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

Техническое перевооружение установки подготовки нефти на месторождении

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

Выпускник А. В. Ленских

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Техническое перевооружение установки подготовки нефти на месторождении»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Техническое перевооружение установки подготовки нефти на месторождении» содержит 81 страницу текстового документа, 6 иллюстраций, 25 таблиц, 59 формул, 54 использованных источника, 6 листов графического материала.

РАСЧЕТ УПН, УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ЭМУЛЬСИЯ, ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОР.

Объект работы – установка подготовки нефти №1 Юрубченно-Тохомского месторождения.

Цель работы: предложение альтернативного оборудования подготовки углеводородного сырья к транспорту с учетом современных достижений науки и техники, охраны окружающей среды, при условии наличия технической и экономической возможности его применения.

Задачи работы:

– исследовать схему сбора и подготовки нефти;

– проанализировать номенклатуру используемого оборудования на установке подготовки нефти;

– предложить альтернативные оборудование и технологию процесса подготовки нефти на основании расчетов;

– определить экономические затраты и безопасность вносимых изменений в технологический процесс подготовки нефти.

В ходе выполнения работы были рассчитаны простые и сложные трубопроводы, материальный баланс установки подготовки нефти, нефтегазовый сепаратор, отстойник и печь трубчатая блочная.

В экономической части определены объемы капитальных вложений и эксплуатационных затрат, приведены расчеты экономической эффективности инвестиций.

На основании данных расчетов было сформировано техническое предложение.

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат 3
Введение 6
Основная часть 7
1 Термины и определения 7
2 Общие сведения о месторождении 9
3 Схема сбора и подготовки нефти 11
4 Технологический процесс подготовки нефти на месторождении 12
5 Схема УПН 13
6 Основное технологическое оборудование УПН 16
7 Вспомогательное оборудование УПН 18
8 Расчетная часть 20
8.1 Расчет простых трубопроводов «скважина – АГЗУ» 20
8.2 Расчет сложных трубопроводов «АГЗУ – УПН» 26
8.3 Расчеты материального баланса и оборудования УПН 30
8.3.1 Материальный баланс первой ступени сепарации 31
8.3.2 Блок отстоя 36
8.3.3 Блок ЭДГ 39
8.3.4 Общий материальный баланс установки 40
8.3.5 Расчет сепаратора первой ступени сепарации 40
8.3.6 Расчет отстойного оборудования 42
8.3.7 Расчет ПТБ 50
9 Патентный обзор и анализ коммерческих предложений 51
10 Безопасность и экологичность 52
10.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ 52
10.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ 54

10.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования 54
10.4 Обеспечение безопасности технологического процесса 56
10.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности 57
10.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях 58
10.7 Экологичность проекта 60
11 Экономическая часть 61
11.1 Определение капитальных вложений 62
11.1.1 Определение стоимости оборудования 62
11.1.2 Определение затрат на установку оборудования 63
11.2 Определение затрат на обслуживание оборудования 64
11.3 Расчет амортизационных отчислений 65
11.4 Определение затрат на электроэнергию 67
11.5 Затраты на транспортировку 68
11.6 Итог расчетов 68
12 Техническое предложение 71
Заключение 73
Список сокращений 74
Список используемых источников 75

ВВЕДЕНИЕ

Современная нефтегазовая индустрия, несмотря на влияние различных негативных факторов, постоянно развивается. Ежегодно в нашей стране открываются новые месторождения нефти и газа. В результате возникает потребность в обеспечении транспорта нефти от скважины до нефтеперерабатывающего завода.

Добываемой на промысле продукции, называемой сырой нефтью, необходимо пройти подготовку, прежде чем она попадет в магистральный трубопровод и далее на нефтебазу. Соответственно, чтобы уменьшить трудозатраты, а также увеличить прибыль компании от конечного продукта, необходимо постоянно улучшать качество переработки нефти.

Целью данной работы является предложение альтернативного оборудования подготовки углеводородного сырья к транспорту с учетом современных достижений науки и техники, охраны окружающей среды, при условии наличия технической и экономической возможности его применения.

На основании формулировки цели можно выделить следующие задачи:

– исследовать схему сбора и подготовки нефти;

– проанализировать номенклатуру используемого оборудования на установке подготовки нефти;

– предложить альтернативные оборудование и технологию процесса подготовки нефти на основании расчетов;

– определить экономические затраты и безопасность вносимых изменений в технологический процесс подготовки нефти.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Термины и определения

В данной работе встречаются следующие термины и определения, согласно ГОСТ Р 58367 – 2019 [1]:

– куст скважин – техническое сооружение, состоящее из естественного или искусственного участка территории месторождения нефти с расположенными на ней устьями скважин, технологическим оборудованием и инженерными коммуникациями;

– нефтегазоводяная смесь (далее – НГВС) – смесь, извлеченная из недр земли, содержащая углеводороды различного физико-химического состава, попутный нефтяной газ, механические примеси, воду, а также минеральные соли и другие химические соединения.

– нефтегазоконденсатное месторождение – месторождение, содержащее нефть, газ и конденсат.

– попутный нефтяной газ (далее – ПНГ) – газообразная смесь неуглеводородных и углеводородных компонентов, которую добывают совместно с нефтью через скважины и выделяют из нефти в процессе ее промысловой подготовки.

– скважина добывающая – скважина, оснащенная специализированным оборудованием для подъема из недр земли нефти, газа, конденсата и других компонентов, которые могут быть извлечены.

– скважина нагнетательная – скважина, которую используют для воздействия на продуктивные пласты путем закачки (нагнетания) в них воды, газа, пара и других рабочих агентов.

– технологическая установка – производственный комплекс сооружений, зданий и оборудования, предназначенный для проведения технологического процесса и размещенный на отдельной площадке.

– установка подготовки нефти (далее – УПН) – технологическая установка, обеспечивающая глубокое обезвоживание, обессоливание, дегазацию, стабилизацию и получение нефти, отвечающей требованиям технического регламента, положениям документа по стандартизации либо договорным отношениям.

2 Общие сведения о месторождении

Юрубченно-Тохомское месторождение (далее – ЮТМ) – крупное нефтегазоконденсатное месторождение Восточной Сибири Российской Федерации. Расположено на юге Муниципального Эвенкийского района Красноярского края, в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски. Ближайшим населенным пунктом является п. Куюмба, расположенный в 100 км от метсорождения. Открытие месторождения состоялось в 1982 году, а начало освоения датируется 2009 годом [2].

Рисунок 1 – Географическое расположение ЮТМ

Объем извлекаемых запасов месторождения составляет 64,5 млн. тонн нефти по категории С1 (разведанные), 172,9 млн. тонн по категории С2 (оцененные), газа по категории С1+С2 (разведанные и оцененные) – 387,3 млрд. $м^3$ в соответствии с классификацией, утвержденной приказом Минприроды России [3]. Общий фонд скважин – 521, добывающих скважин – 444, в т.ч. горизонтальных – 432, из них многозабойных – 356, газонагнетательных – 15,

водонагнетательных – 6, наблюдательных – 3, пьезометрических – 3, водозаборных – 2, в консервации – 24, ликвидированных – 24 (данные по состоянию на 2017 г.) в соответствии с классификацией, утвержденной приказом Минприроды России от 07.02.2001 №126 «Об утверждении временных положения и классификаций» [4].

По свойствам данная товарная нефть классифицируется как особо легкая (плотность нефти в стандартных условиях после дифференциального разгазирования глубинных проб составила $821\ кг/м^3$), по содержанию серы нефть малосернистая (в среднем $0{,}22\ \%$), по содержанию парафинов – парафинистая (в среднем $1{,}95\ \%$), по значению вязкости – маловязкая (в среднем $8{,}36\ мПа \cdot с$), по суммарному содержанию асфальто-смолистых веществ – малосмолистая (в среднем $4{,}84\ \%$: асфальтенов – $0{,}18\ \%$, силикагелевых смол – $4{,}66\ \%$) [5].

3 Схема сбора и подготовки нефти

На листе 2 графического материала представлена расчетная схема сбора и подготовки нефти.

НГВС со скважин №2, 3, 4, 5 поступает на УПН через автоматическую групповую замерную установку (далее – АГЗУ) №1. Здесь происходит измерение количества поступившей НГВС, а также соединение простых трубопроводов, идущих от скважины, в один сложный трубопровод, по которому затем НГВС поступает на УПН. Такой же процесс происходит со скважинами №10, 11, 12, 13. НГВС с них поступает на АГЗУ №2, а затем на УПН.

Остальная нефть поступает на УПН либо напрямую со скважин, либо с кустов № 1, 2, 3, 4. Данные кусты объединяют в группы скважин ввиду их близкого расположения для уменьшения затрат и оптимизацией процесса добычи.

4 Технологический процесс подготовки нефти на месторождении

Подготовка нефти к транспортированию по магистральным нефтепроводам или наливным транспортом для экспорта потребителям производится нефтегазодобывающими предприятиями.

Добываемая из скважин нефть имеет в своем составе, кроме газов, пластовую воду, а также механические примеси и минеральные соли.

Содержание воды в нефти приводит к увеличению расходов на ее транспортирование в магистральных трубопроводах, вызывает образование стойких нефтяных эмульсий, а содержание растворов солей вызывает коррозию трубопроводов и оборудования. Этими причинами вызывается необходимость удаления примесей из нефти непосредственно на промыслах. Данный процесс называют подготовкой нефти к транспорту, а сооружения, обеспечивающие данный процесс – УПН.

Физико-химические свойства нефтей, пластовых вод и содержание примесей оказывают основное влияние на выбор реализации технологических схем, режимов и аппаратурное оформление процессов подготовки нефти на промыслах.

Задачи обезвоживания, обессоливания, дегазирования и удаления механических примесей являются основными для комплекса сооружений и оборудования подготовки нефти, т. к. данные процессы приводят к получению товарной нефти. Задачи по временному хранению нефти и её перекачке являются вспомогательными.

В качестве оборудования для основных задач используют нефтегазовые сепараторы (далее – НГС), газовые сепараторы (далее – ГС), отстойники (далее – О), установки сепарации трубные наклонные (далее – УСТН), электродегидраторы (далее – ЭДГ), печи блочные трубчатые (далее – ПТБ), насосное оборудование, теплообменники (далее – ТО) и др. оборудование.

5 Схема УПН

Технологическая схема УПН представлена на листе 3 графического материала.

Продукция с площадок кустов скважин под давлением поступает на узел подключения УПН, а далее следует на технологическую площадку №1 УПН.

Для снятия основной нагрузки по газу НГВС поступает в трубные устройства предварительного отбора газа (далее – УПОГ), а затем во входные НГС, где происходит обезвоживание нефти до остаточной обводненности 30 %.

После сепараторов НГС в трубопровод организована подача деэмульгатора и ингибитора коррозии блоком дозирования реагентов (далее – БДР).

Далее НГВС направляется в ТО, где проходит по «холодному контуру» ТО и охлаждает другой поток нефти, прошедший обезвоживание и очистку. В результате ее температура поднимается до значения температуры, наиболее благоприятной для дальнейшего разделения НГВС на компоненты.

Нагретая НГВС подается на вход трехфазных сепараторов (далее – ТФС), где происходит отделение оставшегося газа и обезвоживание нефти до остаточной обводненности 10 %. Нефть из ТФС поступает в концевые сепарационные установки (далее – КСУ) для разгазирования перед подачей в печи и дальнейшего обезвоживания.

Водонефтяная эмульсия из КСУ подается на прием насосов блока технологической перекачки. На линии нагнетания насосов установлен регулирующее-отсечной затвор.

Насосами блока технологической перекачки нефть подается на вход в ПТБ для нагрева, чтобы обеспечить эффективное протекание процессов глубокого обезвоживания. После она отправляется на технологическую площадку №2, где находятся О. В отстойниках происходит сброс воды до остаточной обводненности 1 %.

После отстойников нефть подается в ЭДГ, в которых происходит обезвоживание нефти в электрическом поле до обводненности 0,5 %. Из ЭДГ нефть поступает на вход концевых сепараторов (далее – КС), где происходит разгазирование горячей нефти.

Насосами второго блока технологической перекачки нефть перекачивается через теплообменник ТО для охлаждения обратным потоком сырой нефти от скважин в резервуары (далее – РВС) (2 рабочих и 1 резервный). В ТО температура товарной нефти регулируется подачей потока холодного теплоносителя (сырой нефти) затвором. В РВС происходит обезвоживание нефти до остаточной обводненности 0,3 % методом гравитационного отстоя.

Нефть из РВС поступает на прием насосов внешней перекачки (1 рабочий, 1 «горячий» резерв, 1 «холодный» резерв).

Товарная нефть после насосов внешней перекачки подается на входной коллектор системы измерения количества и качества нефти (далее – СИКН), где подвергается проверке на соответствие нормированным значениям. После нефть поступает в другие РВС, где происходит приемо-сдаточные операции и нефть передают введение приемо-сдаточного пункта (далее – ПСП).

Нефтяной газ от УПОГ, первой ступени сепарации С направляется для дополнительной очистки от капельной жидкости в ГС. Очищенный от капельной жидкости газ подается в измерительную линию системы измерений количества и качества газа (далее – СИКГ) и оттуда направляется на газокомпрессорную станцию (далее – ГКС) (с частичным отбором газа для подготовки топливного газа ПТБ) для доочистки, компримирования и последующей закачки в газоутилизирующие скважины.

Нефтяной газ, отделившийся на второй ступени сепарации в ТФС, подается на ГС также для очистки от капельной жидкости и далее, после СИКГ, направляется на котельную, ПТБ, факельные коллекторы высокого и низкого давления, комплекс зажигания факела (далее – КФЗ).

Для предотвращения гидратообразования насосами БДР-2 в линию газа от С до ГС осуществляется подача метанола.

Газ от КС и КСУ направляется на компримирование в блок компрессорных установок (далее – БКУ) на площадке компрессорной станции низкого давления (далее – КСНД).

Пары (газ) от РВС направляется в установку улавливания легких фракций (далее – УУЛФ), расположенную на площадке КСНД. УУЛФ предотвращает срабатывание дыхательных клапанов РВС на «вдох» и «выдох».

Компримированный газ до избыточного давления 0,6 МПа от КСНД направляется в СИКГ и далее на ГКС.

Пластовая вода из ТФС, О, ЭДГ и РВС по общему трубопроводу поступает на установку по подготовке пластовых и сточных вод в отстойники воды.

Частично очищенная вода из отстойников воды поступает во входное устройство флотатора – дестабилизатор. Из дестабилизатора водогазовая смесь поступает в приемную камеру флотатора-дегазатора.

Очищенная вода после флотатора поступает на прием насосных агрегатов блочной кустовой насосной станции (далее – БКНС). БКНС предназначена для закачки в пласт очищенных пластовых вод, производственных и дождевых стоков. Пройдя насосный агрегат, вода поступает на водораспределительную батарею, и оттуда к скважинам.

6 Основное технологическое оборудование УПН

Основное технологическое оборудование УПН включает в себя:

– узел подключения УПН – предназначен для приема потоков нефти, подаваемой с АГЗУ;

– УПОГ – предназначен для отбора свободного газа, выделившегося из продукции нефтяных скважин в трубопроводе;

– НГС – специальное устройство, предназначенное для отделения нефти от воды или попутного газа;

– БДР – предназначены для химической обработки продукции нефтяных и газовых скважин в системах сбора, транспорта и подготовки нефти и газа;

– ТФС – применяются для дегазации и обессоливания нефти;

– блок КСУ – предназначен для сепарации нефти, поступающей на центральный пункт сбора и подготовки нефти, газа и воды, а также для предварительного сброса пластовой воды;

– насосные агрегаты для откачивания нефти – комплекс устройств, включающий насос, привод и устройство для передачи крутящего момента насосу, смонтированные на общей раме, обеспечивающие бесперебойную подачу жидкости в трубопровод при совместной работе;

– ПТБ – нефтегазовое оборудование, которое представляет собой газовую печь с промежуточным теплоносителем, предназначенную для подогрева углеводородного сырья и продуктов;

– О – предназначенное для обезвоживания и обессоливания нефти с сепарацией газа с использованием метода гравитационного отстоя;

– ЭДГ – аппарат, предназначенный для обезвоживания и обессоливания нефти с использованием электрического поля;

– блок КС – предназначен для окончательной сепарации нефти от газа;

– СИКН – предназначена для автоматизированного учета товарной нефти прямым массово-динамическим методом и определения качественных показателей нефти;

– РВС – предназначены для приёма, хранения, подготовки, учёта (количественного и качественного) и выдачи нефти и нефтепродуктов, а также обезвоживание нефти методом гравитационного отстоя;

– ГС – служат для очистки попутного или природного газа от мелкодисперсной влаги, конденсата, различных ингибиторов, механических примесей и других частиц;

– СИКГ – предназначена для автоматизированного измерения расхода, объема, компонентного состава газа;

– факельные установки высокого и низкого давления – предназначены для бездымного сжигания выбросов.

7 Вспомогательное оборудование УПН

Установки подготовки нефти предполагают наличие в каждом технологическом помещении таких систем, как:

– электроснабжение;

– системы пожаротушения;

– система канализации;

– система молниезащиты.

Электроснабжение обеспечено применением газодизельной электростанции, линий электропередач, двухтрансформаторных подстанций и источников бесперебойного питания.

Для обеспечения объекта необходимым уровнем противопожарной защиты на площадке УПН предусмотрены следующие виды пожаротушения: водяное, пенное, газовое и порошковое. Пенное пожаротушение предусмотрено для насосной перекачки нефти и воды, резервуаров нефти и расширений резервуарных парков. На площадке КСНД в БКУ предусмотрено автоматическое порошковое пожаротушение. Для блочных сооружений и наружных площадок УПН предусмотрено наружное водяное пожаротушение от блоков пожарных гидрантов. Все сооружения, находящиеся на территории УПН обеспечены системами контроля и сигнализации загазованности и пожара.

На УПН также предусмотрен сбор, перекачка и отчистка бытовых сточных вод. Система состоит из двух блоков: канализационной емкости и системы отчистки бытовых сточных вод. В состав канализационной емкости бытовых стоков входит приемный колодец с погружными насосами и надземный блок – контейнер. Система очистки сточных вод состоит из блока механической очистки, блока биологической очистки, блока обеззараживания, блока тонкой очистки, расходомеров для учета количества сточных вод, а также блока обработки осадка.

Система молниезащиты представлена молниеотводами – устройство, отводящее ток в землю и рассчитанное на контакт с молнией. Могут быть отдельно стоящими или установленными на самом объекте.

8 Расчетная часть

Расчеты осуществляем согласно схеме, представленной на листе 2 графического материала. Для расчета производим произвольный выбор скважины или куста. В данном случае, выбрана скважина №11, подключенная по трубопроводу к АГЗУ №2.

8.1 Расчет простых трубопроводов «скважина – АГЗУ»

Расчет простых трубопроводов осуществляем по методу, который предложил Лутошкин Георгий Сергеевич [7].

Данную задачу решаем графоаналитическим методом так как коэффициент гидравлического сопротивления зависит от числа Рейнольдса, а следовательно, и от неизвестной величины подачи Q.

Дано: длина линии $L = 969$ м, диаметр трубопровода $D_{\text{внеш.}} = 114$ мм $= 0{,}114$ м, толщина стенки $\delta = 7$ мм $= 0{,}007$ м, плотность нефти при 20 °С: $\rho = 699$ кг/м^3, динамическая вязкость в пластовых условиях $\mu = 0{,}00167$ Па $\cdot$ с [8], эквивалентная шероховатость труб по А. Д. Альтшулю $k_э = 0{,}2$ (для стальных труб с незначительной коррозией после очистки) [9], перепад высот составляет $\Delta z = 30$ м, давление на устье скважины $H = 585$ м.

Расчет начинаем с того, что задаемся расходами от 0 до 0,075 м^3/с с шагом в 0,015 м^3/с: $Q_1 = 0{,}001$ м^3/с, $Q_2 = 0{,}015$ м^3/с, $Q_3 = 0{,}03$ м^3/с, $Q_4 = 0{,}045$ м^3/с, $Q_5 = 0{,}06$ м^3/с, $Q_6 = 0{,}075$ м^3/с.

Затем находим скорости движения жидкости:

$$\nu_i = \frac{4 \cdot Q_i}{\pi D_{\text{вн.}}^{\,2}}, \tag{1}$$

где $D_{\text{вн.}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м.

Внутренний диаметр трубопровода определяется по формуле:

$$D_{\text{вн.}} = D_{\text{внеш.}} - \delta \cdot 2 . \qquad (2)$$

По формуле (2) рассчитаем внутренний диаметр трубы:

$$D_{\text{вн.}} = 0{,}114 - 0{,}007 \cdot 2 = 0{,}100 \text{ м} .$$

Проведем расчёт для первого показателя расхода Q_1 по формуле (1):

$$\nu_1 = \frac{4 \cdot 0{,}001}{\pi \cdot 0{,}100^2} = 0{,}127 \text{ м/с} .$$

Аналогично проводим расчёт для остальных произвольно выбранных расходов. Получаем следующие результаты: $\nu_2 = 1{,}911$ м/с, $\nu_3 = 3{,}822$ м/с, $\nu_4 = 5{,}732$ м/с, $\nu_5 = 7{,}643$ м/с и $\nu_6 = 9{,}554$ м/с. Данные результаты вносим в таблицу 1.

Определяем числа Рейнольдса по формуле:

$$\text{Re}_{\text{i}} = \frac{\nu_{\text{i}} \cdot D_{\text{вн.}}}{\mu} \rho . \qquad (3)$$

Подставляя известные значения в формулу (3), получаем для ν_1 следующие значения:

$$\text{Re}_1 = \frac{0{,}127 \cdot 0{,}100}{0{,}00167} \cdot 699 = 5332{,}0 .$$

Аналогично проводим расчёт для остальных величин. Получаем следующие результаты: $\mathrm{Re}_2 = 79980,2$, $\mathrm{Re}_3 = 159960,3$, $\mathrm{Re}_4 = 239940,5$, $\mathrm{Re}_5 = 319920,7$ и $\mathrm{Re}_6 = 399900,8$. Данные результаты вносим в таблицу 1.

На основании данных результатов определяем режим течения. Так как все числа больше 2320 (граница ламинарного режима течения), можно сделать вывод о том, что в трубопроводе при данных расходах режим течения турбулентный.

Турбулентный режим течения жидкости имеет три области: зона гидравлически гладких труб (зона Блазиуса), зона смешанного трения и зона шероховатого трения. В каждой такой зоне определение коэффициента гидравлического сопротивления λ различное.

Для расчета коэффициента гидравлического сопротивления λ необходимо знать коэффициент относительной шероховатости труб ε, а также границы областей турбулентного режима для данной трубы. Рассчитаем коэффициент относительной шероховатости труб ε по формуле:

$$\varepsilon = \frac{k_э}{D_{вн.}}. \tag{4}$$

Проведем расчёт по формуле (4), предварительно переведя внутренний диаметр трубы из м в мм $D_{вн.} = 0,100$ м $= 100$ мм:

$$\varepsilon = \frac{0,2}{100} = 0,002.$$

Определим границы областей турбулентного режима по следующим формулам:

$$\mathrm{Re}_н = \frac{10}{\varepsilon}; \tag{5}$$

$$\mathrm{Re}_{\text{в}} = \frac{500}{\varepsilon}. \qquad (6)$$

По формулам (5) и (6) получаем:

$$\mathrm{Re}_{\text{н}} = \frac{10}{0,002} = 5000;$$

$$\mathrm{Re}_{\text{в}} = \frac{500}{0,002} = 250000.$$

Таким образом, числа Рейнольдса с первого по четвертый находятся в турбулентном режиме в зоне гладкого трения. Пятое и шестое число Рейнольдса находятся в турбулентном режиме в зоне квадратичного трения.

Определяем коэффициенты гидравлического сопротивления по следующим формулам:

$$\lambda_{1-4} = \frac{0,3164}{\mathrm{Re}_{1-4}^{0,25}}; \qquad (7)$$

$$\lambda_{5-6} = 0,11\left(\varepsilon\right)^{0,25}. \qquad (8)$$

Произведем расчет для первого числа Рейнольдса согласно формуле (7):

$$\lambda_1 = \frac{0,3164}{5332,0^{0,25}} = 0,0370.$$

Аналогично проводим расчёт для остальных величин. Получаем следующие результаты: $\lambda_2 = 0,0188$, $\lambda_3 = 0,0158$, $\lambda_4 = 0,0143$.

Подставив значения, по формуле (8) получим:

$$\lambda_{5-6} = 0{,}11 \cdot 0{,}002^{0{,}25} = 0{,}0131.$$

Рассчитаем потери напора на трение:

$$H_{\text{i}} = \lambda_{\text{i}} \frac{L \cdot v_{\text{i}}^2}{D_{\text{вн.}} \cdot 2g}. \quad (9)$$

Произведем расчет для первой величины гидравлического сопротивления согласно формуле (9):

$$H_1 = 0{,}0370 \cdot \frac{969 \cdot 0{,}127^2}{0{,}100 \cdot 2 \cdot 9{,}810} = 0{,}3 \text{ м}.$$

Аналогично проводим расчёт для остальных величин. Получаем следующие результаты: $H_2 = 33{,}93$ м, $H_3 = 114{,}12$ м, $H_4 = 232{,}02$ м, $H_5 = 377{,}43$ м и $H_6 = 589{,}74$ м.

Однако, при расчете потерь напора на трение по формуле (9) не учитывается перепад высот, который имеет место быть в данном случае. Используем формулу расчета потерь напора с учетом перепада высот:

$$H_{\text{сумм. i}} = H_{\text{i}} + \Delta z. \quad (10)$$

Подставляя известные величины в формулу (10), произведем расчет для первой потери напора на трение:

$$H_{\text{сумм. 1}} = 0{,}3 + 30 = 30{,}3 \text{ м}.$$

Аналогично, рассчитываем по формуле (10) все остальные значения. В результате получим: $H_{\text{сумм. 2}} = 63{,}93$ м, $H_{\text{сумм. 3}} = 144{,}12$ м, $H_{\text{сумм. 4}} = 262{,}02$ м,

$H_{\text{сумм. 5}} = 407,43$ м и $H_{\text{сумм. 5}} = 619,74$ м. Полученные результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчета

№	Q, м^3/с	v_i, м/с	Re_i	λ_i	H_i, м	$H_{\text{сумм.}}$, м
1	0,001	0,127	5332,0	0,0370	0,30	30,30
2	0,015	1,911	79980,2	0,0188	33,93	63,93
3	0,03	3,822	159960,3	0,0158	114,12	144,12
4	0,045	5,732	239940,5	0,0143	232,02	262,02
5	0,06	7,643	319920,7	0,0131	377,43	407,43
6	0,075	9,554	399900,8	0,0131	589,74	619,74

На основании таблицы 1 построим зависимость $\Delta H_i = f(Q_i)$. Она представлена на рисунке 2.

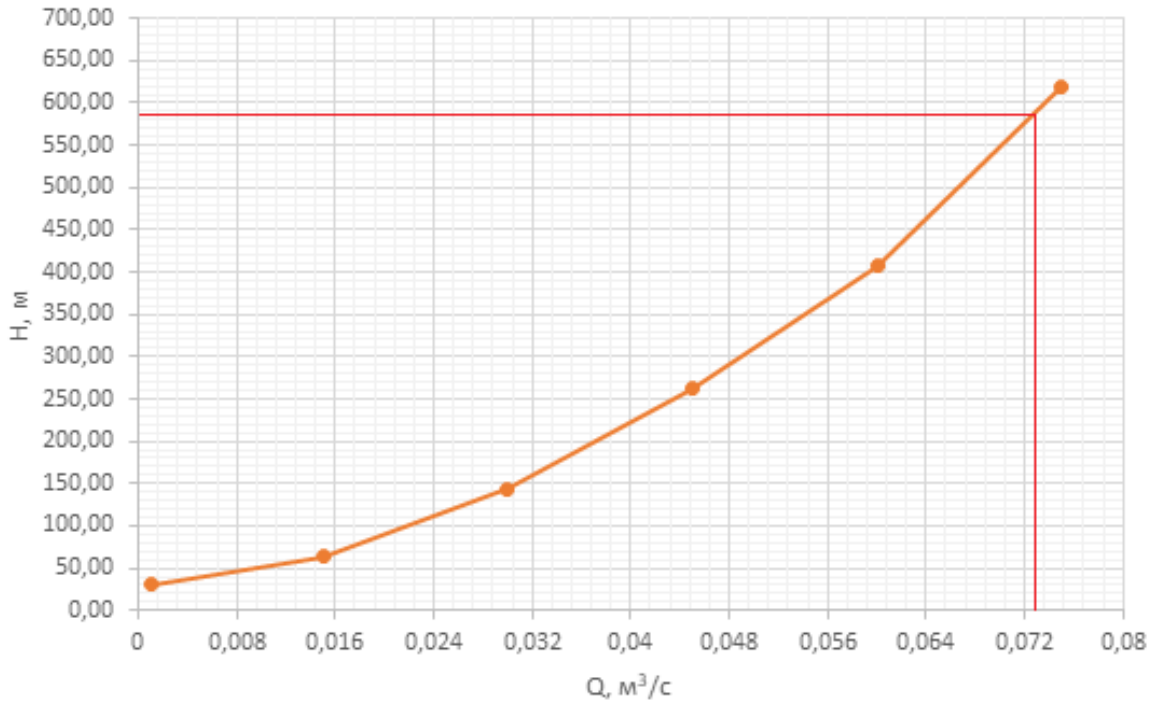

Рисунок 2 – Графическая зависимость напора от расхода в трубопроводе с учетом рельефа местности

На основании данных по напору на устье скважины, определяем пропускную способность трубопровода Q. В данном случае, $Q = 0,722$ м^3/с.

Выразим данную величину в м^3/ч. Для этого необходимо умножить пропускную способность трубопровода в м^3/с на 3600: $Q = 0,722 \cdot 3600 = 2599,2$ м^3/ч.

8.2 Расчет сложных трубопроводов «АГЗУ – УПН»

Расчет сложных трубопроводов осуществляем по методу, который предложил Лутошкин Георгий Сергеевич [6].

Произвольно выбранная скважина из предыдущего расчета подключена к АГЗУ. Кроме неё, к АГЗУ подключено ещё 3 скважины. Данный трубопровод относится ко второй категории сложных трубопроводов, т.е. является сборным коллектором переменного диаметра с распределенным поступлением продукции.

Необходимо найти пропускную способность сборного коллектора при максимальном режиме работы, а также определить режим течения и потери давления в сборном коллекторе при данном режиме работы.

Дано: длина линии $L = 650$ м, диаметр сборного коллектора $D_{\text{внеш. 2}} = 325$ мм $= 0,325$ м, толщина стенки сборного коллектора $\delta_2 = 8$ мм $= 0,008$ м, плотность нефти при 20 °С: $\rho = 699$ кг/м^3, динамическая вязкость в пластовых условиях $\mu = 0,00167$ Па $\cdot$ с [7], эквивалентная шероховатость труб по А. Д. Альтшулю $k_э = 0,2$ (для стальных труб с незначительной коррозией после очистки) [8], перепад высот составляет $\Delta z = 0$ м. Также учитывая результаты прошлого расчета, пропускная способность трубопровода (одной ветки) составляет $Q = 0,722$ м^3/с $= 2599,2$ м^3 / ч, диаметр трубопроводов скважин равный и составляет $D_{\text{вн. 1}} = 0,100$ м Для упрощения расчета, будем считать, что 3 другие скважины имеют такую же пропускную способность. Также, будем считать, что расстояние между участками подключения пренебрежимо мало, равно $l = 0$ м и на расчет не влияет.

Расчет начинаем с того, что составляем уравнение материального баланса:

$$Q_{\text{к}} = Q_{\text{н}} + Q_{\text{п}} = Q_{\text{н}} + \sum_{\text{i=1}}^{\text{n}} q_{\text{i}}\,, \tag{11}$$

где $Q_{\text{н}}$ – значение расхода продукции в начале трубопровода, м^3/с;

$Q_{\text{к}}$ – значение расхода продукции в конце трубопровода, м^3/ч;

$Q_{\text{п}}$ – значение общего количества поступающей продукции в единицу времени, м^3/ч;

q_{i} – значение количества поступающей продукции в единицу времени в i-том трубопроводе, м^3/ч;

n – количество трубопроводов, по которым осуществляется поступление продукции, шт.

Поставляя известные величины в формулу (11), получаем:

$$Q_{\text{к}} = 2599{,}2 + 2599{,}2 \cdot 3 = 10396{,}8 \text{ м}^3/\text{ч}\,.$$

Данную величину для дальнейших расчетов необходимо выразить в м^3/с. Для этого необходимо разделить пропускную способность трубопровода в м^3/ч на 3600: $Q_{к} = \dfrac{10396{,}8}{3600} = 2{,}89 \text{ м}^3/\text{с}\,.$

Внутренний диаметр сборного коллектора определяется по формуле:

$$D_{\text{вн. 2}} = D_{\text{внеш. 2}} - \delta_2 \cdot 2\,. \tag{12}$$

По формуле (12) рассчитаем внутренний диаметр сборного коллектора:

$$D_{\text{вн. 2}} = 0{,}325 - 0{,}008 \cdot 2 = 0{,}309 \text{ м}\,.$$

Определяем скорость течения продукции в сборном коллекторе:

$$\nu_{\text{i}} = \frac{4 \cdot Q_к}{\pi D_{\text{вн. 2}}{}^2}. \quad (13)$$

Подставляя известные значения в формулу (13), получаем:

$$\nu = \frac{4 \cdot 2{,}89}{\pi \cdot 0{,}309^2} = 38{,}538 \text{ м/с}.$$

Определяем числа Рейнольдса по формуле:

$$\text{Re} = \frac{\nu \cdot D_{\text{вн. 2}}}{\mu} \rho. \quad (14)$$

Подставляя известные значения в формулу (14), получаем для ν_1 следующие значения:

$$\text{Re} = \frac{38{,}538 \cdot 0{,}309}{0{,}00167} \cdot 699 = 4984348.$$

Для расчета коэффициента гидравлического сопротивления λ необходимо знать коэффициент относительной шероховатости сборного коллектора ε, а также границы областей турбулентного режима для данной трубы. Рассчитаем коэффициент относительной шероховатости сборного коллектора ε по формуле:

$$\varepsilon = \frac{k_э}{D_{\text{вн. 2}}}. \quad (15)$$

Проведем расчёт по формуле (15), предварительно переведя внутренний диаметр трубы из м в мм $D_{\text{вн. 2}} = 0{,}309$ м $= 309$ мм:

$$\varepsilon = \frac{0{,}2}{309} = 0{,}00065.$$

Определим границы областей турбулентного режима по формулам (5) и (6):

$$\mathrm{Re}_{\text{н}} = \frac{10}{0{,}00065} = 15384{,}6;$$

$$\mathrm{Re}_{\text{в}} = \frac{500}{0{,}00065} = 769230{,}8.$$

Так как получившиеся число Рейнольдса по формуле (14) больше, чем верхняя граница турбулентного режима в зоне гладкого трения, то режим сборного коллектора – турбулентный режим в зоне квадратичного трения.

Таким образом, подставляя значения для расчета коэффициента гидравлического сопротивления λ в формулу (8), получаем следующие значения:

$$\lambda = 0{,}11 \cdot 0{,}00065^{0{,}25} = 0{,}0176.$$

Определим потери давления по формуле:

$$\Delta p = \lambda \frac{L \cdot \nu}{2 \cdot D_{\text{вн. 2}}} \rho. \qquad (16)$$

Подставляя известные величины в формулу (16), получим:

$$\Delta p = 0,0176 \cdot \frac{650 \cdot 38,538}{2 \cdot 0,309} \cdot 699 = 498659 \text{ Па} = 0,499 \text{ МПа}.$$

8.3 Расчеты материального баланса и оборудования УПН

Для данного пункта расчета воспользуемся методикой расчета, предложенной Леонтьевым Сергеем Александровичем, Галикеевым Русланом Маратовичем и Тарасовым Михаилом Юрьевичем [9].

Подбор оборудования на УПН осуществляется на основании расчета материального баланса нескольких ступеней отчистки эмульсии и параметров оборудования. Дано: часовая производительность установки по жидкости $Q = 314,6$ т / ч, обводненность сырой нефти 32 % масс, содержание воды в товарной нефти – 0,5 % масс, содержание нефти в подтоварной воде – 0,3 % масс, плотность товарной нефти при 20 °С $\rho_{\text{н}}^{20} = 822$ кг/м^3, плотность пластовой воды при 20 °С – $\rho_{\text{в}}^{20} = 1139$ кг/м^3, динамическая вязкость товарной нефти при 20 °С $\mu_{20} = 8,36$ мПа · с, динамическая вязкость товарной нефти при 50 °С $\mu_{50} = 4,81$ мПа · с.

Химический состав нефти приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Химический состав нефти

Компонент	CO_2	N_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	i-C_4H_{10}	n-C_4H_{10}	i-C_5H_{12}	n-C_5H_{12}	Остаток	$\sum$
%, мол.	0,07	2,10	44,57	10,42	5,84	1,18	1,65	1,17	1,65	31,35	100

8.3.1 Материальный баланс первой ступени сепарации

Установим следующие термодинамические параметры работы рассматриваемого блока: абсолютное давление $P = 0,6$ МПа; абсолютная температура $t = 30$ °С.

Расчеты разгазирования нефти в сепараторах при данных давлениях с достаточной точностью можно производить по закону Рауля-Дальтона:

$$y'_{\text{i}} = K_{\text{i}} \cdot x'_{\text{i}}, \tag{17}$$

где y'_{i} – мольная доля i-го компонента в образовавшейся газовой фазе, находящегося в равновесии с жидким остатком;

x'_{i} – мольная доля этого же компонента в жидком остатке;

K_{i} – константа фазового равновесия i-го компонента при условиях сепарации (в данном случае при давлении $P = 0,6$ МПа и температуре $t = 30$ °С).

Для определения покомпонентного состава образовавшейся газовой (паровой) фазы используется уравнение:

$$y'_{\text{i}} = \frac{K_{\text{i}} \cdot z'_{\text{i}}}{1 + (K_{\text{i}} - 1) \cdot N'}, \tag{20}$$

где z'_{i} – мольная доля i-го компонента в исходной эмульсии;

N' – мольная доля отгона.

Поскольку $\sum_{\text{i=1}}^{\text{n}} y'_{\text{i}} = 1$, то получим:

$$\sum_{\text{i=1}}^{\text{n}} \frac{K_{\text{i}} \cdot z'_{\text{i}}}{1 + (K_{\text{i}} - 1) \cdot N'} = 1. \tag{21}$$

Данное уравнение используется для определения мольной доли отгона N' путем последовательного приближения при заданном составе исходной смеси z'_i, давлении и температуре сепарации.

Содержание углеводородов в эмульсии, молекулярная масса компонентов M_i и константы фазового равновесия для химических элементов K_i (справочные величины) с учетом условий сепарации приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные для расчета материального баланса первой ступени сепарации

Компонент смеси	CO_2	N_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	i-C_4H_{10}	n-C_4H_{10}	i-C_5H_{12}	n-C_5H_{12}	$C_6H_{14}+$	$\sum y_i$
z'_i	0,07	2,10	44,57	10,42	5,84	1,18	1,65	1,17	1,65	31,35	100
M_i, кг/моль	44	28	16	30	44	58	58	72	72	86	-
K_i	50,3	94,0	43,13	7,64	1,80	0,86	0,62	0,18	0,13	0,041	-

Далее, путем последовательного приближения при заданном составе исходной смеси z'_i определим величину N', при которой выполняется условие уравнения (21). Результат подбора заносим в таблицу 4.

Таблица 4 – Определение мольной доли отгона N'

Компонент	CO_2	N_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	i-C_4H_{10}	n-C_4H_{10}	i-C_5H_{12}	n-C_5H_{12}	Остаток	$\sum y_i$
$N' = 64,8$	0,001	0,032	0,679	0,150	0,069	0,011	0,014	0,004	0,005	0,034	1,000

Расчеты показали, что из 100 молей нефти в процессе сепарации выделится 64,8 молей газа.

Составим материальный баланс сепарации в молях на 100 молей нефти. Расчёт приведён в таблице 5.

Таблица 5 – Мольный баланс процесса сепарации первой ступени

Компонент смеси	Молярный состав сырой нефти z_i, %	Газ из сепаратора		Нефть из сепаратора, моли $(z'_i - N^{г}_{0i})$	Мольный состав нефти из блока сепараторов, % $x'_i = \frac{(z'_i - N^{г}_{0i}) \cdot 100}{\sum(z'_i - N^{г}_{0i})}$
		Молярная концентрация y_i	Моли $N^{г}_{0i} = N' \cdot y'_i$		
CO_2	0,07	0,001	0,069	0,001	0,002
N_2	2,10	0,032	2,088	0,012	0,034
CH_4	44,57	0,679	44,016	0,554	1,575
C_2H_6	10,42	0,150	9,728	0,692	1,965
C_3H_8	5,84	0,069	4,486	1,354	3,846
i-C_4H_{10}	1,18	0,011	0,723	0,457	1,298
n-C_4H_{10}	1,65	0,014	0,879	0,771	2,189
i-C_5H_{12}	1,17	0,004	0,291	0,879	2,497
n-C_5H_{12}	1,65	0,005	0,319	1,331	3,782
C_6H_{14} +	31,35	0,034	2,200	29,150	82,812
$\sum$	100	1,000	64,800	35,200	100,000

Массовый баланс сепарации в пересчете на массу на 100 молей нефти, приведён в таблице 6.

Таблица 6 – Массовый баланс процесса сепарации первой ступени

Компонент смеси	Молярный состав сырой нефти z_i, %	Массовый состав сырой нефти $M^{c}_{i} = z_i \cdot M_i$	Массовый состав газа из сепаратора $M^{г}_{i} = N^{г}_{0i} \cdot M_i$	Массовый состав нефти из сепаратора $M^{н}_{i} = M^{c}_{i} - M^{г}_{i}$	Масса выделившегося газа, относительно сырой нефти $R^{г}_{i} = 100 \cdot M^{г}_{i} / M^{c}_{i}$
CO_2	0,07	3,08	3,047	9,385	98,932
N_2	2,1	58,8	58,462	3437,575	99,425
CH_4	44,57	713,12	704,250	502214,883	98,756
C_2H_6	10,42	312,6	291,849	91232,088	93,362
C_3H_8	5,84	256,96	197,391	50721,532	76,818
i-C_4H_{10}	1,18	68,44	41,946	2870,753	61,288
n-C_4H_{10}	1,65	95,7	51,009	4881,547	53,301
i-C_5H_{12}	1,17	84,24	20,967	1766,220	24,889
n-C_5H_{12}	1,65	118,8	22,941	2725,372	19,310

Окончание таблицы 6

Компонент смеси	Молярный состав сырой нефти $z_i, \%$	Массовый состав сырой нефти $M_i^c = z_i \cdot M_i$	Массовый состав газа из сепаратора $M_i^г = N_{0i}^г \cdot M_i$	Массовый состав нефти из сепаратора $M_i^н = M_i^с - M_i^г$	Масса выделившегося газа, относительно сырой нефти $R_i^г = 100 \cdot M_i^г / M_i^с$
C_6H_{14} +	31,35	2696,1	189,213	510137,154	7,018
$\sum$	100	4407,84	1581,074	1169996,509	0,359

Рассчитаем среднюю молекулярную массу газа и его плотность по формулам:

$$M_{ср}^г = \sum M_i^г / \sum N_{0i}^г ; \quad (22)$$

$$\rho_г^{ну} = \frac{M_{ср}^г}{22,4}. \quad (23)$$

По формуле (22) и (23) получаем:

$$M_{ср}^г = \frac{1581,074}{64,800} = 24,399;$$

$$\rho_г^{ну} = \frac{24,399}{22,4} = 1,089 \text{ кг/м}^3.$$

При расчете сепарации нужно учитывать, что на данном этапе от эмульсии отделяется только газ. Исходя из этого, составляем материальный баланс блока сепарации с учётом обводненности нефти (обводненность 32 % масс. По исходным данным). Часовая производительность установки по жидкости составляет $Q = 314,6$ т / ч (по исходным данным).

Учитывая обводнённость, количество безводной нефти в этом потоке рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{н}} = 0,68 \cdot Q\,. \qquad (24)$$

Подставляя известные значения в формулу (24), получаем:

$$Q_{\text{н}} = 0,68 \cdot 314,6 = 213,93 \text{ т/ч}\,.$$

Количество газа, который будет отделяться от нефти, рассчитаем по формуле:

$$Q_{\text{г}} = R^{\text{г}}_{\text{см}} \cdot Q_{\text{н}}, \qquad (25)$$

где $R^{\text{г}}_{\text{см}}$ – массовая доля отгона на первой ступени. Равна $R^{\text{г}}_{\text{см}} = 0,359$.

По формуле (25) получаем:

$$Q_{\text{г}} = 0,359 \cdot 213,93 = 76,74 \text{ т/ч}\,.$$

Рассчитаем поток нефти, очищенной от газа, с производительностью $Q^{\text{сеп}}_{\text{н}}$ и поток нефти с обводнённостью, данной по начальным условиям, с общей производительностью $Q^{\text{сеп}}$:

$$Q^{\text{сеп}}_{\text{н}} = Q_{\text{н}} - Q_{\text{г}}; \qquad (26)$$

$$Q^{\text{сеп}} = Q^{\text{сеп}}_{\text{н}} + Q \cdot 0,32\,. \qquad (27)$$

Подставляя значения в формулы (26) и (27), получим:

$$Q^{\text{сеп}}_{\text{н}} = 213,93 - 76,74 = 137,19 \text{ т/ч};$$

$$Q^{\text{сеп}} = 137,19 + 314,6 \cdot 0,32 = 237,86 \text{ т/ч}.$$

Проверим правильность расчёта материального баланса выполнением следующего условия:

$$\sum Q^{\text{до сеп}} = \sum Q^{\text{после сеп}}. \quad (28)$$

Сумма продуктов после сепарации рассчитывается по формуле:

$$\sum Q^{\text{после сеп}} = Q^{\text{сеп}} + Q_{\text{г}}. \quad (29)$$

По формуле (29) получим:

$$\sum Q^{\text{после сеп}} = 237,86 + 76,74 = 314,6 \text{ т/ч}.$$

По формуле (28) условие выполняется. Данные по расчету блока сепарации первой ступени сводим в таблицу.

Таблица 7 – Материальный баланс сепарации первой ступени

Приход			Расход		
	% масс	т/ч		% масс	т/ч
Эмульсия:			Эмульсия:	75,61	
– нефть;	68	213,93	– нефть;	57,68	137,19
– вода.	32	100,67	– вода.	42,32	100,67
			Всего:	100	237,86
Итого:	100	314,60	Газ	24,39	76,74
			Итого:	100	314,60

8.3.2 Блок отстоя

Так как, по условиям, эмульсия имеет большую обводнённость, то мы должны предусмотреть технологией применение отстоя.

Зададим следующие условия: на выходе из блока отстоя первичный поток разделяется на неконденсированную нефть, где вода – 5%; нефть – 95% (по условиям работы О) и на подтоварную воду, где нефть – 0,1%; вода – 99,9%.

Обозначим, что $Q_{\text{н}}^{\text{от}} = H$ – количество неконденсированной нефти, а $Q_{в}^{\text{от}} = B$ – количество подтоварной воды. Составим систему уравнений:

$$Q^{\text{сеп}} \cdot R_{\text{н}}^{\text{сеп}} = 0,95 \cdot H + 0,001 \cdot B; \tag{30}$$

$$Q^{\text{сеп}} \cdot R_{\text{в}}^{\text{сеп}} = 0,05 \cdot H + 0,999 \cdot B, \tag{31}$$

где $R_{\text{н}}^{\text{сеп}}$ и $R_{\text{в}}^{\text{сеп}}$ – процентное содержание нефти и воды по массе в потоке сырой нефти, прошедшей первую ступень сепарации (таблица 8).

Решая эту систему, получаем:

$$H = \frac{Q^{\text{сеп}} \cdot R_{\text{н}}^{\text{сеп}} - 0,001 \cdot B}{0,95}; \tag{32}$$

$$B = \frac{Q^{\text{сеп}} \cdot R_{\text{в}}^{\text{сеп}} - \frac{0,05}{0,95} \cdot Q^{\text{сеп}} \cdot R_{\text{н}}^{\text{сеп}}}{0,999 - \frac{0,05 \cdot 0,001}{0,95}}. \tag{33}$$

Подставляя известные значения в формулу (33), получим:

$$B = \frac{237,86 \cdot \frac{42,32}{100} - \frac{0,05}{0,95} \cdot 237,86 \cdot \frac{57,68}{100}}{0,999 - \frac{0,05 \cdot 0,001}{0,95}} = 93,54 \text{ т/ч}.$$

По формуле (32) получим:

$$H = \frac{237,86 \cdot \frac{57,68}{100} - 0,001 \cdot 93,54}{0,95} = 144,32 \text{ т/ч}.$$

Правильность расчёта материального баланса блока отстоя определим выполнением следующего условия:

$$\sum Q^{\text{до}} = \sum Q_{\text{i}}^{\text{от}}. \quad (34)$$

Количество вещества до сепарации равно количеству после, значит:

$$Q_{\text{i}}^{\text{от}} = Q_{\text{н}}^{\text{от}} + Q_{\text{в}}^{\text{от}}. \quad (35)$$

Подставляя значения в формулу (35), получим:

$$Q_{\text{i}}^{\text{от}} = 144,32 + 93,54 = 237,86 \text{ т/ч}.$$

По формуле (34) условие выполняется. Данные по расчету блока отстоя сводим в таблицу.

Таблица 8 – Материальный баланс блока отстоя

Приход			Расход		
	% масс	т/ч		% масс	т/ч
Эмульсия:			Неконденсированная нефть:	60,67	
– нефть;	57,68	137,19	– нефть;	95	137,10
– вода.	42,32	100,67	– вода.	5	7,22
			Всего	100	144,32
			Подтоварная вода:	39,33	
			– вода;	99,9	93,45
			– нефть.	0,1	0,09
Итого	100	237,86	Всего	100	93,54
			Итого	100	237,86

8.3.3 Блок ЭДГ

Состав потока на выходе из блока ЭДГ должен соответствовать требованиям ГОСТ Р 51858 – 2002, а именно: товарная нефть: вода – 0,2 %; нефть – 99,8 %; подтоварная вода: нефть – 0,1 %; вода – 99,9 %.

Принимаем, что: $Q_{\text{н}}^{\text{дег}} = H$ – количество товарной нефти, а $Q_{\text{в}}^{\text{дег}} = B$ – количество подтоварной воды. Составим систему уравнений:

$$0,95 \cdot Q_{\text{н}}^{\text{от}} = 0,998 \cdot H + 0,001 \cdot B; \tag{36}$$

$$0,05 \cdot Q_{\text{н}}^{\text{от}} = 0,002 \cdot H + 0,999 \cdot B. \tag{37}$$

Аналогично блоку отстоя, решаем эту систему и получаем:

$$B = \frac{0,05 \cdot 144,32 - \frac{0,002}{0,998} \cdot 0,95 \cdot 144,32}{0,999 - \frac{0,002 \cdot 0,001}{0,998}} = 6,95 \text{ т/ч};$$

$$H = \frac{0,95 \cdot 144,32 - 0,001 \cdot 6,95}{0,998} = 137,37 \text{ т/ч}.$$

При соблюдении равенства (34) расчёт материального баланса ЭДГ выполнен правильно. По формуле (35) рассчитываем количество вещества после блока ЭДГ:

$$Q^{\text{посл}} = 137,37 + 6,95 = 144,32 \text{ т/ч}.$$

По формуле (34) условие выполняется. Данные по расчету блока отстоя сводим в таблицу.

Таблица 9 – Материальный баланс блока ЭДГ

Приход			Расход		
	% масс	т/ч		% масс	т/ч
Неконденсированная нефть:			Товарная нефть:	95,18	
– нефть;	95	137,10	– нефть;	99,8	137,10
– вода.	5	7,22	– вода.	0,2	0,27
			Всего	100	137,37
			Подтоварная вода:	4,82	
			– вода;	99,9	6,94
			– нефть.	0,1	0,01
Итого	100	144,32	Всего	100	6,95
			Итого	100	144,32

8.3.4 Общий материальный баланс установки

На основе материальных балансов отдельных стадий составляем материальный баланс УПН, представленный в таблице 10.

Таблица 10 – Общий материальный баланс установки

Приход			Расход		
	% масс	т/ч		% масс	т/ч
Эмульсия:			Товарная нефть:	43,66	
– нефть;	68	213,93	– нефть;	99,8	137,10
– вода.	32	100,67	– вода.	0,2	0,27
			Всего	100	137,37
			Газ	24,4	76,74
			Подтоварная вода:	31,94	
			– вода;	99,9	100,39
			– нефть.	0,1	0,10
			Всего	100	100,49
Итого	100	314,60	Итого	100	314,60

8.3.5 Расчет сепаратора первой ступени сепарации

Учитывая материальный баланс первой ступени сепарации, в НГС поступает пластовая нефть в количестве: $Q = 314{,}6$ т / ч, а выходит газ в количестве: $Q_{\text{г}} = 76{,}74$ т/ч. Для предварительного выбора НГС необходимо определить объемный расход жидкости и газа в нем.

Объемный расход жидкости рассчитаем по формуле:

$$V_{ж} = \frac{Q}{\rho_{эм}^{30}}, \tag{38}$$

где $\rho_{эм}^{30}$ – плотность поступающей пластовой нефти при $t = 30$ °С, кг/м^3.

Для определения плотности поступающей пластовой нефти, рассчитаем плотность эмульсии при $t = 20$ °С по уравнению аддитивности, зная соотношение нефти и воды:

$$\rho_{эм}^{20} = \frac{1}{\frac{0,68}{\rho_{н}^{20}} + \frac{0,32}{\rho_{в}^{20}}}. \tag{39}$$

Подставляя данные в формулу (39), получаем:

$$\rho_{эм}^{20} = \frac{1}{\frac{0,68}{822} + \frac{0,32}{1139}} = 902,37 \text{ кг/м}^3.$$

Абсолютную плотность эмульсии при $t = 30$ °С определим по двум уравнениям:

$$\rho_{эм}^{30} = \left(\frac{\rho_{эм}^{20}}{1000} - \alpha \cdot (t - 20) \right) \cdot 1000; \tag{40}$$

$$\alpha = 0,001838 - 0,00132 \cdot \frac{\rho_{эм}^{20}}{1000}. \tag{41}$$

По формулам (40) и (41) получаем:

$$\alpha = 0,001838 - 0,00132 \cdot \frac{902,37}{1000} = 0,00065;$$

$$\rho_{эм}^{30} = \left(\frac{902,37}{1000} - 0,00065 \cdot (30 - 20) \right) \cdot 1000 = 895,87 \text{ кг/м}^3.$$

Подставляя значения в формулу (39), получим:

$$V_ж = \frac{314,6 \cdot 1000}{895,87} = 351,17 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Для выбора НГС определим объемный расход газа при нормальных условиях:

$$V_г = \frac{Q_г}{\rho_г^{ну}}. \quad (42)$$

По формуле (42) получим:

$$V_г = \frac{76,74 \cdot 1000}{1,493} = 70468,32 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Выбираем НГС, обеспечивающий необходимую производительность по жидкости и газу. По характеристикам подходит горизонтальный сепаратор типа НГС-0,6-2400 [10]. Принимаем его к установке.

8.3.6 Расчет отстойного оборудования

Для нахождения необходимого количества О нужно предварительно рассчитать минимальный диаметр аппарата и минимальную длину зоны отстоя.

Минимальный диаметр О для обеспечения ламинарного течения эмульсии определяется по формуле:

$$D_{\min} = \frac{4 \cdot Q_{\text{i}}^{\text{от}} \cdot 1000}{3600 \cdot 2300 \cdot \pi \cdot \mu_{\text{эм}}^{30}} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{f(\varepsilon)}}, \quad (43)$$

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

$\mu_{\text{эм}}^{30}$ – динамической вязкости эмульсии при $t = 30$ °С.

Функция относительной высоты водяной подушки в зоне отстоя рассчитывается по формуле:

$$f(\varepsilon) = 0,5 \cdot \pi + (1 - \varepsilon) \cdot \sqrt{\varepsilon \cdot (2 - \varepsilon)} + \arcsin(1 - \varepsilon), \quad (44)$$

где ε – относительная высота водяной подушки, м. Установлено, что пропускная способность отстойника максимальна при $\varepsilon = 0,46$ м. Тогда по формуле (44) получается:

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

Из материального баланса стадии предварительного обезвоживания нефти следует, что в аппарат поступает эмульсия в количестве $Q_{\text{i}}^{\text{от}} = 237,86$ т/ч.

Для определения динамической вязкости эмульсии при $t = 30$ °С найдем динамическую вязкость нефти при $t = 30$ °С, которую определяем из уравнения:

$$\mu_{30} = 10^{\lg \mu_{20} \cdot \left(\frac{\lg \mu_{50}}{\lg \mu_{20}} \right)^{\frac{30-20}{20}}}. \quad (45)$$

Подставляя данные в формулу (45), получаем:

$$\mu_{30} = 10^{\lg 8{,}36 \cdot \left(\frac{\lg 4{,}81}{\lg 8{,}36}\right)^{\frac{30-20}{30}}} = 6{,}82 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

Динамическую вязкость эмульсии определяем по формуле:

$$\mu_{\text{эм}}^{30} = \frac{\mu_{30}}{(1-B)^{2{,}5}}, \tag{46}$$

где B – доля воды в эмульсии, $B = 0{,}32$.

По формуле (46) получим:

$$\mu_{\text{эм}}^{30} = \frac{6{,}82}{(1-0{,}32)^{2{,}5}} = 17{,}89 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

Подставляя значения в формулу (43), получим:

$$D_{\min} = \frac{4 \cdot 237{,}86 \cdot 1000}{3600 \cdot 2300 \cdot \pi \cdot 17{,}89 \cdot 10^{-3}} \sqrt{\frac{\pi}{2{,}596}} = 2{,}25 \text{ м}.$$

По результатам расчета необходим минимальный диаметр отстойника $D_{\min} = 2{,}25$ м. Максимальный диаметр стандартного отстойника составляет $D = 3{,}4$ м, поэтому в рассматриваемом примере необходим один отстойник. Минимальная длина зоны отстоя для обеспечения необходимого времени осаждения капель воды определяется по формуле:

$$L = \frac{h_{\text{ос}} \cdot \omega_{\text{ср}}}{\omega_{\text{ос}}}, \tag{47}$$

где $h_{\text{ос}}$ – высота зоны отстоя, м;

$\omega_{ср}$ – средняя горизонтальная скорость движения эмульсии в аппарате, м/с;

$\omega_{\text{ос}}$ – скорость стеснённого осаждения капель воды, м/с.

Высоту зоны отстоя определяем по формуле:

$$h_{\text{ос}} = D - h_{\text{в}}, \tag{48}$$

где $h_{\text{в}}$ – высота водяной подушки, м. Данная величина определяется по формуле:

$$h_{\text{в}} = \varepsilon \cdot \frac{D}{2}, \tag{49}$$

Подставляя значения в формулу (49), получим:

$$h_{\text{в}} = 0,46 \cdot \frac{3,4}{2} = 0,78 \text{ м}.$$

Подставляя значения в формулу (48), получим:

$$h_{\text{ос}} = 3,4 - 0,78 = 2,62 \text{ м}.$$

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

$$\omega_{\text{ср}} = \frac{V_{\text{вх}} + V_{\text{вых}}}{S}, \tag{50}$$

где $V_{\text{вх}}$ – скорость на входе отстойника, м^3/с;

$V_{\text{вых}}$ – скорость на выходе из отстойника, м^3/с;

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

Для отстойника с минимальным диаметром $D = 3,4$ м, $V_{вх} = 0,0544$ м^3/с. Для определения скорости на выходе из отстойника $V_{вых}$ используем формулу (38), однако после прохождения сепаратора первой ступени значение плотности поступающей пластовой нефти (эмульсии) при $t = 30$ °С $\rho_{эм}^{20}$ изменилось и теперь необходим пересчет. Пересчет осуществляем по формулам (40) и (41), однако после прохождения сепаратора первой ступени значение плотности эмульсии при $t = 20$ °С $\rho_{эм}^{20}$ изменится в результате изменения соотношения нефти (95%) и виды (5%). В результате значение плотности эмульсии при $t = 20$ °С $\rho_{эм}^{20}$ рассчитаем по формуле:

$$\rho_{эм}^{20} = \frac{1}{\frac{0,95}{\rho_{н}^{20}} + \frac{0,05}{\rho_{в}^{20}}}. \quad (51)$$

Подставляя значения в формулу (51), получим:

$$\rho_{эм}^{20} = \frac{1}{\frac{0,95}{822} + \frac{0,05}{1139}} = 833,60 \text{ кг/м}^3.$$

По формулам (40) и (41) получаем следующие результаты:

$$\alpha = 0,001838 - 0,00132 \cdot \frac{833,60}{1000} = 0,00074;$$

$$\rho_{эм}^{30} = \left(\frac{833,60}{1000} - 0,00074 \cdot (30 - 20) \right) \cdot 1000 = 826,2 \text{ кг/м}^3.$$

Из материального баланса стадии предварительного обезвоживания следует, что суммарный массовый расход эмульсии на выходе составляет $Q_{\text{i}}^{\text{от}} = 144,32$ т/ч. Подставляя значения в формулу (38), получим:

$$V_{\text{вых}} = \frac{144,32 \cdot 1000}{826,2} = 174,68 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Данное значение переводим в м^3/с путем деления на 3600: $V_{\text{вых}} = \frac{174,68}{3600} = 0,0485 \text{ м}^3/\text{с}$.

Площадь поперечного сечения для прохода эмульсии рассчитывается по формуле:

$$S = \frac{\pi \cdot D_{\text{экв}}^2}{4}, \tag{52}$$

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

Эквивалентный диаметр находится по следующей формуле:

$$D_{\text{экв}} = \frac{D}{\sqrt{\frac{\pi}{f(\varepsilon)}}}. \tag{53}$$

Подставляя известные значения в формулу (53), получим:

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

По формуле (52) получим:

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

Тогда в формуле (50) получается следующее значение:

$$\omega_{\text{ср}} = \frac{0{,}0544 + 0{,}0485}{7{,}5} = 0{,}014.$$

Скорость стеснённого осаждения капель воды рассчитывается на основе уравнения Стокса:

$$\omega_{\text{ос}} = \frac{d_{\text{деэм}}^2 \cdot g \cdot \left(\rho_{\text{в}}^{20} - \rho_{\text{н}}\right) \cdot \left(1 - B\right)^{4,7}}{18 \cdot \mu_{\text{н}}^{30}}, \quad (54)$$

где $\left(1 - B\right)^{4,7}$ – коэффициент, учитывающий стеснённость осаждения капель воды;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти на данном этапе, кг/м^3;

$d_{\text{деэм}}$ – диаметр капель воды в эмульсиях, обработанных деэмульгатором, м. Примем $d_{\text{деэм}} = 300 \cdot 10^{-6}$ м.

Среднее значение содержания воды в эмульсии в аппарате будет составлять:

$$B = \frac{W_{\text{вх}} + W_{\text{вых}}}{2 \cdot 100}, \quad (55)$$

где $W_{\text{вх}}$ и $W_{\text{вых}}$ – содержание воды в эмульсии на входе в отстойник и на выходе из него;

Содержание воды в эмульсии на входе в отстойник составляет $W_{вх} = 42,32\%$ масс., на выходе $W_{вых} = 5\%$ масс. Подставляя значения в формулу (55), получим:

$$B = \frac{42,32 + 5}{2 \cdot 100} = 0,237 .$$

Определим относительную плотность нефти при $t = 30$ °С, используя формулы (40) и (41) и $\rho_{н}^{20}$ вместо $\rho_{эм}^{20}$:

$$\alpha = 0,001838 - 0,00132 \cdot \frac{822}{1000} = 0,00075;$$

$$\rho_{н} = \left(\frac{822}{1000} - 0,00075 \cdot (30 - 20) \right) \cdot 1000 = 814,5 \text{ кг/м}^3 .$$

Подставляя известные значения в формулу (54), получим:

$$\omega_{ос} = \frac{\left(300 \cdot 10^{-6}\right)^2 \cdot 9,81 \cdot \left(1139 - 814,5\right) \cdot \left(1 - 0,237\right)^{4,7}}{18 \cdot 17,89 \cdot 10^{-3}} = 0,00024 \text{ м/с} .$$

По формуле (47) получим:

$$L = \frac{2,62 \cdot 0,014}{0,00024} = 152,83 \text{ м} .$$

По результатам расчета, принимаем к установке отстойник типа ОГ-200С [11]. Рассчитаем необходимое число аппаратов для обеспечения минимальной длины зоны отстоя по формуле:

$$n = \frac{L}{L_{\text{отс}}}, \tag{56}$$

где $L_{\text{отс}}$ – внутренняя длина отстойника, м. Равна $L_{\text{отс}} = 22,04$ м.

По формуле (56) получим:

$$n = \frac{152,83}{22,04} \approx 7 \text{ шт}.$$

8.3.7 Расчет ПТБ

Из материального баланса процесса предварительного обезвоживания нефти следует, что массовый расход эмульсии составляет $Q_{\text{н}}^{\text{от}} = 144,32$ т/ч. Принимаем для установки печь типа ПТБ-5-40Э [12], так как печь данного типа обеспечивает номинальную производительность по продукту.

9 Патентный обзор и анализ коммерческих предложений

Патентный обзор проводим по следующим видам оборудования: НГС, О; ПТБ.

В результате патентного поиска по различным патентным заявлениям на оборудование НГС, найдены следующие патенты: № 201353 [13], №193731 [14], №2700747 [15]. В результате анализа данных патентных заявок было выявлено, что патент № 201353 имеет преимущество, т.к. в данном изобретении реализовано повышение качества разделения вязкой газожидкостной эмульсии на фракции в сравнении с другими патентами.

По результатам патентного поиска оборудования О, найдены следующие актуальные патентные заявки: № 194354 [16], № 193380 [17] и № 184794 [18]. При анализе патентов выяснилось, что патент № 194354, в сравнении с другими аналогами, демонстрирует снижение сложности ремонтных и профилактических работ при обеспечении эффективной работы отстойника.

На основании патентного обзора, по оборудованию ПТБ были найдены следующие актуальные патенты: № 2748169 [19] и № 2748169 [20]. Сравнив две данные патентные заявки, выяснилось, что патент № 2748169 упрощает конструкцию, уменьшает металлоемкость, повышает эффективность и надежность работы ПТБ в сравнении с патентом № 2748169.

В результате расчетов было подобрано следующее оборудование: горизонтальный сепаратор типа НГС-0,6-2400, отстойник типа ОГ-200С и печь типа ПТБ-5-40Э. Соответственно, анализ коммерческих предложений осуществляем по этим видам оборудования. При анализе мы учитываем только стоимость оборудования без учета монтажа и доставки.

При анализе коммерческих предложений по НГС были найдены различные цены: 2284750 руб. [21] и 2564000 [22] руб. Отстойник типа ОГ-200С имеет следующие цены: 450000 руб. [23] и 300000 руб. [24]. Для ПТБ-5-40Э были найдены следующие цены: 5020553 руб. [25] и 3500000 руб. [26].

10 Безопасность и экологичность

Нефтегазовый комплекс – один из самых крупных отраслей промышленности страны. Данная отрасль характеризуется высокой вероятностью возникновения экологических, производственных и техногенных катастроф ввиду использования различного оборудования.

Для снижения различных аварий и чрезвычайных ситуаций на объектах и предприятиях нефтегазового сектора необходимо соблюдать требования, нормы и правила безопасности, обеспечивающие безопасность жизни людей и сохранения природной среды. Выполнение различных правил достигается не только охраной труда, но и различными техническими и экономическими мерами.

10.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Техническое перевооружение УПН включает в себя комплекс различных строительно-монтажных и организационно-технических мероприятий. Всё это связано с наличием опасных и вредных для здоровья и жизни людей производственных факторов, которые могут привести к гибели людей. Тщательная подготовка мероприятий и анализ опасных факторов способны предотвратить негативные последствия – остановку процесса, возникновение аварии, гибель людей и т.д.

На строительно-монтажных работах при техническом перевооружении заняты следующие рабочие: машинист автокрана (для перемещения различного оборудования), мастер (осуществление контроля работ), монтажник металлоконструкций и трубопроводов (монтаж технологических трубопроводов и металлоконструкций), слесарь по ремонту технологических установок (проведение ремонта, разборки и сборки установок, машин, агрегатов, проведение работ по обвязке, замене оборудования), сварщик

(соединение металлических конструкций и отдельных элементов различного оборудования), изолировщик (проведение работ по изоляции технологического трубопровода).

Анализ опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице 11 [27].

Таблица 11 – Опасные и вредные производственные факторы при проведении строительно-монтажных работ

№	Тип работ	Производственные факторы	
		Опасные	Вредные
1	Огневые работы	Высокая температура	Повышенный уровень теплового излучения, ожоги
2	Сварочные работы	Движущиеся электроды, высокая температура, искры и брызги шлака	Поражение электрическим током, отравление сварочными аэрозолями, повышенный уровень теплового излучения
3	Сборка и монтаж оборудования	Движущиеся механизмы, воздействие электрического тока	Повышенный уровень теплового излучения, обрушение оборудования и его опор
4	Погрузочно-разгрузочные работы	Движущиеся механизмы, острые кромки оборудования	Повышенный уровень шума и вибрации, опрокидывание и обрушение различных конструкций

По основному виду экономической деятельности установлен II класс профессионального риска, который характеризует уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию.

Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,3 % к начисленной оплате труда [28].

К возможным аварийным ситуациям при техническом перевооружении УПН относятся возможные поломки, остановки, отказы, перерывы в работе оборудования, обрушение строительных конструкций и оборудования.

10.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

ЮТМ расположено в Южно-Эвенкийском районе на севере Красноярского края, в 280 км от поселка Тура, на левом берегу реки Подкаменная Тунгуска. Расстояние от поселка Байкит до ЮТМ – 120 км. К югу от месторождения, на берегу реки Ангара расположены поселки Богучаны и Кодинск, расстояние до них 175…180 км. [29].

Климат региона – резко континентальный, климатический регион – Iб (IV). Данная территория характеризуется продолжительной зимой и коротким летом. Минимальная температура воздуха – минус 60 °С, максимальная – 38 °С. Преобладающее направление ветра – северо-западное, максимальная средняя скорость ветра за январь – 2,7 м/с [30].

Работы, в основном, проводятся на открытом пространстве, в светлое время суток. Для работников необходимо наличие теплой одежды и обуви, головного убора для предупреждения обморожения.

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды предусмотрены системы обогрева и вентиляции. Оптимальная температура воздуха поддерживается в пределах 17…20 °С [31].

На территории УПН для обогрева рабочего персонала установлены вагоны, оснащенные электрическими обогревателями, во вспомогательных и административно-бытовых зданиях обогрев и вентиляция предусматривается от котельной.

10.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Работы по перевооружению происходят на территории УПН. Площадь площадки, на которой проводятся работы, имеет площадь 26 тыс. м^2.

Помещение для отдыха персонала имеет площадь из расчета 0,2 м^2 на одного человека, но не менее 18 м^2 [32].

К показателям, характеризующим микроклимат в производственных помещениях, относят температуру воздуха, относительную влажность воздуха, скорость движения воздуха. Оптимальные условия устанавливаются из расчета комфортного пребывания персонала в помещении в течение рабочего дня.

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначаются для хранения уличной домашней и специальной одежды.

При работе на площадке УПН персонал не имеет контакта с вредными и агрессивными веществами. При проведении строительно-монтажных работ образуется пыль, предельно-допустимая концентрация (далее – ПДК) которой не должна превышать 10 мг/м^3 [33].

Источниками шума являются сварочные и ручные инструменты, краны, передвижная техника. При проведении работ уровень шума не должен превышать 80 дБ [34], фактически на площадке уровень шума достигает 76 дБ.

Источниками вибрации являются силовое энергетическое оборудование и машины, нормированное значение уровня вибрации – 81 дБ, по факту имеем 80 дБ [35].

Система вентиляции в производственных и бытовых помещениях (столовая, санузел) – естественная и механическая через вентиляционные камеры. Воздух при естественной вентиляции может поступать с пространства месторождения, в случае же наличия вредных концентраций веществ, в зонах непосредственного контакта с ними рекомендована принудительная вентиляция.

При обустройстве месторождений необходимо применять оборудование и машины с минимальными шумовыми и вибрационными характеристиками,

пользоваться необходимыми средствами коллективной и индивидуальной защиты – касками, наушниками, виброгасителями.

Температура воздуха контролируется термометрами, влажность – психрометрами, интенсивность воздухообмена замеряется анемометрами.

10.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Наибольшую опасность при проведении работ составляют технологическая аппаратура и трубопроводы, содержащие горючие пары, газы и нефть.

В таблице 12 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ, с которыми взаимодействуют работники при проведении работ по перевооружению УПН.

Таблица 12 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Вещества	
	Метан	нефть
Плотность по воздуху	0,5543	3,5
Температура самовоспаменения, °С	450	270…300
Температура вспышки	-	40…17
ПДК, мг/м^3	300	300
Класс опасности	4	3
Действие на организм	Токсическое действие	

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Грузоподъемность подъемного агрегата, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка должны соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта.

Для обеспечения безопасности людей и сохранности зданий и других сооружений, а также оборудования и материалов, находящихся в них, от разрушения, загорания и взрывов при прямых ударах молнии должна

устраиваться молниезащита [36].

Для борьбы с проявлениями вторичных молний, а также статического электричества, технологическая аппаратура и трубопроводы, содержащие горючие пары и газы, должны заземляться. Допускается использование заземляющих устройств электроустановок.

При установке электродвигателя на заземленной раме станка-качалки и обеспечении надежного контакта между ними дополнительного заземления не требуется.

10.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Причинами возникновения пожаров является несоблюдение правил пожарной безопасности, техники безопасности при проведении работ, правил эксплуатации оборудования, источниками – утечки и возгорание газа.

Концентрационные пределы воспламенения газа в смеси с воздухом выражаются в процентах объемной доли метана и составляют: нижний – 4,4 %, верхний – 17,0 % [37].

Электрооборудование площадки УПН имеет взрывозащищенное исполнение и уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны и категории взрывоопасной смеси.

Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается.

Пожарные извещатели устанавливаются в местах наиболее вероятного возникновения пожара, а также по периметру здания, автоматический сигнал поступает на блок автоматического управления.

На объекте имеются первичные средства пожаротушения:

– пенный огнетушитель ОХП-10 – 10 шт.;

– порошковый огнетушитель ОП-100 – 8 шт.;

– ящик с песком 0,5 $м^3$ – 6 шт.;

– лопаты – 6 шт.;

– багор – 3 шт.;

– блоки пожарных гидрантов – 3 шт.

10.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

УПН – комплекс сооружений, служащий для приема НГВС со скважин и АГЗУ, и подготовки нефти для транспорта с нефтепромысла различными способами. Обычно данный объект располагается недалеко от ПСП или, при его отсутствии, в непосредственной близости от сооружения, которым предполагается осуществлять транспорт нефти (пристань, автодорога, железнодорожный путь, магистральный трубопровод).

Данный объект по группам ГО относится к первой категории [38], наибольшая численность рабочей смены – 30 человек. Общая численность, с учетом работы УПН в 2 смены – 60 человек.

На данном комплексе сооружений осуществляются следующие различные технологические процессы: сепарация НГВС (1, 2-х или более ступенчатая); очистка ПНГ и его дальнейшее использование для нужд месторождения; очистка бытовых сточных вод и вод, поступивших на УПН непосредственно с нефтью; транспорт нефти далее, согласно технологическому процессу.

В качестве коммуникаций на территории УПН используется сеть Интернет, радиосвязь. Также существует сотовая связь, неиспользуемая для производства.

Электро- и теплоснабжение организованно автономно. Электроснабжение обеспечено газодизельной электростанцией и резервными источниками питания. Теплоснабжение осуществляется путем использования электрических нагревательных элементов.

Возможные аварийные ситуации на площадке УПН, предлагаемые решения по их исключению, а также основные поражающие факторы и их воздействие на работающих приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Анализ аварийных ситуаций

Аварийная ситуация	Последствия
Разгерметизация различных соединений трубопровода	Отравление рабочих газом и парами нефти
Замыкание электрической цепи	Удар электрическим током, термические ожоги
Неисправность грузоподъемного оборудования	Травмы различного характера у рабочих и повреждение оборудования

Для исключения указанных ситуаций необходимо постоянно контролировать параметры газовоздушный среды.

Так как на территории УПН существуют различные источники для образования вторичных факторов поражения, а именно склад горючесмазочных материалов, необходимо предусмотреть их защиту на время проведения строительно-монтажных работ.

Списки инструментов, средств индивидуальной защиты, материалов, необходимых для ликвидации аварий, находятся в аварийных шкафах (помещениях), с указанием их количества и основной характеристики.

Индивидуальные средства защиты включают:

– каску;

– специальные сапоги или ботинки с жестким подноском;

– защитные очки;

– средства защиты слуха;

– непромокаемый костюм;

– комбинезон;

– непромокаемые перчатки или рукавицы [39].

При возникновении аварийной ситуации руководитель работ (объекта) или ответственный исполнитель должен подать сигнал тревоги и оповестить вышестоящие организации.

Мероприятиями, способствующими защите работающих и повышению устойчивости производства, являются проведение инструктажей на рабочих местах перед допуском к работе, проверка знаний персонала, оказание своевременной медицинской помощи в чрезвычайных ситуациях, применение рациональных схем расположения оборудования, автоматизация производства.

10.7 Экологичность проекта

При проведении работ по перевооружению присутствуют выбросы вредных веществ. При работе техники и различного монтажного оборудования образуются углекислый газ и другие вещества, которые негативно сказываются на состоянии окружающей среды. Также, при монтаже оборудования, остатки нефти и газа, застаивающиеся в изгибах труб, под действием перепадов давления и температур, способны выбрасываться во внешнюю окружающую среду. Влияние данных факторов на атмосферный воздух, воду и почву представлено в таблице 14.

Таблица 14 – Источники загрязнения атмосферного воздуха, воды и почвы

Среда	Источники загрязнения
Воздух	Выбросы вредных веществ – сажа, ртуть, хром, углекислый газ, метан
Вода	
Почва	Сажа, пыль, отходы

На основании анализа источников и сред загрязнения, можно предложить следующие меры по уменьшению влияния рабочих процессов на окружающую среду:

– очистка выбросов;

– повторное использование сточных вод путем фильтрации различными методами (биологическая фильтрация, механическая, химическая);

– применение малоотходных технологий;

11 Экономическая часть

В данной дипломной работе планируется перевооружение оборудования УПН на более новое с целью увеличения эффективности очистки НГВС, уменьшения количества оборудования, что, в свою очередь, приведёт к уменьшению затрат на обслуживание и ремонт оборудования.

Опираясь на различную техническую информацию, на территории УПН установлено следующее оборудование:

Вариант №1 (действующий):

– НГС типа НГС-1,6-3000 в составе 2 шт. (1 рабочий и 1 резервный);

– ТФС типа ТФС-200-1,6 в составе 2 шт. (1 рабочий и 1 резервный);

– КСУ типа КСУ-1,0-3000 в составе 2 шт. (1 рабочий и 1 резервный);

– ПТБ типа ПТБ-10Э в составе 2 шт. (1 рабочий и 1 резервный);

– О типа ОГ-200С в составе 2 шт. (1 рабочий и 1 резервный);

– ЭДГ типа ЭДГ-200 в составе 2 шт. (1 рабочий и 1 резервный);

– КС типа КСУ-1,0-3000 в составе 2 шт. (1 рабочий и 1 резервный).

Вариант №2 и вариант №3 (предлагаемый):

– НГС типа НГС-0,6-2400 в составе 2 шт. (1 рабочий и 1 резервный);

– ПТБ типа ПТБ-5-40Э/А в составе 2 шт. (1 рабочий и 1 резервный);

– О типа ОГ-200С в составе 8 шт. (7 рабочий и 1 резервный);

– ЭДГ типа ЭДГ-200 в составе 2 шт. (1 рабочий и 1 резервный)

Варианты №2 и № 3 отличаются по поставщикам.

Нужно отметить, что кроме данного оборудования, существует другое основное и вспомогательное оборудование, однако, в данной работе оно не рассматривается и соответственно, остаётся неизменным. Всё остальное оборудование рассматривается к замене.

В дипломной работе проведем расчет единовременных и эксплуатационных затрат на приобретение оборудования на УПН и обслуживание сравниваемых вариантов.

11.1 Определение капитальных вложений

11.1.1 Определение стоимости оборудования

Расчет стоимости оборудования, установленного на УПН, представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Состав и стоимость оборудования, установленного на УПН (вариант №1)

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Цена с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб.	Источник цен (прайс или сайт)
I. Оборудование стоимостью более 40000 руб. за единицу						
1	НГС-1,6-3000	шт.	2	3671655	7343310	[40]
2	ТФС-200-1,6	шт.	2	550000	1100000	[41]
3	КСУ-1,0-3000	шт.	2	500000	1000000	[42]
4	ПТБ-10Э	шт.	2	6151500	12303000	[25]
5	ОГ-200С	шт.	2	300000	600000	[23]
6	ЭДГ-200	шт.	2	450000	900000	[43]
7	КСУ-1,0-3000	шт.	2	500000	1000000	[42]
Итого:					24246310	

Вариант №2 расчета стоимости оборудования для перевооружения УПН представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Состав и стоимость оборудования для перевооружения УПН (вариант №2)

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Цена с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб.	Источник цен (прайс или сайт)
I. Оборудование стоимостью более 40000 руб. за единицу						
1	НГС-0,6-2400	шт.	2	2284750	4569500	[21] «Завод Пензэнергомарш»
2	ПТБ-5-40Э	шт.	2	3500000	7000000	[26] ЗАО «Нефтьспецконструкция»
3	ОГ-200С	шт.	8	300000	2400000	[24] «Завод Пензэнергомарш»
4	ЭДГ-200	шт.	2	450000	900000	[43] «Технопарк»
Итого:					14869500	

Вариант №3 расчета стоимости оборудования для перевооружения УПН представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Состав и стоимость оборудования для перевооружения УПН (вариант №3)

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Цена с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб.	Источник цен (прайс или сайт)
I. Оборудование стоимостью более 40000 руб. за единицу						
1	НГС-0,6-2400	шт.	2	2564000	5128000	[22] ООО «СПЕЦХИММАШ»
2	ПТБ-5-40Э	шт.	2	5020553	10041106	[25] ООО НПО «Армгазинвест»
3	ОГ-200С	шт.	8	450000	3600000	[23] ООО ПК «Химмаш»
4	ЭДГ-200	шт.	2	450000	900000	[43] «Технопарк»
Итого:					19669106	

11.1.2 Определение затрат на установку оборудования

Для установки всех трех вариантов оборудования необходим персонал, а именно: машинист автокрана, мастер, монтажник металлоконструкций и трубопроводов, слесарь по ремонту технологических установок, сварщик, изолировщик. Заработные платы представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Персонал, необходимый для установки оборудования

Должность	Кол-во	Оклад, руб./мес	Районный коэффициент 30 % от оклада, руб.	Северная надбавка 30 % от оклада, руб.	Вредные условия труда, 4 % от оклада, руб.	Месячный фонд основной заработной платы, руб.	Годовой фонд основной заработной платы, руб.
Машинист автокрана [44]	1	85000	25500	25500	3400	139400	1672800
Мастер [45]	1	90000	27000	27000	3600	147600	1771200
Монтажник металлоконструкций и трубопроводов [46]	1	65000	19500	19500	2600	106600	1279200

Окончание таблицы 18

Должность	Кол-во	Оклад, руб./мес	Районный коэффициент 30 % от оклада, руб.	Северная надбавка 30 % от оклада, руб.	Вредные условия труда, 4 % от оклада, руб.	Месячный фонд основной заработной платы, руб.	Годовой фонд основной заработной платы, руб.
Слесарь по ремонту технологических установок [47]	2	85000	25500	25500	3400	278800	3345600
Сварщик [48]	1	82000	24600	24600	3280	134480	1613760
Изолировщик [49]	2	62000	18600	18600	2480	203360	2440320
Итого:	8	x	x	x	x	1010240	12122880

Произведем расчет страховых взносов за год, которые составляют 30% от заработной платы по формуле (57):

$$СВ = ФОТ \cdot 0,3, \quad (57)$$

где $ФОТ$ – годовой фонд оплаты труда, руб.

По формуле (57) получаем:

$$СВ = 12122880 \cdot 0,3 = 3636864 \text{ тыс. руб.}$$

11.2 Определение затрат на обслуживание оборудования

Для обслуживания всех трёх вариантов оборудования необходим персонал, представленный в таблице 19.

Таблица 19 – Персонал, обеспечивающий работу оборудования

Должность	Кол-во	Оклад, руб./мес	Районный коэффициент 30 % от оклада, руб.	Северная надбавка 30 % от оклада, руб.	Вредные условия труда, 4 % от оклада, руб.	Месячный фонд основной заработной платы, руб.	Годовой фонд основной заработной платы, руб.
Мастер [45]	2	90000	27000	27000	3600	295200	3542400
Слесарь по ремонту технологических установок [47]	2	85000	25500	25500	3400	278800	3345600
Оператор технологический [50]	12	80000	24000	24000	3200	1574400	18892800
Механик [51]	2	90000	27000	27000	3600	295200	3542400
Итого	18	х	х	х	х	2443600	29323200

Произведем расчет страховых взносов за год, которые составляют 30% от заработной платы по формуле (57). В итоге получаем:

$$СВ = 29323200 \cdot 0,3 = 8796960 \text{ тыс. руб.}$$

11.3 Расчет амортизационных отчислений

Сумма амортизационных отчислений $\sum_{\text{Аморт}}$ начисляется линейным методом, рассчитывается по формуле:

$$\sum_{\text{Аморт}} = \frac{C_{\text{ОС}} \cdot H_{\text{а}}}{100\%}, \quad (58)$$

где $C_{\text{ОС}}$ – первоначальная стоимость основного оборудования без НДС, руб

$H_{\text{а}}$ – годовая норма амортизационных отчислений, %.

$$H_{\text{а}} = \frac{100}{\text{Ср.службы}}. \quad (59)$$

По формулам (58) и (59) рассчитаем амортизационные отчисления для трех вариантов. Расчёты представлены в таблице 20, 21 и 22.

Таблица 20 – Годовые амортизационные отчисления по оборудованию (вариант №1)

Виды основных средств	Кол-во, шт	Цена единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
1. Здания и сооружения:	-	-	-	-	-
Итого:	х	х	х	х	х
2. Оборудование:					
НГС-1,6-3000	2	3059712,50	20	5	305971,25
ТФС-200-1,6	2	458333,33	10	10	91666,667
КСУ-1,0-3000	2	416666,67	10	10	83333,333
ПТБ-10Э	2	5126250,00	10	10	1025250
ОГ-200С	2	250000,00	20	5	25000
ЭДГ-200	2	375000,00	10	10	75000
КСУ-1,0-3000	2	416666,67	10	10	83333,333
Итого:	х	х	х	х	1689554,58
Всего:	14	х	х	х	1689554,58

Таблица 21 – Годовые амортизационные отчисления по оборудованию (вариант №2)

Виды основных средств	Кол-во, шт	Цена единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
1. Здания и сооружения:	-	-	-	-	-
Итого:	х	х	х	х	х
2. Оборудование:					
НГС-0,6-2400	2	1903958,33	20	5	190395,83
ПТБ-5-40Э	2	2916666,67	10	10	583333,33
ОГ-200С	8	250000	20	5	100000,00
ЭДГ-200	2	375000,00	10	10	75000
Итого:	х	х	х	х	948729,17

Окончание таблицы 21

Виды основных средств	Кол-во, шт	Цена единицы, без НДС руб.	Срок эксплуата-ции, лет	Годовая норма амортиза-ции, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
Всего:	14	х	х	х	948729,17

Таблица 22 – Годовые амортизационные отчисления по оборудованию (вариант №3)

Виды основных средств	Кол-во, шт	Цена единицы, без НДС руб.	Срок эксплуата-ции, лет	Годовая норма амортиза-ции, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
1. Здания и сооружения:	-	-	-	-	-
Итого:	х	х	х	х	х
2. Оборудование:					
НГС-0,6-2400	2	2136666,667	20	5	213666,67
ПТБ-5-40Э	2	4183794,167	10	10	836758,83
ОГ-200С	8	375000	20	5	150000,00
ЭДГ-200	2	375000,00	10	10	75000
Итого:	х	х	х	х	1275425,50
Всего:	14	х	х	х	1275425,50

Амортизационные отчисления по годам для всех вариантов приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Амортизационные отчисления по годам (вариант №1)

Показатель	Вариант №1	Вариант №2	Вариант №3
Основные средства, стоимость более 40 тыс.руб.	1689554,58	948729,17	1275425,50

11.4 Определение затрат на электроэнергию

На территории УПН находится собственная газодизельная электростанция, расчет затрат на электроэнергию, которую использует оборудование, не проводится.

11.5 Затраты на транспортировку

Перевозку осуществляем грузовиками КамАЗ, МАЗ, Рено, Вольво и т.п., учитывая габариты оборудования. Цена – 28 руб./км с НДС [52]. При рассчете необходимо учитывать, что ПТБ-5-40Э и ПТБ-10Э поставляется в несобранном виде, в связи с чем её массу можно разделить на 2 части. Также нужно учитывать, что доставка будет осуществляться по грунтовой трассе, которая будет доступна только зимой и летом из-за таяния снега и размыва дороги. Учитывая это, в данной работе предложено сделать сборным пунктом оборудования г. Красноярск, как наиболее близкий крупный населённый пункт с большим доступом способов доставки оборудования (речной, железнодорожный, авиатранспорт). Так как производители оборудования регламентируют, что доставка оборудования до места назначения включена в стоимость товара, то, в связи с этим фактом, затраты на транспортировку оборудования до места сбора не рассчитываются. Затраты на транспортировку оборудования отражены в таблице 24.

Таблица 24 – Затраты на транспортировку

Показатель	Вариант №1	Вариант №2	Вариант №3
Количество оборудования, шт.	14	14	14
Количество грузовиков, шт.	16	16	16
Расстояние транспортировки, км	890 [53]	890	890
Тариф на перевозку без НДС, руб./км.	23,33	23,33	23,33
Затраты на транспортировку, тыс. руб.	20766,67	20766,67	20766,67

В результате анализа результатов расчета можно сделать вывод о том, что затраты на транспортировку оборудования у всех трех сравниваемых вариантов одинаковы.

11.6 Итог расчетов

Результаты расчетов сведем в одну обзорную таблицу.

Таблица 25 – Результаты расчетов

Статья затрат	№1	№2	№3
	Затраты при перевооружении УПН	Затраты при перевооружении УПН (вариант, рекомендуемый к внедрению)	Затраты при перевооружении УПН
Приобретение оборудования, руб	24246310	14869500	19669106
Монтаж оборудования, руб	12122880	12122880	12122880
Обслуживание оборудования, руб	29323200	29323200	29323200
Транспортировка оборудования, руб	20766,67	20766,67	20766,67
Фонд оплаты труда, руб	41446080	41446080	41446080
Страховые взносы, руб	12433824	12433824	12433824
Амортизационные отчисления, руб:	1689554,58	948729,17	1275425,50
Итого, руб	121282615,3	111164979,8	116291282,2

По результатам расчета составим сравнительную диаграмму, которую представим на рисунке 3.

Рисунок 3 – Сравнительная диаграмма затрат на перевооружение УПН: 1 – вариант №1 (действующий), 2 – вариант №2 (рекомендуемый к внедрению), 3 – вариант №3 (предлагаемый)

Опираясь на результаты расчетов, можно наблюдать, что, в сравнении с вариантом №1, наиболее выгодны варианты №2 и №3. Сравнивания варианты №2 и №3 (одна схема, но разные поставщики), можно понять, что наиболее выгоден вариант №2. Учитывая это, можно сделать вывод о том, что предложенная схема перевооружения УПН эффективна и в дальнейшем может быть рассмотрена при проведении данных работ как один из вариантов к перевооружению.

12 Техническое предложение

На основании результатов технологических и экономических расчетов можно выдвинуть следующее техническое предложение по перевооружению УПН:

– НГС типа НГС-0,6-2400 от компании «Завод Пензэнергомарш» [21];

– ПТБ типа ПТБ-5-40Э от компании ЗАО «Нефтьспецконструкция» [26];

– О типа ОГ-200С от компании «Завод Пензэнергомарш» [24];

НГС-0,6-2400 от компании «Завод Пензэнергомарш» представлен на рисунке 4.

Рисунок 4 – НГС-0,6-2400 от компании «Завод Пензэнергомарш»

ПТБ-5-40Э от компании ЗАО «Нефтьспецконструкция» представлена на рисунке 5.

Рисунок 5 – ПТБ-5-40Э от компании ЗАО «Нефтьспецконструкция»

ОГ-200С от компании «Завод Пензэнергомарш» представлен на рисунке 6.

Рисунок 6 – ОГ-200С от компании «Завод Пензэнергомарш»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате данной работы был выполнен анализ особенностей ЮТМ, изучен процесс добычи нефти, исследованы стадии и процесс подготовки нефти на месторождении, выполнен анализ схемы УПН и имеющееся на данной установке основное технологическое и вспомогательное оборудование.

В работе были рассчитаны простые и сложные трубопроводы, материальный баланс УПН, а также характеристики НГС, О и ПТБ.

На основании расчетов подобрано современное технологическое оборудование для перевооружения УПН: НГС-0,6-2400, ПТБ-5-40Э, ОГ-200С. Также было сформировано техническое предложение. В разделе «Экономическая часть» был вычислен экономический эффект от перевооружения УПН согласно предложенной схеме в сравнении с уже имеющейся.

Таким образом, выполнена цель работы, а именно – предложено альтернативное оборудование подготовки углеводородного сырья к транспорту с учетом современных достижений науки и техники, охраны окружающей среды, при условии наличия технической и экономической возможности его применения.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;

БДР – блок дозирования реагентов;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

БКУ – блок компрессорных установок;

ГКС – газокомпрессорная станция;

ГС – газовый сепаратор;

КС – концевой сепаратор;

КСНД - компрессорная станция низкого давления;

КСУ – концевая сепарационная установка;

КФЗ – комплекс зажигания факела;

НГВС – нефтегазоводяная смесь;

НГС – нефтегазовый сепаратор;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

О – отстойник;

ПСП – приемо-сдаточный пункт;

ПТБ – печь блочная трубчатая;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

СИКГ – система измерений количества и качества газа;

СИКН – система измерения количества и качества нефти;

ТО – теплообменник;

ТФС – трехфазный сепаратор;

УПН – установка подготовки нефти;

УПОГ – установка предварительного отбора газа;

УСТН – установка сепарации трубная наклонная;

ЭДГ – электродегидратор;

ЮТМ – Юрубчено-Тохомское месторождение;

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 ГОСТ Р 58367 – 2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование. – Введ. 15.04.2019. – Москва : Стандартинформ, 2019. – 124 с.

2 Юрубчено-Тохомское НГКМ (нефтегазоконденсатное месторождение) [Электронный ресурс] : «Глобал Сервисез» – маркетинговая компания – Режим доступа: https://bbgl.ru/station/930

3 Об утверждении классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов : федер. закон Российской Федерации от 1 ноя. 2013 г. № 477-ФЗ // Российская газета. – 2013. – 17 янв.

4 Об утверждении временных положения и классификаций : федер. закон Российской Федерации от 7 фев. 2001 г. № 126-ФЗ // Российская газета. – 2001. – 23 фев.

5 Достовалов, В. В. Обоснование методики оптимизации размещения поисково-оценочных скважин в пределах сложнопостроенных нефтегазовых месторождений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции с использованием нейронного анализа (на примере Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления) : дис. … кан гео.-мин. наук : 01.06.15 / Достовалов Виталий Владимирович. – Новосибирск, 2015. – 125 с.

6 Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учебник / Г. С. Лутошкин. – Москва, 2005.

7 Арутюнян, А. С. Геологические основы для проектирования Юрубченно-Тохомского месторождения / А. С. Арутюнян, Е. О. Петрушин // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования / ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». – 2019. – №2. – С. 16-17

8 Сокольников, А. Н. Трубопроводы нефти, нефтепродуктов и газа : учебно-методические указания к курсовому проектированию / А. Н. Сокольников, О. Н. Петров, Н. Н. Малышева. – Красноярск : СФУ, 2016. – 42 с.

9 Галикеев, Р.М. 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.

10 Нефтегазовый сепаратор НГС-0,6-2400 с рабочим давлением 0,6 МПа, диаметром 2400 мм. [Электронный ресурс] : ООО «СПЕЦХИММАШ» – каталог товаров – Режим доступа: https://shm.su/catalog/neftegazovye-separatory-ngs-ngsv/ngs-0-6-2400/

11 Отстойник ОГ 200С [Электронный ресурс] : «Салюс» – каталог товаров – Режим доступа: https://salus-ural.ru/oborudovanie/neftegazovoe/otstojnik-gorizontalnyj-og-200s/

12 Печь трубчатая блочная ПТБ-5-40Э [Электронный ресурс] : «Салюс» – каталог товаров – Режим доступа: https://salus-ural.ru/oborudovanie/nagrevatelnoe/pech-trubchataya-blochnaya-ptb-5-40e/

13 Нефтегазовый сепаратор со сбросом воды для вязких газожидкостных эмульсий [Электронный ресурс] : «Федеральный институт промышленной собственности» – патентная база данных – Режим доступа: https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?facesredirect=true&id=135140fe4b54a4427735d114930c5b1d

14 Нефтегазовый сепаратор [Электронный ресурс] : «Федеральный институт промышленной собственности» – патентная база данных – Режим доступа: https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=f6ccd76e3ba417967f7657083a45f7bd

15 Нефтегазовый сепаратор со сбросом воды [Электронный ресурс] : «Федеральный институт промышленной собственности» – патентная база данных – Режим доступа: https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=cf3a2f12399aa075d41a1fe2545e80c9

16 Отстойник нефти [Электронный ресурс] : «Федеральный институт промышленной собственности» – патентная база данных – Режим доступа:

https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?facesredirect=true&id=b1a223552155bcec4dbfe2e26fd8648b

17 Отстойник для внутрипромысловой подготовки нефти [Электронный ресурс] : «Федеральный институт промышленной собственности» – патентная база данных – Режим доступа: https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?facesredirect=true&id=842d5285c7c2348b19b17c43d8a4206e

18 Отстойник для внутрипромысловой подготовки нефти [Электронный ресурс] : «Федеральный институт промышленной собственности» – патентная база данных – Режим доступа: https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?facesredirect=true&id=0a70ca863d09413335ff4998d4cc4c90

19 Трубчатый подогреватель [Электронный ресурс] : «Федеральный институт промышленной собственности» – патентная база данных – Режим доступа: https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=142ce1d7f3d77d837ed614862ff262a3

20 Трубчатый подогреватель [Электронный ресурс] : «Федеральный институт промышленной собственности» – патентная база данных – Режим доступа:https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?facesredirect=true&id=a77d9c216a36c957f7c92902df212d53

21 Нефтегазосепаратор НГС-2400 [Электронный ресурс] : ООО «Завод Пензэнергомарш» – сайт производителя – Режим доступа: https://zavodpem.ru/product/ngs-2400/

22 Нефтегазовый сепаратор НГС-0,6-2400 с рабочим давлением 0,6 МПа, диаметром 2400 мм [Электронный ресурс] : ООО «СПЕЦХИММАШ» – сайт производителя – Режим доступа: https://shm.su/catalog/neftegazovye-separatory-ngs-ngsv/ngs-0-6-2400/

23 Отстойники от производителя [Электронный ресурс] : ООО ПК «Химмаш» – сайт производителя – Режим доступа: https://penzahim.ru/emkosti/otstoyniki/

24 Отстойник нефти [Электронный ресурс] : ООО «Завод Пензэнергомарш» – сайт производителя – Режим доступа: https://penzenergomash.com/otstojnik-nefti-g9063071

25 Прайс-лист на нефтегазовое оборудование [Электронный ресурс] : ООО НПО «Армгазинвест» – сайт производителя – Режим доступа: http://armgasinvest.ru/catalog/detail/prajs-list_na_neftegazovoe_oborudovanie/

26 Печи подогрева нефти [Электронный ресурс] : ЗАО «Нефтьспецконструкция» – сайт производителя – Режим доступа: http://www.nsk-oil.com/price/pechi-podogreva-nefti.php

27 ГОСТ 12.0.003 – 2015 Системы стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – Введ. 01.03.2017. – Москва : Стандартинформ, 2016. – 16 с.

28 Мусияченко, Е. В. Безопасность жизнедеятельности / учебно-метод. пособ. // Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016. – 47 с.

29 Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение [Электронный ресурс] : «Каталог минералов» – журнал – Режим доступа: http://www.catalogmineralov.ru/deposit/yurubcheno_tohomskoe_mestorozhdenie/

30 СП 131.13330.2018 Строительная климатология. – Введ. 29.05.2019. – Москва : Стандартинформ, 2019. – 114 с.

31 ГОСТ 12.1.005 – 88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 50 с.

32 СанПиН 2.2.4.548 – 96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы. – Введ. 01.10.1996. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2001. – 20 с.

33 СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности. – Введ. 01.07.2015. – Москва : ФГБУ ВНИИПО МЧС России, 2015. – 25 с.

34 СП 37.13330.2012 Промышленный транспорт. – Введ. 01.01.2013. – Москва : Минрегион России, 2011. – 202 с.

35 Предельно-допустимые концентрации ядовитых газов, паров и пыли в воздухе рабочих помещений [Электронный ресурс] : АО «Кодекс» – Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/902139978

36 ГОСТ 12.1.003 – 2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 01.11.2015. – Москва : Стандартинформ, 2015. – 27 с.

37 ГОСТ 12.1.012 – 2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.2008. – Москва : Стандартинформ, 2010. – 20 с.

38 ГОСТ 12.4.011 – 89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – Введ. 01.07.1990. – Москва :ИПК Издательство стандартов, 2000. – 8 с.

39 ГОСТ 30852.19 – 2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования. – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 26 с.

40 Нефтегазосепаратор НГС-3000 [Электронный ресурс] : ООО «Завод Пензэнергомарш» – сайт производителя – Режим доступа: https://zavodpem.ru/product/ngs-3000/

41 Трехфазный сепаратор ТФС-200-1,6 объёмом 200 м^3 и рабочим давлением 1,6 МПа [Электронный ресурс] : ООО «СПЕЦХИММАШ» – сайт производителя – Режим доступа: https://shm.su/catalog/trekhfaznye-separatory-tfs/tfs-200-1-6/

42 Концевая сепарационная установка (КСУ) [Электронный ресурс] : АО «МНГИ» – сайт производителя – Режим доступа: https://mngi.su/oborudovanie/emkostnoe_separacionnoe_oborudovanie/koncevaya-separacionnaya-ustanovka/?utm_source=energybase

43 Электродегидраторы [Электронный ресурс] : «Технопарк» – сайт производителя – Режим доступа: http://tehnoeo.ru/product/jelektro/

44 Машинист крана автомобильного (КМУ) [Электронный ресурс] : SuperJob – сайт объявлений – Режим доступа: https://krasnoyarsk.superjob.ru/vakansii/mashinist-krana-avtomobilnogo-31568869.html

45 Мастер строительно-монтажных работ (СМР) , филиал в г.Мурманске [Электронный ресурс] : Группа компаний HeadHunter – сайт объявлений – Режим доступа: https://ufa.hh.ru/vacancy/44717221?utm_source=russia.trud.com&utm_medium=meta&utm_campaign=RU_paid_cpc_applicant_feed_magic%28count%29

46 Монтажник металлоконструкций и технологических трубопроводов (вахта, север) [Электронный ресурс] : SuperJob – сайт объявлений – Режим доступа: https://clck.ru/VJrb2

47 Слесарь по ремонту технологических установок [Электронный ресурс] : SuperJob – сайт объявлений – Режим доступа: https://clck.ru/VJrgj

48 Сварщик (НАКС, СК, НГДО) [Электронный ресурс] : SuperJob – сайт объявлений – Режим доступа: https://clck.ru/VJrk3

49 Изолировщик [Электронный ресурс] : SuperJob – сайт объявлений – Режим доступа: https://clck.ru/VJrn7

50 Оператор технологических установок 4 разряда [Электронный ресурс] : Группа компаний HeadHunter – сайт объявлений – Режим доступа: https://nefteyugansk.hh.ru/vacancy/44815955?utm_source=russia.trud.com&utm_medium=meta&utm_campaign=RU_paid_cpc_applicant_feed_magic%28count%29

51 Механик [Электронный ресурс] : Группа компаний HeadHunter – сайт объявлений – Режим доступа: https://chita.hh.ru/vacancy/44808481?utm_source=russia.trud.com&utm_medium=meta&utm_campaign=RU_paid_cpc_applicant_feed_magic%28count%29

52 Цены на перевозку грузов [Электронный ресурс] : «ООО ТК Золотой путь» – сайт компании – Режим доступа: http://avtoperevozki-ru.ru/tarify.html

53 Яндекс карты [Электронный ресурс] : ООО «Яндекс» - картографический сервис – Режим доступа: https://clck.ru/VJvxu

54 СТО 4.2-07 – 2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Введ. 30.12.2013. – Красноярск : СФУ, 2014. – 60 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

« 11 » июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Техническое перевооружение установки подготовки нефти на месторождении

Руководитель 10.06.21 доцент, канд. техн. наук О. Н. Петров

Выпускник Ленских 08.06.21 А. В. Ленских

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Техническое перевооружение установки подготовки нефти на месторождении»

Консультанты по разделам:

Экономическая часть И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Техническое перевооружение установки подготовки нефти на месторождении» содержит 81 страницу текстового документа, 6 иллюстраций, 25 таблиц, 59 формул, 54 использованных источника, 6 листов графического материала.

РАСЧЕТ УПН, УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ЭМУЛЬСИЯ, ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОР.

Объект работы – установка подготовки нефти №1 Юрубченно-Тохомского месторождения.

Цель работы: предложение альтернативного оборудования подготовки углеводородного сырья к транспорту с учетом современных достижений науки и техники, охраны окружающей среды, при условии наличия технической и экономической возможности его применения.

Задачи работы:

– исследовать схему сбора и подготовки нефти;

– проанализировать номенклатуру используемого оборудования на установке подготовки нефти;

– предложить альтернативные оборудование и технологию процесса подготовки нефти на основании расчетов;

– определить экономические затраты и безопасность вносимых изменений в технологический процесс подготовки нефти.

В ходе выполнения работы были рассчитаны простые и сложные трубопроводы, материальный баланс установки подготовки нефти, нефтегазовый сепаратор, отстойник и печь трубчатая блочная.

В экономической части определены объемы капитальных вложений и эксплуатационных затрат, приведены расчеты экономической эффективности инвестиций.

На основании данных расчетов было сформировано техническое предложение.