

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«МАЙКОПСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Допустить к защите
Заведующий кафедрой нефтегазового дела и
энергетики

 М.А. Меретуков

Инженерный факультет

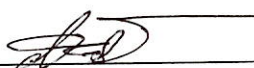
Направление
подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль подготовки Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и
хранения нефти, газа и продуктов переработки
Кафедра Нефтегазового дела и энергетики


ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

Обучающегося Албегова Романа Павловича
На тему: Проект модернизации сепарационной нефтеналивной установки

- | | |
|-----------------------------|-----------|
| 1. пояснительная записка на | страницах |
| 2. графическая часть на | листах |

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Обучающийся <u>НД-52</u>	 подпись	<u>Р.П. Албегов</u> Инициалы Фамилия)
(группа)		

Руководитель выпускной квалификационной работы	<u>к.т.н., доцент</u> (Уч. степень, звание)	 подпись	Дата	<u>М.А. Меретуков</u> Инициалы Фамилия)
---------------------------------------------------	------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------	------	--------------------------------------------

Рецензент <u>д.т.н., доцент</u>	 подпись	Дата	<u>З.А. Меретуков</u> Инициалы Фамилия)
(Уч. степень, звание)			

Нормоконтроль	 подпись	Дата	<u>Н.П. Васильченко</u> Инициалы Фамилия)
(Уч. степень, звание)			

Майкоп, 2022 г.

МИНОБРНАУКИ РОССИИ


Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

**«МАЙКОПСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерный факультет

Утверждаю

Зав. кафедрой НДиЭ

 М.А. Меретуков

Задание

на разработку выпускной квалификационной работы обучающимся инженерного
факультета

дневного (заочного) отделения Албеговым Романом Павловичем
(Ф.И.О.)

1. Тема работы Проект модернизации сепарационной нефтеналивной установки

2. Исходные данные

Материалы преддипломной практики

3. Перечень вопросов, подлежащих разработке в выпускной квалификационной
работе

Определение состава сепарационной нефтеналивной установки, обоснование
конструкции гидроциклонного аппарата, подбор оборудования, расчет экономического
эффекта от использования установки, безопасность и экологичность проекта

4. Перечень материалов графической части работы
(с указанием обязательных чертежей)

Общий вид установки, гидравлическая схема установки, схема гидроциклонной
установки, чертежи оборудования, сводная таблица стоимости строительства установки.

5. Перечень необходимых расчетов

Расчет производительности гидроциклонной установки, проверочный расчет
гидроциклона, расчет стоимости установки.

6. Срок предоставления работы на кафедру 18.01.2022

Руководитель работы

Зав. кафедрой НДиЭ Меретуков М.А.

(должность, Ф.И.О., роспись)

Дата выдачи задания

13.11.2021

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ	5
ВВЕДЕНИЕ	6
1.ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА СЕПАРАЦИОННОЙ НЕФТЕНАЛИВНОЙ УСТАНОВКИ	8
2.ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ГИДРОЦИКЛОННОГО СЕПАРАТОРА	11
2.1.Обзор существующих конструкций гидроциклонных сепараторов	11
2.2.Гидроциклонный сепаратор	17
2.2.1 Устройство и принцип действия	17
2.2.2. Правила монтажа и эксплуатации гидроциклонной установки ГУД-900	24
2.2.3. Расчет производительности гидроциклонной установки	26
2.2.4. Проверочный расчет гидроциклона на допускаемое давление	33
3. ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ УСТАНОВКИ	35
3.1. Накопительные емкости	35
3.2. Блок насосный	41
3.3. Счетно-дозировочный комплекс СДК-01	42
4. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	46
5. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА	47
5.1.Характеристика производственной среды	47

5.2. Разработка мероприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда	49
5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	49
5.2.2 Мероприятия по обеспечению безопасных и здоровых условий труда	52
5.2.3 Мероприятия по промышленной санитарии	58
5.2.4 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	59
5.2.5 Действия при возникновении чрезвычайной ситуации	63
5.3 Экологичность проекта	66
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	70
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	71

АННОТАЦИЯ

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка сепарационной нефтеналивной установки производительностью 500 м³/сут. Установка предназначена для сепарации и налива в автоцистерны продукции нефтяных скважин на кустовых площадках нефтяных промыслов, а также для подготовки нефти в период пробной эксплуатации скважин.

Использование установки позволяет добиться улучшения качества товарной нефти, сократить расходы на ее подготовку, сократить потери легких фракций нефти, уменьшить металлоемкость оборудования установки подготовки нефти, а также решить ряд других задач. Все это прямо влияет на снижение себестоимости нефти, что имеет большое значение в современных рыночных условиях. Рассмотрены вопросы получения максимальной эффективности при эксплуатации установки, а также преимущества установки перед другими аналогами.

Пояснительная записка включает в себя три раздела: техническая, экономическая часть и раздел по безопасности и экологичности проекта. В технической части проводится обоснование выбора конструкции циклонного сепаратора, производится подбор оборудования для промежуточного хранения, дозирования и налива нефти. В экономической части определена стоимость строительства установки. В разделе безопасности и экологичности проекта рассматриваются вопросы охраны труда и окружающей среды.

Пояснительная записка объемом 73 машинописных листа формата А4 содержит 11 рисунков, 12 таблиц, 22 формулы и список литературы из 25 наименований. Графическая часть включает 5 листов формата А1.

ВВЕДЕНИЕ

В условиях смещения возрастающих объемов добычи нефти и расширения объектов подготовки её в районы с низкой несущей способностью грунтов и шельфов океанов и морей предусматривается внедрение новых конкурентоспособных аппаратов, процессов и технологий комплексной подготовки нефти. В то же самое время условия рыночных отношений требуют улучшения качества товарной нефти и снижение потерь при её добыче и транспортировке.

Традиционные техника и технология подготовки нефти предусматривают применение металлоемкого крупногабаритного оборудования. Во многих регионах страны традиционно существуют установки подготовки нефти (УПН), где производится предварительное обезвоживание и обессоливание нефти. На установке комплексной подготовки нефти (УКПН) производят её стабилизацию, в основном, методом ректификации в колоннах.

С помощью центробежных сепараторов типа ГУД-900 успешно осуществлено совмещение УПН и УКПН, что позволяет в 50 раз сократить металлоемкость оборудования, в 60 раз сократить капитальные затраты и приблизить процессы комплексной подготовки нефти непосредственно к промыслам с получением качественной товарной нефти, параметры которой соответствуют ГОСТ 9965-76.

Существующие нефтяные сепараторы с гидроциклонным вводом сырья в силу их конструктивных недоработок, вызванных недостаточной изученностью гидродинамики процесса выделения газа и легких углеводородов из нефти в поле центробежных сил, не обеспечивают всех преимуществ этого способа. Отсутствуют также зависимости для определения эффективности работы гидроциклонных устройств

применительно к процессу выделения легких углеводородов из нефти в процессах ее подготовки, что затрудняет расчеты и применение этих устройств в широких масштабах.

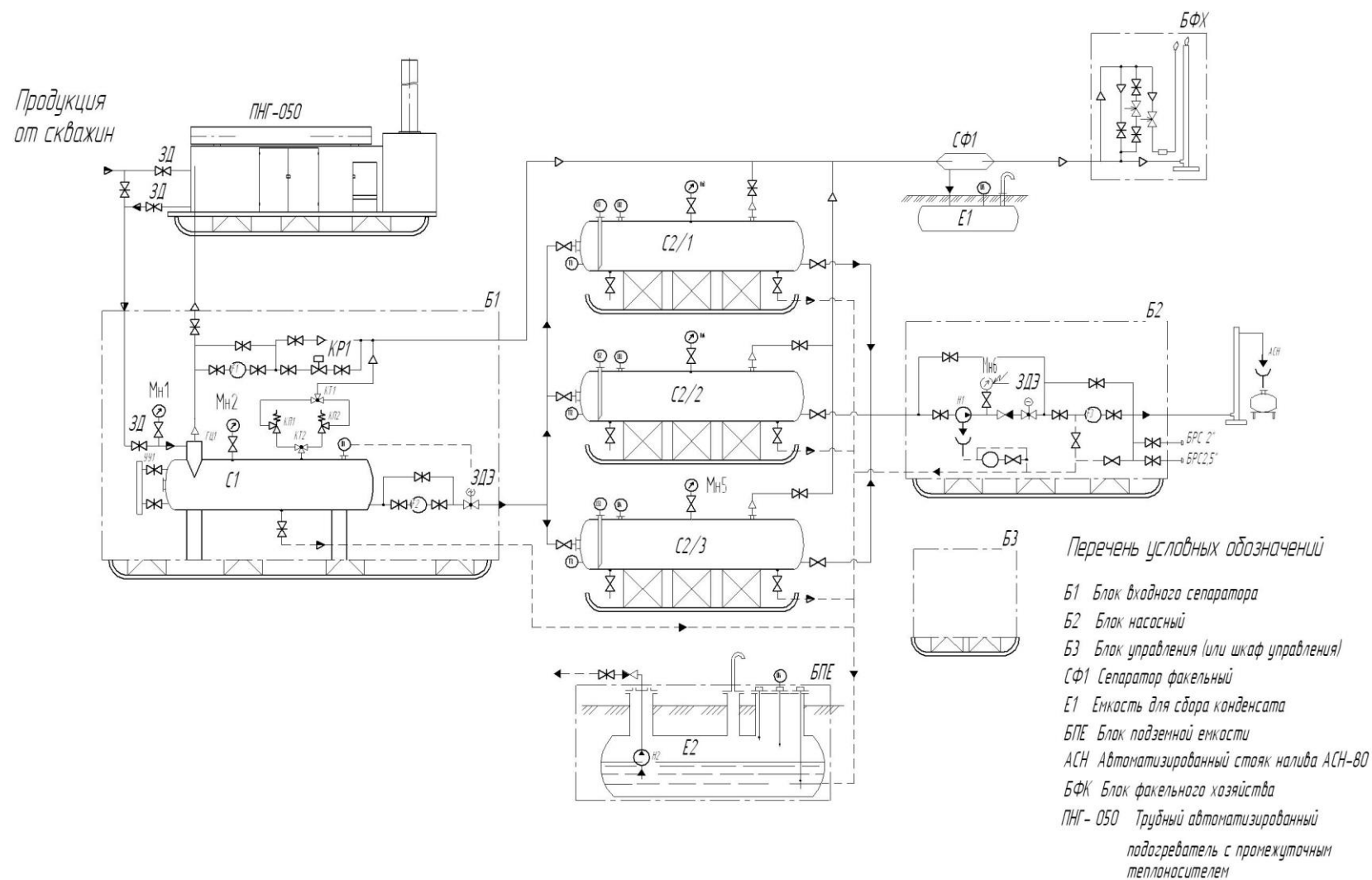


Рис.1.1. Схема сепарационной нефтеналивной установки

2. ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ГИДРОЦИКЛОННОГО СЕПАРАТОРА

2.1. Обзор существующих конструкций гидроциклонных сепараторов

Рассмотрим некоторые виды гидроциклонных сепараторов. На рисунке 2.1 – 1 приведен один из первых образцов гидроциклонных сепараторов, разработанный институтом “Гипровостокнефть”. Он выполнен путем совмещения вертикального сепаратора 1 диаметром 200 мм с тангенциальным вводом продукции и горизонтальной емкостью 2 диаметром 500 мм. Внутри гидроциклона смонтированы направляющий патрубок 3 и патрубок выхода газа 4. Нефтегазовая смесь поступает в гидроциклон по патрубку 5 с линейной скоростью порядка 20 м/с. Резкое увеличение скорости на входе приводит к интенсивному вспениванию всей массы и созданию очень подвижной нестабильной пены. В гидроциклоне вспененная масса приобретает вращательное движение вокруг патрубка 3 и осевое движение вниз. Под действием центробежных сил происходит распределение компонентов газожидкостной смеси по плотности, сопровождающееся разрушением пены, и отбрасывание нефти к стенкам. Газ из гидроциклона удаляется через патрубок 4, а нефть стекает в горизонтальную емкость. Создание высокотурбулизированной пенной массы увеличивает поверхность контакта фаз нефть – газ и создает благоприятные условия для перехода растворенного газа в пузырьки окклюдированного газа, которые с помощью центробежных сил отделяются от нефти.

В результате исследований определено, что если в промышленном сепараторе рабочий газовый фактор равнялся $105 \text{ нм}^3/\text{м}^3$, то в

гидроциклонном сепараторе он увеличился до $108 \text{ нм}^3/\text{м}^3$, при одновременном увеличении удельной нагрузки на единицу объема емкости в 20 раз и при уменьшении времени пребывания нефти в сепараторе в 35 раз. Однако, способ противопоточного отделения газовой фазы от нефти в гидроциклоне не обеспечивал необходимую степень очистки газа от нефти.

Унос нефти с газом в гидроциклоне был в 100 – 200 раз больше, чем в промышленном сепараторе.

В гидроциклонном сепараторе (рисунок 2.1 – 2) с целью уменьшения уноса нефти с газом отбор газа осуществляется без противотока по ходу движения потоков нефти и газа; газ отбирается через патрубок 4, установленный соосно в корпусе гидроциклона (обозначения те же, что и на рисунке 2.1 – 1). В этой конструкции унос нефти с газом уменьшился в 2 – 4 раза, рабочий газовый фактор увеличился до $110 \text{ нм}^3/\text{м}^3$. Однако, и в этой конструкции не удалось добиться требуемой степени очистки газа от нефти и полного выделения газа в объеме сепаратора.

В конструкции гидроциклонного сепаратора (рисунок 2.1 – 3) предусмотрена возможность удаления газа из емкости через патрубок 6 (обозначения те же, что и на рисунке 2.1 – 1), отбор газа из емкости обеспечивает более глубокую дегазацию нефти. Однако, свободное падение потока из гидроциклона на поверхность нефти способствует ее пенообразованию и разбрызгиванию. Поток газа, движущийся в этой зоне, насыщается нефтью, что способствует уносу нефти вместе с газом.

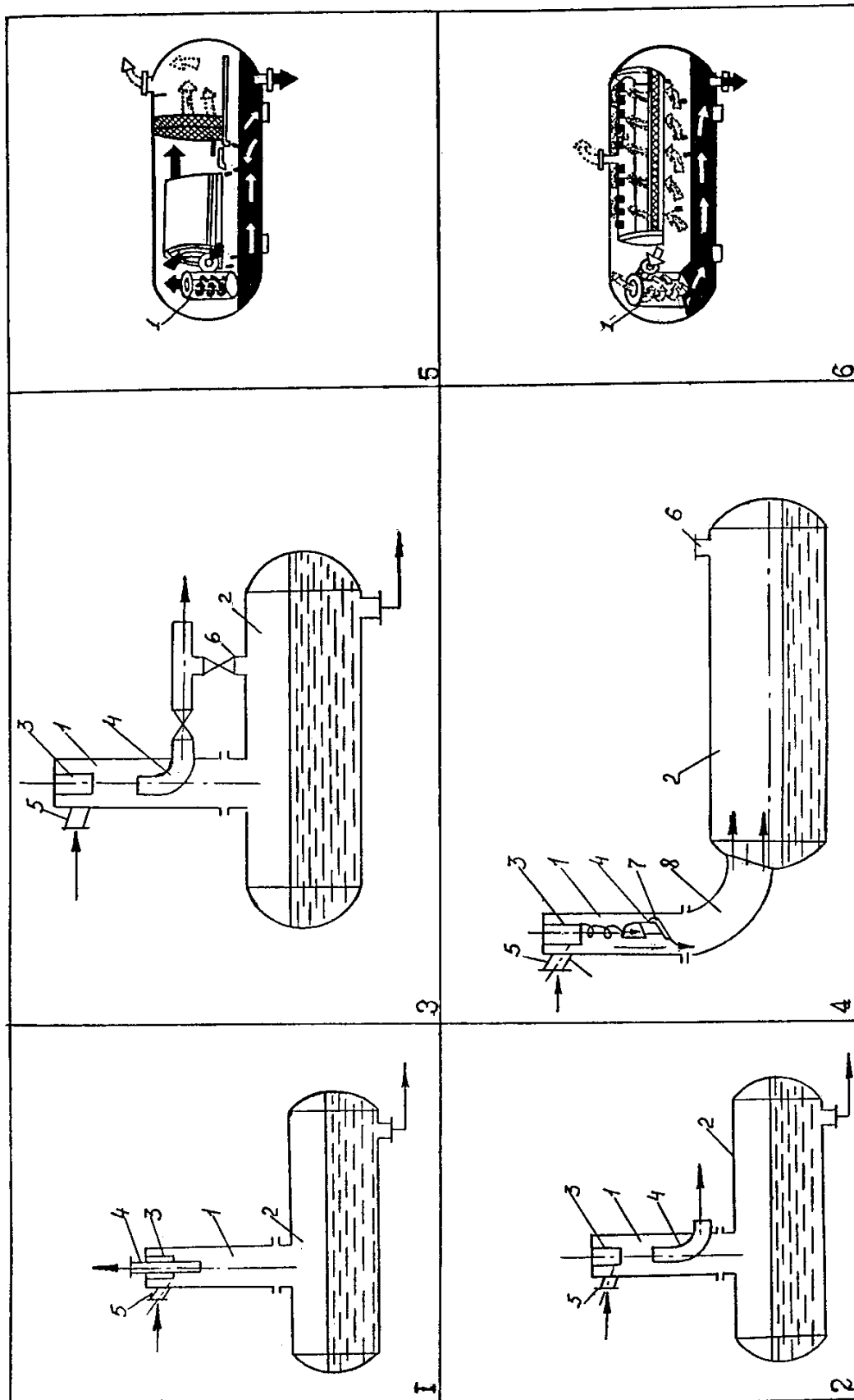


Рисунок 1.1 - Виды гидроциклонных сепараторов

В конструкции гидроциклонного сепаратора (рисунок 2.1 – 4) имеется секция перетока, установленная в нижней части гидроциклона. Она состоит из вертикального отбойника 5, горизонтального отбойника 7 и угольника 8. Секция перетока препятствует смешению газа с нефтью при изменении движения потоков с вертикального направления на горизонтальное направление. Одна часть нефти при своем движении вниз проходит мимо отбойника и непосредственно меняет направление. Другая часть попадает на козырек угольника 8 и по нему перетекает в нижнюю часть отвода. Отбойник 5 препятствует попаданию нефти в газ при движении ее по козырьку. Газовый поток проходит внутри отбойника и также меняет направление движения. Из гидроциклонной головки газовый поток и нефтяной поток поступают в буферную емкость.

В отличие от сепараторов отечественных конструкций, в зарубежных сепараторах элементы предварительной сепарации расположены только внутри аппаратов. В горизонтальных газонефтяных сепараторах фирмы “BS & B” (США) для потоков нефти с газовым фактором $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ при низком давлении сепарации (рисунок 2.1 - 5) и для потоков с высоким содержанием газа в жидкости в виде капель или пробок (рисунок 2.1 - 6) гидроциклонный ввод, по мнению автора, обеспечивает высокую эффективность разделения жидкости и газа. Газонефтяная смесь подается в гидроциклонную головку 1, расположенную в гравитационном сепараторе. Отделившийся газ выходит через отверстия в дефлекторе циклонной головки в верхнюю часть сепаратора и, пройдя очистку от капельной жидкости в каплеуловителях и каплеотбойниках, выводится из сепаратора.

Для подготовки нефти на английских морских платформах в Северном море используются высокопроизводительные нефтегазовые гидроциклонные сепараторы (рисунок 2.2). Сравнение эксплуатационных характеристик показывает, что в случае использования гидроциклонных сепараторов время

сепарации сокращается в 5÷6 раз, а вес установки и производственная площадь снижается более, чем в 4 раза по сравнению с традиционными гравитационными сепараторами. На рисунке 2.3 приведен сепаратор с циркуляцией газа фирмы Порта ТЭСТ для сепарации нефти в условиях сильной пульсации потока.

Проведенные эксперименты на нефтепромыслах Куйбышевской области, а также промышленное использование гидроциклонных сепараторов говорит о том, что процесс отделения газа от нефти происходит, в основном, не в гидроциклонной головке, а в технологической емкости - сепараторе. Роль гидроциклонных головок свелась к равномерному распределению газонефтяной смеси по всей площади технологической емкости.

Отсутствие на входе гидроциклона устройства, обеспечивающего пленочный режим течения потока, приводит к тому, что вращательное движение в аппарате получают только слои, находящиеся непосредственно около стенки.

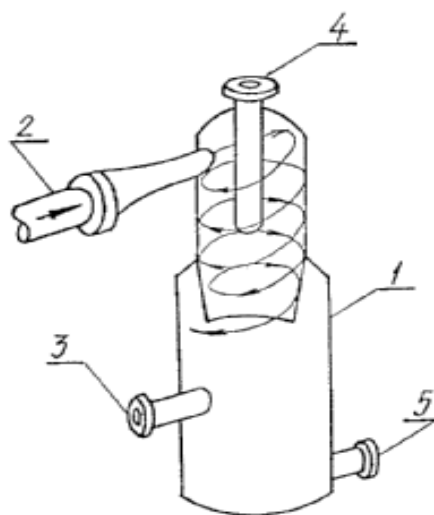


Рисунок 2.2. Нефтегазовый гидроциклонный сепаратор (Англия):

- 1 - корпус; 2 - вход газоводонефтяной смеси; 3 - выход нефти;
- 4 - выход газа; 5 - выход воды.

Слой же потока, расположенного ближе к центру гидроциклона, имеют прямолинейное движение и соударяются с вращающимися слоями, что приводит к дроблению потока. При существующей в настоящее время конструкции гидроциклонов, применяющихся для дегазации нефти, отделение свободного газа происходит, в основном, за счет сил гравитации, а центробежные силы используются недостаточно эффективно. Для эффективного применения центробежных сил в процессах сепарации нефти в гидроциклоне встает задача глубокого изучения гидродинамических закономерностей несущего потока с целью разработки новой конструкции гидроциклонного аппарата, обеспечивающего глубокую дегазацию нефти и, на его основе, создания принципиально новой технологии получения легких углеводородов на стадии подготовки нефти к глубокой ее переработке.



Рисунок 2.3. Рециркуляционный сепаратор фирмы Порта ТЭСТ

В результате анализа конструкций сепараторов выбираем для использования в сепарационной нефтеналивной установке сепаратора с гидроциклонной установкой ГУД-900

2.2. Гидроциклонный сепаратор

2.2.1. Устройство и принцип действия

Гидроциклонирование нефти позволяет решить ряд крупных народнохозяйственных задач:

- а) получение товарной нефти, соответствующей ГОСТ 9965-76;
- б) выделение и использование легких углеводородов и их композиций в качестве внутреннего резерва для подготовки нефти, в том числе ловушечной или промежуточных слоев;
- в) использование полученных легких углеводородов в качестве растворителя цементирующей основы асфальтосмолопарафиновых отложений и осуществить, тем самым, промывку оборудования и скважин.

Мультигидроциклон ГУД-900 является одним из наиболее оптимальных блочных аппаратов для подготовки нефти с получением легких углеводородов. ГУД-900 обеспечивает наиболее полную стабилизацию нефти при максимальном выделении легких углеводородов.

С целью исключения потерь легких фракций нефти и обеспечения полной герметизации системы, мультигидроциклон ГУД-900 используется в герметизированной системе трубопроводного транспорта, разработанной Р.Р.Ахсановым.

Герметизированная система трубопроводного транспорта включает в себя блок газосепарации, насос с узлами учета и обвязки, инжектор, резервуарный парк с уравнительными линиями.

Блок газосепарации (рисунок 2.4) состоит из сепаратора 1, снабженного каплеуловителем 2, мультигидроциклона 3, снабженного сборником жидкой фазы 4 и сборником парогазовой смеси 5.

Поток газонасыщенной нефти поступает в мультигидроциклон 3 и распределяется равномерно по всем гидроциклонным элементам 6. В периферийной области гидроциклонного элемента собирается более тяжелая фаза, стабильная нефть без газа, а в центре вращения потока образуется парогазовый шнур. Парогазовая смесь по газоотводной трубке 7 поступает в общий сборник 5 и по трубе 8 - в сепаратор 1, ударяясь и стекая по наклонной перегородке 9. Перегородка 9 имеет отверстия 10 для выхода газа. Нефть стабильная

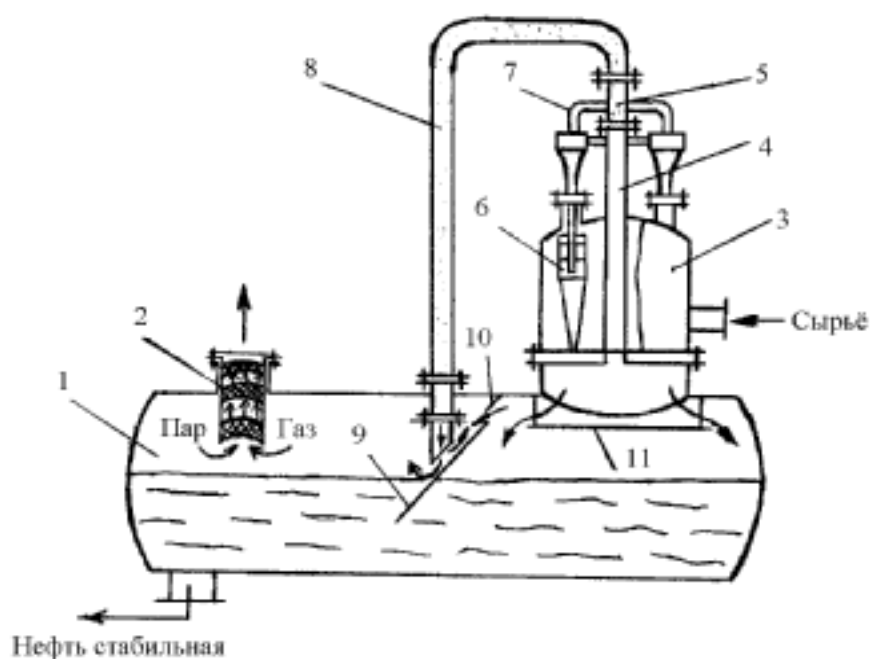


Рисунок 2.4 Блок получения легких углеводородов

Жидкая фаза из сборника 4, а также стабильная нефть из разгрузочного отверстия стекают на козырек отбойника 11, где происходит более полная дегазация.

Свободный газ собирается в парогазовой зоне блока сепарации и поступает в каплеуловитель 2. Стабильная нефть без газа поступает на прием насоса и, пройдя узел учета, перекачивается в резервуарный парк.

Техническая характеристика ГУД-900:

1. Рабочее давление - 0,6МПа;
2. Пробное давление - 0,9МПа;
3. Объем - 0,076м³;
4. Производительность - 700м³/сут;
5. Минимальная температура окружающей среды - минус 40 °С;
6. Рабочая среда - нефть.

Основным элементом гидроциклонной установки ГУД-900 является сепарирующий гидроциклонный элемент 8 (рисунок 2.5). Каждый гидроциклонный элемент устанавливается в стакан 11 и снабжается сливной камерой 4, соединенной со стаканом с помощью фланцев 12, завихрителем 9, рабочим элементом которого является сужающаяся винтовая канавка, позволяющая осуществить пленочное истечение жидкости. Кроме того мультигидроциклон ГУД-900 снабжен тангенциальным входным патрубком, позволяющим потоку газонасыщенной нефти распределяться равномерно по всем гидроциклонным элементам.

Тяжелая фаза из каждого гидроциклонного элемента поступает в сепаратор через опорный штуцер, а легкая фаза в виде парогазового потока по патрубкам 3 соединителя 5 собирается в газосборную камеру 3 и далее по трубопроводу направляется в сепаратор. Каждая сливная камера соединяется с гидроциклонным элементом посредством сливной трубки 2, снабженной коническим наконечником 7 для повышения эффективности сепарации. Кроме того каждая сливная камера соединяется со сборником-коллектором 6, жидкость из которого поступает в сепаратор через опорный штуцер.

Наконечник 7 сливной трубки гидроциклона позволяет мелким взвешенным каплям жидкости отражаться от поверхности этого наконечника. Отраженные циркуляционные токи при этом движутся в том же направлении, что и осевой поток. Кроме того, мелкие капельки жидкости концентрируются на наружной поверхности сливной камеры и по мере накопления укрупняются за счет коалесценции. Эти более крупные частицы в дальнейшем стекают вдоль наружной стенки наконечника и, попадая в центробежное поле путем срыва вихревым потоком с острых кромок поверхности, отбрасываются в периферийную зону аппарата. Чем ближе к центру вращения, тем интенсивнее крутка потока. Поэтому наличие дополнительной отражательной поверхности и острой кромки в наконечнике сливного патрубка, находящейся в непосредственной близости от парогазового шнура, улучшают отделение мелких капель нефти путем различного угла отражения капель и потоков из-за различных ступенчатых углов наклона внешней отражательной поверхности наконечника сливного патрубка. Этому же способствует и наличие местного сопротивления для капель жидкости в проходном канале наконечника. Это сопротивление выполнено в виде тороидальной поверхности обтекаемой формы, так что центральный газовый вращающийся поток проходит через него, не встречая больших сопротивлений.

Наконечник сливного патрубка (рисунок 2.6) имеет наружную поверхность в виде конусов 1 и 2. Последние имеют различный угол наклона, за счет чего и образуется ребро 3. Внутренняя поверхность начинается с тороидальной поверхности 4. последняя с конусом 2 образует ребро 5.

Гидроциклонный аппарат монтируется в вертикальном положении и состоит из 4 гидроциклонных элементов 8, соединенных с помощью сливных камер 4 с газосборной камерой 3. Гидроциклонные элементы смонтированы

в общем корпусе 1, имеющим входной патрубок для ввода газожидкостной смеси. Для ускоренного монтажа и возможности внутреннего осмотра аппарата все элементы аппарата крепятся на фланцевых соединениях.

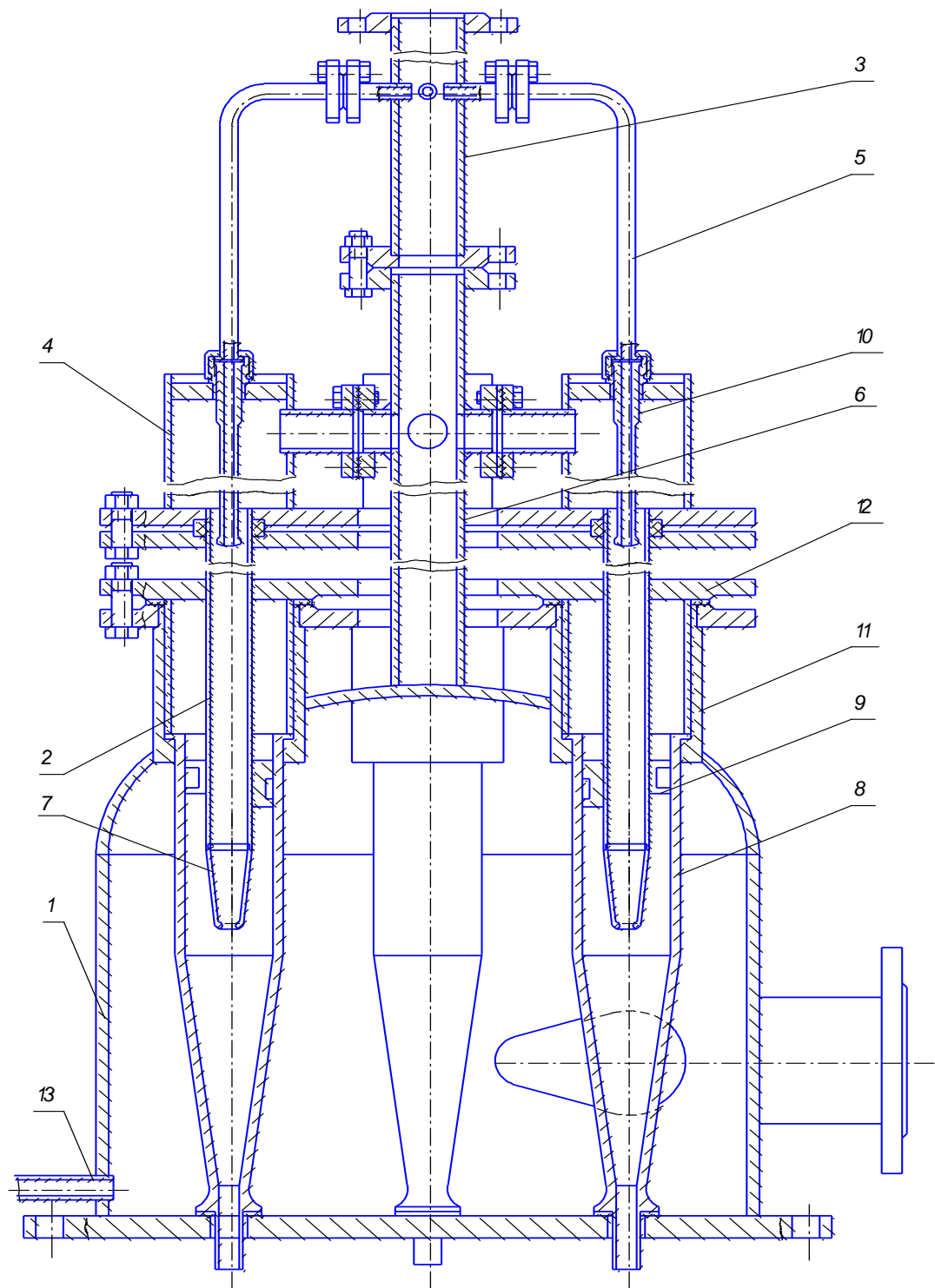


Рисунок 2.5 – Установка гидроциклонная ГУД - 900

В нижних частях центральной камеры отвода газоконденсата и внутренней полости корпуса предусмотрены патрубки для удаления механических примесей и промывки аппарата.

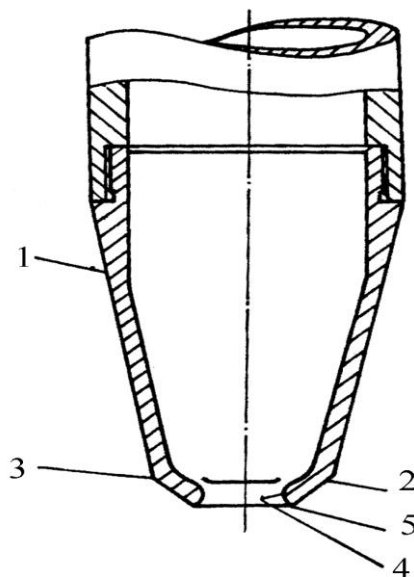


Рисунок 2.6 – Наконечник сливного патрубка

Обязательным условием гидроциклонирования является наличие устойчивого парогазового шнура на оси закрученного потока, в который и выделяются газовые включения. Условие существования парогазового шнура и его размеры полностью определяются гидродинамикой несущего потока. Вместе с тем сам он оказывает существенное влияние на сепарационные и расходные характеристики гидроциклонного аппарата.

Поток газонасыщенной нефти поступает в мультигидроциклон, где за счет тангенциального входного патрубка распределяется равномерно по всем гидроциклонным элементам 8. Далее нефть через прорези в корпусе гидроциклонного элемента попадает в завихритель 9, обеспечивающий

плёночное истечение жидкости, которым снабжается каждый гидроциклонный элемент.

Интенсивно закручиваясь нефть под действием центробежных сил разделяется на легкую и тяжелую фазы. Тяжелая фаза по периферии стекает по стенкам элемента и собирается через опорный штуцер в сепаратор. Легкая фаза концентрируется в центре гидроциклонного элемента в виде парогазового интенсивно вращающегося шнура, т.к. на расстоянии близком к центру вращения потока, происходит интенсивное выделение газов. Чем выше скорость вращения, тем больше перепад давления между периферией и центром вращения, следовательно активнее происходит дегазация жидкости.

Концентрируясь в центре вращения потока, парогазовая смесь устремляется в сливную трубку 2. Однако более тяжелые углеводороды в виде тумана или пленки жидкости концентрируются по наружной поверхности наконечника 7 сливной трубки, накапливаясь, укрупняются за счет коалесценции. Эти более крупные частицы в дальнейшем стекают вдоль наружной стенки наконечника и, попадая в центробежное поле путем срыва вихревым потоком с острых кромок поверхности, отбрасываются в периферийную зону аппарата.

Сливная трубка соединяется с внезапно расширяющейся сливной камерой 4. Это позволяет более полно удалить из жидкости выделившиеся углеводородные газы и сконцентрировать жидкую, более тяжелую фазу легких углеводородов вследствие появления эффекта детандера в месте внезапного расширения камеры сбора капельной жидкости.

Капельная жидкость вместе с конденсированными углеводородами поступает через сборник-коллектор 6 в сепаратор. Отделенная парогазовая смесь, собранная в отдельный коллектор по соединительной трубке поступает на наклонную перегородку сепаратора, ударяясь о неё, вызывая

тем самым, дополнительное выделение газовых включений за счет осуществления пленочного режима течения сконденсированной жидкости и разрушения состояния гидродинамического равновесия за счет энергии удара.

Важной особенностью является то, что газосборная трубка 10 снабжена снаружи обтекаемым кольцом (рисунок 2.7). Это позволяет изменить поле давления возле выводного отверстия сливной трубки таким образом, что капельная жидкость проходит по периферии сливной трубки, а газ удаляется по выводному каналу газосборной трубки.

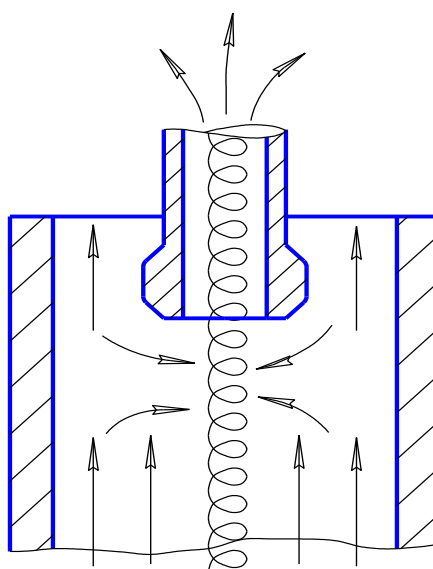


Рисунок 2.7 – Трубка газосборная

2.2.2. Правила монтажа и эксплуатации гидроциклонной установки ГУД-900

Монтаж гидроциклона ГУД – 900 на сепараторе может быть осуществлен имеющимися в распоряжении НГДУ самоходными

автомобильными или транспортными кранами. Монтаж может быть осуществлен при помощи талевого механизма, специального приспособления, лебедки или подъемника.

Гидроциклон ГУД – 900 имеет опорный фланец, соответствующий общепринятым стандартам с $P_y = 0,6$ МПа и $D_y = 500$ мм и устанавливается на патрубок сепарационной емкости. В процессе монтажа требуется тщательно собирать фланцевые соединения. При затяжке болтов и шпилек необходимо соблюдать равномерный зазор между фланцами. Для обеспечения равномерного зазора и избежания перекосов фланцев при креплении следует попеременно затягивать диаметрально расположенные болты.

Подводящие трубопроводы должны быть смонтированы так, чтобы в местах стыка их с фланцами гидроциклона не возникали растягивающие напряжения и напряжения изгиба.

После окончания монтажа проводят гидравлические испытания установки. По результатам испытаний устраняют выявленные недостатки: дефекты корпуса и трубопроводов, неплотности соединений, затяжку болтов опорного фланца; проверяют состояние контрольно-измерительных приборов, исправность предохранительных клапанов.

Во время работы гидроциклонной установки ГУД – 900 техническое обслуживание ее сводится, в основном, к наблюдению за показаниями контрольно-измерительных приборов.

Показания приборов должны соответствовать номинальному режиму работы аппарата. Стрелки измерительных приборов при исправном состоянии мультигидроциклона и трубопроводов должны иметь плавные колебания.

Период длительной остановки следует использовать для проведения предупредительного ремонта, а также для устранения неисправностей, замеченных во время работы аппарата.

Устранение неисправностей сводится, в основном, к смене прокладок, проверке плотности соединений.

2.2.3. Расчет производительности гидроциклонной установки

Сложность гидродинамических условий, недостаточная изученность явлений, происходящих при выделении газа из нефти в поле центробежных сил, отсутствие установленных зависимостей осложняют расчет гидроциклона для выделения легких углеводородов из нефти. В основу расчета положены эмпирические зависимости, связывающие производительность сепараторов, на которых установлены гидроциклоны, с основными конструктивными размерами сепарационной емкости, параметрами процесса и физико – химическими свойствами обрабатываемых продуктов.

Согласно методике изложенной в [10], формула для расчета гидроциклона получается совместным решением уравнений

$$V_r = 86400 \cdot F \cdot W \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T \cdot Z}, \quad (2.1)$$

$$W = 900 \sqrt{\frac{\sigma_n}{\rho_r}} \cdot \sqrt[3]{\mu_n} \cdot \sqrt[4]{\frac{1}{D}} \cdot \sqrt[4]{\rho_n} \cdot \sqrt{\frac{1}{q}}, \quad (2.2)$$

где V_r – пропускная способность гидроциклона по газу, м³/сут;

W – средняя допустимая скорость восходящего потока газа, м/с;

F – площадь горизонтального сечения гидроциклона по диаметру, м²;

P – рабочее давление в гидроциклоне, МПа;

P_0 – нормальное давление ($101,3 \cdot 10^3$ Па);

T – термодинамическая температура в гидроциклоне (353 К);

T_0 – нормальная температура (273 К);

Z – коэффициент сжимаемости газа;

σ_n – поверхностное натяжение на границе нефть-газ, кг/м;

ρ_g – плотность газа в рабочих условиях, кг/м³;

ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

μ_n – динамическая вязкость нефти, кг·с/м²;

D – диаметр гидроциклона, м;

q – удельная нагрузка по газу, м³/м³.

Учитывая, что $F = \frac{\pi D^2}{4}$ получим

$$V_g = 67824 \cdot D^2 \cdot W \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T \cdot Z} \quad (2.3)$$

В результате уравнение, отражающее зависимость производительности гидроциклона от его размеров и параметров обрабатываемого продукта, имеет следующий вид:

$$V_g = 610 \cdot 10^5 \cdot D^{1,75} \cdot \sqrt{\frac{\sigma_n}{\rho_g}} \cdot \sqrt[4]{\rho_n} \cdot \sqrt{\frac{1}{q}} \cdot \sqrt[3]{\mu_n} \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T \cdot Z} \quad (2.4)$$

Производительность гидроциклона по нефти согласно [10] определяется уравнением:

$$Q_n = \frac{V_g}{G}, \quad (2.5)$$

где G – рабочий газовый фактор, м³/м³.

Расчет производительности гидроциклона проведем, используя в качестве рабочей среды нефть Ромашкинского месторождения (республика Татарстан). Физические свойства нефти согласно [22] представлены в таблице 2.1.

Так как температура рабочей среды в гидроциклоне составляет 80°C (353 K), необходимо провести пересчет плотности нефти к условиям в гидроциклоне по формуле:

Таблица 2.1.

Физические свойства нефти Ромашкинского месторождения

Давление насыщения, МПа	Содержание растворенного газа, м ³ /м ³	Газовый фактор, м ³ /м ³	Плотность при t = 20°C, кг/м ³	Объемный коэффициент b	Вязкость, МПа·с
8,5	49	55	859	1,16	2,5

$$\rho_4^t = \rho_4^{20} - \gamma \cdot (t - 20), \quad (2.6)$$

где ρ_4^t - удельная плотность нефти при температуре, для которой делается пересчет; ρ_4^{20} - удельная плотность нефти при температуре 20°C; γ - коэффициент пересчета, который находится по таблице [7].

Удельную плотность нефти при температуре 20°C найдем по формуле:

$$\rho_4^{20} = \frac{\rho_n^{20}}{\rho_b^4}, \quad (2.7)$$

где ρ_n^{20} - плотность нефти при температуре 20°C, кг/м³; ρ_b^4 - плотность воды при температуре 4°C (1000 кг/м³). Подставим в формулу (3.7) значения плотностей нефти и воды:

$$\rho_4^{20} = \frac{859}{1000} = 0,859$$

Проведем пересчет плотности нефти по формуле (2.6):

$$\rho_4^{80} = 0,859 - 0,000673 \cdot (80 - 20) = 0,819$$

Плотность нефти в гидроциклоне $\rho_n = \rho_4^{80} \cdot \rho_b^4 = 0,819 \cdot 1000 = 819$ кг/м³

Поверхностное натяжение, согласно [9], на границе “нефть – газ” при атмосферном давлении $\sigma_{\text{H}}^{\text{атм}} = 27 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м}$. Согласно графика [9] поверхностное натяжение для нефти с давлением насыщения $P_{\text{H}} = 8,5 \text{ МПа}$

$$\sigma_{\text{H}} = 41,5\% \cdot \sigma_{\text{H}}^{\text{атм}} = 0,415 \cdot 27 \cdot 10^{-3} = 11,21 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м}$$

Формула для расчета удельной нагрузки по газу имеет следующий вид:

$$q = (G - \alpha \cdot P) \cdot \frac{P_0}{P} \cdot \frac{T}{T_0 \cdot Z}, \quad (2.8)$$

где G – рабочий газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

α - коэффициент растворимости газа в нефти;

P – рабочее давление в гидроциклоне, МПа;

P_0 – нормальное давление ($101,3 \cdot 10^3 \text{ Па}$);

T – термодинамическая температура в гидроциклоне (353 К);

T_0 – нормальная температура (273 К);

Z – коэффициент сжимаемости газа.

Коэффициент растворимости газа в нефти

$$\alpha = \frac{G}{P_{\text{H}} - P_0}, \quad (2.9)$$

где P_{H} – давление насыщения нефти, МПа.

Найдем значение коэффициента растворимости:

$$\alpha = \frac{55}{8,5 - 0,1} = 6,5 \text{ МПа}^{-1}$$

Коэффициент сжимаемости газа Z определяют обычно по экспериментальным графикам. Коэффициенты сжимаемости на этом графике поставлены в зависимость от приведенного давления и приведенной температуры, которые определяются согласно [22] по формулам:

$$P_{\text{пр}} = \frac{P}{\sum y_i \cdot P_{\text{кри}}}, \quad (2.10)$$

$$T_{\text{пр}} = \frac{T}{\sum y_i \cdot T_{\text{кри}}}, \quad (2.11)$$

где P – давление газа, МПа; T – температура газа, К; y_i – мольная концентрация i -го компонента смеси; $P_{\text{кри}}$ – критическое давление i -го компонента, МПа; $T_{\text{кри}}$ – критическая температура i -го компонента.

Состав нефтяного газа Ромашкинского месторождения и его свойства приведены в таблице 3.2.

Используя данные таблицы, вычислим значения приведенного давления и приведенной температуры.

$$P_{\text{пр}} = \frac{0,6}{0,4 \cdot 4,58 + 0,195 \cdot 4,82 + 0,18 \cdot 4,2 + 0,025 \cdot 3,64 + 0,05 \cdot 3,747 + 0,045 \cdot 3,3 + 0,001 \cdot 7,29 + 0,104 \cdot 3,349} = 0,139$$

$$T_{\text{пр}} = \frac{353}{0,4 \cdot 190,9 + 0,195 \cdot 305,3 + 0,18 \cdot 369,81 + 0,025 \cdot 407,9 + 0,05 \cdot 425 + 0,045 \cdot 470,2 + 0,001 \cdot 304,1 + 0,104 \cdot 420,13} = 1,18$$

Из графика [22] находим, что $Z = 0,99$. Тогда,

$$q = (55 - 6,5 \cdot 0,6) \cdot \frac{0,1}{0,6} \cdot \frac{353}{273 \cdot 0,99} = 11,1$$

Таблица 2.2.

Состав газа Ромашкинского месторождения и его свойства

Наименование	Состав газа							
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂ +R
Содержание в смеси, % мольные	40	19,5	18	2,5	5,0	4,5	0,1	10,4
Молярная масса, моль/кг	16,04	30,07	44,09	58,12	58,12	72,15	44,0	28,02
Давление критическое, МПа	4,58	4,82	4,2	3,64	3,747	3,3	7,29	3,349
Температура критическая, К	190,9	305,3	369,81	407,9	425	470,2	304,1	420,13

Зная содержание в газовой смеси каждого компонента и его молярную массу (таблица 2.2), можно рассчитать плотность смеси. Для этого вычислим объем и плотность каждого компонента. Исходя из выражения $\frac{V_i}{\sum V_i} = \frac{n_i}{\sum n_i}$ (где V_i – объем, занимаемый i -тым компонентом смеси; $\sum V_i$ – суммарный объем смеси; n_i – число молей i -го компонента в смеси; $\sum n_i$ – суммарное число молей всех компонентов смеси), можно найти объем каждого элемента в 1 м³ смеси. Т.е. получается, что объем каждого элемента равен его мольной концентрации. Объемное содержание каждого компонента представлено в таблице 2.3.

Таблица 2.3.

Объемное содержание каждого компонента в 1 м³ смеси

Компонент	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂ +R
Объем, м ³	0,40	0,195	0,18	0,025	0,05	0,045	0,001	0,104

Плотность компонентов смеси будем искать по формуле:

$$\rho = \frac{M}{22,4136}, \quad (2.12)$$

где M – молярная масса компонента (таблица 3.2).

Результаты расчета плотностей компонентов смеси сведем в таблицу 2.4.

Таблица 2.4.

Плотности компонентов смеси

Компонент	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i- C ₄ H ₁₀	n- C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂ +R
Плотность, кг/м ³	0,7156	1,3416	1,9671	2,5931	2,5931	3,219	1,9631	1,25

Найдем массу каждого компонента по формуле:

$$m_i = \rho_i \cdot V_i \quad (2.13)$$

Результаты расчета масс сведем в таблицу 2.5.

Таблица 2.5.

Массы элементов смеси

Компонент	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i- C ₄ H ₁₀	n- C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂ +R
Масса в смеси, кг	0,2862	0,2616	0,3541	0,0648	0,1297	0,1449	0,002	0,13

Сумма масс в 1 м³ смеси даст нам плотность газовой смеси, которую будем использовать в дальнейших расчетах.

$$\begin{aligned} \sum m_i &= m_{\text{CH}_4} + m_{\text{C}_2\text{H}_6} + m_{\text{C}_3\text{H}_8} + m_{\text{i-C}_4\text{H}_{10}} + m_{\text{n-C}_4\text{H}_{10}} + m_{\text{C}_5\text{H}_{12}} + m_{\text{CO}_2} + m_{\text{N}_2} = \\ &= 0,2862 + 0,2616 + 0,3541 + 0,0648 + 0,1297 + 0,1449 + 0,002 + 0,13 = 1,373 \text{ кг} \end{aligned}$$

Следовательно, плотность газовой смеси $\rho_r = 1,373 \text{ кг/м}^3$.

Определим пропускную способность гидроциклонного элемента по газу по формуле (2.4), подставляя найденные значения плотности нефти и газа, удельной нагрузки по газу, поверхностного натяжения и коэффициента сжимаемости:

$$V_{\Gamma} = 610 \cdot 10^5 \cdot 0,075^{1,75} \cdot \sqrt{\frac{11,21 \cdot 10^{-4}}{1,373}} \cdot \sqrt[4]{819} \cdot \sqrt{\frac{1}{11,1}} \cdot \sqrt[3]{2,5 \cdot 10^{-4}} \cdot \frac{0,6}{0,1} \cdot \frac{273}{353 \cdot 0,99} = 8882 \text{ м}^3/\text{сут}$$

По формуле (2.5) определим производительность по нефти одного гидроциклонного элемента:

$$Q_{\text{н}} = \frac{8882}{55} = 161,5 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Тогда производительность по газу и по нефти гидроциклонной установки будет в 4 раза больше (по числу гидроциклонных элементов):

$$V_{\text{уст}} = 4 \cdot 8882,7 = 35530 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q_{\text{уст}} = 4 \cdot 161,5 = 646 \text{ м}^3/\text{сут}$$

2.2.4. Проверочный расчет гидроциклона на допускаемое давление

Выполним проверочный расчет цилиндрической части гидроциклона согласно [23] по формуле:

$$[P] = \frac{2,3 \cdot (\delta - C) \cdot [\sigma] \cdot \varphi}{D_{\text{в}} + (\delta - C)}, \quad (2.14)$$

где $[P]$ – наибольшее допускаемое давление на стенки цилиндрической части гидроциклона, МПа;

δ – толщина стенки цилиндрической части гидроциклона (5 мм);

C – прибавка на коррозию, мм;

$[\sigma]$ – допускаемое напряжение материала гидроциклона на растяжение при рабочей температуре, МПа;

φ – коэффициент прочности сварных швов;

D_v – внутренний диаметр гидроциклона (75 мм).

Величина прибавки на коррозию C для гидроциклона принимается равной 2...3 мм, а коэффициент прочности сварных швов φ можно принять равным 0,95.

Допускаемое давление $[\sigma]$ найдем из выражения:

$$[\sigma] = k \cdot \sigma_{\text{ном}}, \quad (2.15)$$

где k – коэффициент условий работы аппарата, принимаемый равным 0,9;

$\sigma_{\text{ном}}$ – номинальное допускаемое напряжение, МПа.

Номинальное допускаемое напряжение для стали марки Ст 3 при рабочей температуре 80°C согласно [6] принимаем равным 105 МПа. Тогда

$$[\sigma] = 0,9 \cdot 105 = 94,5 \text{ МПа}$$

Формула (3.14) применима при условии $\beta \leq 1,5$. Величина β согласно [23] определяется из формулы:

$$\beta = 1 + 2 \cdot \frac{(\delta - C)}{D_v}, \quad (2.16)$$

где δ – толщина стенки цилиндрической части гидроциклона (5 мм);

C – прибавка на коррозию, мм;

D_v – внутренний диаметр гидроциклона (75 мм).

Подставляя в формулу (4.16) значения δ , C , D_v получим:

$$\beta = 1 + 2 \cdot \frac{5 - 3}{75} = 1,053$$

Т.к. $1,053 < 1,5$, то формулу (3.14) можно применять для расчета допускаемого давления в гидроциклоне. Итак

$$[P] = \frac{2,3 \cdot (5 - 3) \cdot 94,5 \cdot 0,95}{75 + (5 - 3)} = 5,36 \text{ МПа}$$

По результату расчета видно, что давление, которое может выдержать гидроциклон, почти десятикратно превосходит его рабочее давление $P = 0,6$ МПа.

3. ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ УСТАНОВКИ

3.1. Накопительные емкости

В качестве накопительных емкостей в проекте предлагается использование трех наземных резервуаров РГС-100, а также подземной емкости ЕПП-63.

Резервуары горизонтальные стальные РГС-100м³ предназначены для подземного и наземного хранения светлых и темных нефтепродуктов с плотностью до 1 тс/м³ (10 кн/м³) при внутреннем избыточном давлении в газовом пространстве 0,04 мПа (0,4 кгс/см²) – для плоских днищ и 0,07 мПа (0,7 кгс/см²) – для конических днищ или вакууме 0,001 мПа (0,01 кгс/см²). Вид климатического исполнения УХЛ5, при эксплуатации температура окружающей среды от – 10°С до + 35°С. Конструкция резервуаров горизонтальных стальных РГС-100м³ предусматривает подземную и наземную установки в сухих и мокрых грунтах.

Для подогрева вязких нефтепродуктов насыщенным водяным паром резервуары горизонтальные стальные РГС-100м³ могут оснащаться внутренним секционным подогревающим устройством, а также металлоконструкциями площадок обслуживания с лестницей ограждением.

Резервуары производятся с двойной стенкой, имеют систему и приборы контроля герметичности межстенного пространства, датчик максимального уровня линии наполнения, систему деаэрации.

Конструкция резервуаров РГС-100 представлена на рисунке 3.1.

Технические характеристики резервуара горизонтального стального РГС-100 м³ представлены в табл. 3.1.

Резервуары

Назначение - для хранения и раздачи жидких нефтепродуктов

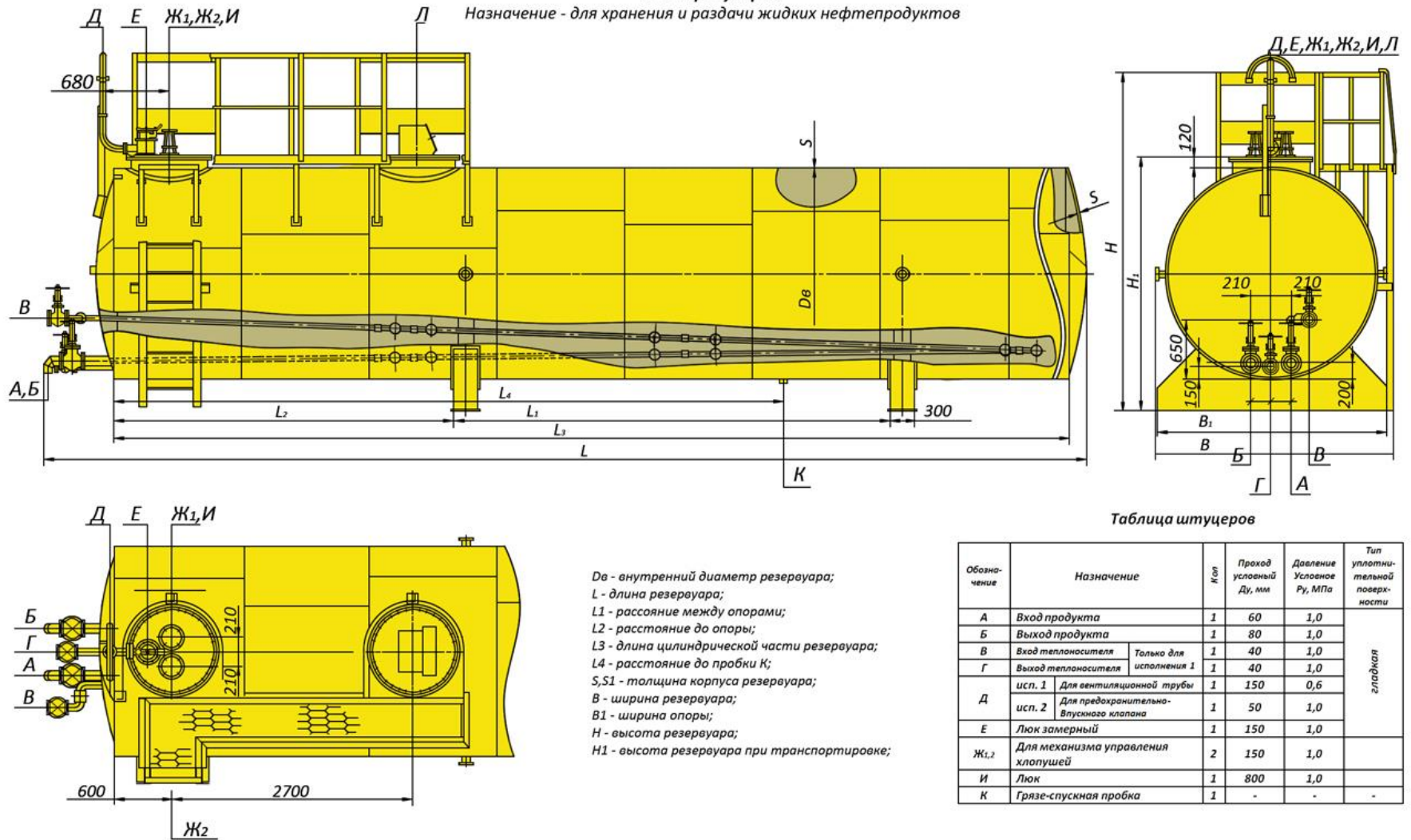


Рис.3.1. Конструкция резервуара РГС-100

Таблица 3.1.

Технические характеристики резервуара горизонтального стального
РГС-100 м³

Наименование параметра		РГС-100
Рабочее давление, МПа		налив
Рабочее давление в подогревателе, МПа		0,4
Рабочая температура, °С		От 0 до 90*
Допустимая минимальная стенки резервуара, °С	СтЗпс4	Минус 40
	09Г2С-8	Минус 60
Внутренний диаметр резервуара, Дв, мм		3000
Длина резервуара, L, мм		14400
Расстояние между опорами, L1, мм		5100
Расстояние до опоры, L2, мм		3550
Длина цилиндрической части резервуара, L3, мм		13500
Расстояние до пробки, К, L4, мм		-
Толщина корпуса резервуара, S/S1, мм		6/12
Ширина резервуара, В, мм		3440
Ширина опоры, В1, мм		3440
Высота резервуара, Н, мм		4485
Высота резервуара при транспортировке, Н1, мм		3650
Площадь поверхности теплообмена, м ²		14
Масса резервуара, кг		7920
Установленный срок службы, лет		10
Сейсмичность по 12 балльной шкале, балл		Не более 6
Группа резервуаров по ОСТ 26 291-94		5а

Емкости подземные ЕП представляют собой цилиндрические горизонтальные аппараты для установки в грунт с двумя люками и штуцерами для технологических процессов КИПиА. На одном из люков расположен электронасосный агрегат.

Рабочая среда – слабокоррозионная, скорость проникновения коррозии не более 0,1мм/год при объемном содержании H_2S в газовой фазе не более 1,8%. В зависимости от свойств перекачиваемой среды, емкости подземные ЕП комплектуются:

- электронасосным агрегатом, типа МВ 50/50-для емкостей, не подлежащих термообработке;

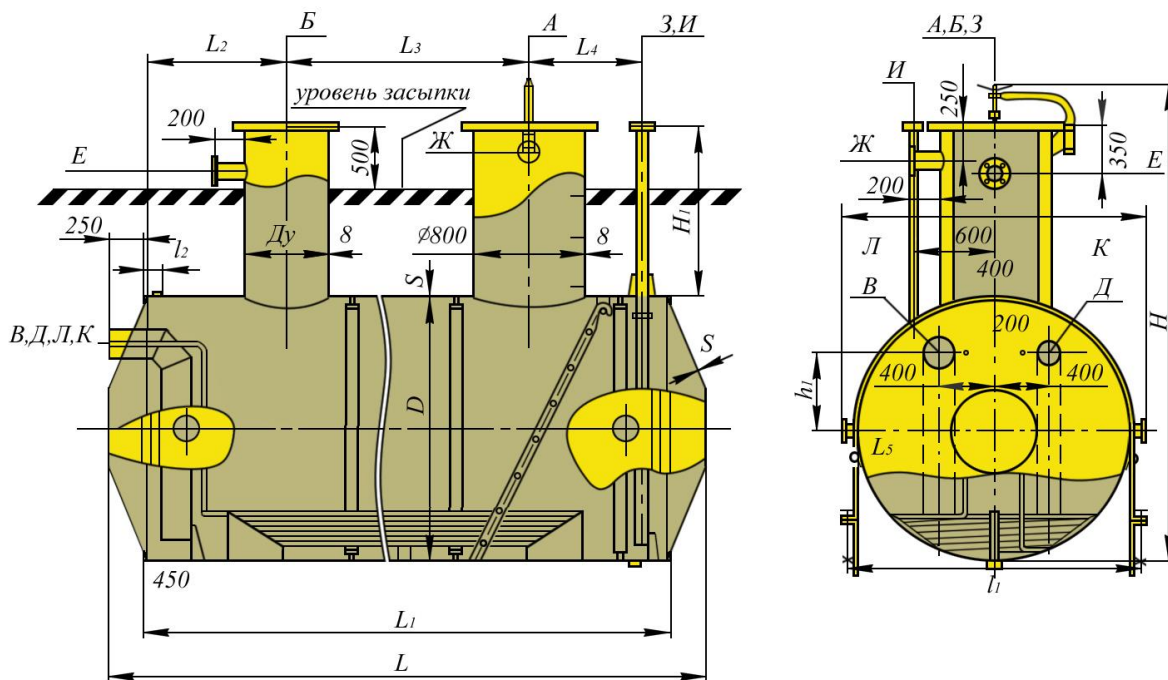
- электронасосным агрегатом АХПО-Е 45/54-К-2Г - для емкостей, подлежащих термообработке.

Емкости используются для слива остатков темных и светлых нефтепродуктов, нефти, масел, конденсата, в том числе в смеси с водой из технологических сетей (трубопроводов) и аппаратов на предприятиях нефтеперерабатывающей, нефтехимической, нефтяной и газовой отраслей промышленности.

Конструкция емкости ЕПП-63 представлена на рисунке 3.2.

Технические характеристики емкости ЕПП-63 м³ представлены в табл. 3.2.

TY 3615-145-00217298-2001



Дв - внутренний диаметр резервуара; L - длина резервуара; L1 - расстояние между опорами;
L2 - длина цилиндрической части резервуара; S, S1 - толщина корпуса резервуара; В - ширина резервуара;
Н - высота резервуара; Н1 - высота резервуара при транспортировке; Н2 - уровень засыпки;

Таблица штуцеров

Об.	Назначение	Кол.	Условный проход Ду, мм	Условное давление Ру, МПа	Тип уплотнит. поверхности
А	Люк	1	800	0,3	гладкая
Б	Для насоса	1	см. табл. 2	0,6	
В	Вход продукта	1	200	-	
Д	Выход продукта аварийный	1	150		
Е	Вход пара	1	100	1,6	гладкая
Ж	Воздушник	1	100		
З	Для уровнемера	1	65		
И	Для термопреобразователя	1	50	1,0	
К	Вход теплоносителя	1	20	-	-
Л	Выход теплоносителя	1	20		

Параметры штуцера Б

Условный проход Ду, мм	Тип эл. Насосного агрегата	h погр. части, м
700	НВ-Е-50/50	3,0 (3,7)
800	12НА-9*4	3,2 (3,9)

Рис. 3.2. Конструкция емкости ЕПП-63

Таблица 3.2.

Технические характеристики емкости ЕПП-63

Параметры емкости		Значение
Давление, мПа	рабочее, не более	0,07
	расчетное	0,07
	пробное	0,2
t, °C	рабочая, не более	80
	расчетная	100
Группа сосуда по ОСТ 26 291-94		
Прибавки для компенсации коррозии, мм		
- без термообработки		2,0
- с термообработкой		4,0
Расчетный срок службы, лет		
- без термообработки		20
- с термообработкой		12
Сейсмичность по 12 балльной шкале, баллов, не более		6
D, мм		3000
L, мм		9250
L1, мм		8400
L2, мм		1300
L3, мм		5600
L4, мм		1000
L5, мм		3210
l1, мм		3070
l2, мм		200
H, мм		4360

Продолжение таблицы 3.2.

H1, мм	1000
h, мм	1100
S*, мм	10
Масса пустого аппарата	8860

3.2. Блок насосный

В проекте предусмотрено использование электронасоса центробежного КМ65-50-160-Е.

Электронасосы центробежные типа КМ-Е предназначены для перекачивания нефтепродуктов температурой от -40 до + 50 С, вязкостью до 10 м/с (100 сСт), с содержанием твердых взвешенных частиц размером не более 2 мм. Электронасосы предназначены для эксплуатации во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок, в которых могут образовываться взрывоопасные смеси горючих газов или паров с воздухом. Проточная часть - стальная, уплотнение вала -торцовое. Торцовые уплотнения фирм "Burgman". «Герметика» и др. Частота вращения 2900 об/мин.

Технические характеристики насоса КМ65-50-160-Е представлены в табл. 3.3.

Таблица 3.3.

Технические характеристики насоса КМ65-50-160-Е

Обозначение электронасоса	Подача, м ³ /час	Напор, м.	Электро-двигатель	Мощность, кВт.	Масса, кг.
КМ65-50-160-Е	25	32	АИМ100L2	5,5	80

3.3. Счетно-дозировочный комплекс СДК-01

Счетно-дозировочный комплекс СДК-01 предназначен для измерения объема (массы) жидкости и отпуска заданной дозы при перекачке нефтепродуктов.

Комплекс обеспечивает перекачку нефтепродуктов в автоцистерны, железнодорожные цистерны или другие емкости при сливе или наливе.

Комплекс перекачивает нефтепродукты с автоматическим прекращением налива при достижении заданной дозы или при достижении предельного уровня продукта в цистерне.

Комплекс может быть использован в нефтяной, нефтехимической отраслях промышленности, на нефтебазах, нефтеперерабатывающих предприятиях и на других объектах, связанных со сливом нефти и нефтепродуктов из железнодорожных цистерн.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды комплекс СДК-01 изготавливается в исполнении У категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Общий вид счетно-дозировочного комплекса СДК-01 представлен на рисунке 3.3.

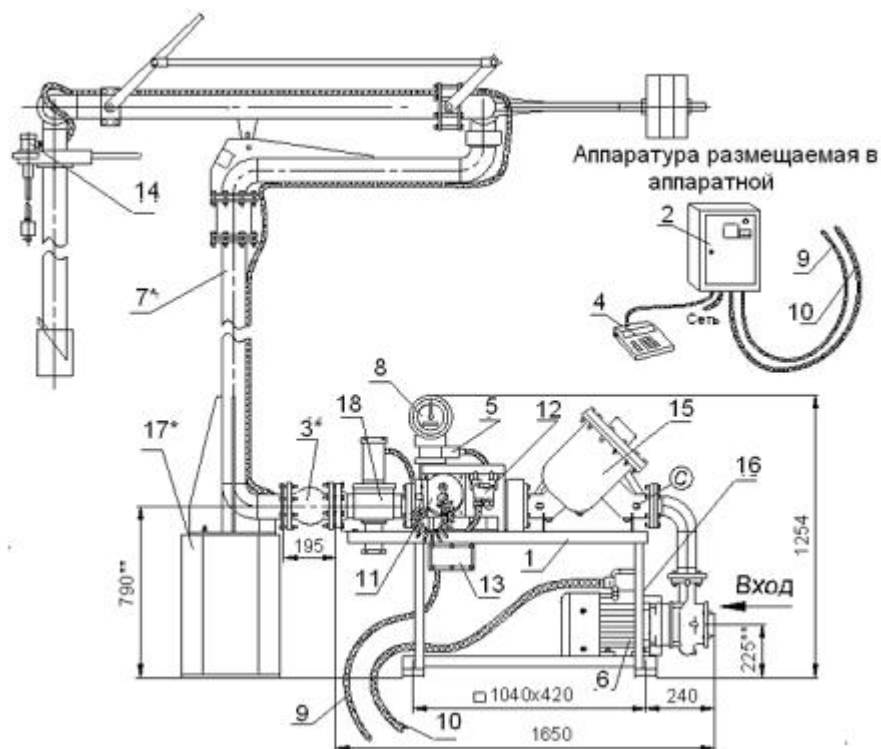


Рисунок 3.3. Общий вид счетно-дозировочного комплекса СДК-01

1-счетно-дозировочное устройство (СДУ), 2 - шкаф управления, 3-обратный клапан, 4 -пульт управления, 5 -устройство съема сигналов, 6 -электронасос, 7-устройство налива, 8-счетное устройство, 9-кабель связи, 10- силовой кабель, 11- устройство заземления автоцистерн, 12 -пост управления «пуск-стоп», 13 -клеммная коробка, 14- датчик предельного уровня, 15 -фильтр жидкости, 16- болт заземления СДУ, 17- тумба, 18- клапан электромагнитный.

Последовательность работы комплекса:

Перед первичным включением комплекса:

- электронасос заполнить нефтепродуктом. Попытка запустить электронасос «всухую» приведет к выходу из строя торцевого уплотнения;
- проверить заземление комплекса;
- открыть шкаф управления 2 и включить дифференциальный выключатель;

- подключить контакты устройства заземления автоцистерн 11 к металлическому кожуху комплекса.

Проверить фазировку двигателя электронасоса 6 кратковременным включением. Подключить комплекс к сети.

Для работы комплекса необходимо:

- заземлить автоцистерну, присоединив кабель устройства заземления к автоцистерне;

- обнулить показания счетчика 8;

- установить устройство налива 7 в рабочее положение;

- включить пульт управления 4, набрать необходимую дозу и дать разрешение на отпуск нефтепродукта. Доза налива набирается в литрах, без учета запятой;

- нажать рычаг «ПУСК» на посту управления и произвести налив нефтепродуктов.

Отпуск первых и последних 100 л производится в режиме малого расхода, по программе пульта управления 4. Это достигается применением в работе комплекса клапана 18, обеспечивающего малый или большой расход нефтепродукта.

В случае обнаружения отклонений в работе комплекса необходимо прекратить работу, обесточив комплекс поворотом ручки автоматического выключения.

Технические характеристики счетно-дозировочного комплекса СДК-01 представлены в табл. 3.4.

Таблица 3.4.

Технические характеристики счетно-дозировочного комплекса СДК-01

Параметры	Значения
Диаметр условного прохода DN, мм	100
Рабочее давление, МПа (кг/см ²), не более	1,0 (10)
Расчетная пропускная способность, м ³ /час	18...100
Вязкость, мм ² (сСт)	0,55...1,1 1,1...6,0 6,0...60
Минимальный объем жидкости при измерении, л	200
Относительная погрешность измерения объема, %	+...-0,25
Дискретность измерений, л	1
Максимальная величина задаваемой дозы, л	99000
Верхний предел суммарного учета счетчика, л	99999999
Температура окружающего воздуха, °С:	
для учетно-дозировочного устройства	-40...+50
для аппаратуры дистанционного управления	+10...+35
Напряжение питающей сети, В	380 (+10%...15%)
Частота питающей сети, Гц	50±1
Потребляемая мощность, кВт	11
Категория взрывозащитности	2ExdiПВТ4
Назначенный ресурс циклов	2500
Присоединительные размеры фланцев продуктопровода и газоотвода	ГОСТ 12820
Габаритные размеры в сложенном положении, мм, не более:	
высота Н	1650
длина L	535
ширина В	1254
Масса, кг, не более	330

4. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В данном разделе определены затраты на изготовление и монтаж сепарационной нефтеналивной установки. Они складываются из стоимости узлов и агрегатов, а также стоимости монтажа установки. Для расчетов использованы прайс-листы ОАО «НЕФТЬ-RUS» и сборник объемов работ СНиП IV-2-82 сб. 25.

Результаты расчета приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Расчет стоимости строительства сепарационной нефтеналивной установки

№	Наименование работ и затрат	Кол.	Общая стоимость руб.
1.	Стоимость гидроциклонного сепаратора	1	2500000
2.	Стоимость накопительных емкостей РГС-100	2	2500000
3.	Стоимость подземной емкости ЕПП-63	1	800000
4.	Стоимость подогревателя ПНГ-050.	1	700000
5.	Стоимость насоса КМ65-50-160-Е	1	540000
6.	Стоимость счетно-дозировочного комплекса СДК-01	1	1800000
7.	Стоимость строительных и монтажных работ	-	1484000
8.	Прочие работы	-	150000
9.	Итого	-	10474000
10.	С накладными расходами (15%) и плановыми накоплениями (8%); $k=1,242$	-	13008708

5. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

Незнание определенных правил монтажа, эксплуатации, демонтажа, ремонта может привести к тяжелым последствиям. Поэтому нам необходимо тщательно проанализировать работу гидроциклонной установки, рабочую среду и привести ряд требований и ограничений, которые будут способствовать ее безопасной эксплуатации.

В данном разделе представлены характеристика производственной среды, анализ опасных и вредных производственных факторов, разработанные мероприятия по обеспечению безопасных и здоровых условий труда.

5.1 Характеристика производственной среды

В производственной среде присутствует нефть, газ и небольшая часть сероводорода.

Нефть, легковоспламеняющаяся маслянистая жидкость, обычно темно-бурого цвета, представляющая собой в основном смесь углеводородов. В относительно небольших количествах в нефти содержатся сернистые, азотистые, кислородные соединения. В воде нефть практически нерастворима. Сырые нефти способны при горении прогреваться в глубину, образуя все возрастающий гомотермический слой. Скорость выгорания их 9-12 см/ч; скорость нарастания прогретого слоя 24 - 36 см/ч; т. прогретого слоя 130 – 160 °С; т. пламени 1100 °С. Основными элементами, входящими в состав нефти являются углерод и водород. Сера в нефти частично находится в свободном состоянии, частично в виде H_2S . Попутный, природный газ нефтяных месторождений встречается как в виде чисто газовых месторождений, так и вместе с нефтью. Это бесцветные газы, большей

частью без запаха (если не содержат H_2S и других соединений серы). Химический состав природных газов разных месторождений различается, но основную массу всегда составляет метан. В отличие от природного газа, нефтяные газы содержат, кроме метана, большое количество высших предельных углеводородов, в них больше азота.

Определение пожароопасных свойств веществ и материалов производится на основании результатов и испытаний или расчётов по стандартным методикам с учётом параметров состояния. Краткая характеристика веществ присутствующих в производственной среде приведена в таблице 5.1.

Таблица 5.1.

Характеристика веществ

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³ (ОБУВ)		Класс	Температура, °С		Объемная доля предела взрываемости, %	
	в рабочей зоне	в населенном пункте		вспышки	самовоспламенения	НВП	ВПВ
Нефть сырая	30	—		-35...45	260..375	1,6	6,4
Газ попутный	50	—		—	405..580	5,0	13,5
Сероводород	10	0.008		—	246	4,0	44,5

В зависимости от количества и пожаровзрывоопасных свойств веществ, особенностей технологических процессов все здания, сооружения, помещения производства подразделяются на категории.

Классификация производств и сооружений нефтепромысла, где непосредственно эксплуатируется проектируемая установка, в соответствии с НПБ 105-95 и ПУЭ приведена в таблице 5.2.

Таблица 5.2.

Классификация производств и сооружений нефтепромысла

Наименование пр-в и сооружений	Категория пр-ва НПБ-105-95	Класс взрывоопасности (по ПУЭ)	Характеристика среды	Примечание
Сепарационные установки.	А	В-1г	Нефть и попутный газ.	В пределах взрывоопасной зоны согласно ПУЭ.

5.2 Разработка мероприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Гидроциклонный сепаратор является частью сепарационной нефтеналивной установки (рисунок 1.1). Сепаратор работает под избыточным давлением 0,4 – 0,6 МПа. На него распространяются “Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением”. Этим правилам подчиняются следующие аппараты, сосуды и емкости, наиболее опасные по возможным последствиям взрывов:

а) сосуды, работающие под избыточным давлением свыше 70 кПа (0,7 кгс/см²);

б) цистерны и бочки для перевозки сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает 70 кПа;

в) сосуды, цистерны для хранения, перевозки сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел без давления, но опорожняемые под давлением газа свыше 70 кПа;

г) баллоны, предназначенные для перевозки и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 70 кПа.

Правила не распространяются на сосуды и баллоны емкостью не свыше 25 л, у которых произведение емкости в литрах на рабочее давление в атмосферах составляет не более 200, и некоторые другие приборы, аппараты и части машин, не представляющих собой самостоятельных сосудов.

Сосудами, работающими под давлением, называются герметически закрытые емкости, предназначенные для ведения химических и тепловых процессов, а также для хранения и перевозки сжатых, сжиженных и растворенных газов и жидкостей под давлением.

Основная опасность при эксплуатации таких сосудов заключается в возможности их разрушения при внезапном адиабатическом расширении газов и паров (физический взрыв). При физическом взрыве энергия сжатой среды в течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и ударную волну.

Особенно опасны взрывы сосудов, содержащих горючую среду, так как осколки резервуаров даже большой массы (до нескольких тонн) разлетаются на расстояние до нескольких сот метров и при падении на здания, технологическое оборудование, емкости вызывают разрушения, новые очаги пожара, гибель людей.

При взрывах сосудов развиваются большие мощности, приводящие к значительным разрушениям. Так, мощность, выделяемая при разрыве сосуда емкостью 1 м³, содержащего воздух под давлением 1,2 МПа (12 кгс/см²), при длительности взрыва 0,1 с составляет 28 МВт.

Наиболее частые причины аварий и взрывов сосудов, работающих под давлением - несоответствие конструкции максимально допустимому давлению и температуре; превышение давления сверх предельного; потеря

механической прочности аппарата (коррозия, внутренние дефекты металла, местные перегревы); несоблюдение установленного режима работы; недостаточная квалификация обслуживающего персонала; отсутствие технического надзора.

Несчастные случаи могут произойти при монтаже и демонтаже сепаратора или гидроциклонной установки. Монтаж и демонтаж связан с применением подъемно-транспортных устройств. Наиболее ответственными частями грузоподъемных кранов являются несущие конструкции, грузозахватные устройства, канаты (цепи), тормоза.

Большинство аварий с грузоподъемными системами связаны с потерей их устойчивости, разрывом канатов и отказом тормозов. Неправильная подвеска груза является распространенной причиной его падения, обрыва стропов. Нарушение “Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов” может привести к серьезным последствиям (травмы, смертельные случаи, выход техники из строя).

Несчастные случаи возможны также при проведении газоопасных работ. К газоопасным работам относятся работы внутри сосудов (внутренний осмотр, чистка, ремонт и т.п.), при проведении которых имеется или не исключена возможность выделения в рабочую зону взрывопожароопасных или вредных паров, газов и других веществ, способных вызвать взрыв, загорание, оказать вредное воздействие на организм человека, а также работы при недостаточном содержании кислорода (объемная доля ниже 20%).

Газоопасные работы, связанные с пребыванием людей внутри сосудов, проводят только в тех случаях, когда они не могут быть механизированы, автоматизированы или проведены без непосредственного участия людей.

Работа внутри сосудов относится к числу особо опасных. Здесь могут оказаться или внезапно возникнуть взрывоопасные и токсические

концентрации воздушной среды, движения работающего стеснены, освещенность недостаточна, слышимость плоха, эвакуация работника при опасной ситуации затруднена. Поэтому работа внутри сосудов требует особо тщательной подготовки и регламентируется строгими правилами.

5.2.2. Мероприятия по обеспечению безопасных и здоровых условий труда

“Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением” устанавливают специальные требования безопасности к конструкции сосудов; к материалам сосудов; к изготовлению, монтажу и ремонту; к арматуре, контрольно-измерительным приборам и предохранительным устройствам; к установке, регистрации и техническому освидетельствованию сосудов; к содержанию и обслуживанию сосудов.

Обслуживающий персонал блока получения легких углеводородов должен быть соответствующим образом обучен. Обслуживающий персонал установки не должен допускать нарушения режима, предусмотренного технологической картой.

Запрещается оставлять без наблюдения щит КИП и все работающее оборудование. Обслуживающий персонал установки обязан постоянно следить за состоянием предохранительной арматуры, наличием и исправностью манометров и предохранительных клапанов.

При первичном осмотре сосуда обращают внимание на возможные дефекты, полученные при изготовлении или при транспортировке, хранении и монтаже сосуда, на наличие и надежность крепления люков и крышек, а в сосудах, предназначенных для работы с опрокидыванием, на наличие приспособлений, предотвращающих самоопрокидывание.

Особое внимание должно быть обращено на следующие дефекты:

а) на поверхности сосуда – трещины, надрывы, коррозию стенок, выпучины, отдулины, раковины (в литых сосудах);

б) в сварных швах – трещины всех видов и направлений, свищи и пористости наружной поверхности шва, подрезы в местах перехода от шва к основному металлу, наплывы, прожоги, незаплавленные кратеры, непрямолинейность соединяемых элементов, надрывы, разъедания;

в) в заклепочных швах – трещины между заклепками, обрывы головок, следы пропусков, надрывы в кромках склепанных листов, коррозионные повреждения заклепочных швов, зазоров под кромками клепанных листов и головками заклепок;

г) в сосудах с защищенными от коррозии поверхностями – разрушения футеровки, в том числе неплотности слоев футеровочных плиток, трещины в гуммированном, свинцовом или ином покрытии, скалывания эмали, повреждение металла стенок сосуда в местах нарушенного защитного покрытия.

Обратить внимание на возможность отклонения от геометрических форм (овальность выше допустимой, прогибы, вмятины, отдулины, несоосность и др.), а также наличие требуемых правилами люков, правильность расположения сварных швов, надежность крепления крышек.

Конструкция сосудов должна быть надежной, обеспечивать безопасность при эксплуатации и предусматривать возможность осмотра, очистки, промывки, продувки и ремонта сосудов. В частности, предъявляются требования к устройству и изготовлению лазов и люков, днищ сосудов, к сварным швам и их расположению и др. Электрическое оборудование и заземление должны отвечать Правилам устройства электроустановок (ПУЭ).

Сосуды с внутренним диаметром более 800 мм снабжаются достаточным для их осмотра и ремонта числом лазов, расположенных в местах, доступных для обслуживания.

Сосуды с внутренним диаметром 800 мм и менее должны иметь в доступных местах стенок сосудов круглые или овальные люки.

Сварные швы сосудов выполняются только стыковыми. Сварные соединения в тавр допускаются для приварки плоских днищ, фланцев, трубных решеток, штуцеров. Пересечение сварных швов при ручной сварке не допускается: они должны быть смещены по отношению один к другому не менее чем на 100 мм. Отверстия для люков и лазов располагаются вне сварных швов.

Сварные швы должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации сосудов. Контроль качества сварных соединений сосудов и их элементов должен производиться:

- а) внешним осмотром и измерением;
- б) ультразвуковой дефектоскопией, просвечиванием рентгеновскими или гамма- лучами или этими методами в сочетании;
- в) механическими испытаниями
- г) металлографическим исследованием;
- д) гидравлическим испытанием;
- е) другими методами (стилоскопированием, замерах твердости, травлением, цветной дефектоскопией и т. д.).

Результаты контроля сварных соединений фиксируются в соответствующих документах (журналах, картах и др.). Качество сварных соединений считается неудовлетворительным, если в любом виде контроля будут обнаружены внутренние или наружные дефекты, выходящие за пределы норм, установленных Правилами, техническими условиями на

изготовление изделия и инструкциями по сварке и контролю сварных соединений.

Материалы, применяемые для изготовления сосудов, должны обладать хорошей свариваемостью, а также прочностными и пластическими характеристиками, обеспечивающими надежную и долговечную работу сосудов в заданных условиях эксплуатации.

Материалы, предназначенные для изготовления или ремонта сосудов, должны иметь сертификаты, подтверждающие, что качество материала соответствует требованиям Госгортехнадзора, а также специальным техническим условиям.

Материалы, применяемые для уплотнения соединений должны строго соответствовать температуре стабилизации нефти и давлению в аппарате, установленными технологической картой.

Изготовление, монтаж и ремонт сосудов и их элементов должны проводиться по технологии, разработанной заводом-изготовителем, монтажной или ремонтной организацией. Правилами предъявляются требования к методам изготовления, допускам, сварке, термической обработке и контролю сварных соединений, гидравлическому испытанию и др. Гидравлическому испытанию подлежат все сосуды после их изготовления.

Гидравлические испытание сосудов и их элементов проводится пробным давлением воды температурой от 5° до 40 °С.

Время выдержки сосуда под пробным давлением в зависимости от толщины стенки составляет 10—30 мин. Литые сосуды выдерживаются в течение 1 ч. После снижения пробного давления до рабочего проводится тщательный осмотр всех сварных соединений.

Сосуд считается выдержавшим гидравлическое испытание, если не обнаружено признаков разрыва, течи, слезок и потения в сварных соединениях и на стенках сосуда, видимых остаточных деформаций.

Сосуды должны устанавливаться на открытых площадках в местах, исключающих скопление людей или в отдельно стоящих зданиях. Установка сосудов допускается:

- в помещениях, примыкающих к производственным зданиям при условии отделения их от здания капитальной стеной;
- в производственных помещениях в случаях, предусмотренных отраслевыми правилами безопасности, а при отсутствии указаний в этих правилах – по разрешению министерства (ведомства) в ведении которого находится предприятие;
- с заглублением в грунт при условии обеспечения доступа к арматуре и защиты стенок сосуда от почвенной коррозии под действием грунта и блуждающих токов.

Не разрешается установка сосудов в жилых, общественных и бытовых зданиях, а также в примыкающих к ним помещениях.

Установка сосудов должна исключать их опрокидывание и обеспечивать возможность осмотра, ремонта и очистки их с внутренней и наружной сторон.

Для удобства обслуживания сосудов должны быть устроены площадки и лестницы из рифленого или просечновытяжного железа. Ширина маршевой лестницы должна быть не менее 650 мм, угол ее наклона к горизонтальной поверхности – не более 60°, высота ступеней – 250 мм, уклон ступеней внутрь – 2-5°. Маршевые лестницы должны иметь перилла высотой 1000 мм.

Перед началом газоопасных работ внутри сосуда останавливают установку, доводят давление до атмосферного, уменьшают температуру до

внешней, удаляют из сепаратора остатки нефти, продукты реакции и другие вещества, промывают водой пропаривают острым паром, продувают инертным газом и чистым воздухом.

Удаление продукта должно быть правильно организовано. Запрещается слив любого продукта и промывных вод непосредственно на полы и площадки, а также удаление продувочных газов и паров в помещения, потому что это может вызвать образование взрывоопасных и токсических концентраций. Жидкие продукты обычно не сбрасывают в канализацию, а эвакуируют в другие емкости; горючие газы направляют на факел для сжигания.

Для обеспечения безопасного проведения работ внутри сосуда на трубопроводах, подводящих к нему продукты, которые могут вызвать создание взрывоопасных и токсичных концентраций, между фланцем и арматурой отключаемого от схемы сосуда должна устанавливаться заглушка.

Все лазы и люки в сосуде должны быть открыты, а выходы из них не загромождены, чтобы при необходимости обеспечить быструю эвакуацию рабочего.

Перед началом работ внутри сосуда и на все время их проведения на видном месте вывешивается плакат “Газоопасные работы”, который снимается после их окончания и только с разрешения ответственного за проведение работ.

Непосредственно перед спуском рабочего в сосуд необходимо произвести анализ воздуха и убедиться в том, что содержание вредных паров и газов в сосуде не превышает предельных допустимых концентраций (ПДК) этих веществ в воздухе рабочей зоны. При этом должна быть исключена возможность попадания вредных, взрывоопасных и

взрывопожароопасных паров и газов извне или выделения их из отложений, футеровки и т.п.

5.2.3. Мероприятия по промышленной санитарии

Для устранения или уменьшения опасности вредных веществ, для человека важно ограничить применение их по числу и объему, а где возможно, заменить высокотоксичные на менее токсичные, сократить длительность пребывания людей в загрязненном воздухе и следить за эффективным проветриванием производственных помещений. Эффективно также сокращение времени пребывания работающих в загрязненной среде, чередование работы с пребыванием на свежем воздухе, знание ими свойств ядов, характера действия их на организм, понимания необходимости соблюдения личной гигиены.

В особо опасных условиях (при газоопасных работах) следует шире применять индивидуальные средства защиты:

- для органов дыхания - респираторы, шланговые противогазы ПШ-1, кислородно-изолирующие приборы, фильтрующие и изолирующие противогазы, респираторы-лепестки разных модификаций;

- для глаз - очки, маски, светофильтры;

- для тела - противопылевые комбинезоны;

- для рук - перчатки и т.д.

Перед тем, как надеть спецодежду, обувь и средства защиты, необходимо тщательно осмотреть их и убедиться в исправности. Надетую спецодежду следует застегивать на все пуговицы, обшлага рукавов – застегивать или завязывать тесемками. Брюки надо надевать поверх сапог и застегивать внизу на пуговицы или завязывать тесемками. Обувь должна

быть без подков, уголков и гвоздей, в противном случае необходимо надевать калоши.

5.2.4. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Пожароопасность установки подготовки нефти характеризуется следующими факторами:

- легковоспламеняемостью продукции;
- сосредоточенностью сосудов работающих под давлением на ограниченной по размерам площади;
- возможностью разлива нефти на прилегающей территории;
- возможностью распространения огня;
- образованием загазованных зон в районе установки;
- наличием источников воспламенения.

К этому следует добавить трудность доставки пожарной и другой техники при расположении скважин на заболоченной местности. Неисправность оборудования вследствие несвоевременного планово-предупредительного ремонта, коррозии и других причин может привести к негерметичности оборудования и, в зависимости от его назначения, к утечкам нефти, ее паров или нефтяного газа, а это, в свою очередь, - к возникновению взрывоопасной концентрации газовой смеси и, как следствие, к взрыву или пожару.

К таким последствиям приводят, например:

- негерметичность задвижки, перекрывающей ремонтируемый участок нефтепровода от нефтесборной емкости;
- разрушение или выбивание набивок или прокладочных материалов;

- негерметичность соединений оборудования и запорной арматуры, крышек люков и другие неисправности.

Неосторожность при курении, обращении с огнем и бытовыми электроприборами, разведение открытого огня в запрещенных местах, оставление без надзора включенных электронагревательных приборов - это нарушение элементарных требований обращения с огнем на территории объекта

При наличии газо- или паровоздушных горючих смесей электрическое искрение, сопутствующее короткому замыканию, значительное повышение температуры при перегреве электрооборудования неизбежно вызывают воспламенение этих смесей, например загорание разлитой нефти от искры при схлестывании электропроводов, загорание нефти в резервуаре от искры короткого замыкания при обрыве кабеля подогревателя, загорание изоляционных материалов из-за короткого замыкания в результате пробоя или перекрытия изоляции; частой причиной пожаров также является ослабление контакта в местах присоединения токоведущих частей. Нарушения правил пожарной безопасности и инструкций при электрогазосварочных и других огневых работах весьма разнообразны - отопрев оборудования, содержащего легковоспламеняющиеся жидкости, горючие газы, открытым огнем, оставление под напряжением силовой и осветительной линий.

Условия возникновения пожара и загорания - наличие горючей среды, окислителя и источников зажигания.

Таковыми источниками на предприятиях нефтяной промышленности могут быть механические (фрикционные) и электрические искры, пиррофорные отложения, нагретые поверхности, открытый огонь и т. д.

Проведенные ВНИИТБ исследования воспламеняющей способности фрикционных искр позволили оценить опасность при применении стальных

инструментов, эксплуатации вентиляторов и оборудования в среде нефтяных паров и газов. Так, при ударе молотком массой даже 0,5 кг о металлические предметы могут возникнуть искры, способные воспламенить нефтяные пары и газы.

В момент стекания токов молнии и вторичных ее проявлений также образуются искрения, обусловленные пробоями воздушных промежутков, перекрытиями и пробоями изоляции, нагревом токоведущих частей и т. д.

Пожары легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, горючих газов - сложные, нередко длительные по времени. К пожарам приводит выделение паров ЛВЖ и ГЖ при негерметичности резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, разрушение (коррозия) нефтепроводов и газопроводов и т. д. Нефтепродукты разлившиеся на значительные площади эффективно тушить воздушно-механической пеной. При длительном горении продуктов, образующих гомотермический слон (бензин, сырые нефти и др.), расход средств тушения и продолжительность тушения могут увеличиваться. При пожаре нефтепродуктов в железобетонных резервуарах существенное влияние на процесс пенотушения также оказывают нагретые конструкции. Пена от соприкосновения с конструкциями, а также от выделяющегося тепла быстро разрушается. Поэтому конструкции необходимо интенсивно охлаждать. Нефтепродукты с температурой вспышки выше 60 °С (дизельное топливо, газойль и др.) рекомендуется тушить способом перемешивания с воздухом или струей нефтепродукта.

При определении видов и количества первичных средств пожаротушения следует учитывать физико-химические и пожароопасные свойства горючих веществ, их отношение к огнетушащим веществам, а также площадь производственных помещений, открытых площадок и установок. Асбестовые полотна, грубошерстные ткани и войлок размером не

менее 1 х 1 м предназначены для тушения небольших очагов пожаров при воспламенении веществ, горение которых не может происходить без доступа воздуха.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.009-83 бочки для хранения воды должны иметь объем не менее 0,2 м³ и комплектоваться ведрами. Ящики для песка должны иметь объем 0,5, 1,0 и 3,0 м³ и комплектоваться совковой лопатой по ГОСТ 3620-76. Емкости для песка, входящие в конструкцию пожарного стенда, должны быть вместимостью не менее 0,1 м³. Конструкция ящика должна обеспечивать удобство извлечения песка и исключать попадание осадков.

Выбор типа и расчет необходимого количества огнетушителей рекомендуется производить в зависимости от их огнетушащей способности, предельной площади, класса пожара горючих веществ и материалов в защищаемом помещении или на объекте согласно стандарту ИСО 3941-77.

Установки пожарной автоматики должны находиться в исправном состоянии и постоянной готовности, соответствовать проектной документации. Перевод установок с автоматического пуска на ручной не допускается, за исключением случаев, оговоренных в нормах и правилах. Станция пожаротушения должна быть обеспечена схемой обвязки и инструкцией по управлению установкой при пожаре каждого узла управления должна быть вывешена табличка с указанием защищаемых помещений, типа и количества оросителей в секции установки. Системы оповещения о пожаре должны обеспечивать в соответствии с планами эвакуации передачу сигналов оповещения одновременно по всему зданию (сооружению) или выборочно в отдельные его части (этажи, секции и т.п.). При обеспечении надежности для передачи текстов оповещения и управления эвакуацией допускается использовать внутренние радиотрансляционные сети и другие сети вещания, имеющиеся на объекте.

5.2.5. Действия при возникновении чрезвычайной ситуации

В кратчайшие сроки сразу после возникновения чрезвычайной ситуации органы управления РСЧС (МЧС, региональные центры, местные органы управления, отделы, секторы или уполномоченные по вопросам ГО и ЧС) организуют следующие действия:

- а) оповещение руководителей всех уровней, рабочих, служащих и населения о характере и масштабе чрезвычайной ситуации;
- б) приведение в готовность и развёртывание сил и средств, привлекаемых к АСДНР;
- в) организация мероприятий по защите населения, хозяйственных объектов и территорий;
- г) обеспечения действий сил и средств, привлекаемых к АСДНР.

Рассмотрим подробнее последовательность проведения мероприятий по защите населения, хозяйственных объектов и территорий, оказавшихся в различных очагах поражения, зонах заражения и затопления.

При возникновении крупномасштабного пожара проводятся следующие аварийно-спасательные и другие неотложные работы:

- а) пожарная разведка и оценка пожарной обстановки;
- б) эвакуация людей из очагов горения и мест возможного развития пожара;
- в) оцепление и охрана территории, охваченной пожарами;.

- г) спасение пострадавших, материальных и культурных ценностей;
- д) локализация пожара путем разборки конструкций или устройства отсечных полос;
- е) дотушивание пожара с помощью пожарной и инженерной техники в сооружениях и завалах;
- ж) разборка завалов обгоревших зданий;
- и) аварийно-восстановительные работы на коммунально-энергетических сетях.

В зонах сильных разрушений очага поражения аварийно-спасательные и другие неотложные работы проводят в следующем порядке:

- а) оцепление территории очага поражения и организация охраны общественного порядка;
- б) проведение общей и инженерной разведки;
- в) осуществление спасательных работ (розыск и извлечение пострадавших из опасных мест, оказание первой помощи медицинской и врачебной, эвакуация не пострадавшего населения и оказание ему материальной помощи);
- г) розыск и сохранение материальных ценностей и культурных;
- д) устройство проездов и проходов в зонах поражения и завалах;
- е) предотвращение возникновения вторичных поражающих факторов;
- ж) локализация аварий на коммунально-энергетических и технологических сетях;
- и) восстановление отдельных линий связи, коммунально-энергетических сетей, зданий и сооружений.

В зонах химического заражения проводят следующие аварийно-спасательные и другие неотложные работы:

- а) выдача со складов средств индивидуальной защиты и организация их использования в соответствии со сложившейся обстановкой;

- б) укрытие рабочих, служащих и населения в убежищах;
- в) проведение экстренной эвакуации из зоны химического заражения рабочих, служащих и населения, не обеспеченных средствами индивидуальной и коллективной защиты;
- г) оцепление зоны химического заражения и охрана общественного порядка;
- д) организация частичной санитарной обработки людей, подвергшихся непосредственному воздействию капельножидких вредных веществ;
- е) розыск поражённых и оказание им первой медицинской и врачебной помощи;
- ж) полная санитарная обработка людей, эвакуированных из зоны химического заражения;
- и) дегазация территорий, помещений, техники, воды, продуктов питания и имущества, оказавшихся в зоне химического заражения.

В зонах радиоактивного заражения выполняют следующие виды аварийно-спасательных работ:

- а) оценка радиационной обстановки (прогнозирование масштабов возможного радиоактивного заражения, определение возможных доз облучения людей и оценка степени радиационных поражений рабочих, служащих и населения);
- б) укрытие рабочих, служащих и населения в защитных сооружениях (убежищах и противорадиационных укрытиях);
- в) выдача со складов индивидуальных средств защиты;
- г) экстренная эвакуация населения, не обеспеченного индивидуальными и коллективными средствами защиты;
- д) организация частичной дезактивации тела, одежды и обуви людей, находящихся в зоне радиоактивного заражения;

- е) оцепление и охрана зоны радиоактивного заражения;
- ж) организация постоянного радиационного контроля на местности, зараженной радиоактивными веществами, и сопредельных территориях;
- и) проведение общей эвакуации населения с территории, на которой нельзя обеспечить надежную защиту населения от ионизирующих излучений;
- к) организация полной санитарной обработки людей, эвакуированных из зоны заражения;
- л) дезактивация территорий, помещений техники, оборудования, воды, продуктов питания и имущества в зоне радиоактивного заражения.

Порядок проведения аварийно-спасательных и других неотложных работ в зонах затопления следующий:

- а) организация разведки зон затопления;
- б) подготовка плавсредств и другой техники для проведения спасательных работ в зонах затопления;
- в) розыск пострадавших .оказание им первой медицинской помощи и эвакуация их в лечебные учреждения;
- г) вывоз населения из зон затопления и обеспечение их предметами первой необходимости;
- д) оцепление и охрана зоны затопления;
- е) розыск и спасение материальных и культурных ценностей;
- ж) организация и проведение неотложных аварийно-спасательных работ (укрепление гидротехнических сооружений, строительство дамб и насыпей, локализация аварий на энергетических сетях и т.д.).

5.3. Экологичность проекта

Экологические проблемы, стоящие перед предприятием, решаются или намечаются к решению по возможности комплексно, по различным направлениям с охватом разных этапов и видов основной деятельности.

Организация и выполнение природоохранных мероприятий и работ осуществляется с помощью отдела охраны окружающей среды. Отдел охраны природы при службе главного инженера выполняет контроль и методическое руководство природоохранной деятельностью структурных подразделений, планирует мероприятия предприятию в целом. В настоящее время отделом охраны природы разрабатывается и поэтапно вводится новая система организации природоохранной деятельности предприятия. Ключевыми моментами этой системы являются четкое разграничение функций; охват новых направлений природоохранной деятельности; исключение ситуаций "размытой", неопределенной ответственности за нарушения производственной, исполнительской и технологической дисциплины, приводящие к загрязнению окружающей среды; четкая регламентация различных процедур; соответствие этой системы действующему природоохранному законодательству и другим нормативным правовым актам. Разработка всех предпроектных и проектных документов по намечаемым объектам хозяйственной деятельности сопровождается процедурой оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) или, как минимум, включает раздел "Охрана окружающей среды". При этом проектировщики испытывают трехстадийное вмешательство экологов в разрабатываемую документацию. На первой стадии свои условия ставят специалисты отдела экологии института, выполняющие процедуру ОВОС намечаемой деятельности. На второй стадии проектная документация проходит производственную экологическую экспертизу, которую выполняет

отдел охраны природы, входящий в службу главного инженера. Третья стадия - это государственная экологическая экспертиза, на которую направляются практически все вновь разрабатываемые проектные.

Одним из последних требований отдела охраны природы к проектам обустройства месторождений является неформальная проработка возможных аварийных ситуаций на производственных объектах, детальный анализ возможных сценариев развития аварийных ситуаций, прогноз распространения зоны загрязнения, определение мест расположения защитных гидротехнических сооружений, их главных характеристик и основных проектных решений по их строительству для наиболее аварийно опасных объектов и участков. Предварительная проработка этих вопросов в случае аварии позволит немедленно приступить к работам по локализации нефтяного разлива и обеспечить уменьшение площади и степени загрязнения земель и водных объектов.

В функцию производственного экологического контроля за стадией проектирования входит также проверка выполнения подрядчиком требования ст. 37 Закона РФ "Об охране окружающей природной среды" о получении положительного заключения государственной экологической экспертизы на проектную документацию.

Профилактика загрязнения окружающей среды в результате аварий включает работы по капитальному ремонту и реконструкции трубопроводов, строительство и ввод в действие установок предварительного сброса воды, технические мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов, резервуаров и оборудования, снижению коррозионной активности перекачиваемых по трубопроводам используется ингибиторная защита. Закупаются качественные трубы и трубопроводные арматуры.

С целью охраны водных объектов выполняются два основных мероприятия: строительство канализационных очистных сооружений (КОС)

для хозяйственно-бытовых сточных вод и сооружений очистки производственных сточных вод, а также работы по локализации и ликвидации нефтяных разливов.

Локализация нефтяных разливов выполняется силами НГДУ традиционными способами: обвалованием загрязненных участков суши, строительством дамб установкой переточных труб с гидрозатворами на водотоках, установкой боковых загораждений на водных объектах с последующей откачкой разлитой нефти.

При строительстве площадных объектов основным воздействием на окружающую среду является изъятие части территории из общего пользования и преобразование существующего рельефа в результате проведения вертикальной планировки. Последняя предусматривает сплошную систему организации рельефа, что в случае размещения объектов без учета функции экосистем и невыполнения природоохранных мероприятий может нарушить компонентную структуру ландшафтов: нарушаются микрорельеф и поверхностный сток, возможно ухудшение гидрологического режима и, в первую очередь, происходит деформация почвенно-растительного покрова.

Для стабилизации и улучшения экологической обстановки на территории месторождений необходимо проводить комплекс технологических и организационных мероприятий, предусматривающий:

- прекращение сжигания нефтяного газа и его 100%-ную утилизацию;
- замену старого оборудования новым, более надежным;
- исключение аварийных разливов нефти, пластовых вод и др. жидкостей;
- своевременную рекультивацию земель;
- строительство полигонов твердых бытовых отходов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе произведена разработка сепарационной нефтеналивной установки производительностью 500 м³/сут. Для подготовки нефти предлагается использовать сепаратор с гидроциклонной установкой центробежного ГУД-900. Это позволяет добиться улучшения качества товарной нефти, сократить расходы на ее подготовку, сократить потери легких фракций нефти, уменьшить металлоемкость оборудования установки подготовки нефти, а также решить ряд других задач. Все это прямо влияет на снижение себестоимости нефти, что имеет большое значение в современных рыночных условиях.

Произведен подбор оборудования для промежуточного хранения, дозирования и налива нефти. Установка позволяет производить подготовку и отгрузку нефти в период пробной или начальной эксплуатации скважин.

Пояснительная записка включает в себя три раздела: техническая, экономическая часть и раздел по безопасности и экологичности проекта. В технической части проводится обоснование выбора конструкции циклонного сепаратора, производится подбор оборудования для промежуточного хранения, дозирования и налива нефти. В экономической части определена стоимость строительства установки. В разделе безопасности и экологичности проекта рассматриваются вопросы охраны труда и окружающей среды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 А.с. №584896 СССР, МКИ В 04 С 5/26. Ступенчатый мультигидроциклон / Р.Р.Ахсанов, Н.А.Николаев и др. (СССР). - №2395687/23-26 // Бюл. Открытия. Изобретения. – 1997. - №7. – с.30.
- 2 А.с. №610564 СССР, МКИ В 04 С 5/24. Батарея гидроциклонов для осветления суспензий / Н.В.Тупяков, Г.В.Песцов и др. (СССР). - №2390978/23-26 // Бюл. Открытия. Изобретения. – 1998. - №8. – с.140.
- 3 А.с. №835499 СССР, МКИ В 04 С 5/04. Двухзаходный циклон / В.М.Пономарев, Г.П.Корнев, Г.Д.Стовбур (СССР). - №2798467/23-26 // Бюл. Открытия. Изобретения. – 2006. - №17. – с.162.
- 4 Ахсанов Р.Р. Применение гидроциклонирования для интенсификации комплексной подготовки нефти в промысловых условиях: Дис. на соискание ученой степени док. техн. наук: 05.02.13/УГНТУ. – Уфа, 2002. – 198 с.
- 5 Аливердизаде К.С., Даниелян А.А. и др. Расчет и конструирование оборудования для эксплуатации нефтяных скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1999. – 564 с.: ил.
- 6 Бабицкий И.Ф., Вихман Г.Л., Вольфсон С.И. Расчет и конструирование аппаратуры нефтеперерабатывающих заводов. – М.: Недра, 1995. – 904 с.: ил.
- 7 Байков Н.М., Колесников Б.В., Челпанов П.И. Сбор, транспорт и подготовка нефти. – М.: Недра, 2013. – 320 с.: ил.
- 8 Гвоздев Б.П., Гриценко А.И., Корнилов А.Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Справочное пособие. – М.: Недра, 2012. – 575 с.: ил.
- 9 Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 2011. – 280 с.: ил.

- 10 Каспарьянц К.С., Кузин В.И., Григорян П.Г. Процессы и аппараты для объектов промысловой подготовки нефти и газа. – М.: Недра, 1997. – 255 с.: ил.
- 11 Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 1983. – 224 с.: ил.
- 12 Малышев Ю.М., Тищенко В.Е., Шматов В.Ф. Экономика нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 2008. – 277 с.: ил.
- 13 Мангушев К.И. Гидроциклонная обработка промысловых жидкостей в бурении. – Уфа, 2007. – 98 с.: ил.
- 14 Мустафаев А.Ш., Гутман Б.М. Гидроциклоны в нефтедобывающей промышленности. – М.: Недра, 1989. – 262 с.: ил.
- 15 Нурмухаметов Н.Х. Интенсификация процессов выделения легких углеводородов из нефти на стадии ее подготовки к переработке с помощью гидроциклонов: Дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук: 05.17.07/УГНТУ. – Уфа, 1996. – 177 с.
- 16 Охрана окружающей среды / Под ред. С.А.Брылова и К.Штродки. – М.: Высшая школа, 1985. – 271 с.: ил.
- 17 Патент 2042435 Россия, МКИ В 04 С 3/06. Устройство для разделения нефтегазовой смеси / Р.Р.Ахсанов, Б.Д.Джумагалиев и др. (Россия) - №93035872/26 // Бюл. Открытия. Изобретения. – 1995. - №24. – с.120.
- 18 Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту / Государственный комитет СССР по обеспечению нефтепродуктами. – М.: Недра, 1988. – 269 с.: ил.
- 19 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. Госгортехнадзор СССР. – М.: Госгортехиздат, 1990. – 152 с.

20 Рахмилевич З.З., Радзин И.М., Фарамазов С.А. Справочник механика химических и нефтехимических производств. – М.: Химия, 1985. – 592 с.: ил.

21 Сосуды и аппараты. Общие технические условия на ремонт корпусов. ОТУ 1-79. – Волгоград, 1980. – 87 с.: ил.

22 Справочная книга по добыче нефти / Под ред. д-ра техн. наук Ш.К.Гиматудинова. – М.: Недра, 1997. – 704 с.: ил.

23 Шендеров З.П. Элементы расчета нефтезаводской и нефтехимической аппаратуры на прочность. – М.: Химия, 1974. – 528 с.: ил.

24 Шмыгля П.Т. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1997. – 210 с.: ил.

25 Меретуков М.А., Артамонов А.М. Методическое пособие по выполнению выпускных квалификационных работ для студентов специальности 130500 «Нефтегазовое дело». – Майкоп: изд. «Глобус», 2008. – 21 с.