

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт Химии и Инженерной Экологии
(наименование института полностью)

Кафедра «Химия, химические процессы и технологии»
(наименование кафедры)

18.03.01 Химическая технология
(код и наименование направления подготовки, специальности)
Химическая технология органических веществ
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация установки первичной переработки нефти.

Студент

Р.Р. Файзуллин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.х.н., доцент Ю.Н. Орлов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.х.н., профессор Г.И. Остапенко

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« _____ » _____ 20 _____ Г.

Тольятти 2018

АННОТАЦИЯ

Бакалаврская работа на тему «Модернизация первичной подготовки нефти» выполнена на 59 страницах. В данной работе содержится 9 рисунков и 6 таблиц. Для составления работы было использовано 27 литературных источников, включая 5 источников на иностранном языке.

Ключевые слова: обезвоживание, отстаивание, подготовка нефти, обводненность, газожидкостная смесь, предварительный сброс пластовой воды, нефтяная эмульсия.

Цель работы – усовершенствовать технологическую схему первоначальной подготовки нефти к дальнейшей ее переработке с учетом изменения обводненности сырья.

В бакалаврской работе предложены оптимальные параметры для проведения процесса первоначальной обезвоженности нефти при ее подготовке. Предлагаемый способ первоначальной обезвоженности нефти позволяет улучшить выход дальнейшей товарной нефти и предотвратить поломку аппаратуры и нежелательной коррозии металла емкостей.

В теоретической части были рассмотрены основные методы обезвоженности нефтяной эмульсии, были изложены основные понятия о обводненности нефти.

В технологическом расчете дается характеристика сырья, полупродуктов и продуктов, изменённая технологическая схема, расчет отстойника и механический расчет.

Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 10 и представлена на электронном носителе.

Чертежи выполнены в системе трехмерного моделирования КОМПАС – 3D V.15.

Конструкционные расчеты выполнены в программе SMath Studio Cloud.

ABSTRACT

Bachelor's work on "Modernization of primary oil treatment" is performed on 59 pages. This paper contains 9 figures and 6 tables. 27 literary sources, including 5 sources in a foreign language, were used to compile the work.

Keywords: dehydration, sedimentation, oil preparation, water content, gas-liquid mixture, preliminary discharge of formation water, oil emulsion.

The purpose of the work is to improve the technological scheme of initial oil preparation for its further processing taking into account changes in the water content of raw materials.

In the bachelor's work the optimal parameters for the process of initial dehydration of oil in its preparation are proposed. The proposed method for the initial dehydration of crude oil allows improving the yield of further commercial oil and preventing damage to the equipment and is not desirable corrosion of the metal containers.

In the theoretical part, the main methods of dehydration of oil emulsion were considered; the basic concepts of oil water content were presented.

The technological calculation gives the characteristics of raw materials, semi-products and products, the modified technological scheme, the calculation of the sump and mechanical calculation.

Bachelor's work is done in a text editor Microsoft Word 10 and presented on electronic media.

The drawings are made in the three-dimensional modeling system COMPASS-3D V. 15.

Structural calculations are performed in SMath Studio Cloud.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Теоретическая часть.....	9
1.1 Подготовка нефти.....	10
1.2 Первичная переработка нефти.....	10
1.3 Вторичная переработка нефти.....	11
1.4 Дожимная насосная станция (ДНС).....	15
1.5 Принцип работы дожимной насосной станции.....	17
1.6 Установка предварительного сброса пластовой воды (УПСВ).....	17
1.7 Принцип работы установки предварительного сброса пластовой воды.....	18
1.8 Принцип образования нефтяных эмульсий. Классификация.....	20
1.9 Физико-химические свойства нефтяных эмульсий.....	21
1.10 Основные способы обезвоживания нефти.....	23
1.11 Отстойники.....	26
1.12 Устройство и принцип работы отстойника.....	26
2 Цели и задачи бакалаврской работы.....	30
3 Технологическая часть.....	31
3.1 Описание сырья и продуктов.....	31
3.2 Технологическая схема.....	33
3.2.1 Установка предварительного сброса воды.....	33
3.2.2 Очистные сооружения.....	36
4 Расчетная часть.....	38
4.1 Материальный баланс.....	38
4.2 Расчет отстойника.....	41
4.3 Механический расчет.....	46
4.3.1 Расчет толщины обечаек.....	47
4.3.2 Расчет толщины днища.....	47

5 Безопасность и экологичность.....	49
5.1 Опасные факторы производства. Методы снижения опасности.....	49
5.2 Экологические показатели сырья, продукции, полупродуктов, отходов.....	52
Заключение.....	56
Список используемой литературы и источников.....	57

ВВЕДЕНИЕ

Нефть и газ - одни из главных полезных ископаемых, которые добываются в России и по всему миру. При добыче нефти из нефтяного пласта получаемый продукт представляет смесь из воды, нефти и газа. В таком виде транспортировка и переработка для дальнейшего потребления не рентабельна, поэтому необходимо очистить сырье от примесей, таких как вода, газ и механические загрязнения, первичной, промышленной подготовкой нефти.

При добыче нефти самым затратным объектом является первичная подготовка нефти, из-за этого модернизация техники и технологии подготовки нефти является актуальной задачей.

При длительном использовании месторождения нефти наблюдается увеличение обводнённости добываемой смеси. Это приводит к увеличению количества добываемой жидкости за счет содержания в смеси воды, вследствие чего возрастают затраты на транспортировку смеси до пунктов ее переработки. К тому же после отделения пластовой воды от нефти, ее необходимо вернуть в пласт месторождения, поддерживая пластовое давление. Если не отделить предварительно нефть от воды, примесь будет пагубно влиять на конструкцию аппаратов и емкостей, корродируя их. Это увеличивает себестоимость и ухудшает качество подготовленной нефти. Практическим решением является применение отстоя нефти от воды.

1.1 Подготовка нефти

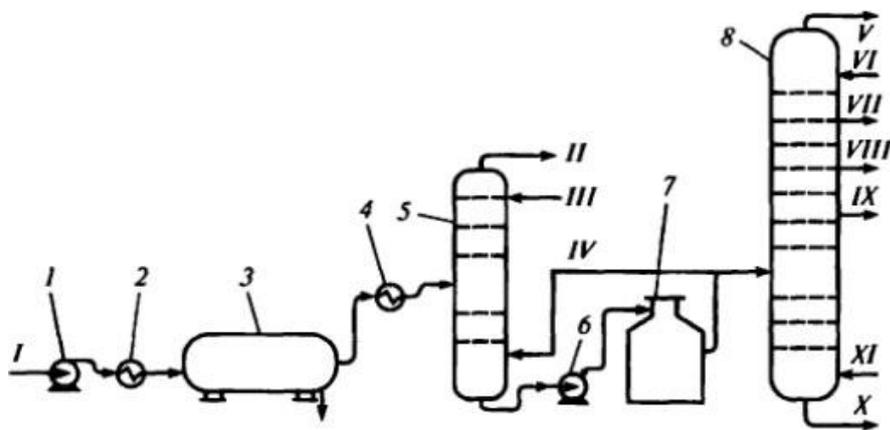
Подготовка нефти направлена на избавление нефти от различных примесей, таких как песок, вода, глина, попутный газ, соли, которые могут пагубно влиять на транспортировку по трубопроводам, откладываться в теплообменных аппаратах и емкостях, усложняя процесс переработки. Данный этап представляет комплексный процесс очистки, сначала механический, затем тонкий. [1]

Механическая очистка - разделение на компоненты: газ, нефть и воду нефте-газоводную смесь. При очистке сырье проходит последовательно через ряд аппаратов, таких как различные сепараторы и герметичные отстойники либо на холоде, либо при подогреве, снижающее процент содержания воды в смеси, а тонкая - дополнительное обезвоживание и обессоливание на специальных электрообессоливающих установках (ЭЛОУ).

1.2 Первичная переработка нефти

На этапе первичной переработки нефть, поступающая с ЭЛОУ, подвергается атмосферно-вакуумной трубчатой перегонке (АВТ). Нагрев сырья осуществляется в змеевиках трубчатых печей для разделения на фракции. АВТ делится на два блока- атмосферную и вакуумную перегонку. [3]

В атмосферной совершается не глубокая перегонка, отгоняются светлые нефтяные фракции, такие как бензиновая, керосиновая и дизельная, выкипающие до 360 °С, а также мазут. В связи с тем, что увеличивается масштаб переработки загазованных сернистых нефтей, большую популярность имеет схема переработки при помощи двукратного испарения в двух ректификационных колоннах (Рисунок №2).



1 — сырьевой насос; 2, 4 — теплообменники; 3 — электродегидратор; 5 — первая ректификационная колонна; 6 — насос; 7 — печь; 8 — основная ректификационная колонна; I — сырая нефть; II — смесь газов и легкого бензина; III — острое орошение; IV — горячая струя; V — парогазовая смесь; VI — орошение основной колонны дистиллятом; VII—IX — компоненты светлых нефтепродуктов; X — мазут; XI — водяной пар

Рисунок №2 Перегонка нефти по схеме двукратного испарения. [2.3]

Вакуумная перегонка является углубленной переработкой нефти. Из мазута, образовавшегося при атмосферной перегонке, получают масляные и газойлевые фракции и гудрон, который отправляется на вторичную переработку. Процесс протекает в ректификационной колонне, разделенной на отсеки с большим количеством горизонтальных тарелок, имеющих отверстия для прохода паров нефти. [2]

1.3 Вторичная переработка нефти

Продукты, полученные при первичной переработке, как правило, не являются товарными, и темные нефтяные фракции могут быть подвержены дальнейшей переработке. В связи с этим фракции направляются на установки вторичной переработки нефти, на которых используются различные химические реакции. Вторичную переработку классифицируют на методы:

1. Термические методы (термический крекинг, коксование, пиролиз)
2. Каталитические методы (гидрогенизационные процессы, риформинг, крекинг). [2, 3]

Термический крекинг — это переработка углеводородов, входящих в состав нефти, при высоких температурах для получения топлива с высоким качеством. Термический крекинг подразделяется на неглубокий и глубокий крекинг.

При неглубоком термическом крекинге, в качестве исходных веществ применяют гудрон, мазут и высоковязкое сырье, получают котельные топлива. Крекинг проходит при температурах 480-490 °С и давлении 1,5-2 МПа.

Глубокий или жидкофазный крекинг имеет технологические параметры: температуру 500-540 °С и давление свыше 5 МПа. Из керосиновых, газойлевых и лигроиновых фракций в данном процессе получают бензин с антидетонационными показателями.

Побочный продукт - газ, тяжелые смолы или крекинг-остаток, имеющий в своем составе высокомолекулярные углеводороды.

Технологические параметры процесса пиролиза — это температура в интервале 700-900 °С и давление 1-1,2 МПа. В этом процессе происходит разложение углеводородов с получением непредельных газообразных углеводородов, таких как этилен и пропилен. Побочный продукт - смолы пиролиза и газообразные алканы, такие как метан и этан.

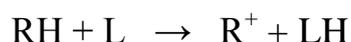
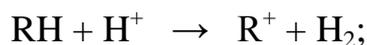


Технологические параметры процесса коксования - температура 490-520 °С и давление 0,2-0,6 МПа. В данном процессе производят топливный или электродный кокс, применяя в качестве сырья нефтяные остатки. [2]

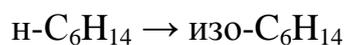
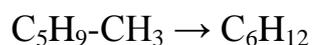
Больше получить нефтепродуктов можно при помощи каталитических процессов. В каталитических процессах катализаторы состоят из носителя, основного компонента и добавки. Носителем могут быть алюмосиликаты, а основным компонентом, например цеолиты. В качестве добавок используют платину, рений, оксиды кальция и магния, а так же металлоорганические

комплексы сурьмы. Более распространены катализаторы платиновые и платинорениевые.

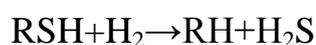
При каталитическом крекинге происходит процесс разложения высокомолекулярных углеводородов в присутствии катализатора, образуя высокооктанового бензина и сжиженных газов. Процесс протекает при температурах 470-540 °С и давлении 0,13-0,15 МПа, катализаторы - алюмосиликаты и цеолиты.



Риформинг - процесс переработки низкооктановых бензиновых фракций в присутствии катализатора. В этом процессе получают ароматические соединения и компоненты товарного автомобильного бензина с высоким показателем октанового числа, до 100. Процесс протекает при температуре 480-540 °С и давлением 2-4 МПа. [2]



Гидрогенизационные процессы проходят в присутствии водорода и катализаторов, увеличивая выход светлых нефтепродуктов, удаляя примеси серы, твердых парафинов и смол из продукции. Протекают при температуре 260-430 °С и давлении 2-32 МПа.



Данные этапы переработки нефти в нефтепродукты могут протекать непосредственно на нефтеперерабатывающих заводах. Но чаще всего первый этап, подготовка к первичной переработке нефти, происходит на самом месторождении по нескольким причинам: далекое расположение НПЗ компании, которая курирует данное месторождение; опасность

транспортировки данного состава нефти, высокое содержание газовых, водных и механических примесей.

Для предварительного обессоливания, дегазации, обезвоживания и удаления твердых частиц применяют общую схему централизованного сбора и подготовки нефти (Рисунок №3).

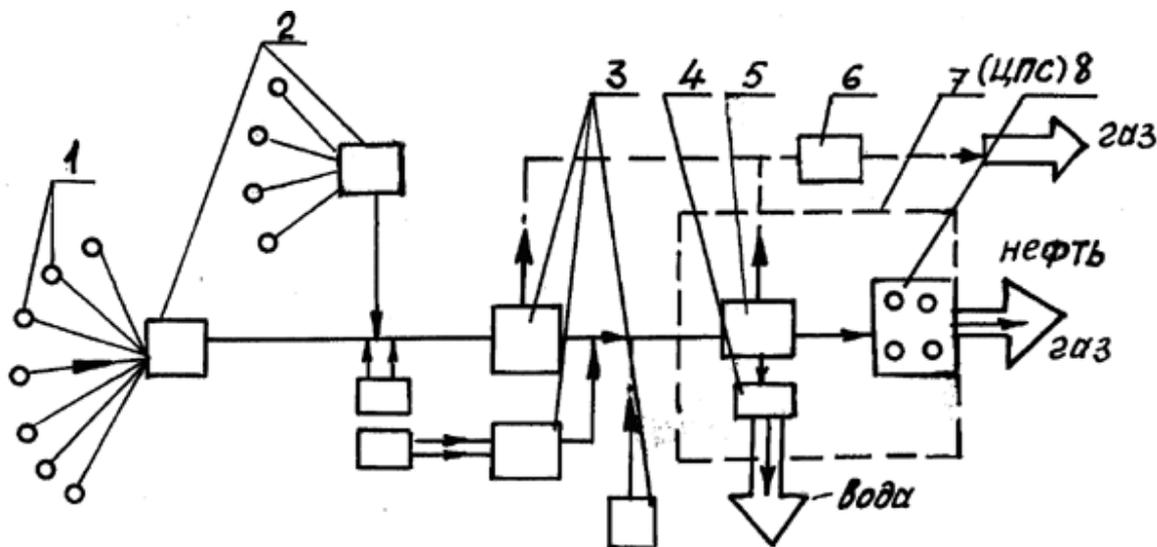


Рисунок №3. Схема сбора и подготовки продукции скважин на нефтяном промысле.

- 1 –нефтяная скважина;
- 2 - автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ);
- 3 - дожимная насосная станция (ДНС);
- 4 - установка очистки пластовой воды;
- 5 - установка подготовки нефти;
- 6 - газокompрессорная станция;
- 7 - центральный пункт сбора нефти, газа и воды;
- 8 - резервуарный парк

Продукция из куста скважин направляется в автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), происходит точный учет количества поступающей с каждой скважины нефти. Затем нефть направляется на дожимную насосную станцию (ДНС), в которую может входить, кроме стандартных установок, установка предварительного сброса пластовой воды

(УПСВ). Здесь совершается первичная сепарация и отстаивание пластовой воды, нефтяного газа и механических примесей от нефти. Отделившийся газ направляют либо на газоперерабатывающий завод (ГПЗ), либо на дальнейшее сжигание на факеле или в качестве теплоносителей в печах. Затем нефть по сборному коллектору движется на центральный пункт сбора (ЦПС), который может быть один на несколько месторождений, находясь на самом крупном из них, а на отдельных малых месторождениях сооружаются комплексные сборные пункты. [2, 3, 5]

1.4 Дожимная насосная станция

Данные станции (рисунок №4), как было сказано выше, применяются в тех случаях, когда месторождению или группе месторождений не хватает пластовой энергии для транспортировки до ЦПС. На станции происходит сепарация нефти от газа, очистка газа от капель жидкостей, для дальнейшей транспортировки. ДНС состоит из блоков: буферных емкостей, сбора и откачивания утечек нефти, насосного блока, свечей аварийного сброса газа.

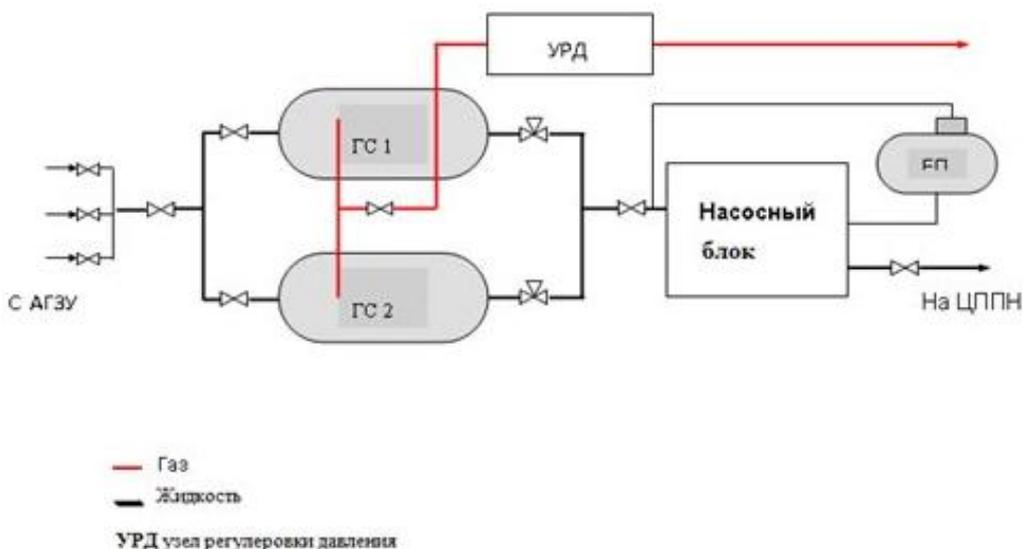


Рисунок №4. Схема дожимной насосной станции.

Каждый блок стандартизирован по ГОСТу, в блок буферных емкостей входят горизонтальные нефтегазовые сепараторы (НГС), сами буферные емкости (БЕ) объемом от 50 м³, а также насосные агрегаты. Предназначение блока состоит в приеме нефти и ее равномерного поступления к перекачивающим насосам, сепарации нефти от газа и поддержке постоянного напора в насосах в пределах 0,3-0,6 МПа. Для создания спокойного состояния нефти в емкости имеются поперечные решетчатые перегородки. Газ из емкостей направляют в газосборный коллектор.

Насосный блок состоит из нескольких насосов, системы вентиляции, системы сбора утечек жидкостей, системы контроля технологического процесса и отопления. Контроль технологического процесса снабжен системой вторичных датчиков с выводом на информационную стену в операторской будке. В блоке предусмотрены 4 пункта защиты от отклонения от заданных режимов:

1. Автоматизированное отключение насосов при аварийном уменьшении или увеличении давления в нагнетательной линии контролируется электронными манометрами.
2. Автоматизированное отключение насосов при аварийном увеличении температуры подшипников насосов или электродвигателей контролируется датчиками температуры.
3. Автоматизированное включение вытяжной системы при загазованности насосного помещения с отключением насосов.
4. Автоматизированное перекрытие задвижек на выкиде насосов при их отключении.

В состав блока сбора и откачки утечек входит дренажная емкость объемами 4-12 м³, с насосом НВ 50/50. Емкость необходима для сбора утечек от сальников насосов и предохранительных клапанов буферных емкостей. Контроль уровня жидкости в емкости осуществляется поплавковыми датчиками с задаваемыми нижним и верхним уровнями. [5, 6, 7]

1.5 Принцип работы дожимной насосной станции

Нефть с замерных установок направляется в буферную емкость, затем проходит сепараторы. После сепараторов направляется на прием рабочих насосов в нефтепровод. Газ, отделившийся в сепараторах, под давлением до 0.6 МПа через узел регулировки давления направляется в газосборный коллектор, затем на газокompрессорную станцию или на газоперерабатывающий завод (ГПЗ), расход замеряет камерная диафрагма, находящаяся на общей газовой линии. [6]

На некоторых ДНС вводят установку предварительного сброса пластовой воды (УПСВ).

1.6 Установка предварительного сброса пластовой воды (УПСВ)

УПСВ, рисунок №5, предназначена для отделения нефти от воды и попутного газа и состоит из комплексов оборудования: узла сепарации, резервного парка, насосного блока.

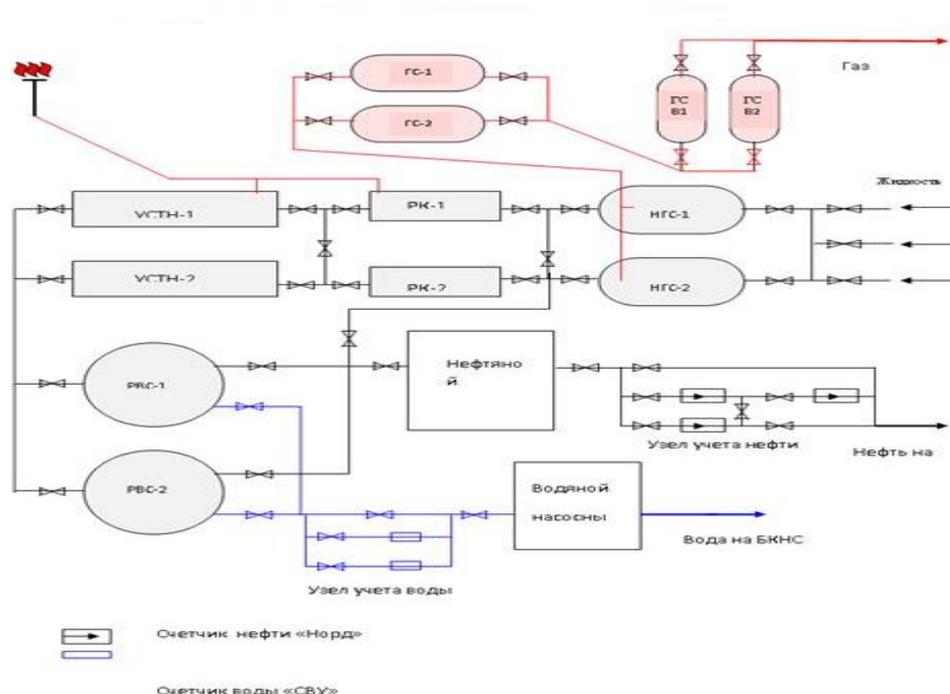


Рисунок №5. Принципиальная схема установки предварительного сброса пластовой воды.

НГС – Нефтегазосепаратор; ГС - Газовый сепаратор; ГСВ - Газовый сепаратор вертикального типа; РВС - Резервуар вертикальный стальной; УСТН - Установка сепарационная трубная наклонная; РК – Расширительная камера.

Узел сепарации может состоять из нескольких отдельных сепараторов, для различных видов сепарации: нефтегазовый сепаратор (НГС), газовый сепаратор (ГС), установка блочного сепаратора (УБС); и ступеней сепарации.

Резервный парк состоит из нескольких резервуаров, объемом до нескольких десятков тысяч м³, предназначенных для жидкости.

Насосный блок включает и нефтяные и водные насосы различных типов (центробежные, плунжерные, шестеренчатые).

1.7 Принцип работы УПСВ

Газожидкостная смесь с замерных установок направляется в узел сепарации газа, проходя сначала через нефтегазовый сепаратор, затем направляют в газовый сепаратор, а жидкость проходит дополнительную сепарацию. В газовом сепараторе осуществляется дополнительная осушка газа с прохождением через вертикальный газовый сепаратор. Окончательно осушившись, газ затем направляется на газоперерабатывающий завод или на сжигание на факеле. Жидкость проходит процесс разделения нефти от подтоварной воды. Вода направляется через водные насосы в дренажные емкости, а нефть направляется на дальнейшую переработку. [6]

Первоначальный вид дожимной насосной станции может отличаться от действующей схемы на данный момент. Из-за того, что каждое месторождение в определённый период с момента его использования подвергается такому явлению, как извлечение из недр пласта, нефть захватывает пластовую воду, содержание которой увеличивается по мере

эксплуатации скважины. Данная примесь, вода, является вредоносной, и ее необходимо удалить из смеси для дальнейшей переработки газожидкостной смеси. Пластовая вода и нефть образуют различной степени стойкости эмульсии. Поэтому газожидкостную смесь необходимо обезвожить заблаговременно, чтобы стойкость эмульсии не увеличилась, и не допустить старения смеси.

Второй причиной необходимости обезвоживания на месторождении являются высокие цены на транспортировку необезвоженного сырья. Это не только из-за того, что увеличивается объем перекачки нефти, но также за счет увеличения вязкости эмульсии, так как данный показатель у системы нефть-вода на порядок выше, чем у чистой пластовой нефти. Увеличение содержания воды в газожидкостной смеси на 15 % приводит к тому, что увеличивается расход на транспорт обводной нефти на 3-6% на каждую скважину.

Для экономии средств и сырья целесообразно обезвоживание проводить на месте добычи нефти, месторождении.

Также пагубно влияют минеральные соли, которые содержатся в данной пластовой воде. Это хлориды натрия, кальция, магния и их содержание может достигать 200 тыс. мг/л воды. Минеральные соли увеличивают коррозионную активность, что влияет на оборудование и трубопроводы установок переработки нефти. А также и на цистерны транспорта. Так, например, сужаются места поворотов, изгибов, уменьшая живое сечение трубок и ухудшая процесс теплопередачи в теплообменном оборудовании, за счет легкого отложения.

В связи с этим необходимо нефть отделить от пластовой воды. Благодаря обезвоживанию из газожидкостной смеси удаляется большая часть минеральных солей, растворенных в воде. Для дальнейшего улучшения качества смесь направляют на обессоливание. [8, 9]

1.8 Принцип образования нефтяных эмульсий. Классификация

Вода появляется в смеси с нефтью за счет подачи пластовой воды по стволу скважины к месторождению для поддержания внутреннего давления.

Двигаясь по стволу и по нефтесборным трубопроводам, нефть и пластовая вода взаимно перемешиваются, и происходит процесс дробления одной жидкости в другой, который называют диспергированием. В результате образуется эмульсия.

Эмульсия - дисперсная система двух жидкостей, малорастворимых или не растворимых друг в друге, одна из которых находится во взвешенном состоянии в виде капель или глобул. Дисперсионной средой называют жидкость, в которой распределены данные взвешенные частицы, а дисперсная фаза-жидкость, распределённая в дисперсионной среде. Образование эмульсии приводит к увеличению поверхности дисперсной фазы. Вследствие чего для совершения некой работы, которая была бы направлена на разделение фаз, необходима некая свободная поверхностная энергия. Данная энергия, которая затрачивается на образование единицы поверхности между фазами, будет называться межфазным или поверхностным натяжением. Капли находятся в системе в своей наименьшей по площади форме, сферическом состоянии, с наименьшей поверхностной энергией. Ее можно изменить лишь за счет силы тяжести, либо за счет электрического поля.

Коалесценция, слияние капель дисперсной фазы, которой способствует свободная поверхностная энергия, но противодействуют стабилизаторы эмульсии, растворимые гидрофильные эмульгаторы.

Эмульгаторы образуют эмульсии, которые чаще всего встречаются в промышленности, это вода в нефти. К гидрофильным эмульгаторам относят поверхностно-активные вещества - это щелочные мыла, белковые вещества и т.д., к гидрофобным – вещества, хорошо растворимые в нефтепродуктах - смолы, мелкодисперсные частицы глины, сажи, окислы металлов.

Добавление данных эмульгаторов в систему нефть-вода способствует расслоению смеси.

По характеру дисперсной фазы и дисперсионной среды различают 2 вида эмульсий:

1) прямые эмульсии, в которых нефть находится в воде в виде капель, то есть дисперсии неполярной жидкости в полярной жидкости (Н/В), обладающие высокой электропроводностью.

2) обратные эмульсии, в которой вода находится в нефти в виде капель, то есть дисперсии полярной жидкости в неполярной жидкости (В/Н). Они смешиваются только с углеводородными жидкостями и имеют низкую электропроводность. [10]

1.9 Физико-химические свойства нефтяных эмульсий

Для того что бы разрушить нефтяную эмульсию, необходимо знать ее основные физико-химические свойства.

Дисперсность эмульсии - степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде. Данная характеристика является основной для определения свойств эмульсий. Размеры капель могут изменяться от 0,1 до 100 мкм. Существует 2 вида дисперсности эмульсии, это монодисперсная система, капли одного диаметра, и полидисперсные - различного диаметра. Размер капель воды в эмульсии зависит от количества необходимого затратить энергии для разрыва поверхностного натяжения капли. И размер капли обратно пропорционален данной затрачиваемой энергии. Чем выше данные затраты, тем меньше диаметр капли, и, следовательно, выше сумма удельных поверхностей частиц.

Вязкость эмульсии прямо зависит от температуры, при которой образуется эмульсия, и от самой вязкости нефти, а также от количества воды, оксидов кальция и магния в нефти, и от механических примесей, и от степени дисперсности. Вязкость — это не аддитивная величина, она не равна сумме

вязкостей воды и нефти соответственно. Увеличение обводненности приводит к тому, что вязкость эмульсии возрастает, но до определенного значения, максимума, при критическом значении обводненности. При переходе через данное критическое значение, вязкость резко уменьшается. Критическое значение обводненности называют точкой инверсии, в ней происходит обращение фаз, из эмульсии вода в нефти в систему нефть в воде. Для каждого месторождения точка инверсии различна и может быть от 0,5% до 0,95%

Плотность эмульсии рассчитывается из известных плотностях воды и нефти и обводненности, по формуле:

$$\rho_{\text{Э}} := \rho_{\text{Н}} \cdot (1 - W) + \rho_{\text{В}} \cdot W$$

где $\rho_{\text{Э}}$ - плотность эмульсии, кг/м³;

$\rho_{\text{Н}}$ - плотность нефти, кг/м³;

$\rho_{\text{В}}$ - плотность воды, кг/м³;

W - содержание воды в массовых долях.

Вода и нефть в чистом виде являются хорошими диэлектриками, так например, электропроводность нефти составляет от $0,5 \cdot 10^{-6}$ до $0,5 \cdot 10^{-7}$ Ом*м⁻¹, пластовой воды - от 10^{-1} до 10 Ом*м⁻¹. При наличии в воде незначительного количества минеральных солей или кислот электропроводность возрастает в несколько десятков раз. Вследствие чего электропроводность нефтяной эмульсии зависит не только от количества воды в системе и степени дисперсности, но и наличия в данной эмульсии кислот и их солей, которые растворимы в воде. Если поместить нефтяную эмульсию в электрическое поле, то капли воды будут располагаться вдоль силовых линий, что приводит к резкому увеличению электропроводности. Обусловлено это тем, что у капель нефти в 40 раз меньше диэлектрическая проницаемость, чем у воды. Данная способность капель воды располагаться вдоль силовых линий электрического поля, послужила основой принципа обезвоживания на электрообессоливающей установке (ЭЛОУ).

Важной характеристикой нефтяной эмульсии является ее температура. Чем выше будет температура, тем вязкость нефти будет меньше, и будет меньше устойчивость эмульсии, это явление заметнее всего на парафинистых нефтях. С понижением температуры частицы парафина легко адсорбируются на поверхности капель воды, и устойчивость эмульсии повышается, поэтому на некоторых нефтяных месторождениях в зимнее время наблюдается резкое увеличение устойчивости [10].

1.10 Основные способы обезвоживания нефти

Для обезвоживания и обессоливания нефти применяют различные методы: термические, химические, гравитационные, электрические, а также их комбинации.

Гравитационное холодное отстаивание водно-нефтяной эмульсии или, по-другому, холодный отстой, как правило, проходит без внешнего теплового эффекта и без использования эмульгаторов. Данный метод используется в резервуарах периодического действия или в отстойниках непрерывного действия, а также в трубных водоотделителях, на первых стадиях обезвоживания. На рисунке №6 представлена схема гравитационного отстаивания в отстойниках и резервуарах. На месторождениях с очень высоким показателем содержания воды в нефти для сброса ее используют трубные водоотделители - наклонные трубы большого диаметра с комплексом трубопроводов.

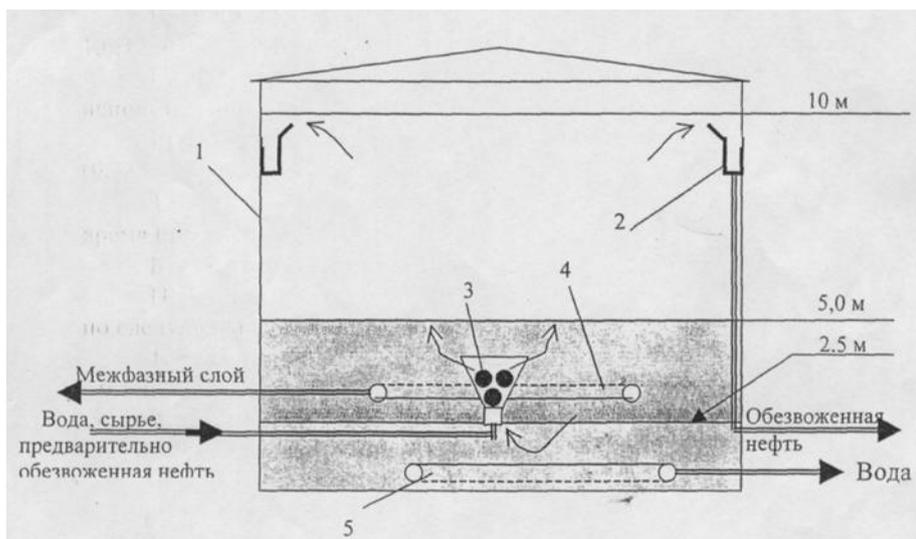


Рисунок №6 Предварительное обезвоживание нефти.

1-корпус, 2-устройство отбора обезвоженной нефти, 3-устройство профилактики накопления межфазного слоя, 4-коллектор отбора обезвоженной нефти, 5-коллектор отбора воды.

Термическое обезвоживание - проводится при увеличении температуры нефтяной эмульсии до 100 °С. В процессе уменьшается прочности оболочки на поверхности капель воды, приводящим к слиянию, увеличивается скорость осаждения при отстаивании. Нагрев эмульсии проходит непосредственно в установках - деэмульгаторах, либо в печах, путевых подогревателях, перед отстойниками.

Химическое обезвоживание - метод, основанный на разрушении нефтяной эмульсии при помощи химических реагентов, деэмульгаторов, подаваемых в нефтесборный трубопровод, отстойник, резервуар дозировочным насосом. Деэмульгаторы – ПАВ применяются в количестве от 5 до 60 г на 1т нефти, к ним относят дипроксамин, проксамин, сепарол, оксиэтилированный препарат (ОП) и другие. Эффективность использования деэмульгаторов при отстаивании зависит от интенсивности и температуры перемешивания.

Электрическое обезвоживание и обессоливание нефти (ЭЛОУ) - метод, основанный на прохождении эмульсии через электрическое поле, в

котором вода и соли направляются к электродам. Разрушение адсорбированных оболочек капель облегчает слияние при их столкновении, увеличивая скорость деэмульгации. Такие установки носят название электродегидраторы, работают на частоте 50 Гц и напряжении на электродах 10-45 тыс. В.

Комбинированный метод основан на комбинации гравитационного отстаивания с другими методами. [11, 12]

Процесс обезвоживания нефти проходит в 2 этапа:

1-Укрупнение капель.

2-Осаждение укрупненных капель.

В этом процессе смесь нефти и воды в отстойниках может находиться, как правило, 5 часов, поэтому скорость осаждения очень мала. Для расчетов резервуаров следует пользоваться формулой Стокса.

$$\omega_{oc} := \frac{d^2 \cdot g \cdot (\rho_B - \rho_H)}{18 \cdot \mu}$$

В верхней части резервуара проходит осаждение одиночной частицы, более крупные капли нагоняют мелкие, которые опускаются достаточно медленно, уменьшая скорость больших частиц, но увеличивая собственную. Из-за чего концентрация воды увеличивается, и нефть поднимается вверх. Унос частиц воды вместе с нефтью происходит, когда скорость подъема нефти больше скорости осаждения. В определённый момент наступает консолидированный эффект, когда происходит выравнивание скоростей осаждения всех капель воды и примесей, образуя на уровне раздела фаз глобулы. Пленка глобул становится прочной, и капля воды не может ее разрушить, направляясь. За счет образования вокруг пленки частиц механических примесей увеличиваются силы притяжения между глобулами. В резервуаре образуется подобие "слоеного пирога". Межфазный слой препятствует осаждению, и чтобы избавиться от него,

необходимо нагреть смесь, используя змеевики с подогретой нефтью. Также для успешного осаждения время осаждения должно быть больше времени нахождения смеси в отстойнике. [13]

1.11 Отстойники

Отстойниками называют агрегаты, резервуары или бассейны, предназначенные для выделения из жидкостей находящихся в них взвешенных примесей. Отстойники маркируют по их виду и способу отстаивания:

- Горизонтальные отстойники (ОГ),
- Отстойник вертикального движения (ОВД),
- Отстойник нефтяной (ОН).
- Отстойник с радикальным и горизонтальным вводом сырья:
- Блочный нефтяной отстойник (ОБН).

1.12 Устройство и принцип работы отстойника

Горизонтальный отстойник (ОГ-200) представляет собой цилиндрическую горизонтальную емкость диаметром от 2,4 до 3,4 м.

На рисунке № 7 представлена схема отстойника нефти ОГ-200С.

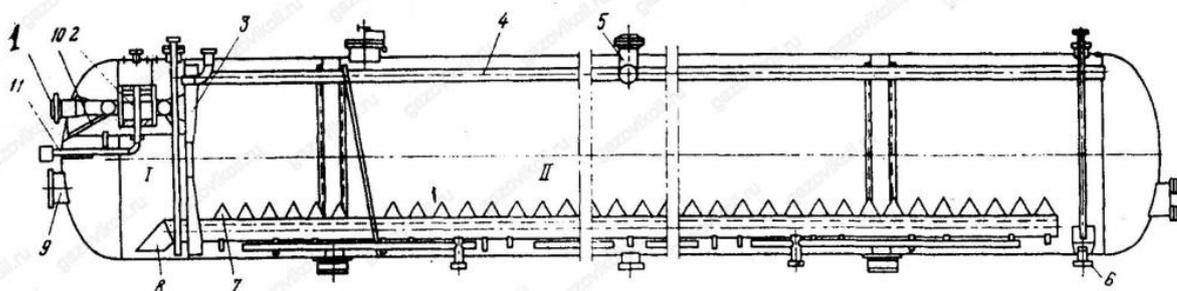


Рисунок №7. Схема отстойника нефти.

Перегородка (3) делит емкость на два отсека, с левой стороны (I) - сепарационный, с правой (II) - отстойный. Отсеки сообщаются через два распределителя, представляющие собой стальные трубы (8), оснащенные отверстиями, размещенные в верхней части. Над ними имеются распределители эмульсии, имеющие коробчатую форму (7) с отверстиями в боковых гранях.

Сверху имеется сепаратор газа (2), соединяющийся со штуцером выхода газа (11). Наверху располагаются четыре нефтесборника (4), соединяющиеся с коллектором и штуцером на выход отстоявшейся нефти. Внизу расположен штуцер (6) для удаления отделившейся воды.

Отстойник ОГ-50(200) имеет такую же конструкцию, за исключением сепарационного отсека.

Смесь после нагрева на путевых подогревателях проходит через штуцер (1) в распределитель. Из нее отделяют часть газа, который может быть растворен в нефти или находиться в свободном положении. Газ движется через штуцер (11) в сборную сеть. Контроль содержания жидкости в емкости проводится при помощи межфазного уровнемера, он монтируется в люк (9). Затем нефть попадает в отстойный отсек, проходя через коллекторы под коробчатые распределители. Из-за наличия данных распределителей нефть движется вверх, проходя через водяную подушку. Обезвоженная нефть движется вверх и попадает в нефтесборник (4) и через штуцер (5) направляется на дальнейшую переработку. Отделившаяся от нефти пластовая вода поступает через штуцер (6) в систему сброса и обработки сточных вод.

Отстойник нефти (ОН) – специальное оборудование, предназначенное для обезвоживания нефти с дальнейшей сепарацией. Наклонный отстойник представляет собой устройство цилиндрической формы, которое монтируется на двух седловых опорах и оборудовано специальными штуцерами. Данный отстойник используется в районах с сейсмичностью до 8

баллов по 12 балльной системе, и отличается высокой степенью обезвоживания, минусами являются дороговизна ремонта и оборудования.

Отстойник ОБН предназначен для разделения эмульсии обводненностью до 30% с выходом 0,5%.

Отстойник ОБН-3000/6 (Рисунок №8) — это горизонтальная стальная цилиндрическая емкость диаметром 3,4 м. Отстойник оснащен распределителем эмульсии (3), сборниками нефти (1) и воды (5), а также соответствующими штуцерами для ввода эмульсии (4), вывода нефти (2) и воды (6). Особенность отстойника в том, что распределители эмульсии и нефтесборник изготовлены в виде перфорированных барабанов, расположенных соответственно вдоль и поперек оси цилиндрической емкости.

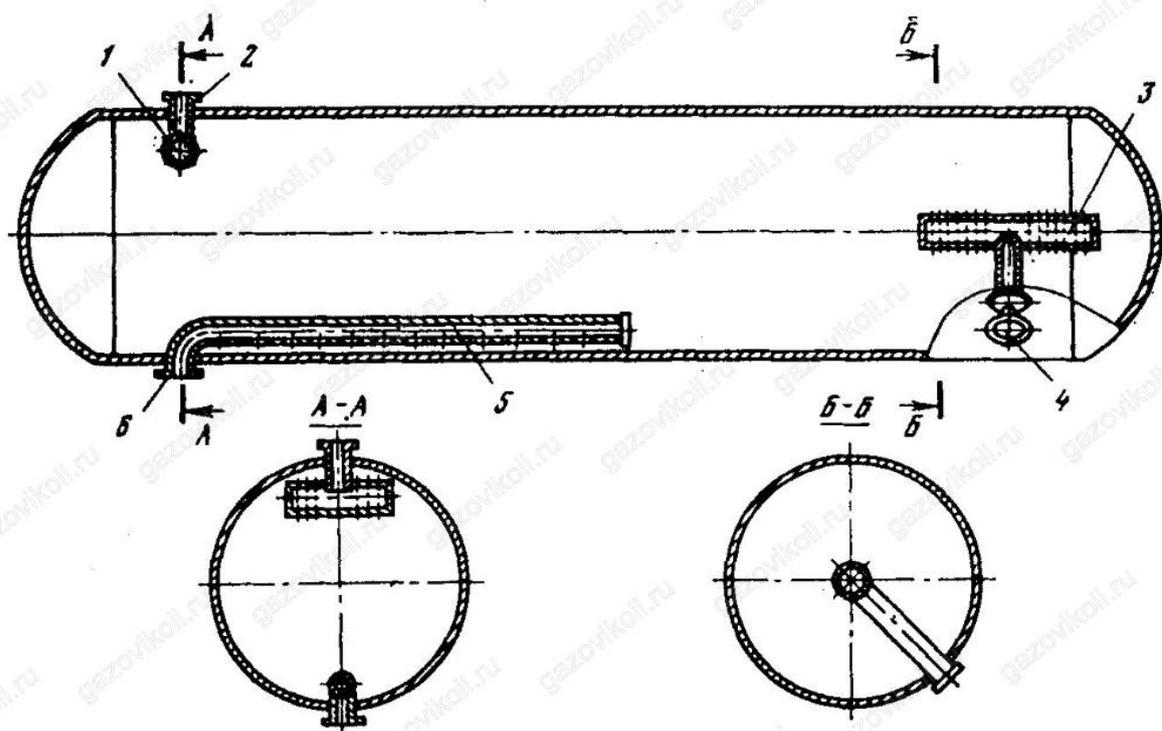


Рисунок №8. Общий вид отстойника ОБН.

Принцип работы отстойника основан на гравитационном отстое при относительном горизонтальном движении и разделении эмульсии на нефть и воду.

Отстойник ОВД-200 - горизонтальная стальная цилиндрическая емкость диаметром 3,4 м (Рисунок №9).

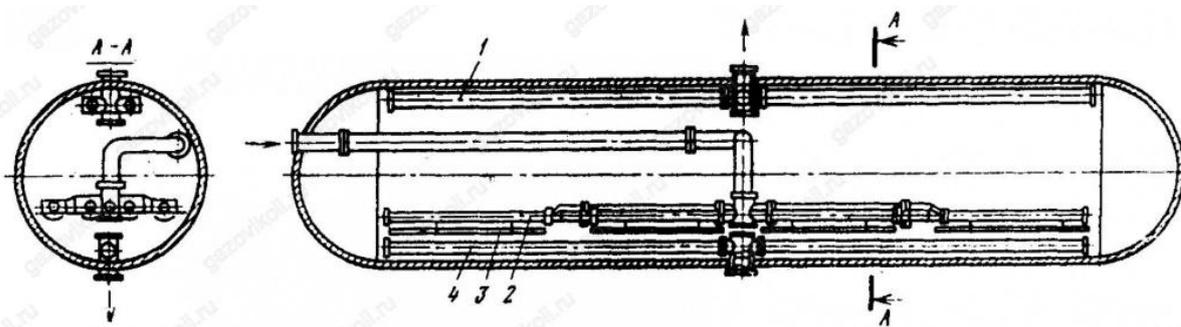


Рисунок №9. Вид ОВД-200

Состоит из распределителей эмульсии (2), нефтесборника (1) и водосборника (4). Внизу под распределителями эмульсии установлены У-образные отбойные устройства (3), что способствует уменьшению накопления грязи и механических примесей в трубах и равномерному отводу воды. Отбойники служат гасителями кинетической энергии, а также для равномерного распределения потоков по сечению аппарата и избежания перемешивания нижележащих слоев воды.

Отстойник ОВД предназначен для разделения эмульсии обводненностью до 30% с выходом 0,2%. [14-17]

2 Цели и задачи выпускной бакалаврской работы

Цель: усовершенствование технологической схемы первоначальной подготовки нефти к дальнейшей ее переработке с учетом изменения обводненности сырья.

Задачи:

1. Включить в технологическую схему дополнительный аппарат для отстаивания воды.
2. Рассчитать материальный баланс отстойника.
3. Определить конструктивные размеры аппарата.
4. На основании проведенных расчетов подобрать стандартное оборудование.

3 Технологическая часть

3.1 Описание сырья и продуктов

Газожидкостная смесь (ГЖС), полученная со скважин Кереметьевского месторождения, имеет 3 класс качества по товарной нефти, относится к высокосернистой тяжёлой парафиновой нефти. Месторождение находится на недрах Кереметьевского участка на территории Челно-Вершинского района Самарской области, в 2-х километрах к северу от с. Челно-Вершины. В тектоническом отношении относится к юго-западному склону Южно-Татарского свода, Шанталинскому куполу.

ГЖС относится к 3 классу опасности по товарной нефти. В 2003 году имела обводненность до 12,5% масс. На данный момент, в 2018 году, данная величина составляет до 75% масс.

Таблица №1. Характеристика исходного сырья, реагентов, продуктов

Наименование сырья, реагентов, продукции.	Характеристика.	Значения.
Сырьё нефтежидкостная смесь.	- Обводненность, % масс.	До 75
	Плотность, кг/м ³	До 990
	Газосодержание, м ³ /т	До 9,0
	Содержание общей серы, % масс.	Не более 5,0
	Смолы, %	22,3
Сырьё - нефть пластовая	Давление пластовое, МПа	13,1
	Давление насыщения, МПа	2,2

	Газовый фактор, м ³ /т	6,1
	Вязкость, мПа*с	212,6
	Плотность, кг/м ³	908,6
Продукт - нефть товарная высокосернистая	Содержание воды, % масс.	До 1
	Плотность, кг/м ³	До 950
	Содержание механических примесей, % масс.	Не более 0,05
	Содержание хлористых солей, мг/м ³	Не более 900
Побочный продукт - очищенная вода	Водородный показатель, рН	3,5-8,5
	Содержание нефти, мг/л, не более	60
Побочный продукт - попутный газ	Плотность газа, кг/м ³	1,5
	Содержание сероводорода, %	0,4
Дезэмульгатор	Плотность, кг/м ³	880-920
	Температура застывания, °С	-50

3.2 Технологическая схема

3.2.1 Установка предварительного сброса воды (УПСВ)

Поток газожидкостной смеси по сборному нефтепроводу под устьевым давлением скважин до 0,5 МПа (до 5 кгс/см²), расходом до 40 т/ч и температурой около 9°С зимой и до 22°С летом и обводненностью до 75% подается в горизонтальный отстойник (ОГ-1), где происходит холодный отстой газожидкостной смеси и отделение свободной воды от эмульсии. Контроль осуществляется межфазным уровнемером в пределах 0,8-1,4 м. Отделенная пластовая вода отводится по нижнему коллектору в отстойник воды с жидкостным гидрофобным фильтром (О-1;2) далее в систему поддержания пластового давления. Из ОГ-1 газожидкостная смесь обводненностью до 30% подается в путевые подогреватели (ПП-1 и ПП-2 типа ПНПТ-0,63А). В путевых подогревателях газожидкостная смесь нагревается до 40÷70 °С. Нагрев нефтяной эмульсии в путевых подогревателях производится в змеевиках, проходящих через водяной теплоноситель. Теплоноситель разогревается до 90 °С газовыми горелками путем сжигания собственного нефтяного попутного газа с принудительной подачей воздуха на сжигание вентиляторами. Контроль горения, работы вентилятора, контроль над давлением и температурой осуществляется как дистанционно, так и местно.

Подогретая газожидкостная смесь с расходом до 25 т/ч из путевых подогревателей (ПП-1 и ПП-2), с температурой 40÷70 °С поступает в нефтегазовый сепаратор (НГС-1), где под давлением не более 0,2 МПа выделяется попутный нефтяной газ. Уровень жидкости в нефтегазовом сепараторе (НГС-1) под контролем уровнемера поддерживается в пределах 0,8÷1,2 м.

Дегазированная жидкость из нефтегазового сепаратора отводится через регулирующий клапан в горизонтальный отстойник (ОГ-2). В

горизонтальном отстойнике под действием деэмульгатора и температуры происходит разрушение эмульсии или разделение ее на нефть и воду. Пластовая вода по нижнему коллектору горизонтального отстойника по межфазному уровню с расходом $5 \div 15$ м³/ч отводится под давлением $0,5 \div 1,5$ кгс/см² через регулирующий клапан на очистные сооружения установки предварительного сброса воды (УПСВ). Обезвоженная до 2% нефть через верхний заборный коллектор и регулирующий клапан горизонтального отстойника (ОГ-2) под давлением $1,0 \div 2,0$ кгс/см² отводится в горизонтальный отстойник (ОГ-3) для обезвоживания до содержания воды менее 1% масс.

На выходе из горизонтального отстойника (ОГ-2), на приёмном коллекторе горизонтального отстойника (ОГ-3) осуществляется подача подготовленной пресной воды под давлением $1 \div 2,5$ кгс/см² с расходом $1 \div 3$ м³/ч для вымывания хлористых солей из нефти, для соответствия III группы качества по ГОСТ Р51858-2002. Далее подготовленная нефть под давлением $0,5 \div 1,5$ кгс/см² поступает в товарные емкости (Е-1,2,3).

Из товарных емкостей (Е-1,2,3) подготовленная нефть под давлением $0,5 \div 1,0$ кгс/см² с содержанием воды менее 1 % (масс.) технологическими насосами (Н-3,4) прокачивается через систему измерения количества и качества нефти. Нефть с расходом $5 \div 25$ т/ч и давлением $1 \div 3$ кгс/см² поступает на приём товарных насосов (Н-1,2), далее в напорный нефтепровод на пункт предварительного сбора нефти при дожимной насосной станции.

При несоответствии параметров товарной перекачиваемой через систему измерения количества и качества нефти, некондиционная нефть из товарной емкости (Е-1,2,3) отводится вручную в дренажную емкость (ДЕ-2), где погружным насосом (ДН-5) подаётся в голову процесса для дополнительной подготовки.

В зимний период времени при длительных остановках откачки нефти для поддержания заданных температур товарной нефти предусмотрены греющие кабели на корпусах товарных емкостей (Е-1,2,3) и змеевики подачи

сбросной нагретой воды после второго горизонтального отстойника, проходящих в нижней части товарных емкостей (Е-1,2,3).

Утечки жидкости с уплотнений товарных насосов отводятся в дренажную емкость для сбора утечек (ДЕ-5) с погружным насосом. По мере накопления жидкости в дренажной емкости (контроль уровня по уровнемеру) в автоматическом или в ручном режиме жидкость откачивается насосом (ДН-2) типа НВ-50/50 на прием дожимной насосной станции с установкой предварительного сброса воды.

Попутный нефтяной газ, выделившийся в нефтегазовом сепараторе (НГС-1), через регулирующий клапан под давлением $1,0 \div 2,5$ кгс/см² отводится в вертикальный газовый сепаратор (ГС-1). В газовом сепараторе из потока газа отделяются капли жидкости. Жидкость по нижнему коллектору сепаратора по мере накопления отводится вручную в дренажную емкость (ДЕ-1).

Осушенный нефтяной газ из газового сепаратора под давлением $2,0 \div 3,5$ кгс/см² направляется через узел учета газа (УГ-1) и с расходом $40 \div 200$ м³/ч на горелки путевых подогревателей (ПП-1 и/или ПП-2) в качестве топливного газа. Избыток нефтяного газа (при аварийных сбросах давления) отводится через узел учёта газа (УГ-2) с расходом $5 \div 160$ м³/ч далее через факельный сепаратор (ФС-1) на сжигание на факеле (Ф-1). Факел снабжен местным пультом управления, блоками розжига и сигнализации. Для поддержания пламени оголовков факела оснащен запальником с постоянной подачей газа.

Конденсат, отделившийся из факельного сепаратора, дренируется вручную в дренажную емкость (ДЕ-3), из данной емкости по мере накопления автоматически или вручную откачивается погружным насосом (ДН-3) типа НВ-50/50 в дренажную емкость (ДЕ-1).

Нефтегазовый сепаратор (НГС-1), отстойник (ОГ-1,2) технологическая емкость (ТЕ-1), работающие под избыточным давлением, оснащены предохранительными клапанами типа СППК4Р. Сброс с клапанов направляется так же в дренажную емкость (ДЕ-1). В дренажную емкость

подаются дренажи с отстойника (ОГ-1), нефтегазового сепаратора (НГС-1), горизонтального отстойника (ОГ-3) при их подготовке к ремонту и осмотру.

Жидкость из дренажной емкости (ДЕ-1) по мере накопления, но не более 1,9 м, откачивается погружным насосом (ДН-1) типа 12НА9х4 на вход печей путевых подогревателей (ПП-1,2). Дренажная емкость (ДЕ-1) снабжена газоуравнительной линией, чтобы исключить образование вакуума при откачке и выброс паров нефти в атмосферу при дренировании жидкости и срабатывании клапанов.

3.3 Очистные сооружения

Пластовая вода из отстойников (ОГ-2,3) по коллектору отводится под давлением $0,5 \div 2,5$ кгс/см² в отстойник воды с жидкостным гидрофобным фильтром (О-1 и/или №2). В отстойнике в жидкофазном слое происходит отстой воды от взвешенных твердых частиц с отделением пленки унесенной нефти. Пленка нефти из отстойников воды с жидкостным гидрофобным фильтром отводится в дренажную емкость (ДЕ-1) и откуда погружным насосом (ДН-1) откачивается на вход печей путевых подогревателей (ПП-1,2).

Очищенная пластовая вода из отстойников под давлением $0,5 \div 2,0$ кгс/см² поступает в буферную емкость (БЕв-1). В этой емкости происходит дополнительный отстой от взвешенных частиц и очищенная вода с содержанием нефти не более 60 мг/л и механических примесей не более 50 мг/л отводится через счетчик $10 \div 20$ м³/ч для закачки в систему поддержания пластового давления.

Сбор сточной воды из площадок установки дожимной насосной станции с установкой предварительного сброса воды по ливневой канализации производится в заглубленную дренажную емкость (ДЕ-4). Сточная вода из этой емкости откачивается по мере накопления погружным насосом (ДН-4) типа НВ-50/50 на вход отстойников воды с жидкостным

гидрофобным фильтром (О-1,2). В эту дренажную емкость (ДЕ-4) поступают выбросы от предохранительных клапанов отстойников (О-1.2) и буферной емкости (БЕв-1), горизонтального отстойника (ОГ-2), а также дренажи этих емкостей.

Газы, выделяющиеся из пластовой воды в отстойниках и буферных емкостях, отводятся по газоотводным коллекторам в общую газоотводную систему дожимной насосной станции с установкой предварительного сброса воды.

По мере необходимости в поток очищенной пластовой воды, отводимой в систему поддержания пластового давления, подается ингибитор коррозии блоком дозатором типа НД для защиты трубопроводов и оборудования системы поддержания пластового давления от внутренней коррозии.

4 Расчетная часть

4.1 Материальный баланс

Годовая мощность установки по сырью 30 тыс. т/год.

Годовая продолжительность работы установки 350 дней (8400 ч).

Обводненность сырой нефти 75 % масс.

Содержание воды в товарной нефти - 1 % масс. (III группа).

Содержание нефти в подтоварной воде – $5,97 \cdot 10^{-3}$ % масс.

Плотность сырья при 20 °С - 980,9 кг/м³

Плотность нефти пластовой - 908,6 кг/м³

Плотность товарной нефти при 20 °С – 950 кг/м³

Плотность пластовой воды при 20 °С – 1005 кг/м³

Динамическая вязкость сырья - 212,6 мПа*с.

Поток сырой нефти производительностью Q направляется в отстойник с содержанием нефти и воды по массе, соответственно:

$$Q = 300000 / 8400 = 35,714 \text{ т/ч}$$

$$R_H = 100 \cdot (Q_H / Q) = 25\%$$

$$R_B = 100 \cdot (Q_B / Q) = 75\%$$

На выходе из отстоя первичный поток разделяется на два:

- некондиционная нефть: вода – 30%; нефть – 70% (по условиям работы отстойника);

- пластовая вода: нефть – 0,00597%; вода – 99,99403%.

Обозначим: $Q_H^{от} = H$ – количество некондиционной нефти, т/ч;

$Q_B^{от} = B$ – количество подтоварной воды, т/ч.

Тогда:

$$Q \cdot R_H = 0,7H + 0,0000597B$$

$$Q \cdot R_B = 0,3H + 0,9999403B$$

Решим систему, выразив одно неизвестное и подставим:

$$H = (Q \cdot R_H - 0,0000597B) / 0,7$$

$$Q \cdot R_B = 0,3 \cdot ((Q \cdot R_H - 0,0000597) / 0,7) + 0,9999403B$$

$$B = (Q \cdot R_B - 0,3 \cdot Q \cdot R_H / 0,7) / (0,9999403 - 0,3 \cdot 0,0000597 / 0,7)$$

$$B = (35,714 \cdot 0,75 - 0,3 \cdot 35,714 \cdot 0,25 / 0,7) / (0,9999403 - 0,3 \cdot 0,0000597 / 0,7) \\ = 22,961 \text{ т/ч.}$$

$$H = (35,714 \cdot 0,25 - 0,0000597 \cdot 22,961) / 0,7 = 12,753 \text{ т/ч.}$$

Таким образом, количество некондиционной нефти и количество пластовой воды, соответственно равны:

$$Q_{H}^{OT} = 12,753 \text{ т/ч}$$

$$\text{-нефть- } 0,7 \cdot Q_{H}^{OT} = 0,7 \cdot 12,753 = 8,927 \text{ т/ч}$$

$$\text{-вода- } 0,3 \cdot Q_{H}^{OT} = 0,3 \cdot 12,753 = 3,826 \text{ т/ч}$$

$$Q_{B}^{OT} = 22,961 \text{ т/ч}$$

$$\text{-вода- } 0,9999403 \cdot Q_{B}^{OT} = 0,9999403 \cdot 22,961 = 22,96 \text{ т/ч}$$

$$\text{-нефть- } 0,0000597 \cdot Q_{B}^{OT} = 0,0000597 \cdot 22,961 = 0,0014 \text{ т/ч}$$

Правильность расчёта материального баланса определим по выполнению условия:

$$\sum Q = \sum Q_i^{OT}$$

$$\sum Q = 35,714 \text{ т/ч}$$

$$\sum Q_i^{OT} = Q_B^{OT} + Q_H^{OT}$$

$$Q_B^{OT} + Q_H^{OT} = 22,961 + 12,753 = 35,714 \text{ т/ч}$$

Условие выполняется.

Данные по расчету материального баланса отстоя заносим в Таблицу №2.

Определим процентный выход в расходной части материального баланса:

$$\text{-некондиционной нефти- } 12,753 \cdot 100\% / 35,714 = 35,7\%$$

$$\text{-подтоварной воды- } 22,753 \cdot 100\% / 35,714 = 64,3\%$$

Таблица №2. Материальный баланс блока отстоя.

приход				расход			
	% масс	т/ч	т/г		% масс	т/ч	т/г
Эмульсия, в том числе:				Некондиционная нефть, в том числе:	35,7		
				Нефть	70	8,927	74986,8
				Вода	30	3,826	32138,4
				Всего	100	12,753	107125,2
				Подтоварная вода, в том числе:	64,3		
Нефть	25	8,929	75006	Вода	99,994	22,96	192864
Вода	75	26,785	224994	Нефть	0,006	0,001	8,4
				Всего	100	22,961	192872,4
Итого	100	35,714	300000	Итого	100	35,714	300000

4.2 Расчет отстойника

В качестве отстойника рассмотрим горизонтальный аппарат с подачей сырья под стационарную водяную подушку, которая будет составлять 0,8 м. За время прохождения эмульсии от входа до выхода отстойника ее линейная скорость изменяется как вдоль аппарата, так и по его высоте. По горизонтали она уменьшается от входного значения

$$\omega_{ВХ} := \frac{Q_Э}{S_H}$$

до выходного значения

$$\omega_{ВЫХ} := \frac{Q_H}{S_H}$$

где $Q_Э$ – объемный расход исходной эмульсии;

Q_H – объемный расход отводимой нефти с оставшейся обводненностью;

S_H – площадь сечения аппарата, занятая эмульсией.

Пренебрежем толщиной входного слоя, который образуется между нефтью и водяной подушкой. Расчет будем вести, используя понятие d_{\min} , под которым понимают минимальным диаметр частиц воды, подлежащих удалению в отстойнике. Величину d_{\min} для обратных водонефтяных эмульсий определяют на основании таблицы №3, зная начальную (φ_H) и конечную (φ_K) концентрацию воды в эмульсии. Для этого вычислим $\Delta\varphi$ как разницу φ_H и φ_K и, двигаясь справа налево по нижней строке таблицы, суммируем указанные в ячейках величины φ до тех пор, пока найденное слагаемое не станет равным (или минимально не превысит) $\Delta\varphi$. Соответствующее значение d и будет искомым d_{\min} .

Таблица №3. Данные для расчета d_{\min} .

$d, \text{ м}$ 10^{-6}	3	4	5	10	20	30	40	50	60	80	100	≥ 200
φ	0,05	0,15	0,20	0,18	0,15	0,08	0,05	0,03	0,03	0,02	0,02	0,04

$$\varphi_H=0,75$$

$$\varphi_K=0,3$$

$$\Delta\varphi=0,45>0,04+0,02+0,02+0,03+0,03+0,5+0,08+0,15>0,42$$

Соответственно $d_{\min}=20*10^{-6}$ м.

Будем считать время отстоя равным среднему времени движения эмульсии вдоль зоны отстоя. Сам отстой происходит в интервале между водяной подушкой (h_1) и высотой жидкости в аппарате ($D_B - h_1 - h_2$). Тогда

$$\omega_{\text{ср}} := \omega_{d\min} \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \quad (1)$$

где $\omega_{\text{ср}}$ – средняя скорость движения эмульсии вдоль зоны отстоя;

$\omega_{d\min}$ – средняя скорость осаждения сферической частицы дисперсной фазы диаметром d_{\min} в неподвижной дисперсионной среде в стесненных условиях в двигающейся жидкости;

L – длина отстойника;

D_B – внутренний диаметр отстойника;

h_1 – высота водяной подушки;

h_2 – расстояние от верхней образующей отстойника до оси патрубка, отводящего отстоявшуюся нефть, в горизонтальном отстойнике данное расстояние равно 0, так как штуцер отвода нефти располагается на верхней части отстойника.

Рассчитаем объемную пропускную способность отстойника по исходной эмульсии $Q_э$.

Для горизонтального отстойника, если эмульсия подается под водяную подушку,

$$Q_{\text{Э}} := \omega_{\text{ВХ}} \cdot S_{\text{Н}} \quad \text{но} \quad \omega_{\text{СР}} := \frac{\omega_{\text{ВХ}} + \omega_{\text{ВЫХ}}}{2} \quad \text{. Отсюда} \quad \omega_{\text{ВХ}} := 2 \cdot \omega_{\text{СР}} - \omega_{\text{ВЫХ}}$$

Получим:

$$Q_{\text{Э}} := 2 \cdot \omega_{\text{СР}} \cdot S_{\text{Н}} - Q_{\text{Н}} \quad (2)$$

Из материального баланса работы отстойника, пренебрегая захватом нефти дренажной водой, можно записать:

$$Q_{\text{Н}} := Q_{\text{Э}} \cdot \frac{1 - \varphi_{\text{Н}}}{1 - \varphi_{\text{К}}} \quad (3)$$

Подставим выражение (3) в уравнение (2) и выразим из полученного равенства $Q_{\text{Э}}$:

$$Q_{\text{Э}} := \omega_{\text{СР}} \cdot S_{\text{Н}} \cdot \frac{1 - \varphi_{\text{К}}}{1 - 0,5 \cdot (\varphi_{\text{К}} + \varphi_{\text{Н}})} \quad (4)$$

Подставим в уравнение (4) значение $\omega_{\text{СР}}$ из уравнения (1) и получим выражение

$$Q_{\text{Э}} := \omega_{\text{dmin}} \cdot \frac{L}{D_{\text{В}} - h_1} \cdot S_{\text{Н}} \cdot \frac{1 - \varphi_{\text{К}}}{1 - 0,5 \cdot (\varphi_{\text{К}} + \varphi_{\text{Н}})} \quad (5)$$

Будем считать, что за время отстоя слияния капель дисперсионной фазы вследствие их столкновения не происходит, а также не меняются вязкость и плотность дисперсионной среды.

Если частица оседает в движущейся жидкости, то приходится обращаться к векторной сущности ее скорости оседания, и можно записать:

$$\omega_{\text{dmin}} := \left| \omega_{\text{dmin}} + \omega_{\text{д,с}} \right| \quad (6)$$

где $\omega_{\text{д,с}}$ – скорость дисперсной среды.

Первый слагаемый вектор направлен вертикально вниз, а его модуль, пригодный для всех режимов осаждения, приобретает вид

$$|\omega_{dmin}| := \frac{(\rho_{д,ф} - \rho_{д,с}) \cdot d_{min}^2 \cdot \varphi_{ср}^{4,75} \cdot g}{18 \cdot \mu_{д,с} + \sqrt{(\rho_{д,ф} - \rho_{д,с}) \cdot \rho_{д,с} \cdot g \cdot d_{min}^3 \cdot \varphi_{ср}^{4,75}}} \quad (7)$$

где $\rho_{д,ф}$ – плотность дисперсной фазы (воды);

$\rho_{д,с}$ – плотность дисперсионной среды (нефти);

$\mu_{д,с}$ – динамическая вязкость дисперсионной среды;

$\varphi_{ср}$ – относительная доля дисперсионной среды в исходной смеси.

Второй слагаемый вектор направлен горизонтально, а его модуль может быть определен по уравнению

$$|\omega_{д,с}| := \omega_{ср}$$

$$\omega_{ср} := \omega_{dmin} \cdot \frac{L}{(D_B - h_1)}$$

$$|\omega_{д,с}| := \frac{(\rho_{д,ф} - \rho_{д,с}) \cdot d_{min}^2 \cdot \varphi_{ср}^{4,75} \cdot g}{18 \cdot \mu_{д,с} + \sqrt{(\rho_{д,ф} - \rho_{д,с}) \cdot \rho_{д,с} \cdot g \cdot d_{min}^3 \cdot \varphi_{ср}^{4,75}}} \cdot \frac{L}{(D_B - h_1)} \quad (8)$$

Подставим уравнения (7) и (8) в выражение (5) с учетом (6) и получим итоговое выражение: [19]

$$Q_э := \frac{(\rho_{д,ф} - \rho_{д,с}) \cdot d_{min}^2 \cdot \varphi_{ср}^{4,75} \cdot g}{18 \cdot \mu_{д,с} + \sqrt{(\rho_{д,ф} - \rho_{д,с}) \cdot \rho_{д,с} \cdot g \cdot d_{min}^3 \cdot \varphi_{ср}^{4,75}}} \cdot \left(1 + \frac{L}{(D_B - h_1)}\right) \cdot \frac{L}{D_B - h_1} \cdot S_H \cdot \frac{1 - \varphi_k}{1 - 0,5 \cdot (\varphi_k + \varphi_H)}$$

Найдем объемный расход эмульсии для 3-х стандартных горизонтальных отстойников, у которых длина, внутренний диаметр и площадь сечения равны соответственно:

Таблица №4.

Отстойник	$D_{в}, м$	$L, м$	$S_{н}, м^2$
ОГ-50	2,4	12,9	4,5216
ОГ-100	3	14	7,065
ОГ-200	3,4	22	9,0745

Подставив данные значения в итоговое уравнение, получили результаты

$$Q_{ог-50}=0,0216м^3/с$$

$$Q_{ог-100}=0,0216м^3/с$$

$$Q_{ог-200}=0,0416м^3/с.$$

По расчетам материального баланса выход по эмульсии составляет $Q_э=35714$ кг/ч.

$$\text{Плотность эмульсии } \rho_{эм} = 980,9 \text{ кг/м}^3$$

Объёмный расход эмульсии:

$$Q_э=36,4094 \text{ м}^3/ч=0,01011\text{м}^3/с.$$

По полученным данным рациональней использовать горизонтальный отстойник ОГ-50 номинальным объемом 50м^3 .

4.3 Механический расчет

Для обеспечения сочетания прочности и надежности химической аппаратуры необходимо произвести его прочностной расчет. Рассчитать для данного отстойника, ОГ-50, толщину обечаек и толщину днища.

Но прежде, чем рассчитать значения, необходимо определить общие показания для конструкции. Отстойник будет выполнен из углеродистой стали марки 09Г2С, обработанной от коррозии двухслойной грунтовкой внутри и снаружи - битумополимером. Отстойник расположен на открытой местности, с температурными изменениями от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Примем за расчетную температуру ($t_{\text{расч}}$) $+80\text{ }^{\circ}\text{C}$, так как цистерна может нагреваться от прямых солнечных лучей. Жидкость в отстойник поступает под давлением $0,5\text{ МПа}$, а в самом отстойнике рабочее давление ($P_{\text{раб}}$) $0,1-0,8\text{ МПа}$, Примем за расчетное ($P_{\text{расч}}$) 1 МПа . Допустимое напряжение для выбранной стали будет составлять:[18]

$$\sigma := \eta \cdot \sigma'$$

Где η -коэффициент; σ' -нормативное допустимое напряжение.

Для взрывопожароопасных сред η принимают $0,9$. А σ' для данной стали будет определяться по таблице допустимых напряжений для сталей. [18]

Найдем допустимое напряжение на сталь 09Г2С при $t_{\text{расч}}=80\text{ }^{\circ}\text{C}$, которое составит

$$\sigma' := 183 - \frac{(80 - 20) \cdot (183 - 160)}{100 - 20} = 165,75 \text{ МПа.}$$

Отсюда

$$\sigma := 165,75 \cdot 0,9 = 149,175 \text{ МПа.}$$

Модуль продольной упругости для данной стали будет составлять $1,93 \cdot 10^5$ МПа. [18]

Коэффициент прочности сварных швов (φ), при стыковании с подваркой корня шва или тавровый с двусторонним сплошным проваром, выполненный вручную со 100% контроле длины шва, составит 1.

За счёт использования антикоррозийного слоя прибавку к расчетным толщинам (c) элементов можно принять равной 0.

4.3.1 Расчет толщины обечаяк

Исполнительную толщину тонкослойной цилиндрической обечайки, нагруженной внутренним избыточным давлением, считают по формуле:

$$s \geq \frac{P_{рас} \cdot D}{2 \cdot \sigma \cdot \varphi - P_{рас}} + c$$

Где D -внутренний диаметр отстойника, равный 2400мм.

$$s \geq 8,0716 \text{ мм.}$$

4.4.2 Расчет толщины днища

В отстойнике днища имеет форму эллиптическую, тогда для расчетов ее толщины мы воспользуемся формулой:

$$s \geq \frac{P_{расч} \cdot R}{2 \cdot \varphi \cdot \sigma - 0,5 \cdot P_{рас}} + c$$

где, R -радиус кривизны в вершине днища

$$R := \frac{D^2}{4 \cdot H}$$

где, H -высота днища без учета цилиндрической отбортовки.

$R=D$ для эллиптических днищ, так как $H=0,25D$.

Найдем s .

$$s \geq 8,0577 \text{ мм.}$$

Из полученных результатов толщина обечайки примерно равна толщине днища, но для лучшей прочности конструкции примем стандартные данные.

$$S_{об}=10 \text{ мм. } S_{д}=12 \text{ мм.}$$

5. Безопасность и экологичность

5.1 Опасные факторы производства. Методы снижения опасности

Основной опасностью производства на всех этапах:

А) Являются характерные свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов:

1. Сырье - промышленная жидкость - газожидкостная смесь, а также попутный нефтяной газ являются взрывопожароопасными веществами.

2. Продукт - сырая сверхвязкая сернистая нефть является взрывопожароопасным веществом.

3. Пары сырой сернистой нефти и сероводород, содержащий в попутном нефтяном газе, являются, токсичны, которые при вдыхании могут вызвать отравление.

4. Сернистая нефть может вступать в реакцию с железом металла аппаратов с образованием пиррофорных соединений, которые легко возгораются при контакте с кислородом воздуха.

5. Реагенты - деэмульгатор относится к 3 классу опасности.

6. Пары нефти и нефтяной газ, тяжелее воздуха, могут скапливаться в низких местах и углублениях, образуя с воздухом взрывоопасную смесь.

7. Обращение сернистой нефти в аппаратах, трубопроводах и арматуре вызывает усиленную коррозию металла аппаратов.

8. Пластовая вода, содержащая сероводород и включения сернистой нефти, вызывает коррозию аппаратов, трубопроводов и арматур.

Б) Являются особенности технологического процесса, используемого оборудования, условиями его эксплуатации и выполнения отдельных производственных операций:

1. Прорывы трубопроводов ГЖС или сырой нефти, газовых линий или водоводов вследствие превышения давления, коррозии или

механического повреждения, приводящие к неконтролируемому истечению нефти выбросам паров нефти, нефтяного газа и пластовой воды из системы.

2. Утечки ГЖС или нефти, нефтяного газа и пластовой нефти из технологических трубопроводов или технологического оборудования из-за пропусков уплотненной запорной арматуры и насосов, разрушения уплотнений фланцевых соединений, коррозионного или механического износа.

3. Погасание пламени, в топке путевых подогревателей приводящее к накоплению взрывоопасной концентрации топливного газа в топке.

4. Разгерметизация или разрушение емкостей, нефтяного сепаратора НГС-1, отстойников ОГ-1,2,3, газового ГС-1 и факельного сепаратора Ф-1, технологических и товарных емкостей Е-6,7,8. В результате превышения давления при не правильной тарировке или регулировки предохранительных клапанов, замерзание в зимний период предохранительных клапанов, отложение гидратных отложений в газопроводах сепаратора и ледяных пробок на дренажных линиях отстойников.

5. Разрушение или разгерметизация насосов вследствие перегрева подшипниковых узлов

6. Вероятность удушения или отравления при превышении норм загазованности, в ходе ремонтных работ внутри заглубленных емкостей, колодцах, в низких местах.

7. Возможность самовозгорания пирофорных отложений в емкостях во время ремонтных работ.

Для решения данных факторов на ДНС с УПСВ проводят мероприятия:

1. Направленные на исключение разгерметизации и предупреждения аварийных выбросов опасных веществ. Используют

герметичное оборудование; сварное соединение труб и фланцевых соединений используются только для присоединения оборудования и арматур; снабжаются сосуды, работающие под давлением, предохранительными клапанами, сбрасывающие жидкости в дренажную емкость, а газы на факел; устанавливаются обратные клапаны на выкидные линии насосов; дистанционно замеряется верхний и нижний уровни в емкостях и их сигнализация.

2. Направленные на исключение коррозии металла аппаратов. Вводят ингибиторы коррозии в пластовую воду; осуществляют надземную прокладку технологических трубопроводов; покрывают поверхность аппаратов, труб и оборудования антикоррозионным слоем; проверка на коррозию стенок аппаратов.

3. Направлены на предупреждение аварий и локализацию выбросов опасных веществ. Управление технологией осуществляется частично из операторной. Расположение технологического оборудования на отдельных площадках, которые забетонированы и оборудованы бортами для предотвращения растекания опасных веществ; дренирование аппаратов осуществляют в закрытую систему; установки расположены так, что бы в случае аварии можно было проехать, и дорожки заасфальтированы.

4. Направлены на обеспечение взрывопожаробезопасности. Поддерживается минимальный энергетический потенциал взрывопожароопасных веществ на площадках; каждая площадка снабжается противопожарным водопроводом и первичными средствами пожаротушения; обкрадывается молниезащитой опасных зон.

5.2 Экологические показатели сырья, продукции, полупродуктов, отходов

Процессы дегазации и сброса пластовой воды из ГЖС, учет и перекачка сырой нефти проводится в герметичной системе оборудования, что исключает образование жидких и газообразных вредных выбросов в нормальном режиме работы. Твердые и жидкие отходы, выбросы паров нефти и попутного газа возможны только в период ремонта или же в аварийных ситуациях.

Таблица № 5. Экологические показатели сырья, продукции, полупродуктов, отходов.

Наименование сырья, полупродуктов, продуктов, отходов	Газожидкостная смесь	Сырая, товарная нефть	Попутный нефтяной газ (по пропану), содержащий сероводород	ингибитор	деэмульсор	Пластовая вода
Агрегатное состояние	эмульсия	жидкость	газ	жидкость	жидкость	жидкость
Класс опасности	3	3	2	3	3	Не опасна

Температура вспышки, °С	-23	-	Ниже -60	Не ниже 13	47	Не взрывоопасна
Температура воспламенения, °С	-12	-12	Ниже -40	Выше 14	-	Не взрывоопасна
Температура самовоспламенения, °С	Более 250	Более 250	Выше 420	Выше 375	450	Не взрывоопасна
Нижний предел концентрации и взрывоопасности, % об.	1,1	1,1	2,1	-	-	Не взрывоопасна
Верхний предел концентрации и взрывоопасности, % об.	-	-	15	-	-	Не взрывоопасна
ПДК веществ в воздухе рабочей зоны	300/10* мг/м ³	300/10* мг/м ³	300/3* мг/м ³	5 мг/м ³ (по метану)	100 мг/м ³	

* в числителе ПДК по метану, в знаменателе ПДК по сероводороду.

Таблица №6 Сточные воды, твердые и жидкие отходы, выбросы в атмосферу.

№	Наименование отходов, стоков, выбросов.	Количество, т/год; м ³ /сут	Периодичность образования выбросов	Складировается; сбрасывается;	Метод утилизации	Установленная норма загрязнений
1	Нефтешлам замазучены й грунт	Около 90	Постоянно, осадок твердых частиц в отстойниках		Переработка с получением нефти и твердых веществ	
2	Канализация и дождевые стоки с технологических площадок	До 3	В период дождя	отстойник ОГЖФ	Ингибирование и отстаивание	1)нефтепродукты до 200 мг/л 2)взвешенные частицы до 600 мг/л
3	Дымовые газы подогревателей	СО ₂ -568 О ₂ -48 Н ₂ О-450	Постоянно		Не утилизируются	Не установлены

4	Выбросы через воздушники дренажных емкостей	H ₂ S-1.4 C ₁ -C ₅ - 570 C ₆ -C ₁₀ - 211	Периодичн о, возможны утечки		Не утилизи руются	10 мг/м ³
5	Дымовые газы после сжигания на факеле	CO ₂ - 28,4 O ₂ -2,4 H ₂ O- 22,5	Периодичн о		Не утилизи руются	Не установлены

Заключение

В данной бакалаврской работе был выбран метод усовершенствования технологической схемы первоначальной подготовки нефти к дальнейшей ее переработке с учетом изменения обводненности сырья.

Были проведены расчеты, процессы обезвоживания нефти, подобран оптимальный аппарат для данного процесса.

В результате уменьшение обводнённости нефти улучшает качество продукции и облегчает ее дальнейшую переработку и транспортировку.

Список используемой литературы и источников

1. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2001.- 224-504 с.
2. Институт. Национальный открытый университет [электронный ресурс]: многопредмет. Науч. Лекции/ НОУ «ИНТУИТ», 2003 - 2018. - режим доступа <https://www.intuit.ru/studies/courses/3475/717>
3. НГФР [электронный ресурс] научн. лекции/ 2005-
<http://www.ngfr.ru/ngd.html?neft21>
4. ТЕНОINFA.RU [электронный ресурс] узкоспец. Науч. Лекции/
2009.-<http://www.tehnoinfa.ru/pererabotkanefitiigaza/34.html>
5. Булатов А.И. и др. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов - М: ООО «Недра – Бизнесцентр» 2003 - 1007 с.
6. Сбор, подготовка и хранение нефти и газа. Технологии т оборудование: учебное пособие / Р.С. Сулейманов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков и др. - Уфа: "Нефтегазовое дело", 2007 - 450 с.
7. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб.для вузов.- 2-е изд., перераб. и доп. - М.: ОАО "Издательство "Недра",2002.- 365 с.: ил.
8. Разработка месторождений тяжелой нефти. // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. Переводное издание журналов США, №1, 1982. - с.34-37.
9. Антипин Ю.В. Предупреждение осложнений при добыче обводненной нефти / М.Д. Валеев, А.Ш. Сыртланов. - Уфа: Башкнигоиздат, 1987. - 167-168с.
10. Валеев М.Д. О структурно-механических и неравновесных характеристиках эмульгированных нефтей / М.Д. Валеев Башнипинефть. – Уфа, 1995. - 268 с.

11. Каспарьянц К.С. Промысловая подготовка нефти и газа. - М.: Недра, 1973.- 33-110с.
12. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды / Г.С. Лутошкин - М.: Недра, 1983. - 120-126 с
13. Митрофанов А.З. Отстойник для установок подготовки нефти / Митрофанов А.З. Нефтепромышленное дело. - 1975. - № 12. - 40-44 с.
14. Каспарьянц К.С, Петров А.А. Оценка эффективности различных методов обезвоживания и обессоливания нефти. // Нефтяное хозяйство,> Г23, 1978 8-22с.
15. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. «Нефтегазопромышленное оборудование». М. ЦентрЛитНефтеГаз. 2006 г.
16. Маринин Н.С. Разгазирование и предварительное обезвоживание нефти в системах сбора / Ю.Н. Саватеев. - М.: Недра, 1982. - 170-172 с.
17. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Николаев Н.М. и др. Оборудование для добычи нефти. Учебно-справочное пособие. - М.: ВНИИОЭНГ, 2001,- 217-220 с.
18. Дытнерский Ю.И. Основные процессы и аппараты химической технологии/ Г.С. Борисов, В.П. Брыков.-Химия, 1991.- 393-399 с.
19. Расчет технологических установок систем сбора и подготовки скважинной продукции: учебное пособие/ С.А. Леонтьев, Р.М.Галикеев, О.В. Фоминых/ - Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 99-116 с.
20. Erdmann, Wilfried; Emanuel Romańczyk (1995). "International State of the Art and Tendencies in the Fields of Thickening and Dewatering". In Wieslaw Blaschke. New Trends in Coal Preparation Technologies and Equipment. Gordon and Breach Publishers. pp. 89–93. ISBN 978-2-88449-139-6. OCLC 60279792. Retrieved 15 May 2009

21. Spellman, Frank R. (1997). *Dewatering Biosolids*. Boca Raton, Florida: CRC Press. ISBN 1-56676-483-1. OCLC 36556585. Retrieved 15 May 2009.
22. Левченко Д.Н., Бергштейн Н.В., Худакова А.Д., Николаева Н.М. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения. -М.: Химия, 1967. - 125-140с.
23. On the analysis of dewatering systems. JK White. Proceedings of the Xth International Conference of Soil Mechanics and Foundation Engineering, June 1981.
24. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение [Текст]. – Взамен ГОСТ 1510-76; введ. 1984 – 08 – 07. – Москва.
25. Growth History of Oil Reserves in Major California Oil Fields During the Twentieth Century, USGS Bulletin 2172-H, 2005
26. ГОСТ 17032-2010 Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Типы и основные размеры [текст]. - Взамен ГОСТ 17032-71; введ. 2012-01-01. - Москва.
27. Measurement of salt content in petroleum flow lines - Patent 4352288". Retrieved 2009-03-11