

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ /А. Н. Сокольников
«___» _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Технологический расчет установки подготовки нефти на производственном
участке Западно-Иркинского месторождения

Руководитель

доцент, канд. техн. наук О. Н. Петров

Выпускник

В. Н. Розенберг

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Технологический расчет установки подготовки нефти на производственном участке Западно-Иркинского месторождения»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер

О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Технологический расчет установки подготовки нефти на производственном участке Западно-Иркинского месторождения» содержит 89 страниц текстового документа, 13 рисунков, 25 таблиц, 24 использованных источника, 5 листов графического материала.

НЕФТЕСБОРНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ, УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ТРЕХФАЗНЫЙ СЕПАРАТОР, ЭМУЛЬСИЯ, ОТСТОЙНИК.

Объект ВКР: Западно-Иркинское месторождение

Цель ВКР: технологический расчет нефтесборной сети и установки подготовки нефти на Западно-Иркинском месторождении.

Задачи ВКР:

1. Изучить характеристику района строительства.
2. Рассмотреть принципиальную схему УПН и ее оборудование.
3. Рассчитать нефтесборную сеть и основное оборудование УПН.
4. Составить технологическую схему.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Основная часть.....	7
1 Общие сведения о месторождении.....	7
2 Анализ исходных данных.....	9
3 Принципиальная схема сбора и подготовки нефти.....	11
4 УПН – как объект исследования.....	14
4.1 Назначение УПН.....	14
4.2 Технологический комплекс операций.....	14
4.3 Принципиальная схема УПН.....	15
4.4 Оборудование УПН.....	17
5 Гидравлический расчет простого трубопровода (куст-УПН).....	19
6 Расчет установки подготовки нефти.....	28
6.1 Входная ступень сепарации.....	29
6.2 Блок нагрева, отстоя и вторая ступень сепарации.....	38
6.3 Ступени электрообезвоживания и концевой сепарации газа....	55
7 Экономическая часть.....	63
7.1 Расчет единовременных затрат на внедрение оборудования пункта подготовки нефти	63
7.2 Эксплуатационные расходы на обслуживание пункта подготовки нефти	66

7.3 Основные технико-экономические показатели	72
8 Безопасность жизнедеятельности.....	73
8.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	73
8.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	75
8.3 Санитарные требования к помещению и размещению оборудования.....	76
8.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	79
8.5 Обеспечение пожарной безопасности.....	80
8.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	81
8.7 Экологичность проекта.....	83
Заключение.....	85
Список сокращений.....	86
Список использованных источников.....	87

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день каждая мировая нефтяная компания стремится увеличить свои активы по запасам природных ресурсов. С каждым годом открываются новые месторождения, что побуждает компании создавать новые проекты, основываясь на их ресурсной базе.

Одним из таких проектов является «Восток Ойл», а в частности его флагман – это Западно-Иркинское месторождение. Как и любой другой проект «Восток Ойл» несет в себе экономическую выгоду, что незамедлительно спровоцирует спрос на увеличение объема производства изделий из углеводородов. Но для получения этой продукции необходимо обеспечить транспорт нефти от места добычи до ее переработки.

Извлеченная из скважины нефть содержит в себе растворенный газ и воду, а также различные примеси. С течением срока времени добычи нефти на месторождение ее обводненность увеличивается. Перед подачей нефти до нефтеперерабатывающего завода (далее – НПЗ) ей нужно пройти стадии: обезвоживания, обессоливания и дегазации, чтобы нефть приняла товарную кондицию.

Целью работы является технологический расчет нефтесборной сети и основного оборудования установки подготовки нефти на Западно-Иркинском месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

- изучить характеристику района строительства;
- рассмотреть принципиальную схему УПН и состав основного оборудования;
- произвести гидравлический расчет нефтесборных трубопроводов и основного оборудования;
- составить технологическую схему.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Общие сведения о месторождении

Западно-Иркинское месторождение – это лицензированный участок нефтегазоконденсатных залежей, который находится на полуострове Таймыр Красноярского края. Залежь расположена в 140 километрах к северо-западу от города Дудинка.

Карта расположения месторождения представлена рисунке 1.



Рисунок 1 – Карта расположения месторождения

В районе месторождения отсутствует дорожное сообщение. Ближайший крупный аэропорт, способный принимать тяжелые самолеты находится в городе Игарка, а ближайший речной порт в городе Дудинка.

Все оборудование и материалы для строительства будут доставляться водным транспортом в период навигации до Дудинки. В период закрытой навигации поставки строительных материалов могут осуществляться с перевалочной базы Прилуки по зимним автодорогам.

Так же в районе месторождения отсутствует железнодорожное сообщение, снабжение железнодорожным транспортом возможно, либо до г. Красноярска, либо через железнодорожную сеть Западной Сибири до ст. Пурпе и далее зимними автодорогами.

Западно-Иркинское месторождение расположено в зоне многолетних мерзлых пород.

Рельеф участка равнинный. Местность представлена плоской заболоченной равниной с холмистыми участками бугров пучения. Местность занята лесом (кедр, лиственница, береза) и моховой растительностью. Руслы рек и ручьев извилисты, в некоторых местах не определяются, так как проходят по болотам.

Климат резко континентальный. Участок находится в арктическом климатическом поясе, что обуславливает частое вторжение холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной зимой и умеренно теплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 °С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура – минус 26 °С в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 °С [1].

Разведанные запасы углеводородов в районе Западно-Иркинского месторождения, поставленные на государственный баланс запасов полезных ископаемых РФ, по состоянию на 1 января 2021 года составляют:

- нефть – 511 млн. т;
- газ – 138 млрд. куб. м.

2 Анализ исходных данных

Рассматривая геологию расположения Западно-Иркинского месторождения видно, что участок расположен довольно близко к Банкорскому кластеру, Паяхтинской группе месторождений и Восточно-Таймырскому кластеру. Все эти месторождения ложатся в основу нового проекта под названием «Восток Ойл».

В настоящее время проводятся геологоразведочные работы по подготовке ресурсной базы «Восток Ойл». Определены места для размещения первоочередных кустовых площадок для эксплуатационного бурения. Готовится площадка для установок сбора и подготовки нефти. Завершены проектно-изыскательные работы по строительству магистрального трубопровода (протяженность 770 км) и порта в бухте Север. Первая очередь сооружений позволит обеспечить добычу, транспортировку и перевалку до 50 миллионов тонн нефти в год. Вторая очередь расширит возможности до 100 миллионов тонн в год [2].

Не имея достоверных источников по данным залежей Западно-Иркинского лицензированного участка за основу расчета возьмем усредненные данные о нефти на месторождении.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для расчета

№ куста	1	2	3
Дебит жидкости, м ³ /сут	2400	2600	3000
Дебит свободного газа, м ³ /сут	990	710	4320
Расход нефти, т/сут	270	290	340
Обводненность, %	86	89	87
Газовый фактор, м ³ / м ³	89	90	210
Плотность нефти, кг/м ³	850	850	850
Плотность пластовой воды, кг/м ³	1007	1007	1007

Окончание таблицы 1

№ куста	1	2	3
Давление на входе в УПН, Мпа	2	2	2
Плотность попутного газа, кг/м ³	30	30	30
Плотность свободного газа, кг/м ³	0,3	0,3	0,3
Динамическая вязкость нефти, Па·с	13	13	13
Динамическая вязкость воды, Па·с	10	10	10

В качестве нефтесборной сети был выбран вариант с тремя кустами, для расчета нефтесборных трубопроводов, а также подбора необходимого оборудования установки.

На рисунке 2 представлена спроектированная нефтесборная сеть. С кустовых площадок эмульсия будет поступать по лучевой системе в установку подготовки нефти для дальнейшей подготовки. Такая нефтесборная сеть позволяет обеспечить высокую надежность и простоту эксплуатации, а также повысить эффективность мониторинга работы кустов и скважин.

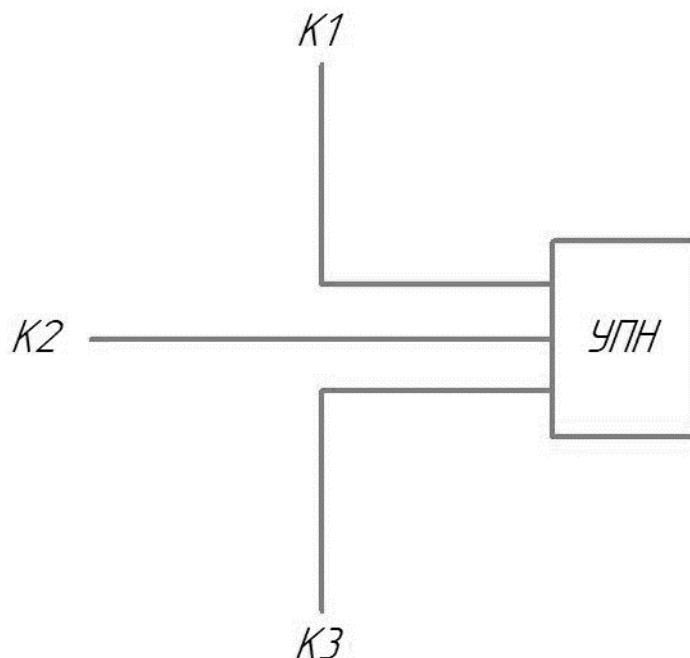


Рисунок 2 – Схема нефтесборных трубопроводов

3 Принципиальная схема сбора и подготовки нефти

Промысловый сбор и подготовка нефти и газа заключаются в последовательном изменении состояния продукции нефтяной скважины и отдельных ее составляющих (нефти и газа), завершающемся получением товарной продукции [3].

При поступлении скважинной продукции по нефтесборным трубопроводам к пункту сбора и подготовки нефти в ее составе присутствуют компоненты, которые препятствуют прямому транспорту нефти к месту переработки. К таким компонентам относятся попутный нефтяной газ, механические примеси твердых частиц, а также пластовая вода.

Пластовая вода – это минерализованная среда с содержанием солей до 300 г/л. При добыче нефти содержание в нефти пластовой воды может достигать 80 %, а в определенных случаях более. Пластовая вода многократно повышает риск коррозионного разрушения у труб и резервуаров, что негативным образом оказывается на их эксплуатационном сроке. Механические примеси, присутствующие в составе скважинной нефти, двигаясь с большой скоростью в потоке прямым образом действуют на стенки труб и оборудования, это пагубно влияет на их целостность и повышает риск порыва трубопровода и корпусов оборудования. Попутный газ не оказывает негативных действий при движении в потоке жидкости и используется как топливо различного оборудования для собственных нужд месторождения.

Как показывает практика более целесообразно, с технической и экономической точки зрения, перед подачей продукции в магистральный нефтепровод подвергать ее специальной подготовке с целью обезвоживания, обессоливания, дегазации и удаления твердых частиц.

Чаще всего на промысле используется централизованная схема сбора и подготовка скважинной продукции. Сбор производится от кустовых скважин на автоматизированные групповые замерные установки (далее – АГЗУ).

На АГЗУ с каждого куста по индивидуальному трубопроводу поступает нефть, которая содержит примести. В блоке замерных установок производится точный подсчет поступающей продукции с каждой скважины, определяется процентная обводненность и содержание газа в поступающей нефти. Там же проводится первичная сепарация, после которой отделенный газ поступает в газопровод на дальнейшую переработку на газоперерабатывающий завод, а частично дегазированная эмульсия направляется на дожимную насосную станцию с дальнейшей отправкой на центральный пункт сбора (далее – ЦПС) для углубленной подготовке.

По большей части на одно месторождение приходится один ЦПС, но в случае если в районе добычи находится несколько месторождений, то более выгодным вариантом является возведение одного ЦПС на группу месторождений с размещением его на крупнейшем месторождении. Для такого варианта на более меньших месторождениях сооружаются комплексные сборные пункты (далее – КСП). На КСП производится частичная обработка нефти с дальнейшей отправкой на ЦПС. В состав ЦПС входят установки по подготовке воды и нефти. На установке подготовки нефти (далее – УПН) производится полный технологический процесс подготовки скважинной продукции, для этого применяется целый спектр оборудования.

Обезвоженная, обессоленная и дегазированная нефть поступает на узел учета нефти (далее – УУН), где проводится учет готовой для транспортировки продукции. После УУН нефть поступает в резервуары товарной нефти, которые рассчитаны на трехдневное хранение, а после на головную насосную станцию для окончательной транспортировки с месторождения.

На рисунке 2 представлена принципиальная схема сбора и подготовки нефти.

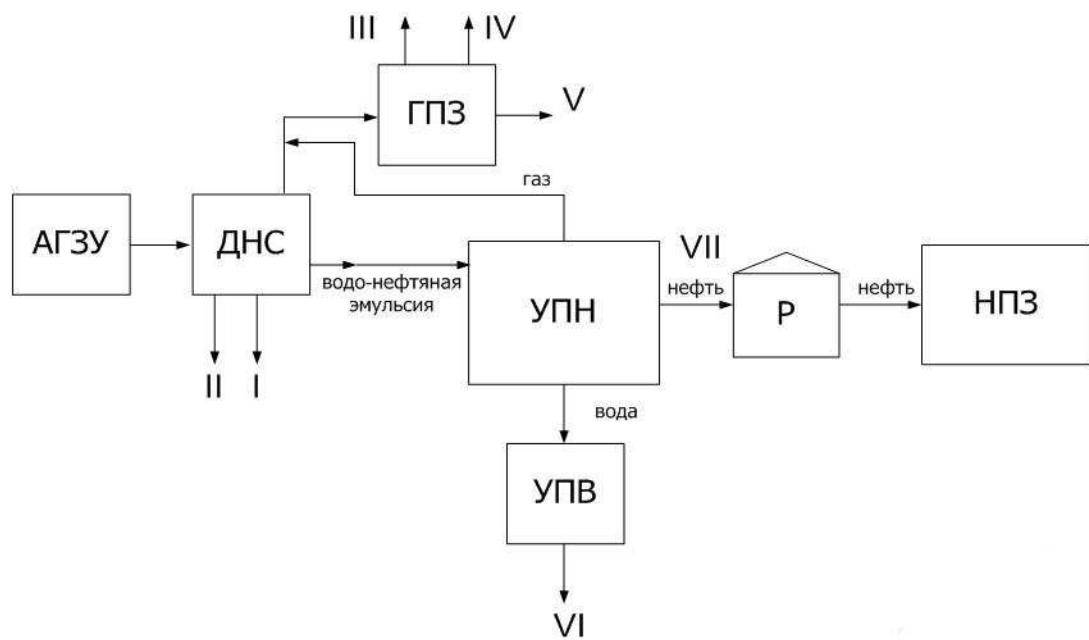


Рисунок 2 – Принципиальная схема сбора и подготовки нефти: I – вода; II – механические примеси; III – сухой газ; IV – сжиженный газ; V – газовый бензин; VI – очищенная от нефти вода; VII – подготовленная нефть; АГZY – автоматизированная групповая замерная установка; ДНС – дожимная насосная станция; ГПЗ – газоперерабатывающий завод; УПН – установка подготовки нефти; УПВ – установка подготовки воды; Р – резервуарный парк; НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

4 УПН – как объект исследования

Объектом исследования данной работы является Западно-Иркинский лицензированный участок.

Установка подготовки нефти является неотъемлемой частью обустройства больших и средних месторождений с годовым объемом добычи более 1 млн. тонн нефти в год.

Целесообразность строительства УПН на Западно-Иркинском месторождении обуславливается тем, что данный участок будет одной из отправных точек освоения проекта «Восток Ойл».

4.1 Назначение УПН

Прямое назначение установки подготовки нефти – это разделение скважинной продукции на ее составляющие, такие как нефть, газ и воду с дальнейшей очисткой и замером готовой продукции.

Подготовка нефти до товарного состояния очень трудный процесс. Комплексная подготовка продукции включает в себя три основных этапа обезвоживание, дегазацию и обессоливание.

4.2 Технологический комплекс операций

Технологический комплекс по подготовке нефти на УПН должен обеспечивать:

- прием и разделение поступающей смеси;
- подготовку нефти;
- подготовку и утилизацию пластовых и производственных, поверхностных вод;
- прием, измерение количества и параметров подготовленной нефти, газа и воды;

- прием и подготовку попутного газа к транспортированию и измерение его количества;
- подачу подготовленной нефти на УУН и далее на ГНС для дальнейшей транспортировки.

Технологический комплекс операций по подготовке скважинной продукции обеспечивает доведение физико-химических свойств добываемой нефти до товарной кондиции. Для достижения необходимых показателей согласно техническому регламенту или иному документу, определяющему физико-химические свойства нефти, проводится цикл операций:

- глубокое обезвоживание;
- обессоливание;
- дегазация и стабилизация нефти;
- очистка нефти от сероводорода и меркаптанов (при необходимости) [4].

4.3 Принципиальная схема УПН

Любое крупное современное месторождение оборудуется УПН. Там проводится основной комплекс операций по подготовке поступившей нефти. Одной из основных задач установки – это отделение от нефти пластовой воды и газа. На сегодняшний день основной способ дегазации нефти – это ее сепарация. Сепарация на УПН может проводиться в одну или несколько ступеней, в большинстве случаев проводится две ступени сепарации, это обуславливается большим содержанием газа в скважинной продукции.

В нефтегазовых сепараторах первой ступени производится частичная дегазация нефти при давлении 0,6 МПа, производится разделение нефтегазоводяной смеси на составляющие. Из сепараторов первой ступени частично дегазированная эмульсия поступает на дальнейшую подготовку и очистку. Газ, отделенный на первой ступени поступает на подготовку в газосепараторы (далее – ГС) и затем на установку комплексной подготовки газа (далее – УКПГ). Чтобы улучшить разрушаемость смеси происходит ввод

диэмульгатора перед первой ступени сепарации в блоке химических реагентов, в некоторых случаях его могут вводить и после первой ступени.

Из сепараторов первой ступени продукция поступает в блок нагрева, где смесь нагревается до температуры вплоть до 100 °С. Затем смесь направляется в блок отстоя где поддерживается давление на уровне 0,3 Мпа. После отстоя часть воды, содержащаяся в нефти, поступает на очистку для утилизации и в систему поддержания пластового давления. Нефтегазоводяная смесь из отстойника направляется в блок электродегидраторов (далее – ЭДГ), чтобы окончательно довести обезвоживание нефти, а отделившаяся вода поступает на подготовку и дальнейшую закачку в систему поддержания пластового давления (далее – ППД). Из ЭДГ обезвоженная нефть поступает на вторую ступень сепарации. На второй ступени сепарации производится окончательная дегазация нефти, для этого зачастую там устанавливают трехфазные сепараторы, для того чтобы максимально уменьшить содержание газа в нефти. Газ со всех ступеней сепарации направляется на газосепараторы для окончательной его подготовки. Так же этот газ может использоваться в качестве топлива на нужды месторождения. После второй ступени сепарации обезвоженная и дегазированная нефть поступает в концевые сепарационные установки (далее – КСУ), где происходит финальная подготовка нефти при давлении 0,102 МПа. После КСУ доведенная до товарной кондиции нефть поступает в резервуарный парк для хранения, после чего направляется на подачу в магистральный нефтепровод.

Принципиальная схема УПН представлена на рисунке 3.

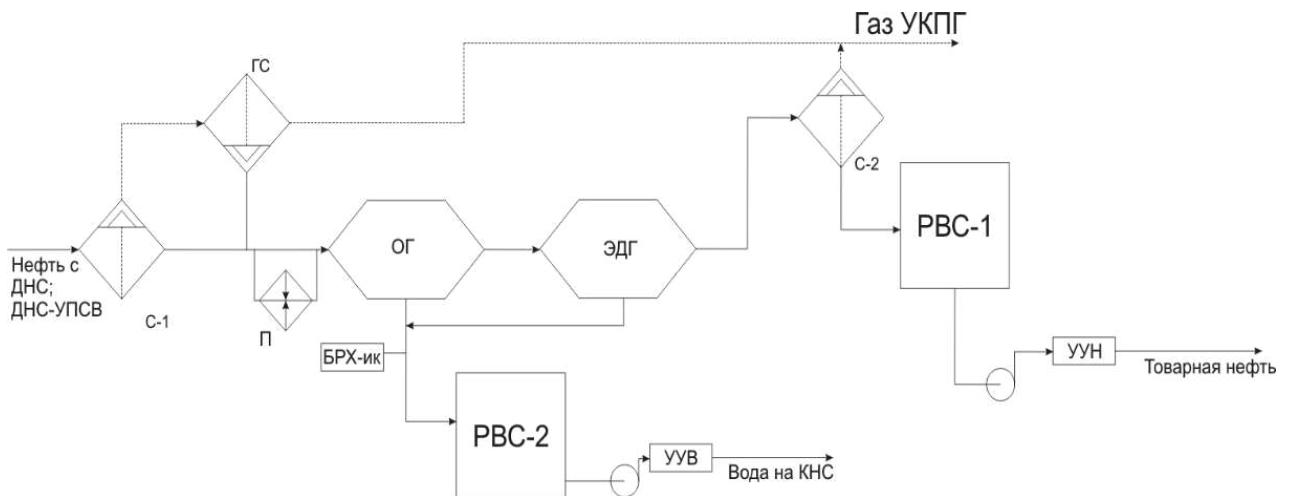


Рисунок 3 – Принципиальная схема УПН: С-1, С-2 – нефтегазосепараторы; ГС – газосепараторы; П – печь нагрева; ОГ – отстойник горизонтальный; БХР – блок химических реагентов; ЭДГ – электродегидратор; РВС-1, РВС-2 – резервуар стационарный; УНН – узел учета нефти; УУВ – узел учета воды; УКПГ – установка комплексной подготовки газа

4.4 Оборудование УПН

Современные установки подготовки нефти поставляются в блочном виде, что обеспечивает мобильность такого комплекса и многократно снижает сроки возведения объекта.

Новейшие УПН обеспечивают содержание воды в конечном продукте на уровне до 0,5 % в соответствии с нормами ГОСТ 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия». Принцип работы оборудования:

- из скважины сырье поступает в сепарационную емкость, в которую подают горячую воду с поверхностно-активным реагентом для разрушения эмульсии (деэмульгатором);
- под действием смеси воды и реагента нефть удается частично отделить от попутного нефтяного газа и воды;
- отделенное сырье разогревают до температуры в пределах 60-80 градусов;

- нефть направляют в секцию для отстаивания, чтобы окончательно отделить от водяных капель;
- затем сырье опресняют для обессоливания (насыщают дистиллированной водой);
- после этого нефть снова отстаивают;
- сырье дополнительно обрабатывают в электрическом дегидрататоре, если предшествующие процессы не позволили добиться нужной степени очистки;

Оборудование установки подготовки нефти включает в себя:

- входной блок гребенки;
- нефтегазовые сепараторы;
- аппараты дозирования химических веществ;
- путевые подогреватели скважинной продукции;
- блок концевой сепарационной установки;
- блоки обессоливания и обезвоживания;
- насосы для откачивания нефти;
- система измерения количества нефти;
- газовые сепараторы;
- система измерения количества газа;
- дренажные, резервные емкости;
- щиты низковольтных комплектных устройств для приема и распределения трехфазного тока;
- щиты станции управления;
- автоматизированная система управления;
- факельные установки высокого и низкого давления [6].

5 Гидравлический расчет простого трубопровода (куст – УПН)

Основной задачей при гидравлических расчетах трубопроводов, транспортирующих многофазные жидкости – двухфазные эмульсии и трехфазные смеси, – является определение перепадов давления. Однако помимо этого могут возникнуть задачи расчета трубопроводов на пропускную способность и определение необходимого диаметра. Для расчета трубопроводов, транспортирующих такие жидкости, удовлетворительные результаты дает методика А. И. Гужова и В. Ф. Медведева, разработанная ими для разрушенных неустойчивых эмульсий [7].

Выполним расчеты для одного участка трубопровода, далее создадим таблицу со всеми полученными параметрами для каждого участка.

Для начала производят расчет объемной доли дисперсной фазы в эмульсии:

$$\beta_h = \frac{G_h}{G_h + G_b}, \quad (5.1)$$

$$\beta_b = \frac{G_b}{G_h + G_b}, \quad (5.2)$$

где G_h – объемный расход нефти, $\text{м}^3/\text{с}$;

G_b – объемный расход воды, $\text{м}^3/\text{с}$.

$$\beta_h = \frac{0,0039}{0,0039 + 0,024} = 0,14;$$

$$\beta_b = \frac{0,024}{0,0039 + 0,024} = 0,86.$$

Расчет производится для определения вида эмульсии: обратной В/Н или прямой Н/В. Наиболее плотная упаковка капель пластовой воды в эмульсии достигается при $\beta_{\text{в}} = 0,741$, и дальнейшая концентрация этих капель приводит к инверсии фаз в эмульсии. Поэтому в расчетах принимают следующие критерии содержания дисперсной фазы: $\beta = \beta_{\text{в}}$ при $\beta_{\text{в}} \leq 0,741$ и $\beta = \beta_{\text{н}}$ при $\beta_{\text{в}} > 0,741$, т. е. если $\beta = \beta_{\text{в}}$, то дисперсной фазой является вода, а дисперсионной средой нефть, а если $\beta = \beta_{\text{н}}$, то наоборот [7].

При содержании дисперсной фазы $0,524 < \beta_{\text{в}} < 0,741$ в эмульсиях проявляются неニュтоновские свойства, транспортирование таких эмульсий сопряжено с большой затратой энергии. Поэтому расчеты ведутся для условий, когда содержание дисперсной фазы не превышает 0,524, и эмульсии транспортируют при турбулентном режиме. При содержании дисперсной фазы в эмульсии $\beta_{\text{в}} \geq 0,741$ последняя, как правило, имеет ньютоновские свойства, и транспортирование ее может осуществляться при любом режиме [7].

Определяют плотность эмульсии – двухфазной – по одной из формул:

$$\rho_e = \rho_n (1 - \beta_{\text{в}}) + \rho_{\text{в}} \beta_{\text{в}}; \quad (5.3)$$

$$\rho_e = \rho_n \beta_{\text{н}} + \rho_{\text{в}} \beta_{\text{в}};$$

$$\rho_e = \frac{\rho_n G_{\text{н}} + \rho_{\text{в}} G_{\text{в}}}{G_{\text{н}} + G_{\text{в}}},$$

где ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность пластовой воды, кг/м³;

$\beta_{\text{в}}$ – обводненность волях единицы;

$G_{\text{н}}$ – то же, что и в формуле (5.1);

$G_{\text{в}}$ – то же, что и в формуле (5.1).

Плотность нефтегазоводяной смеси – трехфазной – определяют по расходным параметрам из следующей формулы:

$$\rho_{\beta} = \rho_c (1-\beta) (1-\beta_{\phi}) + \rho_{\phi} (1-\beta) \beta_{\phi} + \rho_r \beta, \quad (5.4)$$

где β – расходное объемное газосодержание волях единицы;

β_{ϕ} – объемная доля дисперсной фазы в эмульсии;

ρ_c – плотность дисперсионной среды, кг/м³;

ρ_{ϕ} – плотность дисперсной фазы, кг/м³;

ρ_r – плотность газа, кг/м³.

$$\rho_{\beta} = 1007 \cdot (1-0,145) \cdot (1-0,14) + 850 \cdot (1-0,145) \cdot 0,14 + 30 \cdot 0,145 = 846,6 \text{ кг/м}^3.$$

Рассчитаем динамическую вязкость эмульсии по формуле Бринкмана:

$$\mu_s = \frac{\mu_n}{(1-\beta_b)^{2,5}}, \text{ при } \beta = \beta_b \quad (5.5)$$

$$\mu_s = \frac{\mu_w}{\beta_b^{2,5}}, \text{ при } \beta = 1 - \beta_b \quad (5.6)$$

где μ_n – динамическая вязкость нефти, мПа·с;

μ_w – динамическая вязкость пластовой воды, мПа·с.

$$\mu_s = \frac{10 \cdot 10^{-3}}{0,86^{2,5}} = 14,5 \text{ мПа·с.}$$

Находим кинематическую вязкость эмульсии по следующей формуле:

$$\nu_s = \frac{\mu_s}{\rho_s}, \quad (5.7)$$

где μ_s – динамическая вязкость эмульсии, мПа·с;
 ρ_s – плотность эмульсии, кг/м³.

$$\nu_s = \frac{0,0145}{846,6} = 1,5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Определяем среднюю скорость течения смеси в трубопроводе:

$$v_s = \frac{4(G_h + G_b + G_r)}{\pi D^2}, \quad (5.8)$$

где G_h – объемный расход нефти, м³/с;
 G_b – объемный расход воды, м³/с;
 G_r – объемный расход газа, м³/с
 D – диаметр трубопровода, м.

$$v_s = \frac{4 \cdot (0,0039 + 0,024 + 0,011)}{3,14 \cdot 0,219^2} = 1,02 \text{ м/с.}$$

Вычисляем число Рейнольдса:

$$Re_s = \frac{v_s D}{\nu_s}, \quad (5.9)$$

где v_s – то же, что в формуле (5.8);

D – диаметр трубопровода, м;
 ρ_s – то же, что в формуле (5.7);
 μ_s – то же, что в формуле (5.7).

$$Re_s = \frac{1,02 \cdot 0,219}{1,5 \cdot 10^{-5}} = 14960.$$

Рассчитывают коэффициент гидравлического сопротивления. При $Re < 2320$ применяют следующую формулу:

$$\lambda_s = \frac{64}{Re}, \quad (5.10)$$

где Re – число Рейнольдса.

При $2320 < Re_s < 10^5$ используют следующую формулу:

$$\lambda_s = \frac{0,3164}{(1+1,125 \cdot \beta) \cdot Re_s^{0,25}}, \quad (5.11)$$

где β – обводнённость волях;

Re_s – число Рейнольдса для смеси.

Для $Re > 10^5$ применяют следующую формулу:

$$\lambda_s = \frac{0,067}{(1+1,25 \cdot \beta) \cdot \left(\frac{158}{Re}\right)^{0,2}}, \quad (5.12)$$

где β – то же самое, что и в формуле (5.2);
 Re – то же, что и в формуле (5.10).

$$\lambda_s = \frac{0,3164}{(1+1,125 \cdot 0,86) \cdot 14960^{0,25}} = 0,015.$$

Определим перепад давления на расчетной длине трубопровода:

$$\Delta p = p_k - p_h = \lambda_s \frac{l}{D} \frac{v^2}{2} \rho_s \pm \Delta z \rho g, \quad (5.13)$$

где Δz – разность геодезических отметок начальной и конечной точек трубопровода, м;

v – скорость смеси, м/с;

λ_s – коэффициент гидравлического сопротивления;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

l – длина трубопровода, м;

D – диаметр трубопровода, м;

ρ_s – плотность эмульсии, кг/м³.

$$\Delta p = 0,015 \cdot \frac{5220}{0,219} \cdot \frac{1,02^2}{2} \cdot 846,6 + 0 \cdot 846,6 \cdot 9,81 = 156742,8 \text{ Па.}$$

После определения перепадов давления необходимо вычислить, обеспечивает ли выбранный диаметр пропускную способность жидкости.

Для этого определяем содержание дисперсной фазы в эмульсии:

$$\beta = \beta_b \text{ при } \beta_b < 0,524, \quad (5.14)$$

$$\beta = (1 - \beta_b) \text{ при } \beta_b > 0,741, \quad (5.15)$$

где β_b – объемная доля воды в эмульсии.

Далее рассчитываем плотность эмульсии:

$$\rho_e = \rho_n (1 - \beta_w) + \rho_w \beta_w, \quad (5.16)$$

где ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

ρ_w – плотность воды, кг/м³;

β_w – объемная доля воды в эмульсии.

Найдем динамическую вязкость эмульсии:

$$\mu_e = \frac{\mu_n}{(1 - \beta_w)^{2.5}}, \text{ при } \beta = \beta_w \quad (5.17)$$

$$\mu_e = \frac{\mu_n}{(1 - \beta_w)^{2.5}}, \text{ при } \beta = 1 - \beta_n \quad (5.18)$$

где μ_n – динамическая вязкость нефти, мПа·с;

μ_w – динамическая вязкость воды, мПа·с;

β_w – объемная доля воды в эмульсии;

β_n – объемная доля нефти в эмульсии.

Вычисляем кинематическую вязкость эмульсии:

$$\nu_e = \frac{\mu_e}{\rho_e}, \quad (5.19)$$

где μ_e – динамическая вязкость эмульсии, мПа·с;

ρ_e – плотность эмульсии, кг/м³.

Определяем расход эмульсии. получаем:

$$G_3 = 2,36 \left[\frac{(\Delta p + \Delta z \rho_3 g)(1+1,125\beta)}{l \rho_3} \right]^{\frac{4}{7}} \frac{D^{\frac{19}{7}}}{v_3^{\frac{1}{7}}}, \quad (5.20)$$

где Δp – перепад давления на расчётной длине трубопровода, МПа;
 Δz – разность геодезических отметок начальной и конечной точек трубопровода, м;
 ρ_3 – плотность эмульсии, кг/м³;
 g – ускорение свободного падения, м/с²;
 β – обводненность волях;
 l – длина трубопровода, м;
 D – диаметр трубопровода, мм;
 v_3 – кинематическая вязкость эмульсии, м²/с.

$$G_3 = 2,36 \cdot \left(\frac{(156742,8 + 0 \cdot 846,6 \cdot 9,81) \cdot (1+1,125 \cdot 0,86)}{5220 \cdot 846,6} \right)^{\frac{4}{7}} \cdot \frac{0,219^{\frac{19}{7}}}{(1,5 \cdot 10^{-5})^{\frac{1}{7}}} = 0,04 \text{ м}^3/\text{с}$$

Проверяем число Рейнольдса:

$$Re_3 = \frac{v_3 D}{\nu_3} = \frac{4 G_3}{\pi D v_3}, \quad (5.21)$$

где D – диаметр трубопровода, мм;
 v_3 – скорость движения эмульсии по трубопроводу, м/с;
 ν_3 – кинематическая вязкость эмульсии, м²/с.
 G_3 – объемный расход эмульсии, м³/с.

$$Re = \frac{4 \cdot 0,04}{3,14 \cdot 0,219 \cdot 1,5 \cdot 10^{-5}} = 15441.$$

Если Re_s находится в диапазоне $2800 < Re_s < 10^5$, то подобранный диаметр считается правильным. Если $Re_s < 2800$, необходимо увеличить пропускную способность трубопровода [7].

Диаметр трубопровода выбирается по оптимальной скорости движения смеси, которая должна составлять порядка 1 м/с. При такой скорости обеспечивается равномерное движение жидкости. При уменьшении этого параметра наблюдается выпадение мелкодисперсных частиц из смеси, таких как остатки породы или засохший цемент. При увеличении же скорости более 3 м/с наблюдается повышенный рост ручейковой коррозии труб. При определении диаметра труб самотечных коллекторов принимают, что скорость движения потока жидкости равна от 0,4 до 2 м/с, что превышает критическую скорость взвешивания и исключает появление засоряющего и расслоенного режимов [8].

Итоговые значения параметров нефтесборных трубопроводов занесены в таблицу 2.

Таблица 2 – Параметры нефтесборных трубопроводов

Участок	Длина участка, м	Скорость жидкости, м/с	Диаметр трубопровода, мм	Коэф. гидравлического сопротивления	Перепад давления, Па
Куст 1-УПН	5220	1,2	219	0,015	156743
Куст 2-УПН	4735	1,3	219	0,014	123488
Куст 3-УПН	3662	1,5	273	0,013	124938

6 Расчет установки подготовки нефти

Скважинная продукция представляет собой сложную нефтегазоводяную смесь в которой помимо воды и газа присутствуют различные примеси, пески, окалины. Эта смесь не является пригодной для транспортировки по магистральным трубопроводам в связи со следующими факторами:

- большая обводненность – пустая трата ресурсов;
- рост гидравлических потерь при совместном течении жидкости, в составе которой есть механические примеси;
- образование газовых шапок в возвышенных местах и водяных пробок в пониженных;
- большое коррозионное воздействие на трубопровод;
- частицы механических примесей способствуют износу оборудования [9].

Нефть считается товарной, когда она соответствует всем требованиям нормативных документов. Согласно им, сырье должно содержать не более 1 % воды и не выше 900 мг/л хлористых слей. Нефть с такими требованиями соответствует третьей группе – самой низкокачественной продукции. К основным показателям качества относят содержание воды и количество хлористых солей, но, помимо них, есть еще и менее важные. Поэтому, прежде чем нефть будет подана в магистральный трубопровод, нужно подвергнуть ее дополнительной обработке [10].

Поэтому, для приведения газоводонефтяной смеси к товарному состоянию, необходимо произвести ряд операций по её подготовке.

Подбор и количество оборудования будем производить по производительности кустовых площадок.

В таблице 3 отражены данные расходов извлекаемой жидкости и газа.

Для подбора основного оборудования будем производить технологический расчет.

Таблица 3 – Производительность кустовых площадок

Участок	Производительность	
	по жидкости, м ³ /сут	по газу, нм ³ /сут
Куст 1-УПН	2400	19800
Куст 2-УПН	2600	14200
Куст 3-УПН	3000	86400
Суммарная производительность	8000	120400

6.1 Входная ступень сепарации

Нефть, добываемая из земных недр, как правило, содержит газ, называемый попутным. На каждую тонну добытой нефти в среднем приходится 50...100 м³ попутного газа. Перед транспортировкой и подачей нефти на переработку газ должен быть отделен от нефти. Удаление газа из нефти – дегазация проводится с помощью сепарации и стабилизации.

Под сепарацией понимается процесс, при котором газоводонефтяная смесь разделяется на жидкую и газообразную фазы.

Процесс сепарации включает в себя три стадии:

- стадия массообмена, то есть десорбции газов, растворённых в ВНЭ. Этот процесс начинается в стволе скважины при давлении ниже давления насыщения и далее протекает на всем протяжении подъема нефти по лифту скважины и транспорта ее по трассе внутрипромыслового сбора;

- стадия гидромеханики, то есть всplытие пузырьков газа в отстойной зоне сепарационных аппаратов;

- физико-механическая стадия, то есть преодоление сил поверхностного сцепления между пузырьками газа и жидкой фазой в момент отрыва их друг от друга [10].

Концевые делители фаз трубные автоматизированные (далее – КДФТ-А). Суть их работы заключается во входном обезвоживании, на стадии которого в КДФТ-А утилизируется до 5 % водной составляющей эмульсии. Данные

установки могут входить в различные системы, помимо УПН, такие как установка предварительного сброса воды.

В состав КДФТ-А входят следующие узлы и оборудование:

- узел предварительного отбора газа (далее – УПОГ);
- наклонные трубные секции, в зависимости от производительности, предназначенные для отделения воды от нефти и ее дегазации;
- внутренние полочные коалесцеры-осадители, предназначенные для доочистки воды от механических примесей и нефти.

Система автоматизации КДФТ-А состоит из двух уровней:

- нижний уровень – контрольно-измерительные приборы и контроллеры, объединенные в распределенную сеть локального контроля и управления;
- верхний уровень – автоматизированное рабочее место оператора, расположенное в операторной.

Размеры КДФТ-А и их технологический объем определяются в зависимости от производительности по жидкости, физико-химических свойств нефти, пластовой воды, режима работы и требований к качеству конечной продукции на основании проведенных исследований агрегатированной устойчивости водонефтяной эмульсии. Конструкция КДФТ-А представлена на рисунке 4.

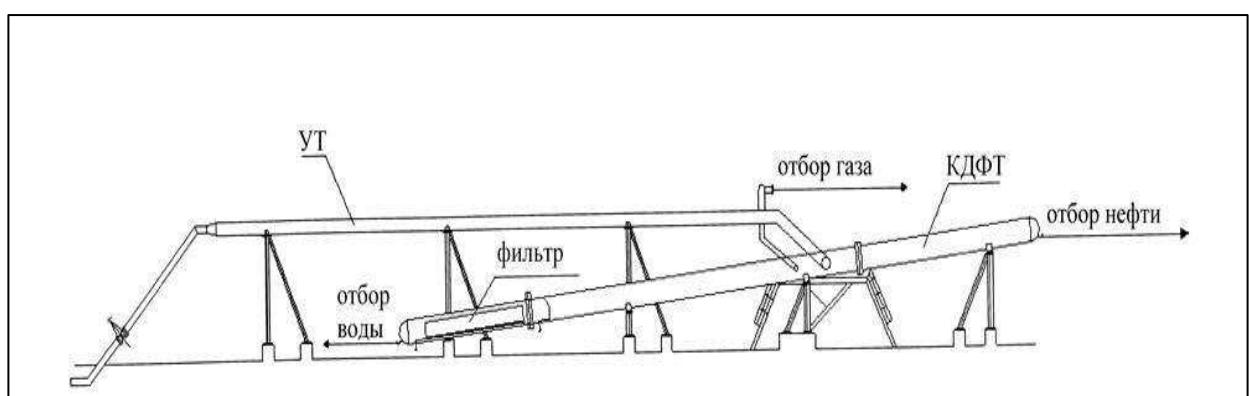


Рисунок 4 – Конструкция устройства КДФТ-А

Согласно данным таблицы, выбираем концевой делитель фаз трубный марки КДФТ-А 1400-30-4. Данная модель делителя фаз обеспечит необходимую пропускную способность.

В таблице 4 представлены технические характеристики КДФТ-А.

Таблица 4 – Технические характеристики КДФТ-А 1400-30-4

Параметр	КДФТ-А 1400-30-4
Габаритные размеры, мм	1400x15700x30000
Количество корпусов, шт	4
Расчетное давление, МПа	1,6
Температура рабочей среды, °С	+15
Длина площадки, мм	38000
Высота Н, мм	9500
Высота Н2, мм	8750
Ширина площадки В, мм	26000
Расстояние между осями корпусов В1, мм	18000
Расстояние между опорами, мм	13000
Количество опор, шт	3

Сепаратор НГС предназначен для предварительного отделения попутного нефтяного газа от нефтегазоводяной смеси и должен удовлетворять требованиям производительности по жидкости и газу [11].

Произведем технологический расчет для подбора сепаратора первой ступени.

Вначале определим объемный расход жидкости и газа в сепараторе, для предварительного выбора аппарата.

Объемный расход жидкости найдем по формуле:

$$V_{\text{ж}} = \frac{G_{\text{ж}}}{\rho_{\text{эм}}^{30}}, \quad (6.1)$$

где $G_{\text{ж}}$ – поступление жидкости в сепаратор, кг/ч;

$\rho_{\text{эм}}^{30}$ – плотность поступающей пластовой нефти (эмulsionи) при 30 °C, рабочей температуре в сепараторе, кг/м³.

Предварительно рассчитаем плотность эмульсии при 20 °C по уравнению аддитивности, зная примерное соотношение нефти и воды:

$$\rho_{\text{эм}}^{20} = \frac{1}{\frac{0,13}{\rho_{\text{н}}^{20}} + \frac{0,87}{\rho_{\text{в}}^{20}}}, \quad (6.2)$$

где $\rho_{\text{н}}^{20}$ – плотность нефти при 20 °C, кг/м³;

$\rho_{\text{в}}^{20}$ – плотность поступающей пластовой нефти (эмulsionи) при 20 °C, рабочей температуре в сепараторе, кг/м³.

$$\rho_{\text{эм}}^{20} = \frac{1}{\frac{0,13}{850} + \frac{0,87}{1007}} = 990,1 \text{ кг/м}^3.$$

Относительную плотность эмульсии при 30 °C определим по уравнению:

$$\rho_4^t = \rho_{\text{эм}}^{20} - \alpha(t - 20), \quad (6.3)$$

где $\rho_{\text{эм}}^{20}$ – плотность эмульсии при 20 °C, кг/м³;

$\rho_{\text{в}}^{20}$ – плотность поступающей пластовой нефти (эмulsionи) при 20 °C, рабочей температуре в сепараторе, кг/м³.

$$\alpha = 0,001838 - 0,00132 \cdot \rho_{\text{эм}}^{20},$$

где $\rho_{\text{эм}}^{20}$ – плотность эмульсии при 20 °C, кг/м³.

$$\alpha = 0,001838 - 0,00132 \cdot 0,9901 = 0,00053.$$

Относительная плотность эмульсии при рабочей температуре:

$$\rho_{\text{эм}}^{30} = 0,9901 - 0,00053 \cdot (30 - 20) = 0,9848 = 984,8 \text{ кг/м}^3.$$

Тогда объемный расход жидкости будет равен:

$$V_* = \frac{283330,5}{984,8} = 287,7 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Определим объемный расход газа в нормальных условиях:

$$V_r = \frac{G_r}{\rho_{\text{hy}}^r}, \quad (6.4)$$

где G_r – поступление газа в сепаратор, кг/ч;

ρ_{hy}^r – плотность газа при нормальных условиях, кг/м³.

$$V_r = \frac{7524}{1,1195} = 6720,85 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Выбираем, два основных и один резервный, сепаратор НГС-0,6-2400, так как он подходит по всем требованиям, с наименьшими экономическими затратами на его исполнение.

В таблице 5 представлены технические характеристики НГС-0,6-2400.

Таблица 5 – Технические характеристики НГС-0,6-2400

Параметр	НГС-0,6-2400
Объем, м ³	50
Диаметр, мм	2400
Длина, мм	1106000
Производительность по нефти, м ³ /ч	160-800
Производительность по газу, м ³ /ч	82900

Определяем максимальную пропускную способность этого сепаратора по пластовой нефти (эмulsionии):

$$V_{\text{ж}}^{\max} = \frac{F \cdot d^2 \cdot (\rho_{\text{эм}}^{30} - \rho_{\text{г}}^{\text{hy}}) \cdot g}{18\mu_{\text{эм}}} \cdot 3600, \quad (6.4)$$

где F – площадь зеркала нефти, м²;

d – диаметр пузырьков газа, кг/м³;

$\rho_{\text{эм}}^{30}$ – плотность эмульсии при рабочих условиях в сепараторе, кг/м³;

$\rho_{\text{г}}^{\text{hy}}$ – плотность газа при рабочих условиях в сепараторе, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

$\mu_{\text{эм}}$ – динамическая вязкость эмульсии при 30 °C, Па·с.

Обычно уровень жидкости в сепараторе находится несколько выше осевой линии. Для упрощения расчетов можно с достаточной точностью принять площадь зеркала нефти равной 95 % от максимального значения [10]:

$$F = 0,95 \cdot D_{\text{B}} \cdot L, \quad (6.5)$$

где D_{B} – внутренний диаметр сепаратора, м;

L – длина сепаратора, м.

$$F = 0,95 \cdot 2,4 \cdot 11,06 = 25,22 \text{ м}^2.$$

Для расчета динамической вязкости эмульсии при 30 °C необходимо предварительно определить динамическую вязкость нефти при 30 °C. Для расчета последней предварительно находим динамическую вязкость нефти при 20 °C и 50 °C [10].

Динамическая вязкость нефти при 20 °C:

$$\mu_{20} = \nu_{20} \cdot \rho_h^{20}, \quad (6.6)$$

где ν_{20} – кинематическая вязкость нефти при 20 °C, м²/с;

ρ_h^{20} – плотность нефти при 20 °C, кг/м³.

$$\mu_{20} = 1,5 \cdot 10^{-5} \cdot 850 = 12,75 \text{ мПа}\cdot\text{с}.$$

Для определения динамической вязкости нефти при 50 °C находим сначала относительную плотность нефти при 50 °C из формулы (6.3):

$$\alpha = 0,001838 - 0,00132 \cdot 0,850 = 0,000715.$$

Относительная плотность нефти будет равняться по формуле (6.3):

$$\rho_h^{50} = 0,85 - 0,000715 \cdot (50 - 20) = 0,8286 = 828,6 \text{ кг/м}^3.$$

Находим динамическую вязкость нефти при 50 °C из формулы (6.6):

$$\mu_{50} = 0,72 \cdot 10^{-5} \cdot 828,6 = 5,97 \text{ мПа}\cdot\text{с}.$$

Динамическую вязкость нефти при 30 °C определяем из уравнения:

$$\lg \mu_{30} = \lg \mu_{20} \left(\frac{\lg \mu_{50}}{\lg \mu_{20}} \right)^{0,33} \quad (6.7)$$

где μ_{20} – динамическая вязкость нефти при 20 °C, мПа·с;

μ_{50} – динамическая вязкость нефти при 50 °C, мПа·с.

$$\lg \mu_{30} = \lg 12,75 \cdot \left(\frac{\lg 5,97}{\lg 12,75} \right)^{0,33}$$

$$\mu_{30} = 9,68 \text{ мПа·с.}$$

Динамическую вязкость эмульсии определяем по формуле:

$$\mu_{\text{эм}} = \frac{\mu_{30}}{(1 - \beta_b)^{2,5}}, \quad (6.8)$$

где μ_{30} – динамическая вязкость нефти при 30 °C, мПа·с;

β_b – доля воды в эмульсии.

$$\mu_{\text{эм}} = \frac{9,68}{(1 - 0,87)^{2,5}} = 1,613 \text{ мПа·с.}$$

Максимальная пропускная способность сепаратора по жидкости:

$$V_{\text{ж}}^{\max} = \frac{22,52 \cdot (1,5 \cdot 10^{-3})^2 \cdot (984,8 - 8,07) \cdot 9,81}{18 \cdot 1,613 \cdot 10^{-3}} \cdot 3600 = 619,91 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Таким образом, расчет показывает, что максимальная пропускная способность выбранного сепаратора по жидкости превышает реальный расход пластовой нефти на входе:

$$619,91 \text{ м}^3/\text{ч} > 287,7 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Следовательно, выбранный сепаратор обеспечит необходимые условия первой ступени сепарации нефти.

Схема работы сепаратора представлена на рисунке 6.

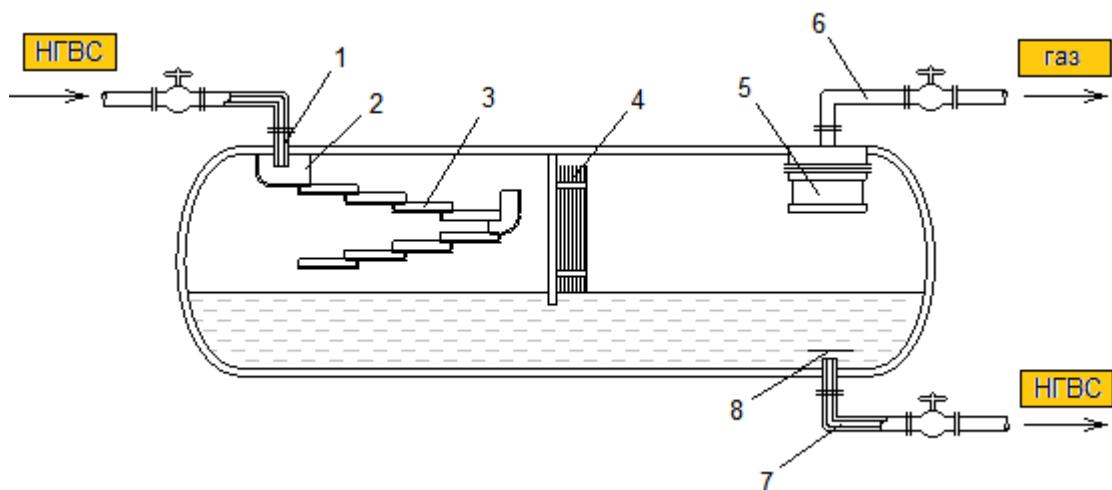


Рисунок 6 – Схема работы сепаратора НГС: 1 – штуцер нефтегазового потока; 2 – распределительное устройство; 3 – наклонные желоба – дефлекторы; 4 – фильтр грубой очистки; 5 – фильтр тонкой очистки; 6 – штуцер выхода газа; 7 – патрубок выхода нефти; 8 – диск

Работа сепаратора заключается в несколько этапов. В начале газоводонефтяная смесь поступает в сосуд через водный патрубок, а затем, через перегородки, попутно меняя направление движения, попадает в наклонные желоба, где происходит первоначальное отделение газа.

На следующем этапе отделившийся газ поступает в каплеотбойники, с помощью которых происходит отделение капелек жидкости от газа. На последнем этапе освободившийся газ через патрубок попадает в газосборную

сеть, а жидкость через нижнюю часть сепаратора, пройдя через пеногаситель направляется на дальнейшую подготовку [11].

На рисунке 7 представлена схема подключения первой ступени сепарации.

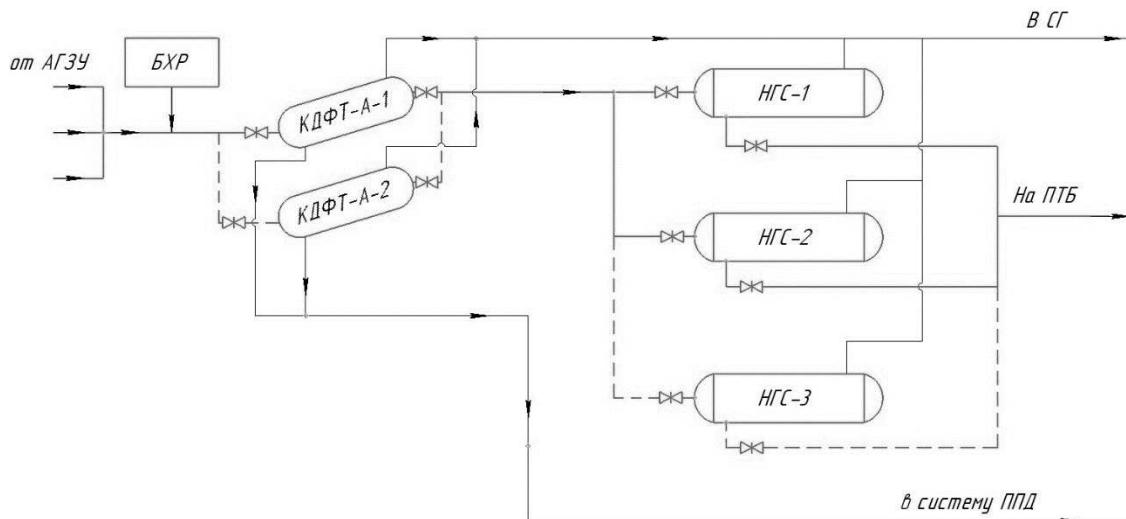


Рисунок 7 – Схема подключения входной ступени сепарации

6.2 Блок нагрева, отстоя и вторая ступень сепарации

Для нагрева эмульсии перед второй ступенью сепарации применяют ПТБ.

Смесь после первой ступени сепарации поступает в теплообменную камеру печи, для повышения температуры для дальнейшей подготовки. Двигаясь внутри камеры смесь подвергается нагреву за счет контакта с так называемыми змеевиками. Нагревание производится благодаря сгоранию топливного газа, который в ряде случаев добывается на самом месторождении.

В блоке основания печи размещены четыре камеры сгорания. В каждой из которых происходит сжигание газового топлива.

Для подготовки топлива оборудовано специальное теплоизоляционное укрытие, там же располагается запорная арматура, трубопроводная обвязка и различные приборы безопасности.

Подача воздуха в камеру сгорания производится при помощи двухпроводного газогорелочного устройства. Также предусмотрен блок вентиляторного агрегата.

Блок вентиляторного агрегата представляет собой стальную сварную раму, на которой встроен вентиляторный агрегат. В состав вентиляторного агрегата входит центробежный вентилятор высокого давления и электродвигатель.

Блок вентиляторного агрегата включает также в свой состав приемный воздуховод и нагнетательный переходный воздуховод.

Теплообменная камера печи снабжена четырьмя дымовыми трубами для вывода из нее охлажденных продуктов сгорания топлива в атмосферу, площадками обслуживания и стремянкой для обслуживания взрывных предохранительных клапанов, расположенных на ее боковых поверхностях. В торцевой стенке корпуса теплообменной камеры имеется штуцер для подвода пара, обвязанный в единую систему трубопроводов пожаротушения.

На рисунке 8 изображена схема теплообменной камеры печи.

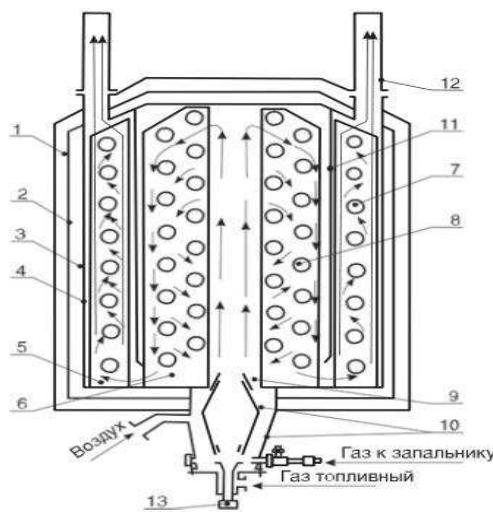


Рисунок 8 – Схема теплообменной камеры печи: 1 – каркас; 2 – обшивка внешняя; 3 – тепловая изоляция; 4 – обшивка внутренняя; 5 – змеевик; 6 – направляющая дефлектора; 7 – камера сгорания; 8 – блок взрывных клапанов; 9 – труба дымовая; 10 – устройство контроля пламени.

Для подбора необходимого оборудования блока нагрева произведем следующие расчеты.

В трубчатую печь поступает эмульсия из отстойников, где нагревается от 30 °С до 40 °С. Примем для расчетной установки печи типа ПТБ-10.

Необходимая площадь поверхности нагрева поступающей эмульсии:

$$F = \frac{Q}{K \cdot \Delta t_{cp}}, \quad (6.9)$$

где Q – площадь зеркала нефти, Вт;

K – коэффициент теплопередачи, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{град}}$;

Δt_{cp} – средний температурный напор, град.

Количество передаваемого тепла эмульсии рассчитывается по уравнению:

$$Q = G_{\text{эм}} \cdot (J_{\text{кон}} - J_{\text{нач}}), \quad (6.10)$$

где $G_{\text{эм}}$ – массовый расход эмульсии, кг/с;

$J_{\text{кон}}$ – конечная энталпия эмульсии, Дж/кг;

$J_{\text{нач}}$ – начальная энталпия эмульсии, Дж/кг.

Энталпию нефтяной эмульсии можно рассчитать по формуле:

$$J = \frac{1}{\sqrt{\rho_{15}^{15}}} \cdot (0,0017 \cdot T^2 + 0,762 \cdot T - 334,25), \quad (6.11)$$

где ρ_{15}^{15} – относительная плотность нефтяной эмульсии, кг/м³;

T – температура, К.

Относительную плотность нефтяной эмульсии рассчитаем по формуле:

$$\rho_{15}^{15} = \rho_{\text{эм}}^{20} + 5 \cdot \alpha, \quad (6.12)$$

где $\rho_{\text{эм}}^{20}$ – относительная плотность нефтяной эмульсии при 20°C, кг/м³;
 α – то же, что и в формуле (6.3).

$$\rho_{15}^{15} = 0,9901 + 5 \cdot 0,00053 = 0,993 \text{ кг/м}^3$$

Энталпия эмульсии на входе в печь по формуле (6.11):

$$J_{\text{нач}} = \frac{1}{\sqrt{0,993}} \cdot (0,0017 \cdot (30 + 273)^2 + 0,762 \cdot (30 + 273) - 334,25) = 52931,11 \text{ Дж/кг.}$$

Энталпия эмульсии на выходе из печи по формуле (6.11):

$$J_{\text{кон}} = \frac{1}{\sqrt{0,993}} \cdot (0,0017 \cdot (40 + 273)^2 + 0,762 \cdot (40 + 273) - 334,25) = 71094,78 \text{ Дж/кг.}$$

Тогда полезная тепловая нагрузка печи будет равна:

$$Q = 92,59 \cdot (71094,78 - 52931,11) = 1681,77 \text{ кВт.}$$

Среднюю температуру дымовых газов принимает 600 °C, тогда температура уходящих газов будет равна:

$$\Delta t_{\text{cp}} = 600 - \left(\frac{30 + 40}{2} \right) = 565 \text{ °C.}$$

Тогда необходимая площадь поверхности нагрева составит:

$$F = \frac{1681768,65}{20 \cdot 565} = 148,83 \text{ м}^2.$$

Сравниваем полученное значение с площадью поверхности стандартной печи. $148,83 \text{ м}^2 < 1150 \text{ м}^2$, следовательно, для окончательной установки принимаем печи типа ПТБ-10 в количестве трех штук, где одна резервная и две основных.

Данное решение оправдывается будущим увеличением добычи на месторождении. Характеристики печи представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики ПТБ-10

Название параметра		ПТБ-10
Тепловая мощность, МВт		5-12
Производительность по нагретому продукту, кг/с		200-500
Нагреваемая среда		Нефть, нефтяная эмульсия с содержанием сероводорода в попутном газе до 0,1 %
Температура нефтяной эмульсии, °C	На входе в печь, не менее	5
	На выходе из печи, не более	90
Давление в продуктовом змеевике, не более, МПа		6,3
Топливо		Природный или попутный нефтяной газ, осушенный и очищенный, с содержанием сероводорода не более 0,002 % массовых, от автономного ГПР
Давление топливного газа, в пределах, МПа	На входе в печь	0,1-0,3
	Перед камерой сгорания	0,005-0,05

Окончание таблицы 6

Название параметра	ПТБ-10
Расход топливного газа, не более, м ³ /ч	1600
КПД, не менее, %	85
Масса печи в нерабочем состоянии, кг	46703
Габаритные размеры, м	15,7x3,52x8
Система пожаротушения	Установка азототушения на базе мембранный воздухоразделительной азотной установки типа АПТ-8. Паротушение

Для отстоя нефтяных эмульсий после нагрева их в блочных или стационарных печах применяются отстойники.

Отстойник предназначен для расслоения водонефтяных эмульсий. Аппарат представляет собой горизонтальную цилиндрическую емкость, в которой осуществляется отстой нефти и пластовой воды. Водонефтяную эмульсию вводят в аппарат через патрубок с помощью двух параллельно расположенных низконапорных распределителей эмульсии. Когда эмульсия поступает в отстойник, ее движение направлено вертикально вверх. Там она проходит промежуточный слой эмульсии и в обезвоженном состоянии направляется на выход из аппарата. Отделившаяся пластовая вода, выводится через перфорированные трубы и патрубок для вывода воды, расположенные внизу аппарата. Отстойник оборудован устройством для пропарки, расположенным под распределителем эмульсии, которое необходимо для периодической очистки распределителя эмульсии от отложений парафина, забивающего со временем отверстия распределителя эмульсии.

Слой воды в отстойнике называется водной подушкой. На водонефтяном разделе, то между нефтью и водной подушкой образуется переходной слой, толщина которого уменьшается к выходу от отстойника.

Концентрация дисперсной фазы в составе эмульсии изменяется по мере прохождения продукции от входа к выходу. Уменьшение происходит в верхней

части отстойника, в ней концентрация заметно ниже по отношению к первоначальному состоянию. Эффективность расслоения фаз зависит от режима течения жидкости в отстойнике, при ламинарном режиме этот показатель является наивысшим.

На рисунке 9 изображена схема горизонтального отстойника.

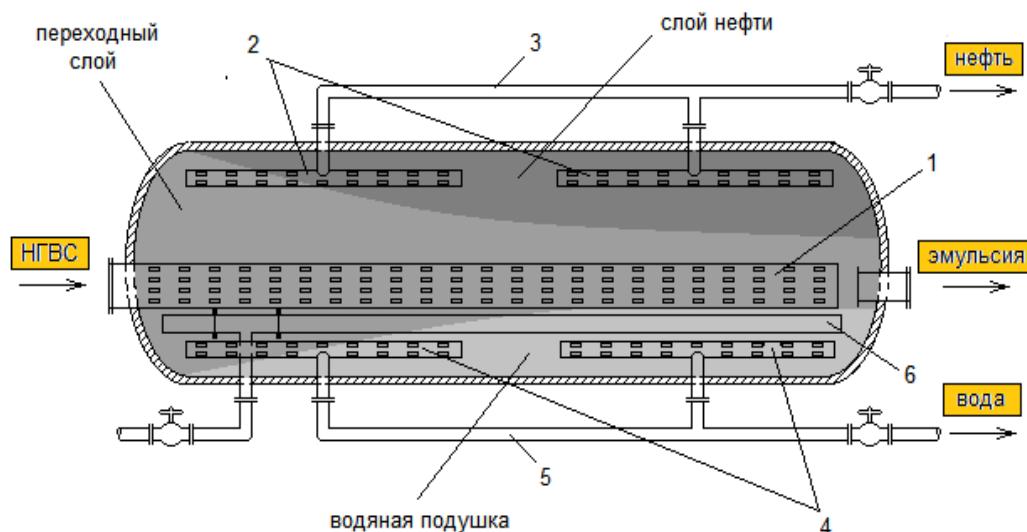


Рисунок 9 – Схема горизонтального отстойника: 1 – низконапорные распределители эмульсии; 2 – перфорированные трубы отвода нефти; 3 – патрубок отвода нефти; 4 – перфорированные трубы отвода воды; 5 – патрубок отвода воды; 6 – устройство для пропарки

Для расчёта необходимого количества отстойников необходимо определить минимальный диаметр аппарата и минимальную длину зоны отстоя [11].

Минимальный диаметр отстойника для обеспечения ламинарного течения эмульсии ($Re \leq 2300$) определяется по формуле:

$$D_{\min} = \frac{4 \cdot V_{\text{вх}} \cdot \rho_{\text{эм}}}{2300 \cdot \pi \cdot \mu_{\text{эм}}} \sqrt{\frac{\pi}{f(\varepsilon)}}, \quad (6.12)$$

где $V_{\text{вх}}$ – объемный расход эмульсии на входе в отстойник, $\text{м}^3/\text{с}$;

$\rho_{\text{эм}}$ – плотность эмульсии, кг/м³;

$\mu_{\text{эм}}$ – динамическая вязкость эмульсии, Па·с;

$f(\varepsilon)$ – функция относительной высоты водяной подушки в зоне отстоя.

Функцию относительной вязкости водяной подушки в зоне отстоя рассчитаем по следующей формуле:

$$f(\varepsilon) = 0,5 \cdot \pi + (1 - \varepsilon) \cdot \sqrt{\varepsilon \cdot (2 - \varepsilon)} + \arcsin(1 - \varepsilon), \quad (6.13)$$

где ε – относительная высота водяной подушки, м.

Установлено, что пропускная способность отстойника максимальна при $\varepsilon = 0,46$, тогда по формуле (6.0):

$$f(0,46) = 0,5 \cdot 3,14 + (1 - 0,46) \cdot \sqrt{0,46 \cdot (2 - 0,46)} + \arcsin(1 - 0,46) = 2,596.$$

Минимальный диаметр отстойника будет составлять:

$$D_{\min} = \frac{4 \cdot 0,094 \cdot 984,8}{2300 \cdot 3,14 \cdot 14,5 \cdot 10^{-3}} \sqrt{\frac{3,14}{2,596}} = 3,19 \text{ м.}$$

Минимальная длина зоны отстоя для обеспечения необходимого времени осаждения капель воды определяется по формуле:

$$L = \frac{h_{\text{oc}} \cdot \omega_{\text{cp}}}{\omega_{\text{oc}}}, \quad (6.14)$$

где h_{oc} – высота зоны отстоя, м;

ω_{cp} – средняя горизонтальная скорость движения эмульсии в аппарате, м/с;

ω_{oc} – скорость стесненного осаждения капель воды, м/с.

Высота зоны отстоя определяется следующим образом:

$$\varepsilon = \frac{h_b}{R} = 0,46, \quad (6.15)$$

где h_b – высота водяной подушки, м;

R – радиус отстойника, м.

При стандартном диаметре отстойника в 3,4 м его радиус будет равен 1,7 м, тогда из формулы (6.15):

$$h_b = 0,46 \cdot 1,2 = 0,782 \text{ м.}$$

Высоту зоны отстоя рассчитаем следующим образом:

$$h_{oc} = D - h_b, \quad (6.16)$$

где h_b – то же что формуле (6.15);

R – то же, что в формуле (6.15).

$$h_{oc} = 3,4 - 0,782 = 2,62 \text{ м.}$$

Средняя горизонтальная скорость движения эмульсии определяется как среднее арифметическое скоростей на входе и выходе:

$$\omega_{cp} = \frac{\omega_{bx} + \omega_{vyx}}{2}, \quad (6.17)$$

$$\omega_{bx} = \frac{V_{bx}}{S}, \quad (6.18)$$

$$\omega_{\text{вых}} = \frac{V_{\text{вых}}}{S}, \quad (6.19)$$

где $V_{\text{вх}}$ и $V_{\text{вых}}$ – объемный расход эмульсии на входе в аппарат и на выходе из него, $\text{м}^3/\text{с}$;

S – площадь поперечного сечения для прохода эмульсии в аппарате, м^2 .

Для определения объёмного расхода эмульсии определяем плотность эмульсии на выходе, состоящей из 95 % нефти и 5 % воды:

$$\rho_{\text{эм}}^{20} = \frac{1}{\frac{0,95}{\rho_{\text{н}}^{20}} + \frac{0,05}{\rho_{\text{в}}^{20}}}, \quad (6.20)$$

где $\rho_{\text{н}}^{20}$ – плотность нефти при 20 °C, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\rho_{\text{в}}^{20}$ – плотность поступающей пластовой нефти (эмульсии) при 20 °C, рабочей температуре в сепараторе, $\text{кг}/\text{м}^3$.

$$\rho_{\text{эм}}^{20} = \frac{1}{\frac{0,95}{850} + \frac{0,05}{1007}} = 854,9 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

Абсолютную плотность эмульсии при 30 °C определим по уравнению:

$$\rho_4' = \rho_{\text{эм}}^{20} - \alpha(t - 20), \quad (6.21)$$

где $\rho_{\text{эм}}^{20}$ – плотность эмульсии при 20 °C, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\rho_{\text{в}}^{20}$ – плотность поступающей пластовой нефти (эмульсии) при 20 °C, рабочей температуре в сепараторе, $\text{кг}/\text{м}^3$.

$$\alpha = 0,001838 - 0,00132 \cdot \rho_{\text{эм}}^{20},$$

$$\alpha = 0,001838 - 0,00132 \cdot 0,8549 = 0,00071.$$

Абсолютная плотность эмульсии при рабочей температуре:

$$\rho_{\text{эм}}^{30} = 0,8549 - 0,00071 \cdot (30 - 20) = 0,8478 = 847,8 \text{ кг/м}^3.$$

Площадь поперечного сечения для прохода эмульсии:

$$S = \frac{\pi \cdot D_{\text{экв}}^2}{4}, \quad (6.22)$$

где $D_{\text{экв}}$ – эквивалентный диаметр поперечного сечения для прохода эмульсии, м.

Диаметр отстойника D и эквивалентный диаметр $D_{\text{экв}}$ связаны соотношением:

$$D = D_{\text{экв}} \sqrt{\frac{\pi}{f(\varepsilon)}}, \quad (6.23)$$

где $D_{\text{экв}}$ – то же, что и в формуле (6.22);

$f(\varepsilon)$ – функция относительной вязкости водяной подушки.

Из формулы (6.23) следует:

$$D_{\text{экв}} = \frac{D}{\sqrt{\frac{\pi}{f(\varepsilon)}}},$$

$$D_{\text{экв}} = \frac{3,4}{\sqrt{\frac{3,14}{2,596}}} = 3,09 \text{ м.}$$

По формуле (6.22) вычисляем площадь поперечного сечения для прохода эмульсии:

$$S = \frac{3,14 \cdot 3,09^2}{4} = 7,5 \text{ м}^2.$$

Скорость на входе в отстойник:

$$\omega_{\text{вх}} = \frac{0,054}{7,5} = 0,006 \text{ м/с.}$$

Скорость на выходе из отстойника:

$$\omega_{\text{вых}} = \frac{0,047}{7,5} = 0,006 \text{ м/с.}$$

Средняя горизонтальная скорость движения эмульсии:

$$\omega_{\text{ср}} = \frac{0,006 + 0,007}{2} = 0,0065 \text{ м/с.}$$

Скорость стеснённого осаждения капель воды рассчитывается па основе уравнения Стокса:

$$\omega_{\text{ос}} = \frac{d^2 \cdot g \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \cdot (1 - \beta_{\text{в}})^{4,7}}{18 \cdot \mu_{\text{н}}}, \quad (6.24)$$

где d – диаметр капель воды, м;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, кг/м³;

ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

β_w – массовая доля воды в эмульсии;

μ_n – динамическая вязкость нефти, Па·с.

$$\omega_{oc} = \frac{(300 \cdot 10^{-6})^2 \cdot 9,81 \cdot (1007 - 847,8) \cdot (1 - 0,46)^{4,7}}{18 \cdot 13 \cdot 10^{-3}} = 0,0004 \text{ м/с.}$$

Минимальная длина зоны отстоя:

$$L = \frac{2,62 \cdot 0,0065}{0,0004} = 42,58 \text{ м.}$$

Примем к установке отстойник типа ОГ-200. Характеристики данного отстойника представлены в таблице 7.

Необходимое число аппаратов для обеспечения минимальной длины зоны отстоя:

$$n = \frac{L}{L_{otc}}, \quad (6.25)$$

где L – минимальная длина зоны отстоя, м;

L_{otc} – длина отстойника, м.

$$n = \frac{42,575}{22,04} = 2.$$

К итоговой установке принимаем два основных и один резервный отстойник.

Таблица 7 – Характеристики отстойника ОГ-200

Название параметра	ОГ-200
Объем, м ³	200
Условное давление, МПа	1,0-1,6
Внутренний диаметр, мм	3400
Длина отстойника, мм	22000
Высота отстойника, мм	4320
Масса, кг	45769-57211

По мере разработки месторождения растёт обводненность нефти. Для отделения нефти от воды в процессе подготовки используется трехфазный сепаратор. Под давлением нефтегазовая смесь через штуцер входа подается на приемное устройство, при этом происходит отделение газа. Отделившийся газ скапливается в верхней части сепаратора и, пройдя каплеуловитель струнного типа, выводится через выходной штуцер из аппарата на дальнейшую очистку и учет. Нефтеводяная эмульсия же, пройдя через дефлектор, коагулятор и пеногаситель, равномерно распределяется по всему сепаратору и за счет разности плотности делится на воду и нефть. Отделившаяся вода скапливается в нижней части сепаратора, откуда через штуцер выводится из сепаратора. Нефть, переливаясь через перегородку, собирается в камере сбора нефти и подается далее.

Конструкция сепаратора изображена на рисунке 8.

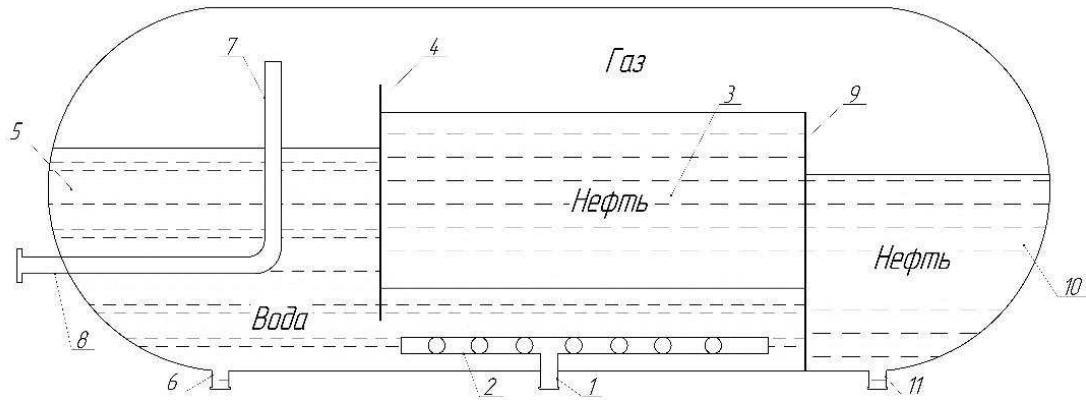


Рисунок 8 – Конструкция трехфазного сепаратора: 1 – штуцер для ввода сырья; 2 – распределительные коллекторы; 3 – сепарационный отсек; - 4 и 9 – перегородки; 5 – водяной отсек; 6 – штуцер отвода пластовой воды; 7 – газоотводная линия; 8 – штуцер отвода газа; 10 – нефтяной отсек; 11 – штуцер отвода нефти

Методика расчета аналогична сепаратору первой ступени. Для выбора сепаратора необходимо рассчитать объёмный расход жидкости и газа. Рабочая температура в сепараторе 40 °С [11].

В сепаратор поступает эмульсия с содержанием воды 2 % масс. Находим плотность эмульсии на входе в сепаратор (незначительным изменением плотности пластовой воды можно пренебречь):

$$\rho_{\text{эм}}^{40} = \frac{1}{\frac{0,998}{\rho_n^{40}} + \frac{0,002}{\rho_b^{40}}}, \quad (6.26)$$

где ρ_n^{40} – плотность нефти в условиях сепаратора, кг/м³;

ρ_b^{40} – плотность газа в условиях сепаратора, кг/м³.

$$\rho_{\text{эм}}^{40} = \frac{1}{\frac{0,998}{835,5} + \frac{0,002}{1007}} = 831,9 \text{ кг/м}^3.$$

Рассчитаем объемный расход эмульсии:

$$V_{*} = \frac{G_{*}}{\rho_{\text{эм}}^{40}}, \quad (6.27)$$

где G_{*} – поступление жидкости в сепаратор, кг/ч;

$\rho_{\text{эм}}^{40}$ – плотность поступающей пластовой нефти (эмульсии) при 40 °C, рабочей температуре в сепараторе, кг/м³.

$$V_{*} = \frac{198331,35}{831,9} = 238,4 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Рассчитаем объемный расход газа при нормальных условиях:

$$V_r = \frac{G_r}{\rho_r^{\text{нв}}}, \quad (6.28)$$

где G_r – поступление газа в сепаратор, кг/ч;

$\rho_r^{\text{нв}}$ – плотность газа при нормальных условиях второй ступени сепарации, кг/м³.

$$V_r = \frac{11287,5}{4,26} = 2649,65 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

По объемным расходам жидкости и газа выбираем трехфазный сепаратор марки ТФС-Л. Технические характеристики данного сепаратора указаны в таблице 8.

К окончательной установке примем три сепаратора марки ТФС-Л рассчитанных на 1/2 от общей производительности, два основных и один

резервный. Это позволит выводить из строя один из аппаратов, не нанося вреда производительности.

Таблица 8 – Технические характеристики ТФС-Л

Название параметра	ТФС-Л
Объем, м ³	12-200
Рабочее давление, МПа	0,6-3,0
Производительность по жидкости, м ³ /сут	1000-12000
Газовый фактор, нм ³ /т	200
Содержание воды на входе, %	до 50
Содержание воды на выходе, %	до 10
Температура рабочей среды, не более, °С	100
Время пребывания эмульсии в сепараторе, мин	30

Схема подключения блока нагрева, отстоя и второй ступени сепарации представлена на рисунке 9.

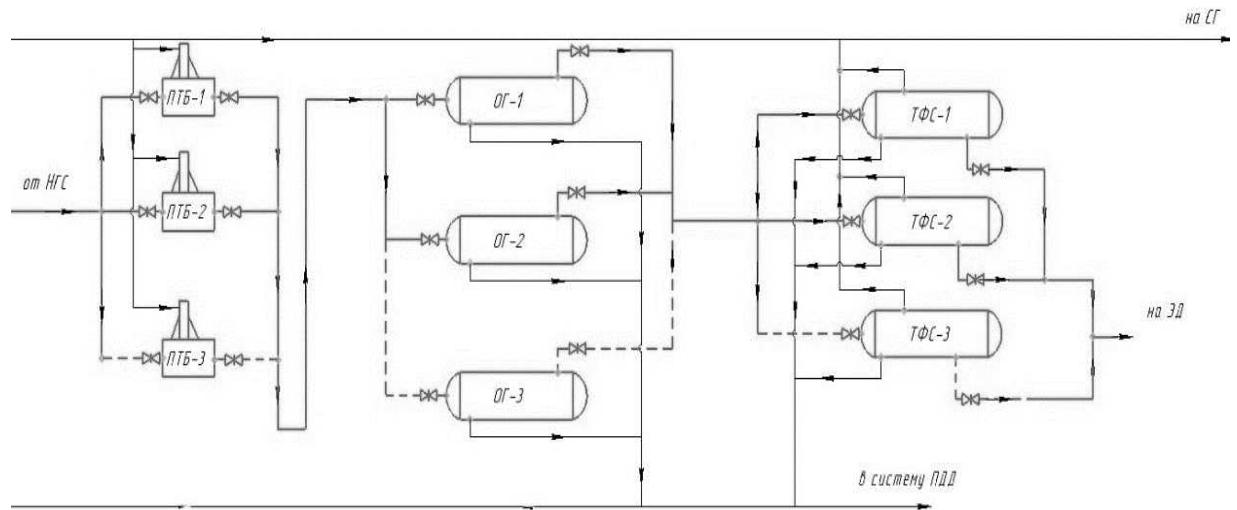


Рисунок 9 – Схема подключения блока нагрева, отстоя и второй ступени сепарации

6.3 Ступени электрообезвоживания и концевой сепарации газа

Основным аппаратом обезвоживания и обессоливания нефти считается электродегидратор. В отличии от отстойника он позволяет получать с содержанием воды до сотых долей процента. На современных установках используется наиболее эффективные горизонтальные электродегидраторы [12].

На рисунке 10 представлена схема горизонтального электродегидратора (далее – ЭДГ).

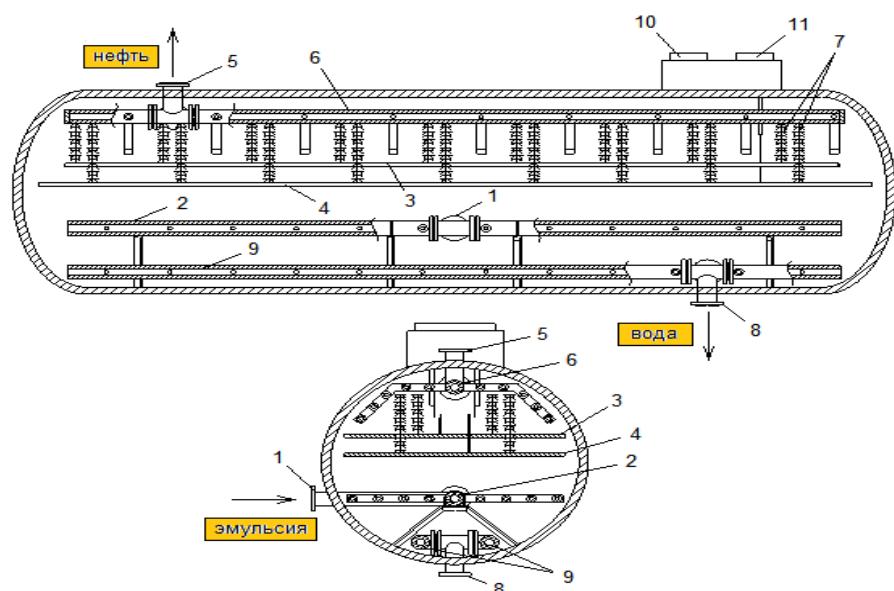


Рисунок 11 – Схема электродегидратора типа ЭДГ: 1 – сборный коллектор; 2 – распределители эмульсии; 3 – верхний электрод; 4 – нижний электрод; 5 – труба отвода нефти; 6 – сборник нефти; 7 – подвесные изоляторы; 8 – труба отвода воды; 9 – сборник воды; 10 – блок реактивных катушек; 11 – блок трансформаторов

Нефтяная эмульсия поступает в электродегидратор через штуцер в коллектор, в котором обеспечивается плавная подача продукции по всему сечению аппарата благодаря отводам с отверстиями. Проходя через отверстие, эмульсия поступает в водяную подушку, которая держится на уровне 20...30 см

выше коллектора, но при этом ниже электрода. Там она претерпевает водяную промывку и тем самым нефть теряет основную массу содержащейся в ней воды.

Далее с небольшой скоростью эмульсия поднимается вверх, поступая в следующую зону между уровнями застоявшейся воды и нижним электродом. С помощью электрического поля производится обработка эмульсии, происходит коагуляция наибольших глобул воды.

Следующим шагом эмульсия испытывает подвергается воздействию электрического поля при высоком напряжении и результатом данных действий является осаждение даже самых мелких капель воды в нижней части аппарата. В дальнейшем обезвоженная и обессолененная нефть направляется вверх электродегидратора, где собирается коллектором и отводится на дальнейшие этапы очистки через штуцер. Через штуцер в нижней части корпуса происходит вывод накопленного шлама.

Произведем расчет для подбора электродегидратора.

Принимаем значение Рейнольдса равное $Re < 0,4$, тогда скорость осаждения в неподвижной среде будет равна:

$$U_{\text{пок}} = \frac{d^2 g (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})}{18 \nu_{\text{н}} \rho_{\text{в}}}, \quad (6.29)$$

где d – диаметр наименьших капель воды, м;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, кг/м³;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

$\nu_{\text{н}}$ – вязкость нефти, кг/м³.

$$U_{\text{nok}} = \frac{(2,2 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 9,81 \cdot (992 - 824,5)}{18 \cdot 1,6 \cdot 10^{-6} \cdot 992} = 0,0027 \text{ м/с.}$$

Определим значение критерия Re по уравнению:

$$Re = \frac{U_{\text{пок}} d}{v_h}, \quad (6.30)$$

где $U_{\text{пок}}$ – скорость осаждения в неподвижной среде, м/с;

d – то же, что в формуле (6.29);

v_h – то же, что в формуле (6.29).

$$Re = \frac{0,00027 \cdot 2,2 \cdot 10^{-4}}{1,6 \cdot 10^{-5}} = 0,004.$$

$Re < 0,4$, использование формулы справедливо.

Для определения скорости движения нефти в электродегидраторе используем формулу:

$$t = \frac{h_3}{U_h}, \quad (6.31)$$

где t – пребывание нефти в электродегидраторе, ч;

h_3 – высота слоя эмульсии, м;

U_h – скорость движения нефти, м/с.

Вычислим h_3 по формуле:

$$h_3 = 0,5 D h_l, \quad (6.32)$$

где D – диаметр электродегидратора, м;

h_l – расстояние от дна электродегидратора до поверхности раздела фаз, м.

$$h_3 = 0,5 \cdot 3,4 \cdot 1 = 1,7 \text{ м.}$$

Скорость движения нефти рассчитывается как:

$$U_h = \frac{h_3}{t_{\text{от}}}, \quad (6.33)$$

где h_3 – то же, что в формуле (6.32);

$t_{\text{от}}$ – время отстоя, ч.

$$U_h = \frac{1,7}{0,67} = 0,0003 \text{ м/с.}$$

Произведем расчет фактической скорости осаждения капелек воды в потоке поднимающейся нефти:

$$U_{\text{факт}} = U_{\text{пок}} - U_h, \quad (6.34)$$

где $U_{\text{пок}}$ – то же, что в формуле (6.29);

U_h – то же, что в формуле (6.33).

$$U_{\text{факт}} = 0,0027 - 0,0003 = 0,0024 \text{ м/с.}$$

Найдем производительность аппарата по формуле:

$$G_a = U_{\text{факт}} \cdot S, \quad (6.35)$$

где $U_{\text{факт}}$ – то же, что в формуле (6.34);

S – необходимое поперечное сечение электродегидратора, м^2 .

$$G_a = 0,0024 \cdot 61,2 = 529,2 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Рассчитаем необходимое количество аппаратов:

$$n = \frac{\rho_h}{G_a}, \quad (6.36)$$

где ρ_h – то же, что в формуле (6.29);

G_a – то же, что в формуле (6.35).

$$n = \frac{824,5}{529,2} = 1,56 = 2$$

В ходе расчета было подобрано два основных и один резервный электродегидратор марки ЭДГ-160. Характеристики данного электродегидратора представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристики электродегидратора ЭДГ-160

Наименование параметра	ЭДГ-160
Внутренний объем, м ³	160
Рабочее давление, МПа	1,2
Расчетное давление, МПа	1,2
Максимально допустимая температура стенки, °С	100
Минимально допустимая температура стенки, °С	- 40
Мощность источника питания, кВт	160
Основной материал, сталь	09Г2С

Концевые сепарационные установки (далее – КСУ) предназначены для окончательной дегазации нефти до требуемых значений давления насыщенных паров и очистки попутного газа. Применяются на установках сбора и подготовки продукции нефтяных месторождений [12].

Принцип работы аппарата заключается в окончательном отделении ненужных примесей от нефти. Установка состоит из двух горизонтальных емкостей, соединенных сточным патрубком – сепарационный блок. В верхней его части происходит отделение газа от капель воды, в нижней же происходит сепарация нефти.

Поступая в распределитель, нефть тонким слоем движется по лотку для повышения эффективности сепарации. В нижней емкости установлена перегородка, которая служит для осаждения и удаления механических примесей. Установка оснащена различными исполнительными механизмами, системами защиты и датчиками для предотвращения превышения уровня нефти.

На рисунке 12 представлена схема концевой сепарационной установки

В качестве концевой сепарационной установки выбираем КСУ 0,6-1200 в количестве трех штук, где две основные и одна резервная. Данное вид КСУ полностью обеспечивает заданный режим работы производительности по жидкости и газу.

Характеристики КСУ 0,6-1200 представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики КСУ 0,6-1200

Наименование параметра	КСУ 0,6-1200
Рабочая среда	нефть, газ, пластовая вода
Расчетное давление, МПа	0,6
Производительность по жидкости, м ³ /сут	до 8000
Производительность по газу, м ³ /сут	до 50000
Массовая концентрация жидкости в очищенном газе, г/м ³	до 0,1

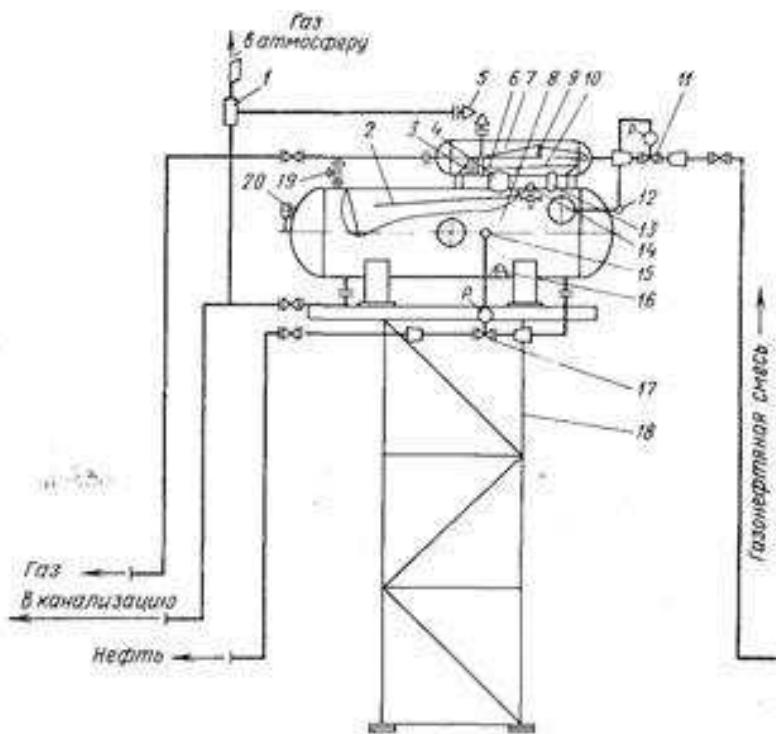


Рисунок 12 – Схема концевой сепарационной установки: 1 – расширитель; 2 – аварийный датчик уровня; 3 – буйковый уровнеметр; 4, 12 – лотки; 5 – отбойник тонкой очистки газа; 6 – сточный патрубок; 7 – предохранительный клапан; 8 – распределитель; 9, 10 – горизонтальные сепарационные емкости; 11 – отбойник грубой очистки; 13, 19 – исполнительные механизмы; 14 – аварийный регулятор уровня; 15 – патрубок газа; 16 – электроконтактный манометр; 17 – регулятор уровня; 18 – перегородка; 20 – высокое основание.

На рисунке 13 представлена схема подключения ступени электрообезвоживания и концевой сепарации нефти.

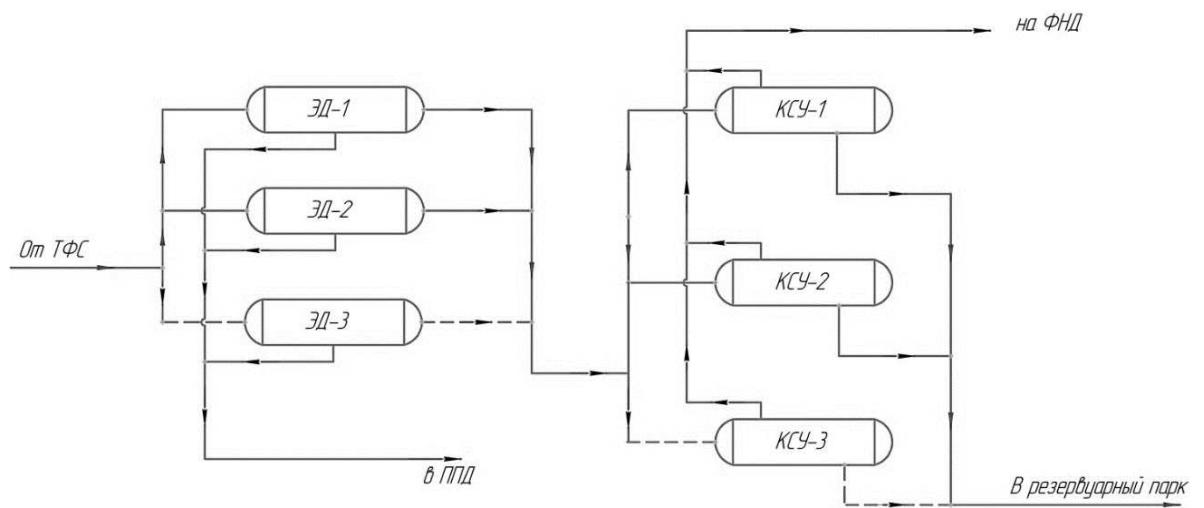


Рисунок 13 – Схема подключения ступени электрообезвоживания и концевой сепарации нефти

Технологическая схема работы УПН представлена на 4 листе графической части.

7 Экономическая часть

В экономической части дипломного проекта необходимо рассчитать стоимость затрат (единовременных и эксплуатационных) на внедрение оборудования и обслуживание пункта подготовки нефти на Западно-Иркинском месторождении.

7.1 Расчет единовременных затрат на внедрение оборудования пункта подготовки нефти

К единовременным вложениям на внедрение оборудования относятся затраты на покупку готовых изделий для строительства нефтесборных трубопроводов, а также оборудование пункта подготовки нефти.

Нефтесборные трубопроводы с внутренним диаметром от 219 до 273 мм, с толщиной стенки до 8 мм, имеют суммарную длину 13617 м.

Трубы для трубопровода используются стальные горячедеформированные, повышенной коррозионной стойкости. В качестве поставщика трубной продукции выберем ООО ТД «ИНРОСТ» г. Красноярск, который изготавливает трубы по ГОСТ 8732 – 78 [13]. Согласно источнику <https://krasnoyarsk.inrost-group.ru/truby/> стоимость нефтесборных трубопроводов приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Стоимость труб ООО ТД «ИНРОСТ» г. Красноярск

Участок	Длина, м	Вес 1 м трубы, кг	Наименование	Масса трубы, т	Цена 1 т трубы, с НДС, руб.	Стоимость с НДС, млн.руб.
K1-УПН	5220	41,63	Труба бесшовная 219x8	217,3	112000	24,34
K2-УПН	4735	41,63	Труба бесшовная 219x8	197,1	112000	22,08

Окончание таблицы 11

Участок	Длина, м	Вес 1 м трубы, кг	Наименование	Масса трубы, т	Цена 1 т трубы, с НДС, руб.	Стоимость с НДС, млн.руб.
К3-УПН	3662	52,28	Труба бесшовная 273x8	191,5	116000	22,21
Итого						68,63

К оборудованию УПН можно отнести:

- трубный концевой делитель фаз;
- сепаратор НГС;
- печь подогрева ПТБ;
- отстойник горизонтальный ОГ;
- трехфазный сепаратор ТФС;
- электродегидратор;
- концевая сепарационная установка КСУ;
- резервуары стальные вертикальные;
- насосы внутренней и внешней перекачки.

В таблице 12 приведены цены на основное оборудование УПН.

Таблица 12 – Состав основного оборудования

№ п/п	Наименование	Кол-во	Цена за ед. с НДС, тыс. руб.	Стоимость с НДС, тыс. руб.	Источник цены
1	Концевой делитель фаз трубный (КДФТ)	2	15000	30000	https://ufa.promindex.ru/catalog/887700-kdft-koncevoy-delitel-faz-trubniy-avtomatizirovanniy.html
2	Сепаратор НГС	3	100	300	https://ufa.promindex.ru/catalog/147218-separatori-dlya-gazovoy-i-neftyanoy-promishlennosti.html
3	Печь ПТБ	3	6151,5	18454,5	http://www.nsk-oil.com/price/pechi-podogreva-nefti.php

Окончание таблицы 12

№ п/п	Наименование	Кол-во	Цена за ед. с НДС, тыс. руб.	Стоимость с НДС, тыс. руб.	Источник цены
4	Отстойник горизонтальный ОГ	3	2000	6000	https://rzmash.ru/otstojniki-nefti/otstojniki-og/
5	Трехфазный сепаратор ТФС	3	450	1350	https://krasnoyarsk.penzahim.ru/separatory/neftegazoseparatory/trekhfaznye-separatory-tfs/
6	Электродегидратор	3	4000	12000	https://krasnoyarsk.tiu.ru/p7042666_2-elektrodegidrator-160.html
7	Концевая сепарационная установка	3	1000	3000	https://ufa.promindex.ru/catalog/887701-koncevaya-separacionnaya-ustanovka.html
8	Узлы запорной арматуры с электроприводом	8	138,5	1108	https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/zadvizhka_30s927nzh_ru_25_t_300_c_voda_nefteprodukty_du400_86030565
9	Резервуары вертикальные стальные	3	2600	7800	https://krasnoyarsk.tiu.ru/p41958308-rezervuar-vertikalnyj-stalnoj.html
10	Насосы внешней перекачки типа НМ	2	630	1260	http://ekb.propartner.ru/offers/nasos-tsentrrobezhnyy-sektsionnyy-nm-1250-260-i949207.html
11	Насосы внутренней перекачки типа НПВ	2	2000	4000	http://chel.propartner.ru/offers/nasos-npv-2500-80-m-i7819856.html
Итого:				85272,5	

Сведем все единовременные затраты на закупку труб и оборудования пункта подготовки нефти в таблицу 13.

Таблица 13 – Единовременные затраты на закупку труб и оборудования УПН

№ п/п	Наименование вложений	Сумма, млн. руб.
1	Нефтесборные трубопроводы	68,63
2	Оборудование	85,27
Итого:		153,9

Таким образом, на закупку продукции для нефтесборных трубопроводов, суммарной протяженностью 13,62 км, и оборудования УПН необходимо 153,9 млн. руб. Финансирование проекта будет осуществляться за счет собственных средств компании.

7.2 Эксплуатационные расходы на обслуживание пункта подготовки нефти

Расчеты эксплуатационных затрат на обслуживание трубопровода выполнены по технологическим и стоимостным показателям с учетом всех отчислений налогов и сборов в бюджеты различных уровней, отнесение которых на себестоимость предусмотрено соответствующими Законами и Постановлениями Правительства России.

Расходы, образующие себестоимость добычи нефти, сгруппированы в соответствии с их экономическим содержанием последующим элементам: материальные затраты, затраты на оплату труда, социальные выплаты, амортизация основных фондов, прочие затраты [14]. Размер заработной платы работников определен согласно сервиса <https://russia.trud.com>.

Годовой фонд оплаты труда приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет годового фонда оплаты труда обслуживающего персонала

Должность	Кол-во	Оклад, руб.	Районный коэффициент 70 % от оклада, руб.	Северная надбавка 50 % от оклада, руб.	Итого за месяц на одного работника, руб.	Годовой фонд основной заработной платы, млн. руб.
Мастер	9	70000	49000	35000	154000	16,63
Трубопроводчик линейный	9	35000	24500	17500	77000	8,32

Окончание таблицы 14

Должность	Кол-во	Оклад, руб.	Районный коэффициент 70 % от оклада, руб.	Северная надбавка 50 % от оклада, руб.	Итого за месяц на одного работника, руб.	Годовой фонд основной заработной платы, млн. руб.
Слесарь – электрогазосварщик	4	47000	32900	23500	103400	4,96
Слесарь-ремонтник НПО	5	37000	25900	18500	81400	4,88
Оператор ТУ	8	47000	17500	12500	103400	4,96
Итого:	35	x	x	x	x	39,75

В соответствии с российским законодательством работодатель обязан производить страховые взносы, базой для расчета которых является фонд оплаты труда [15].

Ставка для расчета выплат в 2021 году составляет 30 %, в которые входят:

- 22 % – в пенсионный фонд;
- 2,9 % – в фонд социального страхования;
- 5,1 % – в фонд обязательного медицинского страхования.

Рассчитаем сумму страховых взносов по формуле:

$$CB = \Phi OT \cdot 0,3, \quad (7.1)$$

где ΦOT – фонд оплаты труда, млн. руб.

$$CB = 39750 \cdot 0,3 = 11925 \text{ тыс.руб.}$$

Из страховых взносов в пенсионный фонд поступит:

$$CB_{\Pi} = \Phi OT \cdot 0,22, \quad (7.2)$$

где ΦOT – то же, что и в формуле (7.1).

$$CB_{\Pi} = 39750 \cdot 0,22 = 8745 \text{ тыс.руб.}$$

Из страховых взносов в фонд социального страхования поступит:

$$CB_C = \Phi OT \cdot 0,029, \quad (7.3)$$

где ΦOT – то же, что и в формуле (7.1).

$$CB_C = 39750 \cdot 0,029 = 1152,75 \text{ тыс.руб.}$$

Из страховых взносов фонд обязательного медицинского страхования поступит:

$$CB_M = \Phi OT \cdot 0,051, \quad (7.4)$$

где ΦOT – то же, что и в формуле (7.1).

$$CB_M = 39750 \cdot 0,051 = 2027,25 \text{ тыс.руб.}$$

Распределение страховых взносов представлено в таблице 15.

Таблица 15 – Распределение страховых взносов по внебюджетным фондам

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.
Пенсионный фонд	8745
Фонд социального страхования	1152,75

Окончание таблицы 15

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.
Территориальный фонд обязательного медицинского страхования	2027,25
Итого:	11925

Произведем расчет амортизационных отчислений по оборудованию.

Амортизационные отчисления рассчитаны линейным методом, в статье «амортизационные отчисления» отражена амортизация вновь вводимых основных производственных фондов, их расчет представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет годовых амортизационных отчислений по оборудованию

№ п/п	Наименование	Стоимость без НДС, тыс. руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, тыс. руб.
1	Концевой делитель фаз трубный	25000	20	5	1250
2	Сепаратор НГС	250	20	5	12,5
3	Печь ПТБ	15378,8	10	10	1537,88
4	Отстойник ОГ	5000	20	5	250
5	Трехфазный сепаратор ТФС	1125	20	5	56,25
6	Электродегидратор	10000	10	10	1000
7	Концевая сепарационная установка	2500	20	5	125
8	Узлы запорной арматуры с электроприводом	923,3	25	4	36,93
9	Резервуары вертикальные стальные	6500	25	4	260
10	Насосы внешней перекачки	1050	25	4	42
11	Насосы внутренней перекачки	3333,3	25	4	133,33
Итого:					4703,89

Затраты на текущий ремонт оборудования принимается в размере 5 % от стоимости оборудования. Расчет затрат представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Затраты на текущий ремонт

№ п/п	Наименование	Стоимость без НДС, тыс. руб.	Сумма затрат на текущий ремонт, тыс. руб.
1	Концевой делитель фаз трубный	25000	1250
2	Сепаратор НГС	250	12,5
3	Печь ПТБ	15378,8	768,94
4	Отстойник ОГ	5000	250
5	Трехфазный сепаратор ТФС	1125	56,25
6	Электродегидратор	10000	500
7	Концевая сепарационная установка	2500	125
8	Узлы запорной арматуры с электроприводом	923,3	46,17
9	Резервуары вертикальные стальные	6500	325
10	Насосы внешней перекачки	1050	52,5
11	Насосы внутренней перекачки	3333,3	166,67
Итого:			3553,03

Оценка эксплуатационных затрат проведена в динамике транспорта нефтяного флюида по элементам расходов, представляющих собой материальные и денежные затраты на транспорт товарной нефти.

К оборудованию, потребляющему электроэнергию относятся электродегидраторы, насосы внутренней и внешней перекачки.

Затраты на электроэнергию определяются по формуле, руб:

$$Z_3 = \frac{M \cdot K_m \cdot K_B \cdot t_3}{K_{\text{пд}}}, \quad (7.5)$$

где M – установленная мощность электродвигателей, кВт;

$K_m = 0,6 \dots 0,7$ – коэффициент использования электродвигателя;

$K_B = 0,6 \dots 0,8$ – коэффициент использования электродвигателей по времени;

$K_{\text{пд}} = 0,85 \dots 0,95$ – коэффициент полезного действия электродвигателя;

t_3 – стоимость 1 кВт.ч электроэнергии, руб.

Затраты на электроэнергию представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Затраты на электроэнергию

Вид оборудования	Стоимость, руб./кВт.ч [http://proschetchiki.ru/tarify-na-elektroenergiyu-2021-pervoe-polugodie/tarify-na-elektroenergiyu-v-krasnoyarske-i-krasnoyarskom-krae-s-1-yanvarya-2021-goda.html]	Мощность, кВт	Сумма в год, тыс.руб
Электродегидратор		160	7015,68
Насосы внешней перекачки	4,35	1250	36540
Насосы внутренней перекачки		800	23385,6
Итого:			66941,3

Расчет эксплуатационных затрат на обслуживание трубопроводов и УПН представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Годовые эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты	Сумма, млн. руб.
Фонд оплаты труда	39,75
Отчисления от ФОТ	11,93
Амортизация	4,7
Ремонтный фонд:	
- текущий	3,6
Затраты на электроэнергию	66,9
Итого:	126,88

7.3 Основные технико-экономические показатели

Финансирование осуществляется за счет собственных средств компании.

Основные технико-экономические показатели проекта приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Основные технико-экономические показатели УПН на Западно-Иркинском месторождении

Наименование показателей	Единица измерения	Показатель
Мощность УПН по жидкости	млн.т /год	2,8
Количество кустовых площадок	шт	3
Суммарная протяженность нефтесборных трубопроводов	км	13,6
Диаметр нефтесборных трубопроводов	мм	от 219 до 273
Численность обслуживающего персонала	чел.	35
Капитальные вложения в объекты производственного назначения		
в том числе:		
- нефтесборные трубопроводы	млн. руб.	68,63
- стоимость оборудования	млн. руб.	85,3
Годовые эксплуатационные расходы	млн. руб.	126,88

8 Безопасность жизнедеятельности

В деятельности ПАО «НК «Роснефть» одним из приоритетных направлений является обеспечение безопасности труда и здоровья рабочего персонала.

Ключевую роль в данном вопросе составляет безуокоризненное выполнение персоналом и подрядными организациями требований охраны труда и промышленной безопасности.

Деятельность компании в области промышленной безопасности и охраны труда осуществляется с соблюдением следующих основных принципов:

- приоритет жизни и здоровья людей по отношению к результату производственной деятельности;
- ответственность каждого работника компании и подрядных организаций за свою собственную безопасность и безопасность окружающих их людей;
- вовлечение всех работников компании в деятельность по снижению производственного травматизма, рисков возникновения взрывопожароопасных и аварийных ситуаций, а также заболеваний людей;
- приоритет предупреждающих мер перед мерами, направленными на локализацию и ликвидацию последствий происшествий.

8.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Установка подготовки нефти представляет собой достаточно большую по размерам территорию, на которой располагаются различные объекты учета, подготовки, транспортировки и хранения углеводородов.

Основными видами работ на установках подготовки нефти являются:

- сбор и учет скважинной продукции;

– отделение газовой, водяной и нефтяной составляющей поступившего сырья;

– подготовка продукции к дальнейшей транспортировке.

Работы производятся на открытой местности, освещение естественное и искусственное прожекторными мачтами.

Наиболее опасными площадками на установках являются:

- устройство предварительного отбора газа;
- входная ступень сепарации;
- площадка печей подогрева ПТБ.

В соответствии с ГОСТ 12.0.003 – 2015 [16] в таблице 21 представлен анализ опасных и вредных производственных факторов на УПН.

Таблица 21 – Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов

Природа действий	Опасные и вредные производственные факторы
Химические	Токсичные, раздражающие, канцерогенные
Физические	Машины и механизмы, находящиеся в движении; подвижные элементы оборудования, используемые на производстве; вращающиеся и движущиеся приспособления; повышенная или пониженная температура окружающей среды; повышенная или пониженная температура рабочей среды; высокий уровень шума, ультразвука, шумов.
Психофизиологические	Высокие физические нагрузки: статические и динамические. Нервно-психические перегрузки: умственное перенапряжение, монотонность труда, эмоциональное перенапряжение, перенапряжение органов зрительного и слухового аппарата.
Биологические	Животные и растительные организмы, микроорганизмы – вирусы, бактерии.

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного

травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда [17].

В ходе сооружения и эксплуатации УПН возможны следующие аварийные ситуации:

- утечка подготавливаемой среды из-за нарушения целостности корпуса аппаратов;
- разгерметизация технологического оборудования;
- механические повреждения оборудования;
- возгорания, взрывы.

8.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Оборудование установки подготовки нефти находится на открытой площадке Западно-Иркинского месторождения в Красноярском крае, в 140 километрах к северо-западу от г. Дудинка.

Климат резко континентальный. Участок находится в арктическом климатическом поясе, что обуславливает частое вторжение холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной зимой и умеренно теплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 °С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура – минус 26 °С в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 °С [1].

В холодный период года поддержание температурного режима в операторных происходит по средствам системы электрического отопления. В зданиях и помещениях поддерживается температура от 21 до 25 °C.

Для обеспечения оптимального теплового баланса организма в холодный период года рабочие обеспечиваются теплой одеждой и специальными помещениями для обогрева.

Поскольку проектируемый объект находится в северной климатической зоне, поэтому в холодный период года предусмотрены перерывы в работе персонала и пункты обогрева, располагаемые у мест установки задвижек [18].

8.3 Санитарные требования к помещению и размещению оборудования

Все виды работ по сооружению, эксплуатации и обслуживанию установки подготовки нефти проходят на открытом воздухе. По мимо аппаратов подготовки скважинной продукции в состав УПН входят нефтесборные трубопроводы. Ввиду большой протяженности трасс трубопровода и сложности рельефа, на котором располагаются трассы, необходимо обустройство технологических переездов и проездов вдоль трассы трубопровода.

На участках со сложным рельефом и неустойчивых грунтах используют конструкции технологических переездов. В местах проезда строительной техники предусматривают устройство временного переезда с укладкой дорожных плит или насыпью грунтовых пород.

Микроклимат в помещении – это сочетание трех факторов, таких как температура, влажность и скорость движения воздуха.

В таблице 22 приведены параметры микроклимата, поддерживающиеся в операторной во время работы, а также оптимальные и допустимые параметры.

Таблица 22 – Параметры микроклимата в операторной

Параметр	Текущее состояние	Оптимальное состояние	Допустимое состояние
Температура, °С	22	21 … 23	24
Относительная влажность, %	55	40 … 60	75
Скорость движения воздуха, м/с	0,1	0,1	0,2

Технологические площадки ДНС и КНС, являются основными излучателями вибрационных и звуковых волн. Работники, которые подвергаются значительному действию этих вредных факторов – это операторы УПН, слесари НПО. Это обуславливается их длительным нахождением вблизи источников излучения. При изучении ПДК шумов от вибрации и звука видно, что допустимые концентрации там превышены. Для частичного подавления действий этих двух факторов работники снабжаются специальными наушниками.

В таблице 23 приведены параметры виброакустического воздействия на работников УПН.

Таблица 23 – Параметры виброакустического воздействия на работников УПН

Участок рабочей зоны	Характер шума	ПДУ общего уровня звука, дБ	Общий уровень звука, дБ	Характеристика вибрации
УПН НБ (насосный блок)	Постоянный	80	94	Общая
Операторная	Постоянный	65	62	Общая

Выполнение обслуживающих и ремонтных работ допускается при естественном освещении. Нормированный уровень освещенности рабочих мест находится на уровне 30 лк [19]. В случае недостаточной освещенности

допускается использование компактных электросветильников во взрывозащищенном исполнении максимальным напряжением до 12 В.

Для обеспечения безопасности проведения работ каждый работник в обязательном порядке обеспечивается спецодеждой, обувью, касками, средствами индивидуальной защиты органов слуха, зрения, дыхания.

Трубопроводчики линейные, слесари нефтепромыслового оборудования, обслуживающие нефтесборные трубопроводы, обеспечиваются индивидуальным газоанализатором для контроля воздушной среды.

При осуществлении работ в траншеях и котлованах применяются коллективные средства защиты:

- средства нормализации воздушной среды – вентиляционные установки – при повышении загазованности в месте проведения работ сверх допустимой санитарной нормы (300 мг/м);

- средства нормализации освещения рабочих мест – искусственное освещение – при работах в ночное время; Все рабочие места в темное время суток должны быть освещены.

- средства защиты от поражения током – защитное заземление (зануление) электроустановок, изолирующие устройства и покрытия – от поражения током при пробое изоляции на корпус и отказе защиты, знаки безопасности, устройства защитного отключения.

- оградительные средства защиты. Ограждения по периметру котлованов, колодцев, шурfov и других выемок должны быть освещены, даже если работы в темное время суток внутри не проводятся.

В состав вспомогательных и санитарно-бытовых помещений при производстве работ входят: душевая комната, комната для умывания, сушилка, туалетная комната, помещение для обогрева, комната для приема пищи, гардероб [20].

8.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

На объектах подготовки скважинной продукции осуществляется отделение природного газа и воды от нефти. При обслуживании и осмотре аппаратов, эксплуатации и ремонте в рабочую зону могут проникнуть загрязняющие и отравляющие вещества, такие как: пары нефти, метан; сернистый газ; окись углерода; метанол; сероводород.

Все эти вещества могут оказывать негативное влияние на здоровье человека, вызывая следующие симптомы: жжение в глазах, головокружение, тошнота, раздражение дыхательных путей, боль в желудке, общая слабость раздражение слизистых оболочек, мелькание в глазах. В тяжелых случаях наступает слепота и затем смерть.

Нефть и нефтепродукты при транспортировке по трубопроводам и при проведении операций по отбору проб относят к 3 классу опасности – к умеренно опасным веществам.

Природный углеводородный газ, нефть и товарные продукты нефти при хранении в резервуарах, таре и закрытых емкостях относятся к веществам 4 класса опасности [19].

Относительная плотность метана, по воздуху 0,55, плотность 0,717 мг / м³.

По санитарным нормам метан относится к 4-му классу опасности – 300 мг / м³ [20].

Преимущественное агрегатное состояние сырой нефти в условиях производства – аэрозоль. Предельно допустимая концентрация – 10 мг / м³ [20].

Для обеспечения постоянного контроля ПДК в течение смены с помощью газоанализаторов производится отбор проб паровоздушной смеси с периодичностью каждые 6 часов.

Применяемое электрооборудование обеспечивает уровень взрывозащиты не ниже II группы [21].

Электрооборудование и электроинструменты обеспечивается заземлением и подлежит занулению [22].

8.5 Обеспечение пожарной безопасности

Основными причинами возникновения пожара на нефтесборных трубопроводах и объектах подготовки нефти и газа являются утечки добываемых углеводородов, неисправность и разгерметизация технологического оборудования, ненадлежащая эксплуатация оборудования, нарушение технологического режима, халатность обслуживающего персонала.

УПН по пожароопасности относится к категории А, по классификации взрывоопасных зон к классу В-1г [23]. Критическими значениями параметров на установке подготовки нефти являются расчетные давление и температура. Превышение этих двух параметров может привести к разгерметизации аппаратов и выбросу горячих сред в атмосферу.

В таблице 24 даны характеристики взрывоопасности и токсичности добываемых нефти и газа, а также применяемых для их подготовки ингибиторов и деэмульгаторов [24].

Таблица 24 – Характеристика взрывопожароопасности и токсичности применяемых веществ

Наименование	Класс опасности	Температура, °С			Концентрационный предел воспламенения, % объемн.		ПДК в воздухе рабочей зоны производственных помещений, мг/м ³
		Вспышки	Воспламенения	Самовоспламенения	Нижний предел	Верхний предел	
Нефть	3	+15...29	-	200...300	1,4	7,4	10
Нефтяной газ	4		-	535	4,5	15	300 (пар)
Деэмульгатор СНПХ-4315Д	4	28	30	423			5 (по метанолу) 50 (по толуолу)
Ингибитор коррозии СНПХ-1004	3	23	-	320	-	-	10 (по раствор.)

По периметру технологических объектов устанавливается сигнализация, оповещающую о возникновении возгораний и зонах задымлениях, в рабочих зонах размещаются информирующие знаки и планы эвакуации [23].

Для обеспечения пожарной безопасности на производственном участке Западно-Иркинского месторождения применяются различные современные пожарные системы, такие как:

- автоматические установки пожаротушения;
- автоматические пожарные сигнализации;
- передвижная пожарная техника;
- первичные средства пожаротушения (пенные огнетушители, ящики с песком, лопаты, топоры, ломы, багры и пожарные ведра).

Предусматривается организация добровольных пожарных дружин (ДПД) из числа работников промысла с обязательным обучением и подготовкой к предотвращению, локализации и ликвидации пожароопасных ситуаций и пожаров.

8.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

На территории УПН могут произойти чрезвычайные ситуации следующего характера: взрыв, пожар, разгерметизация оборудования с аварийным выбросом вредных веществ в атмосферу, землю и воду.

В ходе эксплуатации оборудования УПН могут возникнуть следующие аварийные ситуации и их причины:

- выброс технологической среды;
 - неисправность технологического оборудования;
 - негерметичность запорной арматуры.
 - ошибки персонала в штатных и нештатных ситуациях,
- несанкционированные действия персонала;

– заброс нефти в газовые линии, при неверном подборе оборудования.

В таблице 25 рассмотрены некоторые возможные аварийные ситуации, и меры по их устранению.

Таблица 25 – Возможные аварийные ситуации и меры по их устраниению

Возможная аварийная ситуация	Меры по устраниению аварийных ситуаций
Выброс технологической среды	Прекращение подачи технологической среды на аварийный участок. Остановка работающих насосов, прекращение перекачки сырья (продуктов) по трубопроводам. Отсечение аварийного участка межблочной запорной арматурой и арматурой по месту.
Аварийное отключение электроэнергии	Открыть задвижку на УУН на запасной линии нефти помимо УПН в резервные резервуары, включение аккумуляторной по обеспечению работоспособной аварийной сигнализации. Перекрыть подачу топливного газа к печам. Подпитку воздуха контрольно-измерительных приборов производить от воздушной компрессорной. Отключить подачу напряжения на электродегидратор. Все электрозадвижки перевести на ручное управление. Водяные подушки в отстойниках и электродегидраторах поддерживать в нормальном положении за счет уменьшения сброса воды на очистные сооружения, вплоть до полного прекращения сброса воды.
Негерметичность запорной арматуры	Проверка работоспособности арматуры; выявление причин дефекта; устранение дефекта, при необходимости, замена арматуры

Объект находится в зоне многолетнемерзлых грунтов на открытой территории. Объект относится ко 2 категории по группам гражданской обороны.

Для объекта характерны вредные факторы производственной среды: токсичность и агрессивность используемых веществ, пожар или взрыв, вызванный нарушением работоспособности трубопровода и оборудования.

При стандартном режиме работы численность рабочей смены УПН составляет около 35 человек.

Персонал по обслуживанию участка полностью обеспечен индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

Здания и сооружения оборудуются всеми необходимыми устройствами оповещения, пожаротушения и сигнализации. Операторные оборудуются приборами управления и резервными источниками питания на случай экстренного отключения электроэнергии.

Для обеспечения безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях предусмотрен план по предупреждению и ликвидации аварий и их последствий.

Объект обеспечен трубопроводами, которые подводят воду, ливневой канализацией, которая необходима для слива дождевой воды и утечек нефти, телефонной связью и электросетью.

При возможном возникновении аварий и инцидентов, рекомендуется установить автономный электрогенератор для возможности передачи данных с использованием сотовой связи.

8.7 Экологичность проекта

Загрязнение окружающей среды происходит из-за опасных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников технологического оборудования, передвижных и стационарных источников, сжигания попутного газа на факельных установках низкого и высокого давления. Кустовые площадки располагаются на открытой местности в соответствии с розой ветров на 140 километров к северо-западу от города Дудинка. Минимальное загрязнение атмосферы достигается за счет использования добываемого попутного природного газа как топливо для подогрева нефти, топлива для собственных нужд.

Полное сгорание газа осуществляется путем его отчистки от механических примесей.

Мероприятия по охране почв включают:

– сокращение площади земель, отводимых под технологические трубопроводы – ширина коридора 20...50 м;

– строительство противоэрозионных сооружений вдоль трассы трубопроводов, рекультивация почвы;

– очистка поверхности почв с помощью химических средств (использование сорбентов);

– контроль за физико-химическими и биологическими свойствами почв.

К мероприятиям по охране водоемов на территории промысла можно отнести снижение объемов водозабора, а также предотвращение сброса в водоемы неочищенных стоков.

При эксплуатации трубопровода существует возможность ухудшения условий жизни животных организмов. Сохранение фауны обеспечивается следующими мероприятиями:

– локализация строительных и эксплуатационных работ на территории распространения животных;

– сохранение естественной структуры ландшафта и мест обитания животных.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены следующие задачи: изучен район строительства УПН и сети нефтесборных трубопроводов, составлена схема сбора нефти, произведен гидравлический расчёт нефтесборных трубопроводов, а также расчет и подбор основного оборудования установки.

В экономической части работы был произведен расчет основный и эксплуатационных затрат на покупку оборудования и трубной продукции УПН.

По результатам проделанной работы была составлена технологическая схема УПН.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка

КСП – комплексный сборный пункт

ДНС – дожимная насосная станция

УУН – узел учета нефти

УУВ – узел учета воды

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

КДФТ-А – концевой делитель фаз трубный автоматизированный

КСУ – концевая сепарационная установка

НГС – нефтегазовый сепаратор

НДС – налог на добавленную стоимость

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

ПДК – предельно допустимая концентрация

НПО – нефтепромысловое оборудование

ПТБ – печь трубчатая блочная

ТФС – трехфазный сепаратор

УПН – установка подготовки нефти

УПОГ – устройство предварительного отбора газа

ЦПС – центральный пункт сбора

ДПД – добровольная пожарная дружина

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Безруких, В. А. Физическая география Красноярского края /В. А. Безруких, О. Ю. Елин О.Ю. – Красноярск: РИО КГПУ, 2005. – 200 с.
- 2 Проект «Восток Ойл» [Электронный ресурс] : “ ngs24.ru ” — информационный портал. – Красноярск, [2020-] Режим доступа: <https://ngs24.ru/text/economics/2020/12/17/69635571/>
- 3 Техника и технологии сбора и подготовки нефти и газа: Учебник. / Земенков Ю.Д., Александров М.А., Маркова Л.М., Дудин С.М., Подорожников С.Ю., Никитина А.В./ — Тюмень: Издательство, 2015 — 160.
- 4 ГОСТ Р 58367—2019. Национальный стандарт Российской Федерации. Обустройство месторождений нефти на суше. – Введ. 12.03.2019. – Москва : Стандартинформ, 2019. – 124 с.
- 5 Ишмурзин А. А. Процессы и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды: Учебное пособие / А. А. Ишмурзин, Р. А Храмов. – Уфа: Издво УГНТУ, 2003. – 145 с.
- 6 Установка подготовки нефти [Электронный ресурс] : “Книга нефти” — нефтегазовый портал. – Москва, [2007-] Режим доступа: <http://kniganefti.ru/word.asp?word=424>
- 7 Лутошкин, Г. С. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: учеб. пособие для вузов / Г. С. Лутошкин, И. И. Дунюшкин. – Москва : ООО ТИД «Альянс», 2005. – 135 с.
- 8 ВНТП 3 – 85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. – Введ. 01.03.1986. – Москва : Гипровостокнефть, 1986. – 110 с.
- 9 Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов. — 3-е изд., перераб. и доп. / А. И. Скобло, Ю. К. Молоканов, А. И. Владимиров, В. А. Щелкунов. — М.: ООО «Недра- Бизнесцентр», 2000. — 677 с: ил.

10 Кузнецов А.А. Расчеты процессов и аппаратов нефтеперерабатывающей промышленности : Изд. 2-е, пер. и доп. Л. / А. А. Кузнецов, С. М. Кагерманов, Е. Н. Судаков. – «Химия», 1974. – 344 с.

11 Леонтьев С. А. Технологический расчет и подбор стандартного оборудования для установок системы сбора и подготовки скважинной продукции : учебное пособие / С. А. Леонтьев, Р. М. Галикеев, М. Ю. Тарасов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015.– 124 с.

12 Снарев А. И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа : учебник / А. И. Снарев. — Москва: Инфра-Инженерия, 2010. — 232 с.

13 ГОСТ 8732 – 78. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент. – Введ. 01.01.1979 – Москва : Стандартинформ, 2007. – 10 с.

14 Грибов, В. Д. Экономика организаций (предприятия) : учебник / В. Д. Грибов, В. П. Грузинов, В. А. Кузьменко. – 10-е изд., стер. М. : КНОРУС, 2016. – 416 с.

15 Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч. 2 [Электронный ресурс] : федер. закон от 22.12.2020 № 434 - ФЗ ред. от 01.01.2021. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

16 ГОСТ 12.0.003 – 2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.03.2017. – Сб. ГОСТов. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2017. – 17 с.

17 ТОИ Р-112-30 – 96 Типовая инструкция по охране труда для линейного трубопроводчика. – Введ. 14.06.1996.

18 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200 – 03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. – СПб.: типография «Авангард», 2003 – 38 с.

19 ГН 2.2.5.686 – 98 Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. – Введ. 04.02.1998. – 14 с.

20 СП 2.2.1.13.12 – Санитарные правила и нормы при проектировании, строительстве и вводе объектов производственных предприятий. – Введ.

03.04.2006. – 43 с.

21 ГОСТ Р 12.4.296 – 2013 ССБТ. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний. – Введ. 12.01.2014. – Техническим комитетом по стандартизации средств индивидуальной защиты ТК 320 «СИЗ» М. 2014. – 12 с.

22 ГН 2.2.5.686 – 98 Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. – Введ. 04.02.1998. – 14 с.

23 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 01.05. 2009. – М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 35 с.

24 ГОСТ 12.2.020 – 76 ССБТ. Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка. – Введ. 01.01. 1980. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1996. – 9 с.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

/А. Н. Сокольников

«23» июня 2021 г.

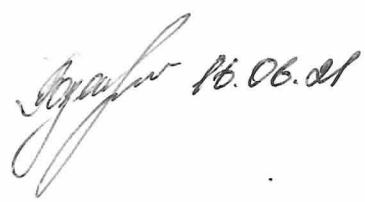
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Технологический расчет установки подготовки нефти на производственном
участке Западно-Иркинского месторождения

Руководитель  18.06.21 доцент, канд. техн. наук О. Н. Петров

Выпускник



В. Н. Розенберг

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Технологический расчет установки подготовки нефти на производственном
участке Западно-Иркинского месторождения»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер

О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Технологический расчет установки подготовки нефти на производственном участке Западно-Иркинского месторождения» содержит 89 страниц текстового документа, 13 рисунков, 25 таблиц, 24 использованных источника, 5 листов графического материала.

НЕФТЕСБОРНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ, УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ТРЕХФАЗНЫЙ СЕПАРАТОР, ЭМУЛЬСИЯ, ОТСТОЙНИК.

Объект ВКР: Западно-Иркинское месторождение

Цель ВКР: технологический расчет нефтесборной сети и установки подготовки нефти на Западно-Иркинском месторождении.

Задачи ВКР:

1. Изучить характеристику района строительства.
2. Рассмотреть принципиальную схему УПН и ее оборудование.
3. Рассчитать нефтесборную сеть и основное оборудование УПН.
4. Составить технологическую схему.