке частичной компенсации ущерба ОС;

– применение прогрессивных технологий в строительстве;

– строительство различных защитных сооружений от эрозии почвы, разрушения берегов водостоков, заиливания озер и т. д.

Надо особо подчеркнуть, что в строительстве промысловых трубопроводов технологию в настоящее время нельзя называть прогрессивной, поскольку для прокладки трубопроводов, например, диаметром 89 или 102 мм копают траншею шириной 600 мм и более, перемещая огромное количество грунта. Редкие подрядные организации оснащены узкими цепными и дисковыми траншеекопателями. Отсутствие передовых технологий объясняется, очевидно, в незаинтересованности подрядных организаций. Исполнителям выгодно применять дорогостоящие старые технологии. Ниже приводятся технологии, которые можно отнести к природощадящим технологиям строительства.

***Цепные экскаваторы***

Применяется при прокладке трубопроводов диаметром до 114 мм. Глубина траншеи до 1600 мм, ширина до 400 мм. Преимущество этих экскаваторов в том, что в любое время года машина копает траншею с минимальным перемещением грунта.

Рис. 10.2 Цепной экскаватор удобен для прокладки выкидных линий и водоводов сточной воды диаметром до 114 мм

***Укладка методом бестраншейного заглубления***

Трубопроводы малых диаметров (57-114 мм) могут укладываться в проектное положение методом бестраншейного заглубления с применением специальной машины – ножевого трубозаглубителя. Такая машина (рис. 10.2) состоит из следующих основных узлов: гусеничного тягача, навесного оборудования: режущего ножа, роликоопор для поддержания трубной плети и щелезасыпщика.

Плеть трубопровода выкладывают по оси укладки, затем свободный ее конец с помощью трубоукладчика заводят на роликоопоры, после чего начинается движение трубозаглубителя, который прорезает в грунте щель, куда производится спуск трубопровода. Завершающей операцией является подача на засыпку грунта с помощью грейдерных отвалов щелезасыпщика. Того объема грунта, который при создании щели выталкивается наружу режущим ножом, как правило, оказывается достаточно для ее полной засыпки.

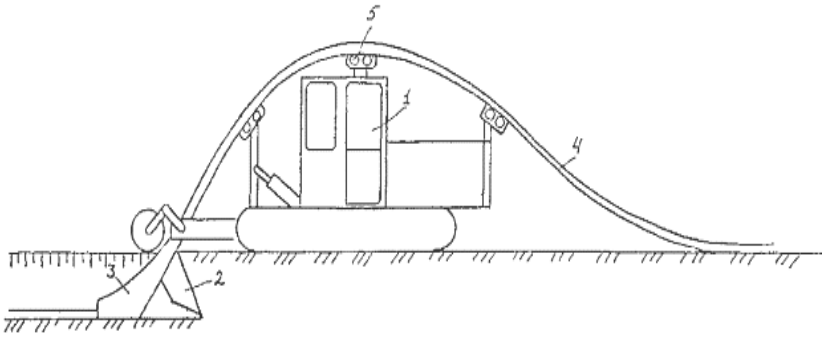



Рис. 10.3 Укладка трубопровода, предварительно выложенного на строительной полосе, с помощью трубозаглубительной машины
1 – гусеничный тягач; 2 – нож; 3 – кассета; 4 – трубопровод; 5 – роликоопоры

При использовании данного метода на укладываемую плеть предварительно наносят изоляционное покрытие.

При работе на слабых грунтах трубозаглубитель работает без буксировки; на плотных – в сопровождении дополнительных тягачей.

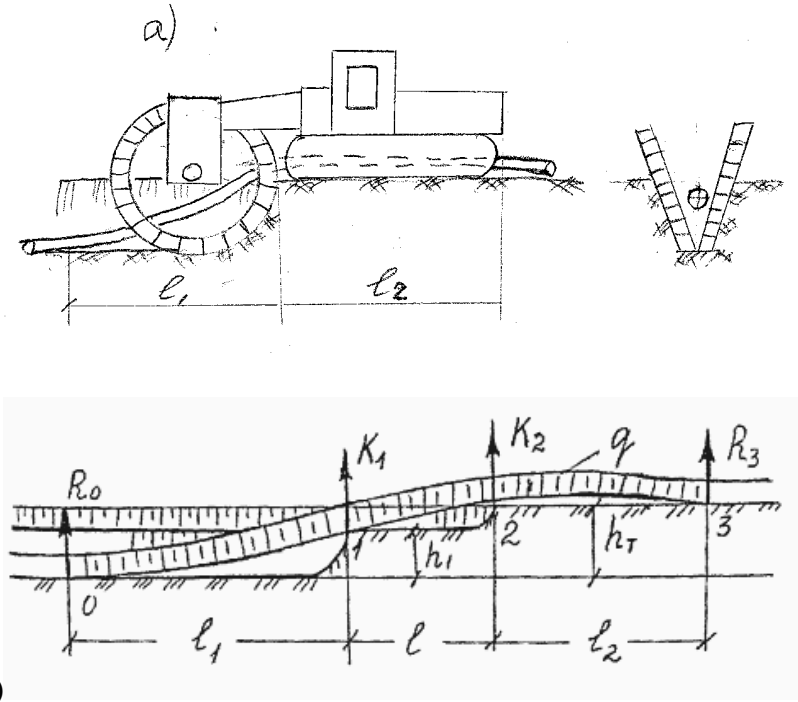
Метод бестраншейного заглубления может быть применен также в случаях, когда трубы поставляются на трассы в бухтах (длинномерными отрезками). Для выполнения работ по укладке в этих условиях необходимо доукомплектовать

трубозаглубитель кассетой, в которую помещают предназначенные для укладки бухты.

**Укладка методом «подкопа»**

На участках трассы, где по условиям прокладки трубопровода требуется его пригрузка, но вместе с тем несущая способность грунтов обеспечивает возможность прохода по трассе строительной техники, допустимо применение бесподъемного способа укладки (метода «подкопа» СП 34-112-97), (рис. 10.4).

Подлежащую спуску плеть сваривают либо из обетонированных труб, либо из обычных (с последующей навеской кольцевых пригрузов). Монтаж плети может осуществляться как непосредственно над осью будущей траншеи, так и в более удобном месте, расположенном поблизости; в последнем случае должна быть предусмотрена промежуточная перекладка плети к месту предстоящего «подкопа» путем протаскивания или боковой надвижки. Сам процесс заглубления плети происходит за счет выемки грунта из-под трубопровода и осуществляется под действием ее собственного веса (без использования трубоукладчиков). Разработку грунта производят с помощью экскаваторов-трубозаглубителей. Устойчивость стенок траншеи против обрушения обеспечивается путем назначения соответствующей крутизны откосов. Для защиты укладываемого трубопровода от механических повреждений трубозаглубителем последний должен быть снабжен системой автоматического регулирования и управления. С этой же целью дополнительно рекомендуется применять инвентарные защитные щиты.




а)

б)

Рис. 10.4 Схемы укладки трубопровода бесподъемным способом («подкопом»)

а – технологическая схема укладки за один проход; б – расчетная схема поэтапного спуска за два прохода

### *Строительство трубопроводов методом горизонтального бурения*

Это один из природозащитных методов прокладки трубопроводов, широко применяемый в настоящее время.

Производственно-технический и экологический аспекты:

- при бестраншейной прокладке коммуникаций всегда сохраняются все объекты озеленения, благоустройства и незначительные архитектурные сооружения по буровой трассе;
- полностью исключаются работы по уменьшению уровня воды в условиях высоких вод, просачивающихся из грунта;

- полностью исключаются гидротехнические работы в процессе прокладывания трубопроводов под водными преградами, значительно снижаются сроки сдачи работ;
- при бестраншейной прокладке коммуникаций организовывается постоянная работа транспорта на дорожных трассах, водоемах и непосредственно на самих объектах, где выполняются работы, т. е. не требуется сооружение временных обходных дорог и мостов.
- возможность обхода преград по трубопроводной трассе и создание необходимой траектории скважины любой конфигурации в границах естественного изгиба штанг для бурения

Финансово-экономический аспект:

- снижение сметной цены строительства трубопроводов за счет необходимого сокращения производственных сроков работ, расходов на привлечение дополнительных рабочих и тяжелой техники для рытья земли;
- отсутствие расходов на проведение ремонта предметов инфраструктуры и зеленых насаждений, а также поврежденных участков железных и автомобильных дорог;
- сокращение эксплуатационных расходов на контроль и ремонт трубопроводов в процессе эксплуатации

Рис. 10.5 Схема пилотного горизонтального бурения при бестраншейном строительстве трубопроводов

***Строительство трубопроводов над землей на опорах***

Во многих случаях, когда перекачиваемый продукт не боится морозов (газ, газоконденсат, маловязкие нефти), в целях снижения техногенной нагрузки на трудновосстанавливаемые почвы и водостоки, трубопроводы строят наземным способом. Через определенный интервал предусматриваются переходы через трассу трубопровода для животных и автотранспорт.

Рис. 10.6 В целях снижения земляных работ газопроводы проложены на опорах.

В целом при обустройстве месторождений проектные организации принимают оптимальные решения по прокладке коммуникаций. Например, если производят вырубку леса под трассу трубопровода, то по этой же трассе прокладывают и линии электропередач (ЛЭП), и кабель телемеханики и связи, и, при необходимости, водовод и промысловые дороги. При таком подходе значительно экономятся отводы земель и трудозатраты, меньше наносится вред фауне и флоре в районе строительства.

Мероприятия по ООС разрабатываются и при строительстве промысловых дорог. Промысловые дороги предлага-

ется строить только с твердым покрытием, поскольку гравийные дороги не выдерживают интенсивного движения большегрузной техники, они быстро разрушаются, размываются и наносят значительный вред природе.

## 10.2 Охрана окружающей среды при ремонте трубопроводов

### 10.2.1 Дефекты трубопроводов, приводящие к разгерметизации и их классификация

Дефект нефтепровода – это каждое отдельное несоответствие нормативам: в стенке, в сварном шве трубы, геометрических параметров трубы, а также соединительные детали, не соответствующие требованиям на изготовление

Дефекты подразделяются: на дефекты, подлежащие ремонту (ДПР), из которых по степени опасности выделяются дефекты первоочередного ремонта (ПОР).

Дефектами, подлежащими ремонту, являются дефекты труб, соединительные детали, установленные на магистральных и технологических нефтепроводах, параметры которых не соответствуют требованиям СНиП, ГОСТ, ВСН, и других нормативных документов.

Дефектами первоочередного ремонта являются дефекты, представляющие повышенную опасность для целостности нефтепровода при его эксплуатации и подлежащие ремонту в первую очередь для восстановления несущей способности трубы.

Комбинированными дефектами являются комбинации различных дефектов. К таким дефектам относятся:

– вмятины и гофры в сочетании с риской, потерей металла, расслоением или трещиной,

– овальность в сочетании с вмятиной, гофром,

– вмятины и гофры, примыкающие или находящиеся на сварном шве,

– аномалии сварных швов в сочетании со смещениями,

– аномалии сварных швов в сочетании с коррозионной потерей металла,

– расслоение, примыкающее к дефектному сварному шву.

Рис. 10.5 Коррозионное повреждение стенки трубы с трещиной

Дефект считается примыкающим к сварному шву, если минимальное расстояние от границы дефекта до границы сварного шва не превышает 4-х толщин стенки трубы в районе дефекта.

Дефекты геометрии трубы – это дефекты, связанные с изменением ее формы. К ним относятся:

«Вмятина» – уменьшение проходного сечения трубы длиной не более 1,5 номинального диаметра трубы, возникшее в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода.

«Гофр» – чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода.

«Овальность» – дефект геометрии длиной 1,5 номинального диаметра трубы и более, при котором сечение трубы имеет отклонение от окружности, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях. Овальность определяется как разность между значением номинального наружного диаметра Dн и значением минимального измеренного наружного диаметра трубы d.

По соотношению величины овальности к номинальному диаметру трубы (D н- d )/ D н, выраженному в процентах, овальности классифицируются по специальным нормативам.

Дефекты в стенке трубы. К ним относятся:

«Потеря металла» – изменение толщины стенки трубы, характеризующееся локальным утонением в результате механического или коррозионного повреждения или обусловленное технологией изготовления.

Дефекты сплошной коррозии длиной и шириной 100 мм и более включаются в состав дефектов ДПР независимо от глубины дефекта. При их расположении на участках трубопроводов, находящихся на расстоянии не более 3-х км от электрифицированных железных дорог, данные дефекты классифицируются как дефекты ПОР.

Трубная секция, содержащая совокупность дефектов ДПР с общей площадью всех потерь металла 15 % и более от площади наружной поверхности секции, классифицируется как секция, подлежащая ремонту, и может быть отремонтирована только заменой всей секции.

Расчеты допустимого срока эксплуатации (долговечности) труб с коррозионными дефектами стенки проводятся в соответствии с имеюшимися нормативными документами.

«Риска» (царапина, задир) – дефект поверхности в виде углубления с уменьшением толщины стенки трубы, образованный перемещающимся по поверхности трубы твердым телом.

«Расслоение» – внутреннее нарушение сплошности металла трубы в продольном и поперечном направлении, разделяющее металл стенки трубы на слои. Расслоение – внутренний дефект металла трубы технологического происхождения.

«Расслоение с выходом на поверхность» (закат, плена прокатная) – расслоение, выходящее на внешнюю или внутреннюю поверхность трубы.

«Трещина» – дефект в виде разрыва металла стенки трубы.

Дефекты сварного шва – это дефекты в самом сварном шве или в околошовной зоне, типы и параметры которых установлены нормативными документами.

К дефектам сварного шва относятся:

– Трещина, непровар, несплавление – дефекты в виде несплошности металла по сварному шву, классифицируются как «несплошности плоскостного типа» поперечного (продольного) спирального сварного шва.

– Поры, шлаковые включения, наружные дефекты (утяжина, подрез, превышение проплава, наплывы, чешуйчатостъ, отклонения размеров шва от требований нормативных документов) классифицируются как «аномалии» поперечного/продольного/спирального сварного шва.

– Смещение кромок – несовпадение уровней расположения внутренних и наружных поверхностей стенок сваренных (свариваемых) труб (для поперечного сварного шва) или

листов (для спиральных и продольных швов) в стыковых сварных соединениях, классифицируется как «смещение» поперечного/продольного/спирального сварного шва.

Расчеты статической прочности и допустимого срока эксплуатации (долговечности) сварных швов с дефектами проводятся в соответствии со Стандартом отрасли «Нефтепроводы магистральные. Кольцевые, продольные, спиральные швы с дефектами и трубы с расслоениями. Определение долговечности».

К дефектам нефтепровода относятся недопустимые конструктивные элементы, соединительные детали, не соответствующие требованиям нормативных документов:

– тройники;

– плоские и другие заглушки и днища;

– сварные секторные отводы;

– переходники;

– патрубки с арматурой, не соответствующие действующим нормам и правилам;

– заплаты вварные и накладные всех видов и размеров;

– накладные элементы из труб («корыта»), приваренные на трубы.

Приварные элементы (вантузы, сигнализаторы пропуска средств очистки и диагностики, катодные выводы, отборы давления, «чопики» и др.), не соответствующие требованиям нормативных документов, классифицируются как дефекты ПОР.

Запрещается установка на нефтепроводах заплат всех видов, накладных элементов («корыта») и других, не разрешенных настоящим РД, конструктивных элементов. Все ранее установленные на нефтепроводах заплаты и накладные элементы должны быть заменены постоянными методами ремонта.

### 10.2.2 Разрешенные методы ремонта дефектов

Для ремонта дефектов магистральных и технологических нефтепроводов могут применяться следующие методы ремонта:

– Шлифовка;
– Заварка;
– Вырезка дефекта (замена «катушки» или замена участка);
– Установка ремонтной конструкции (муфты, патрубки).

Методы ремонта нефтепроводов подразделяются на методы постоянного ремонта и методы временного ремонта.

К методам постоянного ремонта относятся методы, восстанавливающие несущую способность дефектного участка нефтепровода до уровня бездефектного участка на все время его дальнейшей эксплуатации.

К методам и конструкциям для постоянного ремонта (для типов дефектов, ремонт которых разрешен данным методом) относятся шлифовка, заварка, вырезка, композитная муфта, обжимная приварная муфта, галтельная муфта, удлиненная галтельная муфта для ремонта гофр, патрубок с эллиптическим днищем.

Конструкции временного ремонта применяются на ограниченный период времени, установка их в плановом порядке запрещается. К конструкциям для временного ремонта относятся необжимная приварная муфта и муфта с коническими переходами. Муфты этих типов разрешается применять для аварийного ремонта с последующей заменой в течение одного календарного месяца и для ремонта гофр на срок не более одного года с обязательной последующей заменой на постоянные методы ремонта.

Допустимый срок эксплуатации ранее установленных муфт с коническими переходами, необжимных приварных

муфт определяется по эмпирическим данным в зависимости от отношения допустимого рабочего давления в зоне дефекта к проектному давлению нефтепровода (рис. 10.6).

Допустимый срок эксплуатации ранее установленных муфт от трех до шести лет при проектном давлении, до 12 лет при рабочем давлении в два раза ниже проектного.

По истечении срока, отсчитываемого с момента проведения установки, муфты с коническими переходами, необжимные приварные муфты должны быть заменены постоянными методами ремонта.

Дефекты в сочетании с приваренными к трубе кольцами, оставшимися после демонтажа элементов необжимных приварных муфт или муфт с коническими переходами, а также вварные и накладные заплаты, могут быть отремонтированы с помощью композитных муфт.

В России, как и в зарубежной практике, в технологиях ремонта трубопроводов проделан путь от вырезки «катушек», требующей остановки транспортировки продукта, до ремонтных муфт современных конструкций, не требующих остановки перекачки.

Вырезка «катушки» (т. е. участка трубы) и вварка нового участка – этот метод хорошо проверен практикой, известен давно. Однако такой метод трудоемкий, затратный и опасный в исполнении. Очень много уходит времени на опорожнение трубопровода, устранение притока нефти в котлован, уборку замазученности, на вырезку катушек, подготовку кромок трубы к сварочным работам. Длительная и кропотливая работа – подгонка новой катушки для замены, поскольку нередко по-сле вырезки катушки концы трубопроводов смещаются. Надо сказать, чем больше объем работ по ремонту трубопроводов по этому методу, тем больше наносится вред окружающей среде.

Рис. 10.6 Некоторые виды муфт, применяемых для ремонта трубопроводов. Такой ремонт дефектов значительно снижает ущерб природе при ремонте трубопроводов

Поэтому, еще в конце 80-х гг. прошлого столетия ремонт единичных коррозионных и механических дефектов стали выполнять с помощью ремонтных муфт, внутренняя полость

которых заполняется композитными быстро застывающими материалами (композитно-муфтовая технология, КМТ). При наложении постоянных муфт с использованием композитов отпадает необходимость в сварочных работах или в вырезке дефектных участков. Технология КМТ имеет широкое применение в ОАО «АК «Транснефть», и во многих компаниях по добыче нефти и газа.

В 2000 г. в ООО «Диаскан» были проведены испытания ремонтных конструкций на 55 трубах с дефектами, диаметры испытываемых труб от 530 до 1220 мм различных марок сталей. На основании результатов испытаний были внедрены ремонтные конструкции, восстанавливающие прочность дефектного участка до уровня бездефектной трубы на срок не менее 30 лет.

### 10.2.3 Превентивные меры, снижающие ущерб природе, при ремонте трубопроводов

К этим мерам относятся различные методы дефектоскопии и диагностики трубопроводов для упреждающего ремонта, а также системы раннего предупреждения повреждения и порывов трубопроводов. К примеру, если свищ на нефтепроводе нефтесборной системы обнаружили в тот же день – ущерб природе небольшой. Если такой же свищ образовался зимой, и водонефтяная эмульсия распространялся под снегом в течение нескольких суток – экологический ущерб будет в десятки раз больше, чем в первом случае.

Упреждающий или профилактический ремонт трубопроводов является одним из методов снижения вреда окружающей среде из-за разгерметизации трубопроводов. Для этого проводят:

– внутритрубную диагностику нефтесборных и напорных трубопроводов диаметром 200 мм и более.

– диагностику промысловых трубопроводов методом дистанционной магнитометрии (рис. 10.7). Точность данного метода небольшая, однако удается обнаружить значительные дефекты труб при отсутствии интенсивных помех. Помехи при измерении создают прилегающие другие коммуникации, кабели, ЛЭП, железные дороги и т. д.

– съемку трассы трубопровода тепловизором высокого разрешения выполняют с помощью аэрофотосъемок. После многократной дифференциальной обработки данных обнаруживаются напряженные участки трубы, грунта, пропуски в трубах и другие источники изменения температурного фона объекта.

Рис. 10.7 Определение напряженных участков и дефектов трубопроводов методом дистанционной магнитометрии

Тепловизионное обследование объектов добычи нефти применяется в настоящее время в большей степени для диагностики энергетического и механического оборудования. Для трубопроводных коммуникаций применяется ограниченно в основном для технологических трубопроводов ДНС, УПН с целью определения мест отложений солей и механических напряжений. Для нефтесборной системы и системы ППД тепловизорная съемка применяется редко из-за дороговизны и низкой разрешительной способности и достоверности данного метода.

В целом, любые виды диагностики и дефектоскопии трубопроводов, позволяющие превентивно обнаруживать дефектные места трубопроводов, являются прогрессивной технологией, позволяющей значительно снизить ущерб природе из-за порывов трубопроводов.

К превентивным мерам снижения аварийности и ущерба природе относится также автоматизация и телемеханизация объектов сбора нефти и газа и системы ППД. Чем выше уровень автоматизации промысловых объектов, тем быстрее обнаруживаются и ликвидируются аварии на трубопроводах и других объектах, тем меньше разливов нефти, соленой воды и земляных работ, тем меньше ущерб природе.

### 10.2.4 Прогрессивные технологии ремонта трубопроводов, снижающие ущерб природе

Многочисленные текущие ремонты и поинтервальные капитальные ремонты трубопроводов наносят большой вред природе, сопоставимый с новым строительством трубопроводов. В целях снижения затрат на ремонт трубопроводов и экологического ущерба разработаны и внедрены в практику ряд новых технологий ремонта, позволяющие восстанавливать

работоспособность трубопроводов до безопасного уровня без копки траншей и замены труб т. н. бестраншейные методы ремонта. Рассмотрим некоторые из этих технологий. К ним относятся следующие виды капитального ремонта:

– чулочный метод футеровки труб;

– технология ремонта «труба в трубе»;

– цементно-песчаное внутреннее покрытие трубопроводов;

– замена участков трубопроводов путем горизонтального бурения.

Технология горизонтального бурения была уже вкратце приведена ранее при рассмотрении методов строительства, поэтому в этой главе вновь излагать технологию нет необходимости.

Одним из щадящих природу методов капитального ремонта трубопроводов является т. н. «санация» трубопроводов.

Санация трубопроводов активно развивается на протяжении последних 50 лет в связи с урбанизацией, ростом темпов строительства городов, уплотнением застройки и одновременным старением инженерной инфраструктуры. Технологии бестраншейного ремонта особенно востребованы в настоящее время. Открытые способы ремонта и перекладки трубопроводов в условиях городской застройки и насыщенности коммуникаций стали невозможными или требуют огромных капиталовложений.

Благодаря различным методам санации исключаются риски, связанные с обрушениями зданий, осадкой фундаментов, смещениями подземных сооружений, причинением повреждений постройкам различного назначения, нарушением движения транспорта, а также нанесением большого вреда природе при ремонте трубопроводов нефтяной отрасли.

Одним из наиболее прогрессивных и востребованных способов реновации трубопроводов является санация покрытием в виде мягкого полимерного рукава – «чулком». Сущность способа – это протягивание в восстанавливаемый трубопровод гибкого полимерного рукава выполненного из мягкого материала, пропитанного тем или иным видом смолы, с последующей полимеризацией и отвердением пропиточной композиции. Данным методом, получившим широкое распространение в России, восстанавливаются напорные трубопроводы сетей водоснабжения и водоотведения, а также безнапорные трубопроводы сетей водоотведения из различных материалов: сталь, чугун, железобетон, рекомендуемые диаметры до 600 мм. В нефтяной промышленности санация применяется также в выкидных линиях, в системе сбора нефти. В бестраншейных технологиях санации применяются различные методы установки мягких полимерных рукавов. Основные преимущества технологии санации чулком: сокращение затрат на проектирование и строительство за счет использования действующей трассы трубопровода и отсутствия необходимости ее удаления.

Полная безопасность для коммуникаций, проходящих рядом с санируемым трубопроводом.

- Высокая скорость прокладки.
- Минимальный объем земляных работ.
- Экологичность.
- Высокая коррозийная стойкость.
- Минимальное уменьшение поперечного сечения действующего трубопровода.
- Увеличение скорости движения транспортируемой среды за счет низкой шероховатости материала внутренней поверхности.

- Высокая стойкость к абразивному износу.
- Расчетный срок службы составляет до 50 лет.
- Минимальный размер строительной площадки.
- Не требует применения громоздкой строительной техники и оборудования.

Основные этапы санации трубопроводов по технологии мягкого полимерного рукава.

1. Подготовка трубопровода (чистка поршнями).
2. Пропуск калибра и видеоинспекция,
3. Изготовление протяжных головок (рис. 10.8).
4. Сварка полиэтиленовой трубы в плети,
5. Соединение плетей, обжим трубы через ролики и протяжка (рис. 10.9).

Для трубопроводов большого диаметра (200-600 мм) применяется несколько иная технология. Работа по восстановлению трубопровода начинается с технического обследования самоходным роботом, который оборудован телекамерой с вращающейся головкой и системой освещения и может передвигаться по трубопроводу. Следующей операцией является очистка от отложений восстанавливаемого трубопровода. В основном используются механический, гидравлический и пескоструйный способы. После промывки выполняется телеобследование самоходным роботом.

## 10.2.5 Капитальный ремонт методом «санации»

Одним из бестраншейных методов капитального ремонта трубопроводов является технология «санации» трубопровода, которая позволяет максимально сохранить ландшафт, флору и фауну в нетронутом виде.

В отдельных случаях пневматической или гидравлической инверсионной машиной предварительно подготовленный

чулок протягивают в восстанавливаемый трубопровод. В зависимости от выбранного метода установки протягивание осуществляют при помощи заполнения водой или подачей сжатого воздуха. Процесс протягивания представляет собой инверсию (выворачивание) чулка в восстанавливаемый трубопровод. После прохождения чулка через реконструируемый участок трубопровода чулок подвергают процессу полимеризации различными способами.

На этом восстановление трубопровода закончено, остается лишь провести контрольное телеобследование, испытания и подключить к действующей сети.

Рис. 10.8 Протяжная головка полиэтиленовой плети

Ограничения к применению метода санации полимерным рукавом:

- Необходимость достаточной остаточной прочности восстанавливаемого трубопровода.

- Повышенные требования к состоянию внутренней поверхности восстанавливаемого трубопровода: отсутствие задиров, заусенцев, дефектов геометрии.
- Требуется отключение трубопровода на время проведения мероприятий по санации.
- Возможность при эксплуатации горячих обработок трубопроводов с температурой 90 -100 градусов и более.

Рис.10.9 Обжим полиэтиленовых плетей и протяжка в ремонтируемую трубу

### 10.2.6 Технология нанесения в трубопровод цементно-песчаного покрытия (ЦПП)

Эта технология может применяться на нефтепромыслах для капитального ремонта промысловых водоводов, начиная от водозабора до потребителей.

Многие компании, в том числе компании ООО «СтальСнаб», «АЗИМУТ» предлагают услуги по нанесению

цементно-песчаной изоляции (ЦПП – трубы стальные с внутренним антикоррозионным цементно-песчаным покрытием).

Условный диаметр труб от 114 мм до 1420 мм. Для трубопроводов хозяйственно-питьевого, промышленного водоснабжения и напорной канализации с температурой транспортируемой жидкости от +0,5 С до +40 С под давлением до 1,2 МПа (12 кг/см2). Подземные трубопроводы с внутренним покрытием рассчитаны на эксплуатацию при температуре воздуха от -50 °С до +50 °С.

Среди методов борьбы с внутренней коррозией трубопровода систем питьевого и промышленного назначения наибольшее распространение получило покрытие на основе цемента, гарантирующее стабильную пропускную способность трубопроводов в безаварийном состоянии не менее 30 лет.

Трубопроводы с внутренним цементно-песчаным покрытием (ЦПП) имеют стабильную пропускную способность, обеспечивая существенную экономию энергозатрат на подачу воды, а также сохраняет ее качество при транспортировке. Основное достоинство этого способа защиты стальных труб – отсутствие дефицита и низкая стоимость материалов (цемент, песок), диаметров обрабатываемых труб практически не ограничен.

***Основные технические показатели ЦПП покрытия:***

- Толщина ЦПП (в зависимости от диаметра трубы) – 4...16 мм;
- Толщина покрытия над сварными швами – >3 мм;
- Прочность на сжатие материала покрытия – не менее 45 Мпа;
- Отпускная прочность покрытия ЦПП – не менее 30 Мпа;
- Допустимое наличие усадочных трещин шириной раскрытия – не более 0,5 мм.

***Характеристика защитных свойств ЦПП изоляции***

Покрытие представляет собой цементно-песчаный раствор, который наносится под высоким давлением на внутреннюю поверхность труб и фасонных частей. Особым свойством покрытий ЦПП является наличие как активного, так и пассивного защитных эффектов. Пассивный защитный эффект достигается чисто механической изоляцией металлических стенок труб слоем раствора. И чем плотнее структура покрытия, тем эффективность защиты тем лучше.

Слой цементно-песчаного (ЦПП) все же не абсолютно непроницаемым для воды, небольшое количество воды проникает на поверхность внутренних стенок труб. Несмотря на просачивание небольшого количества воды, не происходит коррозии стали вследствие щелочной реакции цементного раствора – активная защита от коррозии. В порах цемента при гидратации возникает насыщенный раствор гидроокисида кальция, кислотность которого (pH) составляет 12,6. При этих условиях железо пассивируется за счет образования субмикроскопического слоя из окислов железа. Этот чрезвычайно тонкий пассивный слой механически изолирован цементным покрытием от протекающей воды и тем самым удерживается на месте. Постоянное наличие воды обеспечивает долговременную защиту трубопровода.

Помимо антикоррозийного защитного эффекта цементно-песчаное покрытие (ЦПП) улучшает и гидравлические свойства трубопровода, т. к. отсутствует наростообразование, отложение. При длительном использовании происходит возникновение на поверхности покрытия гидрофильного скользкого слоя (образован мельчайшими частицами глины и железо-марганцевыми соединениями), который и улучшает гидравлические свойства.

Кроме защиты трубы от разрушения ЦПИ покрытие снижет в содержание оксидов железа в воде, что является не маловажным фактором качества питьевой воды.

Для ремонта и восстановления действующих трубопроводов для систем хозяйственно-бытового и промышленного назначения Группа Компаний «АЗИМУТ» предлагает применять технологии нанесения цементно-песчаного покрытия на внутреннюю поверхность труб в полевых условиях без извлечения трубопровода, что имеет ряд преимуществ:

- Защита от коррозии внутренней поверхности трубопровода.
- Герметизация трубопроводов, подверженных сквозной коррозии, и поврежденных стыков труб.
- Сохранение потребительских качеств перекачиваемой жидкости.
- Меньшая стоимость ремонта трубопровода нанесением ЦПП от стоимости прокладки нового трубопровода.
- Возможность ремонта трубопровода с наименьшими нарушениями инфраструктуры населенных пунктов (без разрушения дорожных покрытий, газонов).

***Технические характеристики:***

Диаметр изолируемых труб, мм, 114...1420;

Толщина цементно-песчанного покрытия, мм, 8...12,7;

Длина участка трубопровода ремонтируемого за один прием, м, до 250;

Температура перекачиваемой жидкости, °С 80;

Срок службы трубопровода, лет до 50.

***Эффективность применения технологии цементно-песчаного покрытия для восстановления трубопроводов***

Трубопроводные системы относятся к долговременным и дорогостоящим сооружениям. На сооружение трубопроводных сетей приходится до 70-80 % капиталовложений, затрачиваемых на строительство всех систем водоснабжения, и не менее 50 % затрат на эксплуатацию. Преждевременный износ стальных трубопроводов приводит к необходимости замен отдельных участков трубопровода, при этом стоимость проводимых капитальных ремонтов превышает стоимость, при которых расход на замену становится сопоставим по объемам применения нового строительства. В этих условиях вопросы рационального использования водопроводных сетей и, прежде всего, металлических трубопроводов имеют особое значение. Выпускаемые отечественной промышленностью трубы, как правило, не имеют внутренних защитных покрытий. По этой причине они в значительной мере подвержены коррозионным разрушениям и обрастаниям, что резко снижает срок службы и пропускную способность труб, увеличивает расход на их содержание, ремонт, замену и энергетические затраты на подачу воды потребителям.

В результате коррозии внутренние поверхности металлических трубопроводов покрываются наростами и отложениями, высота которых может достигать 40-50 мм. Практика показывает, что 30-60 % вновь построенных металлических трубопроводов теряют пропускную способность на 20-60 % в течение 10-15 лет, а в некоторых случаях даже в течение первых 4-6 лет эксплуатации. Коррозия труб в большинстве случаев препятствует поддержанию качества воды в соответствии с требованиями ГОСТа «Вода питьевая». В ней появляются окислы железа и железобактерии, которые придают спе-

цифические привкус и запах, увеличивают мутность и цветность. Поэтому особое значение придается проведению мероприятий по сохранению и восстановлению пропускной способности металлических трубопроводов систем водоснабжения. Практика эксплуатации стальных трубопроводов показывает, что внутренняя изоляция стальных труб является радикальным средством предотвращения коррозии металла и сохранения высоких эксплуатационных характеристик трубопроводов. Одним из наиболее распространенных и эффективных покрытий являются покрытия на основе цемента. Опыт применения доказал высокую долговечность и надежность таких покрытий.

К достоинствам покрытий на основе цемента относятся:

– качество сырья, обеспечивающее необходимые физико-механические свойства покрытия;

– сплошность, обеспечивающая надежность покрытия;

– толщина и прочность, достаточные для транспортировки труб и проведения укладочных работ на трассе трубопровода;

– хорошая адгезия (прилипаемость) покрытия к металлу.

Кроме того, преимуществом данного метода защиты труб относится возможность нанесения покрытия как на старые, так и новые (строящиеся) трубопроводы.

Краткая характеристика рекомендуемой технологии:

Предлагаемая технология нанесения цементно-песчаного покрытия в полевых условиях включает в себя механическую очистку внутренней поверхности трубопроводов от коррозионных отложений и биообрастаний действующих трубопроводов и футерования их цементно-песчаным раствором. Используя центробежную силу от пневмоприводного оборудования, данное покрытие наносится как на старые тру-

бопроводы, так и на вновь строящиеся, предназначенные для транспортировки пресной воды питьевого, хозяйственно-бытового и промышленного назначения.

Преимущества и свойства ЦПП:

1. Обеспечивается двойная защита металлических труб: физическая и химическая.

Физическая защита – использованием внутренней трубы (футеровки), изолирующей внутреннюю поверхность металлических труб от протекающей жидкости.

Химическая защита – составом раствора, препятствующим образованию на металлической трубе коррозионных зон.

2. Возможность нанесения покрытия на стальные трубы даже в случае их сквозной коррозии, что обеспечивается свойствами цементного раствора.
3. По конструкции ЦПП – цельный свод, обладает эффектом дуги, позволяющим удерживать покрытие на месте не только из-за сцепления.
4. Скорость нанесения покрытия выше, чем скорость сооружения нового трубопровода.
5. Исключение отбракованных участков трубы по причине повреждения покрытия.
6. Сохранение герметичности покрытия при воздействии давления до 4,0 Мпа.
7. Сохранение целостности внутреннего ЦП покрытия в случае наружной коррозии.
8. Высокий прогнозируемый срок службы труб с ЦПП – до 50 лет в зависимости от первичного состояния трубы.
9. Обеспечение экономии времени при использовании полевой технологии нанесения ЦПП.

***Перечень технологических операций***

Процесс очистки трубопровода и нанесения цементно-песчаного покрытия на трубопроводы включает следующие основные операции:

– Очистка трубопровода.

– Нанесение цементно-песчаного покрытия.

Основные технологические операции по очистке трубопровода:

1. Протаскивание первичного каната.
2. Подготовка приямков (монтаж боковых щитов, настила, лестниц).
3. Спуск очистного снаряда в котлован.
4. Монтаж вспомогательных блоков и роликов.
5. Протаскивание рабочего каната и закрепление его с очистным снарядом и трактором.
6. Установка очистного снаряда на конце отверстия доступа.
7. Очистка внутренней поверхности трубопровода до необходимой чистоты.
8. Протаскивание и прием очистного снаряда с противоположной стороны отверстия доступа.
9. Контроль качества очистки с применением телекамеры.
10. Перезаправка очистного снаряда в противоположную сторону.
11. Протягивание очистного снаряда в обе стороны до необходимой чистоты внутренней поверхности трубопровода.
12. Выемка продуктов очистки из котлована и погрузка в самосвал.
13. Вывоз продуктов очистки к месту утилизации или захоронения.
14. Переезд бригады на следующий участок.
15. Очистка внутренней поверхности катушки вручную.

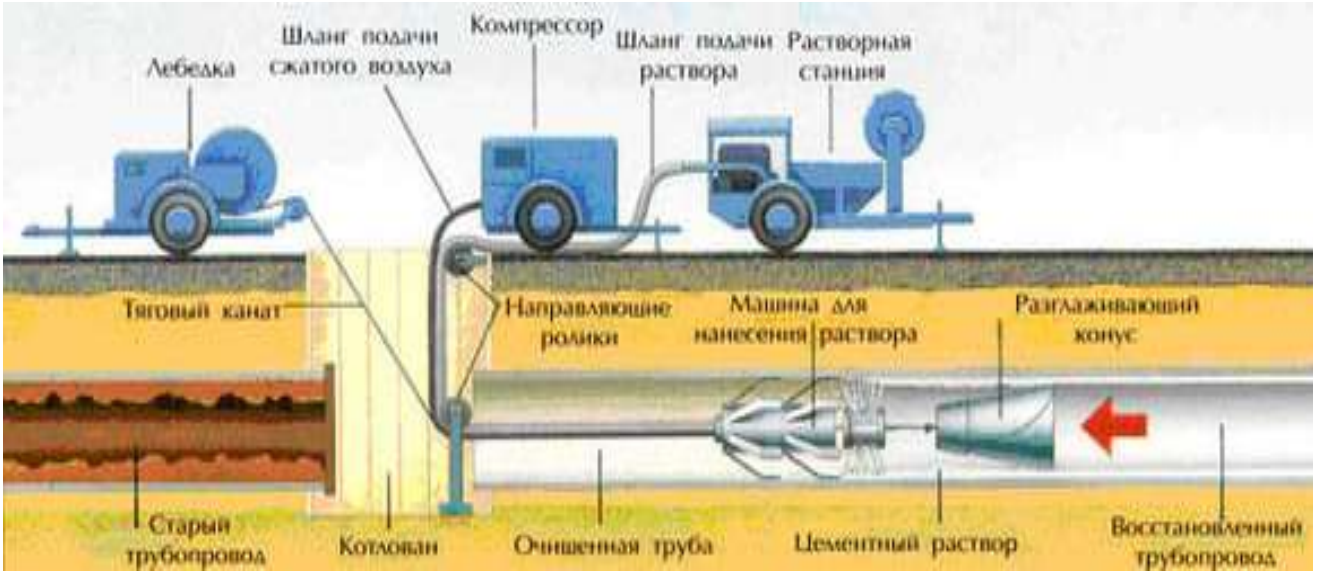



Рис. 10.10 Технологическая схема нанесения ЦПП в полевых условиях

Перечень операций по нанесению ЦПП в трубопровод в полевых условиях

1. Расстановка технологического оборудования и спецтехники на участке.
2. Подготовка приямков (монтаж боковых щитов, настила, лестниц).
3. Монтаж направляющих роликов и блоков.
4. Протягивание первичного каната.

5. Протаскивание рабочего троса.
6. Сборка и протягивание растворных шланг и пневморукава в сторону вспомогательной лебедки.
7. Установка облицовочной головки на конце отверстия доступа.
8. Приготовление цементно-песчаного раствора и контроль его подвижности.
9. Закачивание ЦПС и осуществление процесса облицовки.
10. Контроль толщины и качества покрытия с применением телекамеры.
11. Прием облицовочной головки.
12. Герметизация отверстий доступа участка с обоих концов с целью создания благоприятных условий отвердения покрытия.
13. Промывка оборудования и шлангов.
14. Формирование торца трубного стыка под сварку.
15. Покрытие вырезанных катушек.
16. Демонтаж технологического оборудования и переезд бригады на следующий участок.

## 10.2.7 Технология ремонта трубопроводов методом «труба в трубе»

Сегодня все более актуальной становится услуга по бестраншейному восстановлению трубопроводов, замене таковых, да и по прокладке трубопроводов бестраншейным способом. Бестраншейный ремонт трубопроводов – это задача достаточно сложная, которая требует от исполнителя высочайшей квалификации и уровня знаний. Если пренебречь хотя бы одной составляющей, то последствия могут быть плачевными, и вновь отреставрированный трубопровод снова выйдет из строя.

Технологии, по которым производится бестраншейный ремонт труб, позволяют осуществлять все работы, не вскрывая почв. Это может быть особенно актуально в местах, где коммуникации проложены под действующими автодорогами, под речками, по болотистой местности. Старый трубопровод может быть отреставрирован двумя способами: полной заменой труб, либо методом «труба в трубе».

Первый способ подразумевает полное разрушение старого трубопровода и замена его новыми трубами. Для этого используется специальный гидравлический пробойник, который способен расколоть даже старые чугунные трубы, на место которых заведут новые – более высокого качества. Бестраншейный ремонт, стоимость которого значительно ниже, а итоговые затраты окупаются за счет целостности поверхности земли, чем в случае с траншейным методом, выполняется в сжатые сроки.

Второй же способ – «труба в трубе», заключается в том, что в старые трубы протаскиваются новые – меньшего диаметра трубы. В трубах малого диаметра, обычно в дюкерах, в межтрубное пространство закачивают цементный рас-

твор. Бестраншейный ремонт трубопроводов таким способом возможен тогда, когда уменьшение пропускной способности трубопровода не сказывается негативно на функционировании объекта, к которому данные коммуникации подведены. Способ этот весьма выгоден, так как позволяет снизить затраты на ремонт и ущерб природе. Бестраншейный ремонт, стоимость которого зависит от сложности и объема работ, в любом случае обходится заказчику не менее чем на 30 % дешевле, т. к. отпадает необходимость сложных земельных работ, восстановительных работ, найма тяжелой техники.

Однако такого рода работы должны производиться организациями, имеющими лицензию на такие работы, укомплектованными оборудованием и обученными специалистами.

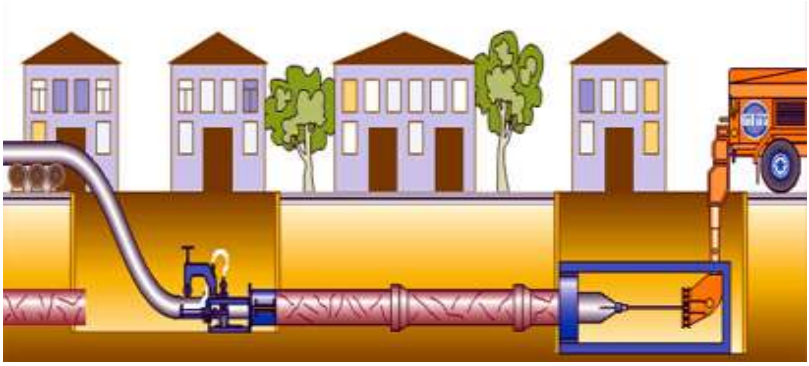


Рис. 10.11 Принципиальная схема ремонта трубопровода методом «труба в трубе»

Бестраншейные технологии пользуются высоким спросом на территории России не так давно. По имеющейся информации европейские страны раньше оценили выгоду этой технологии. Эти технологии – неоценимый вклад инженерной науки в охрану окружающей среды.

# 11. О ЗАЩИТЕ ГИДРОСФЕРЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ

## 11.1 Необходимость стационарных заградительных гидротехнических сооружений для локализации возможных вредных выбросов на рельеф

Генеральная стратегия в отрасли охраны водных ресурсов, как части охраны природы, во всех странах мира предусматривает: подчинение интересов отдельных водопользователей национальным интересам; применение экологически чистых / «зеленых» технологий в производстве для улучшения качества вод, предотвращения их загрязнения и перегрева; возможность позитивных изменений в окружающей среде с учетом альтернативных вариантов водоснабжения и водопотребления.

Обеспечение экологического равновесия и полное удовлетворение потребностей населения и общественного хозяйства водой возможны при улучшении качества воды и водного режима рек, рациональном использовании воды предприятиями всех отраслей общественного хозяйства и воссоздании водных ресурсов.

Всем промышленным и сельскохозяйственным предприятиям следует:

– проводить мероприятия по экономному использованию водных ресурсов;

– применять современные эффективные и совершенные технические средства и технологии, чтобы предотвратить большие потери и загрязнение воды;

– контролировать качество и количество сброшенных в водные объекты промышленных стоков.

– разрабатывать и осуществлять комплекс мероприятий, направленных на недопущение загрязнений поверхностных и грунтовых вод.

По данным ученых вода имеет чрезвычайно ценное свойство – постоянно самосовершенствоваться под воздействием солнечной радиации и самоочистки. Последнее заключается в перемешивании загрязненной воды со всей ее массой в водном источнике и последующем процессе минерализации органического вещества и отмирании бактерий. В естественной самоочистке воды принимают участие бактерии, грибы, водоросли. Установлено, что в процессе бактериальной самоочистки через 24 часа остается не больше 50 % бактерий, через 96 ч. – 0,5 %. Для самоочистки загрязненной воды необходимо многоразовое разбавление ее чистой водой. В случае сильного загрязнения самоочистка воды не происходит, поэтому нужны специальные мероприятия и методы по ликвидации загрязнений, которые поступили со стоковыми водами.

По уровню отрицательного воздействия на окружающую среду, особенно на гидросферу, нефтедобывающее производство является одной из потенциально опасных среди отраслей промышленности. Разработка месторождений нефти представляет из себя не только потенциальный загрязнитель поверхностных, но и грунтовых и пластовых пресных вод.

Значение чистой пресной воды для населения, фауны и флоры трудно переоценить. От обеспеченности водой зависит жизнедеятельность практически всех живых организмов и растительности. Вода обеспечивает также хозяйственную и промышленную деятельность людей. В связи с этим перед нефтедобывающим предприятием стоит задача максимально бережного отношения к источникам, водостокам и хранилищам пресной воды на территории месторождений.

Рис. 11.1 Загрязненные нефтью пеликаны
Некоторые из них выживут после чистки их растворителями, однако никогда не станут здоровыми птицами.

Практически все технологические процессы нефтедобывающего производства: бурение, добыча, сбор и подготовка, транспорт нефти, закачка сточных вод в пласт оказывают отрицательное влияние на окружающую среду, в первую очередь, гидросферу. К этому необходимо добавить огромное количество автотракторной, строительной и специальной техники, работающее на территории месторождений, которая загрязняет окружающую среду. В связи с этим на всех стадиях разработки месторождений, начиная от разведки и проектирования, к вопросам охраны окружающей среды должно уделяться повышенное внимание.

Мероприятия по охране окружающей среды в процессе разбуривания нефтяных месторождений должны быть направлены на предотвращение загрязнений земли, поверхностных и

подземных вод буровыми растворами, химреагентами, нефтепродуктами, минерализованными водами. Они включают в себя:

– планировку и обваловку буровых площадок, емкостей с нефтепродуктами и химреагентами, использование для хранения буровых растворов и шлама разборных железобетонных емкостей или земляных амбаров с обязательной гидроизоляцией их стенок и днища;

– многократное использование бурового раствора, нейтрализацию, сброс в поглощающие горизонты или вывоз его и шлама в специально отведенные места;

– рациональное использование и обязательную рекультивацию земель после бурения.

При бурении скважин на нефтяных месторождениях должны быть приняты меры, обеспечивающие:

– предотвращение открытого фонтанирования, грифонообразования, поглощения промывочной жидкости, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;

– надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных пластов по всему вскрытому разрезу;

– необходимую герметичность всех технических и обсадных колонн, труб, спущенных в скважину, их качественное цементирование.

Исходя из имеющегося опыта эксплуатации месторождений, уверены в необходимости строительства защитных гидротехнических сооружений, если нет гарантии предотвращения попадания нефтепродуктов, соленой воды и химреа-

гентов в водостоки. А такой гарантии в настоящее время нет и не может быть в силу ряда объективных причин:

– несмотря на все предпринятые меры по предупреждению порывов трубопроводов, они все же случаются по самым разным причинам;

– разлитая на рельеф замазученность и другие загрязняющие вещества полностью не убираются, особенно, в зимнее время;

– нередко источником загрязнения является технологический транспорт в результате неисправности или дорожных происшествий;

– качественный и количественный состав загрязняющих веществ весьма разнообразен и трудно прогнозировать и гарантированно предотвратить возможные выбросы загрязняющих веществ.

– локализация распространения загрязняющих веществ в паводковой период трудоемки.

Мероприятия по охране окружающей среды при осуществлении технологической цепочки добыча–сбор и транспорт–подготовка нефти–закачка сточной воды в пласт представляют собой целый комплекс организационных, технических, технологических мер, направленных на гарантированное обеспечение экологической безопасности. Это, в первую очередь, предупреждение аварийных выбросов нефтепродуктов, соленой воды и химреагентов на рельеф. Современные технологии при качественном их применении позволяют успешно решать проблему снижения порывов трубопроводов в системе сбора и закачки сточной воды в пласт, которые были и остаются основным источником загрязнения поверхностных вод. Наиболее успешными надо считать применение футерованных внутри антикоррозионными материалами стальных труб, металлопластиковых и неметаллических труб, что увеличива-

ет срок службы трубопроводов в несколько раз. Применение комплексных химреагентов, обладающих свойствами ингибитора, бактерицида и деэмульсатора позволяют значительно снизить риск коррозионного разрушения трубопроводов. Широкое развитие системы беспроводной связи позволяют наладить автоматическую защиту, управление и сигнализацию при эксплуатации трубопроводов.

Мероприятия также предусматривают контроль и защиту эксплуатационных колонн скважин от разгерметизации и образования грифонов скважинных флюидов на рельеф.

Проектом обустройства месторождений предусматривается также многоуровневая автоматическая защита объектов нефтедобычи от аварийных ситуаций и сигнализация о них обслуживающему персоналу и диспетчерской службе предприятия.

Однако в стадии проектирования не всегда учитывают возможность повышения вязкости перекачиваемой среды в зависимости от обводнения, возможность образования осадков в трубе, в связи с чем диаметр трубопровода оказывается заниженным и создает массу осложнений при эксплуатации. Отсутствие средств локализации в системе сбора (хотя бы обратных клапанов) приводят к тому, что при порыве нефтесборной трубы в одном месте вся система сбора начинает работать на этот порыв. При анализе некоторых проектов обустройства месторождений легко обнаружить низкий уровень защищенности объектов от несанкционированного вмешательства, отсутствие антивандальных и антитеррористических мероприятий.

Одним из спорных среди специалистов вопросов при обустройстве месторождений является необходимость строительства заградительных гидротехнических сооружений на водостоках, предназначенных для локализации возможных

выбросов вредных веществ и загрязнений. Эти заградительные сооружения, на языке промысловиков «нефтеловушки», строятся, как правило, в оврагах и речушках ниже коридора коммуникаций, в наиболее вероятных местах попадания замазученности.

Если обвалование территорий скважин, групповых замерных установок (ГЗУ), дожимных насосных станций (ДНС), резервуарных парков предусмотрено руководящими документами, то на строительство нефтеловушечных плотин на водостоках обязательных и конкретных регламентирующих материалов нет. В связи с этим одни специалисты считают строительство «нефтеловушек» ненужным и неэффективным мероприятием, вполне логично обосновав свое мнение необходимостью направить средства на осуществление превентивных мер по недопущению порывов трубопроводов, чем на строительство нефтеловушек.

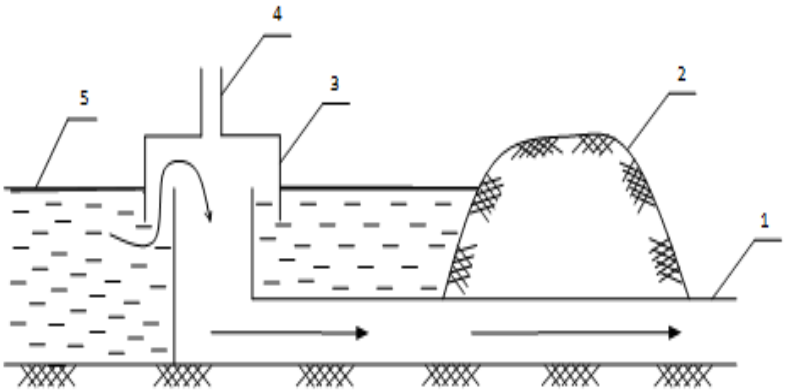



Рис. 11.2 Схема нефтеловушечной плотины упрощенного типа
1 – водопроводная труба; 2 – земляная плотина; 3 – колпак для создания гидрозатора; 4 – антисифонная труба; 5 – слой нефти при возможных авариях

Опыт эксплуатации нефтеловушечных плотин показал их эффективность для локализации распространения замазученности и других вредных выбросов, особенно, в период весеннего паводка и интенсивных атмосферных осадков. В условиях Волго-Уральского региона скорость распространения нефтепродуктов даже по мелким водостокам доходит до 300 м/час. В целях недопущения распространения замазученности на большие расстояния и попадания ее на более крупные водостоки на малых водостоках устанавливаются нефтеловушечные плотины упрощенного типа (рис. 11.13). Они состоят из труб (1) большого диаметра (1020 мм – 1420 мм), уложенных на дно оврага по всей длине. Это предохраняет трубу от вибрации, которая недопустима для любого гидротехнического сооружения. Труба с верхней стороны по потоку заканчивается шахтным оголовком, перекрытым колпаком (3) для создания гидрозатвора, глубина которого не менее 500-600 мм. Горизонтальная часть трубы засыпается земляной дамбой (2) расчетной высоты. Чтобы не было сифонного слива воды, колпак снабжается антисифонной трубкой высотой до уровня плотины.

По опыту эксплуатации нефтеловушечных плотин площадь зеркала воды пруда рассчитывается исходя из возможного объема попадания нефтепродуктов в водостоки.

$$S = V: bxK\ (м^2),$$

где

V – возможный объем попадания нефти в водосток;

b – толщина нефтепродуктов на воде (b=0,04м);

K – коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нефти на поверхности воды из-за ветра, течения и т. д. K =1,3.

Такие «нефтеловушки» достаточно надежные, практически не требуют обслуживающего персонала и значительных капитальных вложений на строительство. Они строятся в оврагах с небольшим водостоком ниже коридора коммуникаций с целью защитить более крупные водостоки. На рис. 11.3 показана одна из таких «нефтеловушек» после шести лет эксплуатации. Поскольку случаев попадания вредных веществ в «нефтеловушку» с каждым годом становится меньше, на плотине активно развивается фауна и флора.

Рис. 11.3 Нефтеловушечная плотина упрощенного типа после шести лет эксплуатации

На более крупных водостоках, как правило, на выходе из периметра коммуникаций месторождения строятся капитальные гидротехнические сооружения – нефтеловушечные

плотины, предназначенные, в основном, на недопущение распространения замазученности за пределы месторождения. Одновременно они являются защитой от залповых выбросов высококонцентрированных соленых сточных вод, которая как уничтожающая фауну и флору масса распространилась бы на многие километры по реке. Надо сказать, что плотина защищает также от распространения вредных веществ и отходов с населенных пунктов, животноводческих ферм и других объектов. Защитные функции плотины от соленой воды и растворов вредных веществ заключаются в многократном снижении концентрации вредных веществ в водоеме нефтеловушечных плотин.

На рис. 11.4 приведена фотография нефтеловушечной плотины на р. Колюшка ниже Гремихинского месторождения нефти Удмуртской Республики (фотография сделана 14 октября 2011 г.). Гидротехническое сооружение построено в 1997 г., за время эксплуатации практически не выполнено никаких ремонтных работ. При осмотре объекта бросается в глаза бережное отношение персонала нефтепромысла к природе и высокая культура содержания объекта.

Река Вотка берет начало на территории Киенгопского месторождения. На выходе из периметра коммуникаций месторождения на водостоке построен каскад нефтеловушек – две нефтеловушки друг за другом. Необходимость этого возникла из требуемого запаса пресной воды на плотинах на случай порывов водоводов сточной воды в системе поддерживания пластового давления (ППД) с залповым выбросом большого количества соленой воды в реку. Вода со сниженной концентрацией солей в сотни раз не так губителен для фауны и флоры, как прохождение «пачки» высокоминерализованной соленой воды по потоку.

Рис. 11.4 Капитальное гидротехническое сооружение – нефтеловушечная плотина

Примерный объем пресной воды для снижения количества солей до временно безопасной концентрации рассчитывается по формуле:

$$V_p = (\rho_1 - \rho_2) / (\rho_2 - \rho) \text{ xVxkm3},$$

где

$V_p$ – объем необходимой пресной воды для снижения концентрации солей, $м^{3;}$

$\rho_1$ – плотность соленой воды, кг/ $м^3$;

$\rho_2$ – плотность разбавленной воды, кг/$м^3$;

$\rho$ – плотность пресной воды, кг/$м^3$;

V – объем разлитой соленой воды, $м^3$;

$k$ – коэффициент неравномерности растворения, ($k$=1,3).

Например: объем залпового выброса соленой воды плотностью 1100 кг/$м^3$ составляет 500$м^3$. Концентрацию солей наме-

чается снижать в плотинах до плотности 1001 кг//м$^3$. Какой объем пресной воды должны содержать плотины (плотина)?

$$V_p = (1100\text{-}1001) \times 500 \times 1{,}3 : (1001\text{-}1000) = 64350 \text{ м}^3$$

Практика эксплуатации нефтеловушек показала их эффективность, в связи с чем рекомендуется их применять там, где месторождения нефти расположены в пересеченной местности и водостоки имеют берега достаточной высоты.

## 11.2 Локализация и уборка замазученности

После завершения аварийно-восстановительных работ (АВР) и пуска нефтепровода в работу, а иногда и параллельно с работами по ликвидации аварий, должны быть устранены последствия аварии. В состав этих работ входят:

– способы и методы локализации, сбора нефти, разлитой вследствие аварии на рельеф или на водостоки;

– способы уборки остатки нефти из ям, амбаров, замазученности территории;

– методы утилизации собранных остатков с сорбентом, торфом, соломой или шламов и места расположения специальных пунктов для сбора и утилизации нефтяных загрязнений;

– работы по демонтажу временных нефтепроводов с арматурой, сборных или резиновых емкостей для сбора нефти, оборудования, жилых вагончиков и других сооружений;

– виды и способы работ по восстановлению земельных площадей, участков и объемы работ по рекультивации земель;

– способы удаления и очистки от нефти надземных и подземных вод при их заражении;

– способы удержания и очистки попавшей под лед нефти при авариях;

– оценка степени загрязнения земель, водных объектов и атмосферы в результате аварии.

В зависимости от последствий аварий, вида предстоящих работ, планы ликвидации последствий аварий могут быть согласованы с природоохранными и противопожарными органами.

Оставшаяся замазученность территории, земли, водной или ледовой поверхности ликвидируется следующими способами:

1. После откачки нефти из ям-накопителей, амбаров, запруд на поверхность оставшейся в них нефти, которую невозможно откачать, наносится сорбент (торф, солома, опилки и т. д.), количество которого определяется с учетом его поглощающей способности. После пропитывания сорбента нефтью его собирают и вывозят на специальные пункты для утилизации. Если сорбент не впитал с поверхности почвы всю нефть, операцию повторяют.

2. Нефть, разлившаяся по поверхности земли, покрытой снегом и снежной массой, должна быть собрана в сборные котлованы для откачки или вывезены в очистные сооружения. Остатки нефти с землей должны быть собраны и вывезены на пункты утилизации, а участок земли подвергнут рекультивации согласно РД 39-00147105-006-97.

Тонкие слои нефти, оставшейся на поверхности воды после сбора нефтесборщиками, нефть, оставшаяся в лагунах, рукавах, заливах, убираются сорбентами.

Остаточные нефтяные загрязнения, нефть, оставшаяся на плесах, берегах, между растительностью, смываются водой, собираются на поверхности воды между берегом и боковыми заграждениями, затем убираются с помощью сорбентов, которые наносятся на водную поверхность и после пропиты-

вания остаточной нефти собираются и вывозятся на специальные полигоны, где утилизируются или сжигаются.

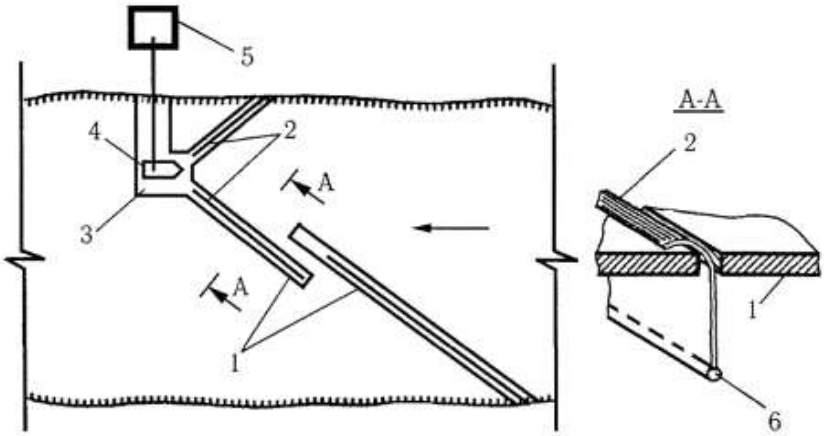



Рис. 11.5 Схема сбора нефти в реке, покрытой льдом
1 – разрезы льда; 2 – плоские боны высотой 05-07 м; 3 – открытый от льда участок для сбора нефти; 4 – нефтесборное и откачивающее устройство; 5 – емкость для накопления нефти; 6 – металлический груз для бонов.

Рис. 11. 6 Обработка нефти на поверхности воды сорбентом.

Нефть, разлившаяся по поверхности льда, должна быть собрана механизированным или ручным способом и вывезена в шламонакопители для переработки.

Нефть, попавшая под лед, должна быть собрана нефтесборщиками и вывезена. Оставшаяся нефть после уборки со льда и из-подо льда, по согласованию с экологическими и противопожарными органами, может быть уничтожена путем сжигания. Не сожженная часть загрязненной нефтью остатки льда (и снега) должны быть вывезены для утилизации в специально отведенные места.

Возможные способы сбора и ликвидации остатков нефти, с учетом различных ситуаций и климатических условий, должны быть предусмотрены в планах ликвидации возможных аварий для каждого нефтепромысла с учетом природно-климатических условий.

При ликвидации последствий аварии запрещается:

– засыпать ямы-накопители и дренажные канавы до полной откачки из них остатков нефти;

– вывозить почву, загрязненную нефтью, в отвалы, не отведенные для этих целей;

– сжигать не откачанную из амбаров (котлованов) нефть.

Сжигание остатков нефти может проводиться, как исключение, при уборке остаточных нефтяных загрязнений на поверхности болот, пойменных (камышовых) и береговых участков (водоемов) по согласованию с местным комитетом экологии и органом пожарной охраны.

Остатки – битумообразные отходы, нефтешламы должны быть собраны и вывезены в специальные пункты для утилизации, а при их отсутствии – в места, согласованные с природоохранными органами.

После завершения АВР должна быть проведена рекультивация земель в соответствии с требованиями инструкции РД 39-00147105-006-97.

В планах ликвидации возможных аварий для нефтепромысловых объектов и нефтепроводов должны быть предусмотрены меры по ликвидации последствий загрязнения подземных вод от аварийных разливов нефти, учитывающие специфику конкретных обстоятельств аварий и местные условия.

Мероприятия по ликвидации последствий загрязнения подземных вод от аварийных разливов нефти в общем виде включают следующее:

– изучение гидрогеологических характеристик места аварийного разлива нефти и определение вероятности загрязнения подземных вод, в т. ч. мест водозаборов для питьевого и хозяйственного водоснабжения;

– обустройство наблюдательных скважин по контролю за качеством (загрязнением) подземных вод;

– сооружение водозаборных (защитных) скважин для откачки загрязненных нефтью подземных вод;

– очистку загрязненных нефтью подземных вод, обеспечивающую ПДК содержания нефтепродуктов в очищенной воде на уровне требований соответствующих нормативных документов;

– порядок взаимодействия заинтересованных организаций в процессе выполнения мероприятий по ликвидации последствий загрязнений подземных вод;

– другие меры, применяемые с учетом конкретных обстоятельств.

С целью предотвращения негативного воздействия на окружающую среду в процессе эксплуатации нефтепромысловых объектов, промысловых и магистральных нефтепроводов

организациями, эксплуатирующими эти объекты должны обеспечиваться следующие мероприятия:

1. Приобретение установок, материалов, оборудования и технического флота по сбору нефти, мусора и других отходов и загрязняющих веществ с акваторий водоемов.

2. Создание автоматических систем контроля над загрязнением водостоков и атмосферного воздуха, оснащение стационарными приборами контроля наиболее опасные точки загрязнения поверхностных вод и атмосферного воздуха.

3. Строительство, реконструкция полигонов по обезвреживанию вредных промышленных отходов, если отсутствуют специализированные сервисные организации.

4. Приобретение оборудования, материалов для рекультивации загрязненных нефтью земель и очистки водоемов.

***Боны, изолирующие постоянной плавучести «БИПП»***

Боновые заграждения (рис. 11.8) выпускаются секциями длиной по 10-15 м и снабжены быстроразъемными замковыми соединениями, что позволяет произвести полную сборку заграждения длиной 100 м бригадой из двух человек менее чем за три минуты. Замковые соединения изготавливаются из специального алюминиевого сплава, а силовые элементы (трос и балластная цепь) изготовлены из материалов с антикоррозионным покрытием, что позволяет значительно увеличить срок службы изделия в любых условиях эксплуатации (рис. 11.7, 11.8).

Рис. 11.7 Боны «БИПП»

Рис. 11.8 Применение круглых боновых заграждений
для задерживания нефти

## 11.3 Технические средства для уборки замазученности

Сбор нефти с поверхности воды трудоемкий и малопроизводительный процесс.

Особенно затруднительно в зимний и весенний периоды, когда на воде присутствуют кусочки льда, мусор, трава и т. д. Локализованная с помощью заградительных сооружений нефть собирается с поверхности воды и откачивается в емкости с помощью специальных устройств. Некоторые виды этих устройств приведены ниже.

***Нефтесборщик барьерный НБ-01.1.600***

Нефтесборщик барьерный НБ-01.1.600 (барьерный скиммер, рис. 11.9), предназначен для сбора разлитой нефти и нефтепродуктов в процессе ликвидации нефтяных разливов с водной поверхности. Изделие позволяет собирать нефтепродукт с поверхности воды, при этом обеспечивая разделение фаз (нефть-вода).

НБ-01.1.600 может быть использован для ликвидации аварийных разливов нефти, а также включен в технологическую схему при очистке отстойников, нефтеловушек, амбаров-накопителей и других объектов, где необходимо последовательное удаление нефти и нефтепродуктов.

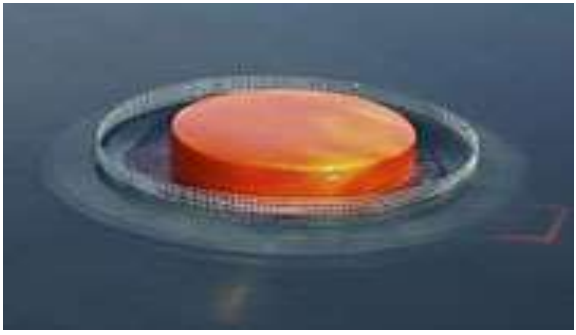


Рис. 11.9 Скиммер барьерного типа на воде

***Пороговый нефтесборный комплекс «ЛИДЕР-60»***

Пороговый нефтесборный комплекс «Лидер-60» предназначен для сбора разлившихся по водной поверхности нефти и нефтепродуктов. Этот нефтесборщик при снятии поплавков и без барьерного скиммера может также использоваться для перекачки нефтепродуктов из аварийных резервуаров и железнодорожных цистерн. При этом производительность комплекса может составлять до 90 $м^3$/час. Пороговый нефтесборный комплекс состоит из:

– нефтесборного устройства барьерного типа (Нефтесборщик барьерный НБ-01.1.600) с плавучим сливным барьером (барьерного скиммера);

– погружного насоса с гидромотором, размещенных на поплавках;

– дизельной гидростанции.

Все составные части нефтесборного комплекса соединены между собой напорно-всасывающими рукавами или гидравлическими рукавами высокого давления.

Рис. 11.10 Пороговый нефтесборный комплекс «ЛИДЕР-60»

***Нефтесборщик универсальный НСУ-10***

Адгезионный щеточный скиммер оригинальной конструкции позволяет производить сбор нефти и нефтепродуктов с поверхности воды быстро, эффективно и экономически выгодно. Предусмотрена возможность комплектации скиммера дополнительными рабочими органами барабанного типа, что позволяет пользователям получать преимущества от использования системы «два в одном» (рис. 11.11).

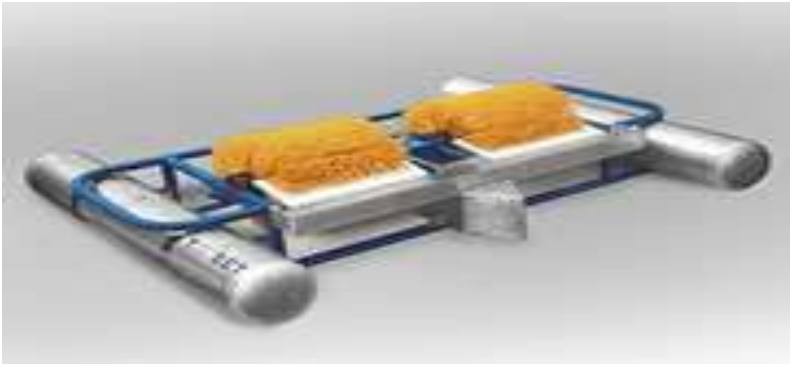


Рис.11.11 Нефтесборщик универсальный НСУ-10

***Вакуумная установка дозированной отгрузки «ВУДО-2»***

Вакуумная установка дозированной отгрузки «ВУДО-2» (далее–установка) предназначена:

– для сбора с поверхности воды и грунта проливов нефтепродуктов, агрессивных жидкостей и грязевых масс с твердыми частицами до 50 мм, фекалий;

– для перекачки продуктов на жидкой основе из резервуаров в емкости с глубины до 9 м, с дозатором перекачиваемого продукта до 50 литров.

Состоит из вакуум-насоса, отсасывающего оголовка, сепаратора, накопительной емкости. Высокоэффективная установка (рис. 11.12).

Рис.11.12 Вакуумная установка «ВУДО-2»

## 11.4 Адаптация промысловой техники для уборки замазученности

В зависимости от конкретных природно-климатических условий сбор нефти может осуществляться самыми различными приспособлениями. На рис. 11.13 показан нефтесборный ковш, подвешиваемый к крюку грузоподъемного механизма.

Работает следующим образом: ковш при опускании накрывает определенную часть нефти (в данном случае 3,5 м2 поверхности нефти). При дальнейшем опускании нефть вытесняется через сетку крупного размера (3) в желоб (2). Ковш приподнимают и опускают несколько раз, пока желоб не наполнится нефтью. При подъеме ковша на большую высоту накопленная в желобе нефть стекает в емкость (11) по гофрированному шлангу (12). Такая механизация освобождает значительное число рабочих от непроизводительного ручного труда по сбору нефти с поверхности воды.

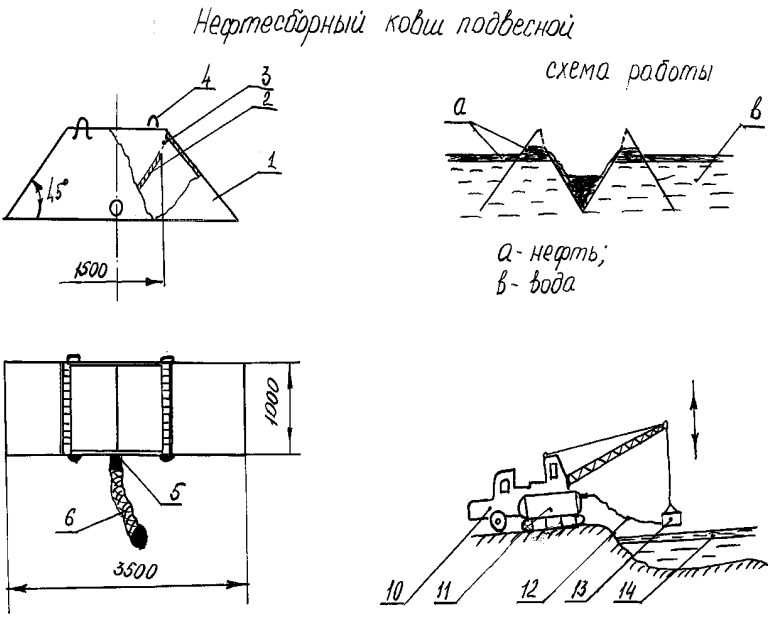



Рис.11.13 Нефтесборный ковш подвесной для сбора нефти

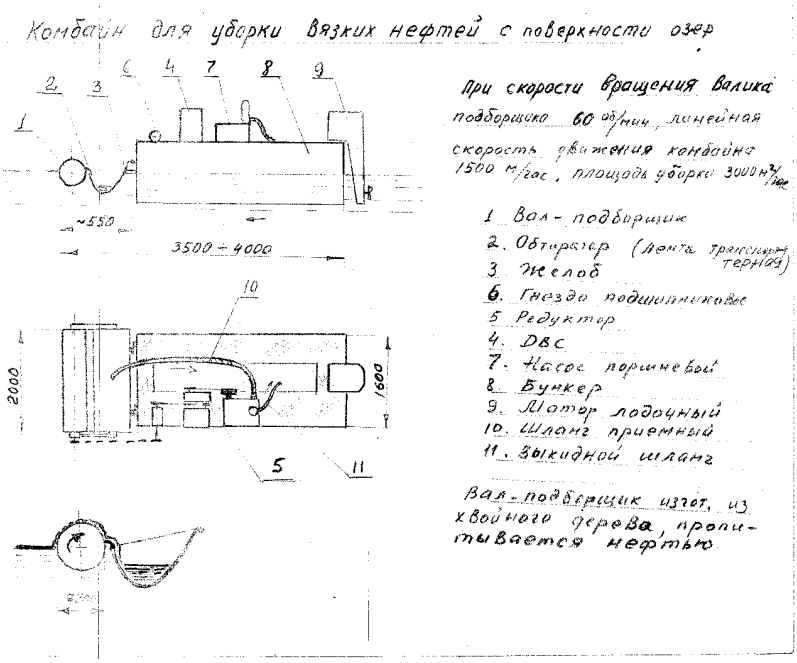



Рис.11.14 Комбайн для уборки нефти на прудах и озерах

Все устройства прикрепляются к понтону, служащего одновременно и бункером для собранной нефти. Понтон перемещается по поверхности озера с помощью лодочного мотора. Вал подборщик, откачивающий насос приводятся в движение от небольшого двигателя внутреннего сгорания. Принцип работы понятен со схемы. Обслуживает агрегат один оператор, находясь на понтоне.

***Сбор нефти с помощью вакуума***

Когда нет специальных мазутоуборочных механизмов, применяют существующие промысловые агрегаты и механизмы. На примере показан (рис. 11.15) способ уборки замазученности созданием вакуума. Для создания вакуума в емкости (4) применяют эжектор (2), который создает разряжение

при круговой перекачке жидкости через него с помощью цементировочного агрегата ЦА-320. Созданное разряжение через герметичную емкость и гофрированные шланги (3; 5) передается на оголовок (6), засасывающий через сетку мазут. Высота всасывания при этом достигается 3-3,5 м.

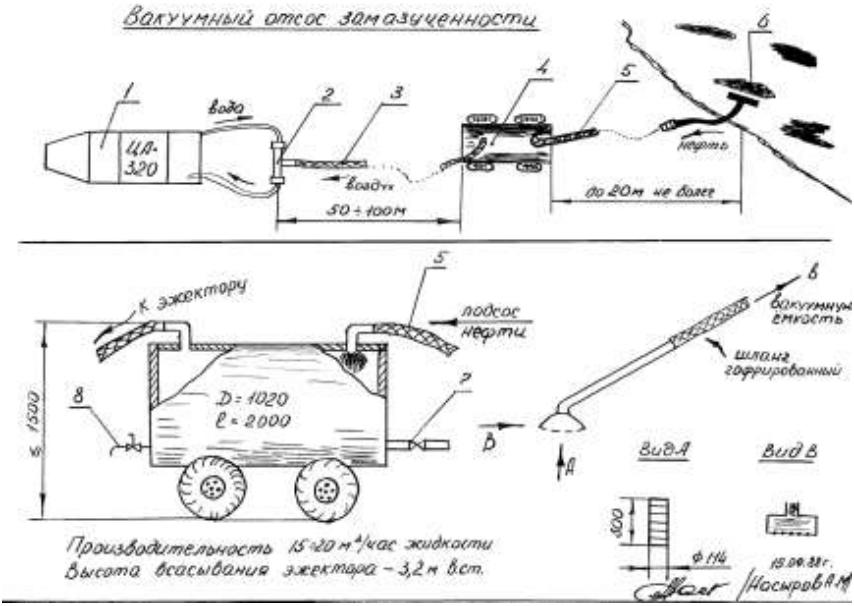



Рис.11.15 Сбор мазута с поверхности земли и воды по принципу пылесоса

## 11.5 Сбор нефти с поверхности воды и грунта с помощью сорбентов

Для сбора нефтяных пленок с поверхности водоемов и грунта широко применяются сорбенты – вещества, которые поглощают в себя и связывают нефтепродуктов в несколько раз больше, чем масса самого сорбента. Сорбенты можно разделить на абсорбенты и адсорбенты.

Абсорбенты – это вещества, которые впитывают углеводороды всем своим объемом, их применяют чаще всего для сбора маловязких нефтяных пленок с поверхности водоемов. Они, как правило, имеют волокнистую или пористую структуру, удельный вес значительно легче воды. Материал гидрофобный.

Адсорбенты – эти вещества, которые поглощают и связывают углеводороды путем физической поверхностной адсорбции из-за взаимного притяжения частиц адсорбента и углеводородов. Применяются для сбора замазученности с поверхности грунтов и водоемов.

В качестве сорбентов чаще всего применяются природные органические (солома, торф, опил и другие) и синтетические материалы. Последние производятся в виде гранул, порошков, а также в виде нетканых материалов.

Применение нетканых сорбентов и изделий из них позволяет создать единую систему экологического обслуживания объектов не только в случаях ликвидации аварийных разливов, но и эффективно использовать ее как систему предупреждения попадания нефтепродуктов в виде разливов, проливов и протечек в окружающую среду от стационарных локальных источников загрязнений на предприятиях и объектах.

Наиболее рациональным способом снижения уровня загрязнения территорий отдельных объектов и населенных пунктов в целом нефтепродуктами является внедрение на практике системы превентивных технических средств и технологий. Отсутствие у нас в стране ассортимента превентивных средств не позволяет создать современный уровень требований сервисного экологического обеспечения объектов: доступность, мобильность, сравнительно низкая стоимость, комфортность в эксплуатации, безотходная технология сбора, регенерация и последующая утилизация.

В настоящее время на предприятиях, транспортирующих, перерабатывающих и использующих в своей производственной деятельности нефтепродукты, для ликвидации проливов и протечек используют сыпучие материалы. Например, песок – наиболее дешевый природный материал. Однако его применение создает дополнительные проблемы, связанные с дальнейшей регенерацией и утилизацией загрязненного нефтепродуктами песка, который становится вторичным источником загрязнения окружающей среды. Новое появление средств защиты окружающей среды на основе нетканых сорбентов отличается многофункциональностью (сорбция, фильтрация, защита) и обладает комплексом специальных потребительских свойств, что позволяет применить новые технические решения в технологии предупреждения и сбора нефтяных загрязнений.

# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Однотрубная система сбора нефти и газа на промыслах, применяемая в настоящее время, была внедрена в производство в 1970-х гг. В это время министром нефтяной промышленности был В.Д. Шашин, грамотный инженер и выдающийся руководитель, при котором была совершена техническая революция во многих направлениях развития нефтяной отрасли. Так в системе сбора широко начало применяться блочное оборудование, такие, как групповая автоматизированная замерная установка АГЗУ «СпутникА-40», блоки реагентов БР-2.5, блоки гребенок для системы ППД, блоки кустовых насосных станций БКНС с максимальной для того времени автоматизацией технологических процессов и другие. Это позволило в минимальные сроки обустроить множество нефтяных месторождений, наращивать мощности по добыче нефти в стране на 20-25 млн тонн ежегодно. За 12 лет работы В.Д Шашина министром нефтяной промышленности объем добычи в стране увеличился в два раза. Однако в дальнейшем эта тенденция значительно сократилась, и в 2000-ые гг. наблюдался практический застой в развитии технологии, хотя бурное развитие информационных технологий могло бы способствовать максимальной автоматизации процессов добычи нефти. Отсутствие стимула для работников за развитие технического прогресса привело к снижению заинтересованности коллективов в модернизации производства, как следствие, к застойным явлениям в развитии технологий, отставанию технических систем от требования времени. Для улучшения развития технологий необходимо ужесточение требований со стороны надзорных организаций по промышленной, экологической, пожарной безопасности по выполнению целевых задач по повышению безопасности производства. Это будет

способствовать внедрению не задействованных сотен патентов и новых разработок, отраженных в научно-технических журналах, но не использованных, получать экономическую выгоду и улучшать безопасность производства. Плохо и то, что министерства не проводят в этом вопросе рейтинги с соответствующим стимулом.

Авторы надеются, что данная книга будет способствовать улучшению подготовки кадров в области сбора, транспорта и подготовки нефти.

# ЛИТЕРАТУРА

1. Шаймарданов, В.Х. Процессы и аппараты технологий по сбору и подготовке нефти и газа / В.Х. Шаймарданов. – Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. – 508 с.
2. Лутошкин, Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа, и воды / Г.С. Лукошкин. – М.: Недра, 1977. – 192 с.
3. Расчет технологического оборудования. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013.
4. Галикеев, И.А. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. / И.А. Галикеев, В.А. Насыров, А.М. Насыров. – Москва; Вологда: изд-во «Инфра-Инженерия», 2019. – 357 с.
5. Перциянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. / М.Н. Перциянцев. – М.: Недра, 2000. – 653 с.
6. Иванова, Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011. – № 1. – С. 268–284.
7. Рогачев, М.К. Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К. Рогачев, К.В. Стриженов. – М.: Недра, 2006. – 293 с.
8. Результаты использования магнитных индукторов обработки нефти при ее добыче и транспорте. (Results of use of magnetic inductors of an oil processings at its production and transport) / В.И. Бородин, Е.Н. Тарасов, А. Д. Хрущев, Драчук В.Р., Лейфрид А.В., Павлов Е.Г., Сафронов В.В. // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №4.
9. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти и газа: Учебное пособие для ВУЗОВ / И.Т. Мищенко. – М.: ФГУП

Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 816 с.
10. Тронов, В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними / В.П. Тронов. – М.: Недра, 1970. – 192 с.
11. Насыров, А.М. Технологические аспекты охраны окружающей среды в добыче нефти: учебное пособие / А.М. Насыров, Е.П. Масленников, М.М. Нагуманов – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. – 289 с.
12. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. РД 39-132-94 // Консорциум «Кодекс» – URL: https://docs.cntd.ru/document/1200008320 (дата обращения: 24.06.2022).
13. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»: утверждены приказом Федеральной службы по экологическому и технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года № 534. – URL: https://docs.cntd.ru/document/573230594 (дата обращения: 24.06.2022).
14. Правила технической эксплуатации резервуаров – М.: Недра, 1988. – 182 с.
15. Гумеров, А.Г. Центробежные насосы в системах сбора, подготовки и транспорта нефти. / А.Г. Гумеров, Л.Г. Колпаков, С.Г. Бажайкин, М.Г. Векштейн – Москва, Недра, 1999. – 295 с.
16. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов ПБ 03-585: утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 10. 06.2003 № 80; зарегистрировано в Минюсте России 19.06.2003, рег. № 4738.

17. Валеев, М.Д. Совершенствование устьевого оборудования скважин в целях технологического мониторинга и безопасности обслуживания / М. Д. Валеев, А.М. Насыров // Экспозиция Нефть Газ. – 2019. – № 2. – С. 49–51.
18. РД 39-0076-91. Методика гидравлического расчета трубопроводов для жидкостных потоков с высоким газовым фактором – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1991.
19. Методическое руководство по вопросам проектирования и эксплуатации однотрубных систем сбора. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1984.
20. РД 39-32-704-82. Инструкция для расчета расходных характеристик трубопровода при бескомпрессорном транспорте сырого нефтяного газа. – Краснодар: ВНИПИгазпереработка, 1982.
21. Распоряжение Минприроды № 477 от 01.02.2016 «О классификации месторождений углеводородов».
22. Минханов, И.Ф. Разработка нефтяных и газовых месторождений. / И.Ф. Минханов, С.А. Долгих, М.А. Варфоломеев. – Казань: КФУ, 2019. – 96 с.
23. Валеев, М.Д. Глубинно-насосная добыча вязкой нефти. / М.Д. Валеев, М.М. Хасанов. – Уфа: Башкнига, 1992. – 144 с.
24. Патент № 38835. Узел технологического контроля. Опубл. 02.03.2004. / Насыров А.М., Просвирин АА.
25. Справочная добыча по добыче нефти / под ред. Гиматудинова Ш.К. – М.: Недра, 1974 г. – 704 с.

*Учебное издание*

Насыров А.М., Трубицына Н.Г., Шляпников Ю.В.

**Эксплуатация и обслуживание объектов сбора и подготовки нефти и газа**

*Учебное пособие*

*Авторская редакция*
*Технический редактор Ю.Н. Небрачных*

Подписано в печать 31.08.22. Формат 60x84 1/16.
Усл. печ. л. 29,64. Уч. изд. л.25,77.
Тираж 30 экз. Заказ № 1636.

Издательский центр «Удмуртский университет»
426034, Ижевск, Ломоносова, 4Б, каб. 021
Тел.: + 7 (3412) 916-364, E-mail: editorial@udsu.ru

Типография Издательского центра «Удмуртский университет»
426034, Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 2.
Тел. 68-57-18