

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
Анализ эффективности подготовки нефти на нефтегазокоденсатном месторождении «Х» (Томская область)	

УДК 622.276.8-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Никонов Андрей Алексеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРNM	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.-м.н.		

Томск – 2017 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождения
Профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ГРНМ
_____ Чернова О.С.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗГ	Никонов Андрей Алексеевич

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	22.03.2017 г. 1959/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Пакет геологической и геофизической информации по нефтегазоконденсатному месторождению «Х», технологический регламент, параметры работы УПН, химические свойства нефти</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<i>1. Характеристика нефтегазоконденсатного месторождения «Х» 2. Общая характеристика схем УПН, унифицированные технологические схемы, эффективность подготовки нефти 3. Моделирование процесса подготовки нефти на УПН в Aspen HYSYS, анализ полученных данных, оптимизация технологического процесса 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность</i>

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	08.02.2017 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			08.02.2017 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Никонов Андрей Алексеевич		08.02.2017 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Г	Никонов Андрей Алексеевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1.Стоимость полученных нефтепродуктов	Расчет сметной стоимости, полученной прибыли в результате оптимизации технологической схемы по рыночной стоимости нефти.
2.Нормы и нормативы расходования нефтепродуктов на УПН	Часовые расходы нефтепродуктов, проходящих через УПН.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Расчет экономических параметров подготовки нефти	Производится расчет подготовки нефти.
Расчет экономического эффекта после оптимизации работы УПН	Расчет экономической прибыли после оптимизации УПН.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Сравнение двух схем подготовки нефти.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Пожарницкая О.В.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Г	Никонов Андрей Алексеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ НА
УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗГ	Никонов Андрей Алексеевич

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:	Рабочая зона – Х нефтегазоконденсатное месторождение, в частности установка подготовки нефти и газокompрессорная станция. Вредные факторы – утечки токсичных и вредны веществ в атмосферу, отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны, повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. Опасные факторы – статическое электричество, электрическая дуга и металлические искры при сварке. Негативные воздействия на окружающую природную среду – загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы. Чрезвычайные ситуации – взрывы, пожары на установке.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	Нормативно-правовые акты Российской федерации, нормативно-технические, «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	Углеводороды, входящие в состав попутного нефтяного газа и нефти, образуют с воздухом взрывопожароопасные смеси, а их повышенная концентрация в рабочей зоне создает опасность для здоровья персонала. Безопасная эксплуатация производства подразумевает использование средств коллективной и индивидуальной защиты.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды	Возникновение статического электричества вследствие трения слоев нефти. Средства защиты: заземление, уменьшение скорости налива. Источниками пожарной опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании. Пожарную опасность при

	сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места.
3. Охрана окружающей среды:	Оценка воздействия месторождения на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние поверхностных вод. Характеристика месторождения как источника образования отходов производства и потребления. Комплекс мер по охране окружающей среды.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях:	Оценка и прогнозирование чрезвычайных ситуаций. Описание возможных источников пожара. Характеристика мероприятий по защите персонала промышленного объекта в случае возникновения взрыва или пожара.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию	Таблицы: взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры БЖД	Немцова О.А.	ассистент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Г	Никонов Андрей Алексеевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования: бакалавриат
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений
Период выполнения: весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2017
--	------------

Дата текущего контроля*	Название раздела / вид работы	Процент выполнения
18.03.2017	Введение	5
26.03.2017	Литературный анализ сведений о типовых схемах УПН	10
28.03.2017	Постановка цели и определение задач исследования	5
3.04.2017	Геологическая часть: характеристика месторождения, его геологические и геолого-физические свойства	10
14.04.2017	Характеристика метода и объекта исследования	5
16.04.2017	Моделирование процесса подготовки нефти на УПН	30
	Анализ и обсуждение результатов	10
11.05.2017	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	5
	Раздел «Социальная ответственность»	5
17.05.2017	Заключение	5
1.06.2017	Реферат, аннотация	2
	Предварительная защита дипломной работы	—
12.06.2017	Написание пояснительной записки	2
13.06.2017	Подготовка доклада	3
14.06.2017	Оформление презентации	3
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Носова О.В.			

Согласовано:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРHM	Чернова О.С.	к.г.-м.н., доцент		

РЕФЕРАТ

Данная выпускная квалификационная работа состоит из 69 страниц, 17 рисунков и 17 таблиц.

Ключевые слова: УПН, сепарация, моделирование, подготовка, оптимизация.

Объектом исследования являются параметры работы установка подготовки нефти (УПН) на нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) «Х», а предметом исследования УПН НГКМ «Х».

Целью работы является анализ эффективности подготовки на нефтегазоконденсатном месторождении «Х» и подбор оптимальных параметров работы УПН.

В работе представлены сведения о геолого-физических характеристиках, геофизических исследованиях, составе газа и воды месторождения «Х».

Актуальность данной работы обоснована экономической целесообразностью увеличения выхода товарной нефти и уменьшению потерь нефтепродуктов.

В процессе исследования изучались зависимости эффективности использования различных параметров сепарации нефти, проводилась оценка влияния различных параметров на свойства получаемой нефти, произведен расчет экономической эффективности использования оптимальных параметров сепарации.

Данная работа может быть применена на предприятии «Томскгазпром» для увеличения экономической рентабельности добычи нефти.

Данные исследования имеют практическое значение для дальнейшей работы с целью создания оптимального универсального варианта УПН для нефтегазоконденсатных месторождений на территории Российской Федерации.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

КСУ – концевая сепарационная установка
БКС – блочная компрессорная станция
ГКС – газокompрессорная станция
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
ГКМ – газоконденсатное месторождение
УЭЦН – установка электроцентробежных насосов
УПН – установка подготовки нефти
УПТНГВ – установка подготовки и транспортировки нефти газа и воды
ФВД – факел высокого давления
ФНД – факел низкого давления
УПВ – установка подготовки воды
БКНС – блочная кустовая насосная станция
БАПР – блок автоматической подачи реагента
БИР – блок измерительно регулирующий
ПП – путевой подогреватель
ОН – отстойник нефти
ОВ – отстойник воды
ГС – газовый сепаратор
ГПЗ – газоперерабатывающий завод
УПТГ – установка подготовки топливного газа
ШФЛУ – широкие фракции легких углеводородов
УКПГ – установка комплексной подготовки газа

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА «Х»	
МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	13
1.1 Общие сведения о месторождении	
1.2 Краткая геологическая характеристика.....	
1.3 Геолого-промысловая характеристика пластов, залежей	
1.4 Состояние запасов нефти	
1.5 Характеристика сырья, реагентов и товарной продукции.....	
1.6 Состояние разработки	
2 ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ	14
3 ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА УПН.....	20
3.1 Повышение эффективности работы УПН путем подбора оптимальных параметров для технологической установки.	24
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	32
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ.....	35
5.1 Профессиональная социальная безопасность	35
5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	36
5.2.1 Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу.....	36
5.2.2 Отклонения показателей климата на открытом воздухе	38
5.2.3 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	39
5.2.4 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	42
5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	43
5.3.1 Статическое электричество.....	43

5.3.2 Электрическая дуга и металлические искры при сварочных работах	44
5.3.3 Экологическая безопасность	45
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	46
5.4.1 Пожарная и взрывная безопасность.....	46
5.4.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	49
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	51
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	53

ВВЕДЕНИЕ

В сложившихся экономических условиях и осложнениях при добыче нефти, нефтегазодобывающие компании всё чаще ищут пути уменьшения затрат и увеличения прибыли за счет сокращения расхода ресурсов или оптимизации технологических процессов. К тому же количество трудноизвлекаемых запасов увеличивается и рентабельность нефтегазодобычи уменьшается.

Целью работы является анализ эффективности подготовки нефти на НГКМ «Х» и подбор оптимальных параметров работы УПН.

Объектом исследования является УПН на НГКМ «Х», а предметом исследования являются параметры работы УПН на НГКМ «Х».

Практическая значимость исследования заключается в предложении оптимальных параметров работы УПН НГКМ «Х». Подбор параметров проводился на основании анализа результатов, полученных после построения модели установки подготовки нефти НГКМ «Х». Адаптивная модель была построена при помощи компьютерной моделирующей программы ASPEN HYSYS 8.8.

Полученные результаты могут быть применены в дальнейшем для оптимизации работы ОАО «Томскгазпром» в целях повышения экономической эффективности подготовки за счет увеличения количества нефти без ухудшения качества.

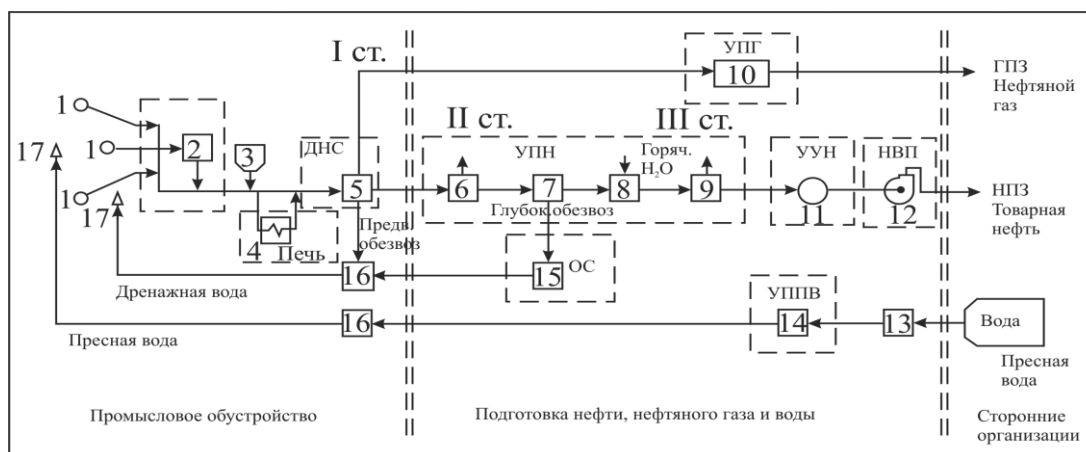
В результате работы было выявлено, что при использовании оптимальных параметров увеличивается выход товарной нефти на 4 %.

Актуальность данной работы обусловлена ее практической значимостью.

1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА «Х»
МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2 ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

Принципиальная технологическая схема сбора промышленной продукции, транспорта и подготовки скважинной продукции представлена на рисунке 2.1 (по Дунюшкину).



Рисунке 2.1 – Принципиальная технологическая схема сбора промышленной продукции, транспорта и подготовки скважинной продукции.

I ст, II ст, III ст – первая, вторая и третья ступени разгазирования нефти; АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка, ДНС – дожимная насосная станция; УПН – установка подготовки нефти; УПГ – установка подготовки нефтяного газа; УУН – узел учета нефти; НВП – насосы внешней перекачки; ГПЗ – газоперерабатывающий завод; НПЗ – нефтеперерабатывающий завод; УППВ – установка подготовки пресной воды;

1 – добывающие скважины; 2 – замерная установка; 3 – блок подачи реагента; 4 – подогрев продукции; 5 – трехфазный делитель (ДНС с предварительным сбросом воды); 6 – вторая ступень разгазирования нефти; 7 – ступень глубокого обезвоживания сырой нефти; 8 – ступень обессоливания; 9 – стабилизация нефти; 10 – УПГ; 11 – УУН; 12 – НВП; 13 – водозабор; 14 – УППВ; 15 – очистные сооружения; 16 – кустовая насосная станция (КНС); 17 – нагнетательные скважины

Продукция скважин 1 поступает на АГЗУ 2. Блок дозирования химических реагентов 3 (деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, солеотложения и т.д.) может быть смонтирован в любой точке промысловой системы транспорта на участке от скважины до УПН. При сборе высокостыивающей или высоковязкой нефти для обеспечения их постоянной текучести применяются различные подогреватели. Подогрев продукции скважин в выкидных линиях

производится устьевыми подогревателями. Для подогрева продукции скважин в нефтегазосборных трубопроводах применяются путевые подогреватели или трубопроводные нагреватели.

Первая ступень сепарации нефтяного газа производится на ДНС 5. Отделяемый нефтяной газ первой ступени сепарации направляется на УПГ 10 и далее потребителю.

Установка подготовки нефти включает последовательный комплекс технологических процессов:

- полное разгазирование нефти,
- «глубокое» обезвоживание нефти до норм качества по ГОСТ Р 51858–2002,
- обессоливание нефти до норм качества по ГОСТ Р 51858–2002,
- стабилизацию нефти, т.е. снижение ее давления насыщенных паров (ДНП) ниже 66,7 кПа при 37,8 °С.

Разгазирование нефти в сепараторе 6 представляет собой вторую ступень сепарации нефтяного газа.

Далее товарная нефть направляется на узел контроля ее качества и коммерческого учета ее количества 11. После оформления документов товарная нефть насосами внешней перекачки 12 поступает транспортной (как правило, трубопроводной) организации для ее доставки до НПЗ.

Если скважинная продукция обводнена более, чем на 20% масс., то на ДНС должно осуществляться предварительное обезвоживание (сепарация нефти и воды) скважинной продукции. При этом основное технологическое требование действующих норм заключается в том. Чтобы сбрасываемые пластовые воды имели качество, обеспечивающее их закачку в продуктивные горизонты без дополнительной очистки и направление их непосредственно на КНС 16 системы ППД.

При глубоком обезвоживании нефти 7 дренажная вода направляется на очистные сооружения (ОС) 15, где нефтепромысловые сточные воды очищаются от остаточной капельной нефти и механических примесей до показателей

качества воды, обеспечивающих оптимальную закачку их в продуктивные пласты. С очистных сооружений вода направляется на КНС 16, откуда она по высоконапорным водоводам поступает в нагнетательные скважины 17.

На основании обобщения опыта эксплуатации и научных исследований в отрасли разработаны унифицированные технологические схемы по сбору и подготовке нефти, газа и воды.

В основу этих схем положено совмещение в системе герметизированного нефтегазосбора процессов транспорта и подготовки продукции скважин для ее последующего разделения в специальном оборудовании при максимальном концентрировании основного оборудования по подготовке нефти, газа и воды на центральных нефтесборных пунктах. Это дает возможность автоматизировать промысловые объекты с наименьшими капитальными вложениями.

Современные унифицированные системы сбора и подготовки нефти отличаются от описанной принципиальной технологической схемы только в деталях.

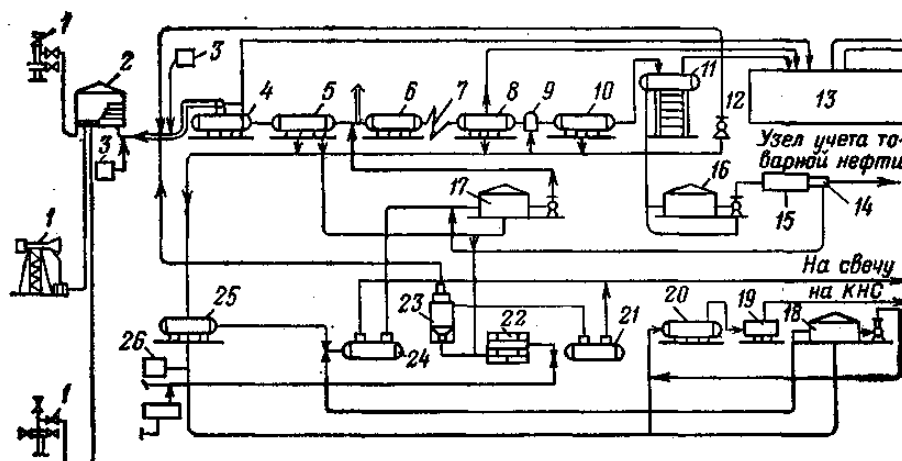
Существует несколько вариантов унифицированных технологических схем. Например:

1. первая ступень сепарации размещается на площадке ДНС, осуществляется предварительное обезвоживание нефти при давлении I ступени сепарации. Качество сбрасываемой пластовой воды должно удовлетворять требованиям к ее закачке в трещиновато-пористые коллекторы как наиболее распространенные;

2. на месторождении размещается сепарационная установка без сброса воды.

Унифицированные технологические схемы предусматривают различные сочетания процессов герметизированного сбора и подготовки нефти, газа и воды для обеспечения требуемого качества продукции при минимальных эксплуатационных и капитальных затратах.

Основной вариант унифицированной схемы комплекса нефтедобывающего района приведен на рисунке 2.2.



Рисунке 2.2 – Унифицированная технологическая схема комплекса сбора и подготовки нефти, газа и воды

Продукция нефтяных скважин по выкидным линиям поступает на групповую замерную установку 2 типа «Спутник», где измеряют дебит нефти, газа и воды. На групповой установке в поток газоводонефтяной смеси с помощью блока подачи реагента 3 вводят реагент-деэмульгатор для разрушения нефтяной эмульсии в промысловых трубопроводах. От групповых замерных установок по нефтегазосборным коллекторам продукция скважин поступает на центральный пункт сепарации (ЦПС), в котором происходят все операции по разделению и подготовке нефти, газа и воды. Подача продукции скважин на ЦПС и через все его технологические блоки осуществляется, как правило, за счет энергетических возможностей продуктивных пластов или установок механизированной добычи нефти.

На ЦПС перед сепараторами первой ступени 4 предусмотрено устройство для предварительного разделения газа и нефти, а также подача реагента-деэмульгатора с помощью блока подачи реагента 3 и горячей воды от аппаратов глубокого обезвоживания и обессоливания.

Нефтяной газ из сепаратора первой ступени 4 поступает на установку подготовки газа 13, а жидкая продукция – в емкость предварительного сброса воды 5, где от нефти отделяют свободную пластовую воду. Далее нефть

поступает на установку глубокого обезвоживания и обессоливания, состоящую из печи 6, каплеобразователя 7, отстойника 8, смесителя 9, в котором нефть смешивается с чистой водой, и электродегидрататора 10. Каплеобразователь 7 представляет собой систему трубопроводов, в которых подбором определенных турбулентных режимов течения достигается укрупнение мелких капель за счет их слияний при столкновениях под действием турбулентных пульсаций. Аппараты для глубокого обезвоживания и обессоливания нефти должны, как правило, работать с отбором нефтяного газа, выделяющегося из нефти при нагреве и снижении давления.

Окончательное разгазирование обезвоженной и обессоленной нефти проводят в концевых сепараторах 11. Нефтяной газ, отделяемый от нефти в отстойнике 8, электродегидрататоре 10 и концевом сепараторе 11, направляется на установку подготовки газа 13.

Кондиционная нефть из концевого сепаратора 11 поступает на прием насосов и направляется на узел учета нефти 15, включающий влагомер 14. Для аварийных ситуаций предусмотрен резервуар товарной нефти 16.

Часть горячей воды, отделяемой от нефти на установке глубокого обезвоживания и обессоливания нефти, насосом 12 закачивают в поток газодонефтяной смеси, поступающей на ЦПС. Остальная вода из установки глубокого обезвоживания и обессоливания нефти вместе с пластовой водой, отделяемой от нефти в емкости предварительного сброса воды 5, поступает на установку подготовки воды, где сначала проходит блок очистки 25, в котором от нее отделяется капельная нефть. Затем в воду добавляют ингибитор коррозии с помощью блока подачи ингибитора 26, после чего она проходит блок дегазатора с насосом 20, узел замера расхода воды 19 и направляется на кустовую насосную станцию для использования в системе поддержания пластового давления. Для аварийных ситуаций предусмотрен резервуар пластовой воды 18 и насос 12.

Уловленная в блоке очистки 25 капельная нефть, пройдя блок приема и откачки уловленной нефти 24 и резервуар некондиционной нефти 17, насосом закачивается в поток нефти, поступающей на установку подготовки нефти.

Установка подготовки воды включает также узел подготовки сточных вод, состоящий из блока приема и откачки стоков 21, емкости шламонакопителя 22, мультигидроциклона 23.

3 ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА УПН

Технологическая схема УПН КНГКМ обеспечивает безопасную эксплуатацию, возможность ремонта, проведения необходимых исследований, разгазирование продукции скважин, сбор и хранение нефти в резервуарах, замер товарной продукции и выдачу ее потребителю (рисунок 3.1).

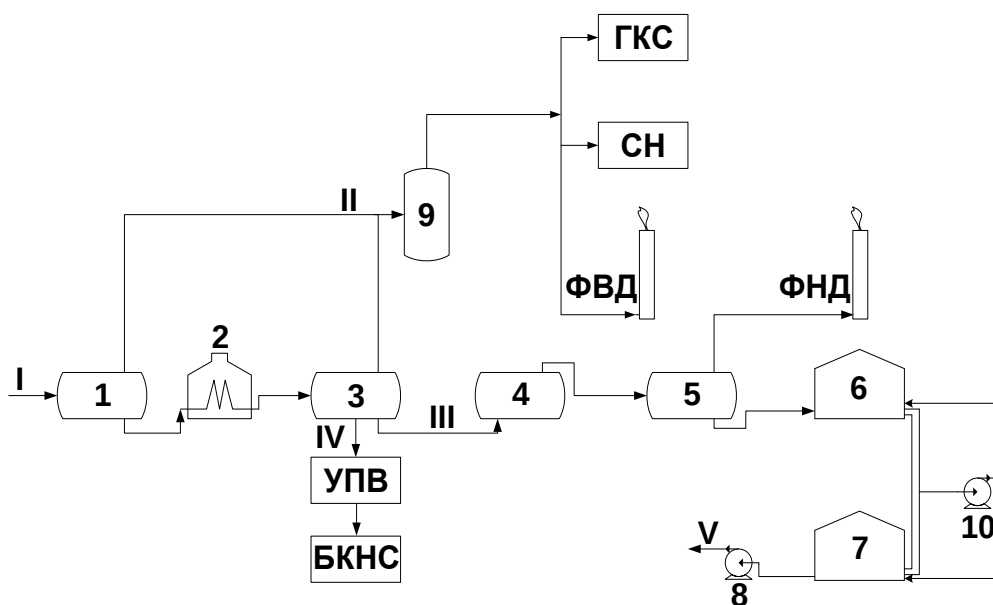


Рисунок 3.1– Технологическая схема УПН.

1 - первая ступень сепарации, сепаратор С1; 2 - подогреватель нефти ПП; 3 - вторая ступень сепарации, трехфазный сепараторе С2; 4 - горизонтальный отстойник нефти ОН; 5 - концевой сепаратор КС; 6 - сырьевой резервуар Р1; 7 - товарный резервуар Р2; 8 - насос внешней перекачки Н1; 9 - газосепаратор ГС; 10 - насос внутренней перекачки Н2; I - газожидкостная смесь с кустовых площадок; II - газ высокого давления; III - обезвоженная нефть; IV - подтоварная вода; V - нефтепровод ОАО «АК Транснефть».

На УПН последовательно проводятся следующие технологические операции:

- прием нефтегазоводяной смеси;
- сепарация нефти в две ступени;
- обезвоживание и обессоливание;
- сепарация на концевой ступени;

- сжигание аварийных и постоянных сбросов на факелах высокого и низкого давления;
- прием и учет товарной нефти;
- подача товарной нефти в промысловый нефтепровод.

Продукция скважин с кустовых площадок по соответствующим трубопроводам поступает на площадку подключения. Сборные коллекторы расположены на площадке подключения и представляют собой трубный узел с врезками подводящих нефтесборных трубопроводов (с учетом перспективы). Для улучшения процесса деэмульсации нефти и отделения пластовой воды, а также для борьбы с парафиноотложением и коррозией в трубопровод нефтегазоводяной смеси после сборного коллектора предусмотрена подача деэмульгатора и ингибитора парафиноотложения и коррозии с блока дозирования реагентов БАПР, установленного на площадке подключения.

После площадки подключения нефтегазоводяная смесь поступает на технологическую площадку УПН. Установка включает в себя:

- нефтегазосепараторы;
- нефтегазосепараторы со сбросом воды;
- подогреватель нефти;
- горизонтальные отстойники нефти, полнопоточные;
- сепаратор концевой ступени;
- блок измерительно-регулирующий (БИР);
- насосная внешней и внутренней перекачки с узлом учета нефти;
- сепараторы газовые;
- фильтр коалесцер;
- факельные установки высокого (ФВД) и низкого давления (ФНД);
- блок автоматической подачи реагента;
- резервуары нефти;
- стояк налива нефти;
- стационарная система пожаротушения;

- склад химреагентов;
- объекты инженерного обеспечения.

Сырая нефть поступает в сепарационный блок нефтегазовых сепараторов на первую ступень сепарации, через успокоительные коллектора, где происходит успокоение и расслоение потока смеси нефти и газа. В сепараторе С1 происходит холодная сепарация нефти с дальнейшим выделением попутного нефтяного газа из жидкости. Стабилизируя нефтегазоводяной поток, сепаратор С1 служит для предварительного сброса газа, тем самым облегчая работу следующему за ним трехфазному сепаратору. В сепараторе С1 происходит отделение до 90% нефтяного газа от нефти при давлении 0,6-0,8 МПа.

Далее газоводонефтяная смесь поступает в подогреватели нефти ПП, где нагревается до температуры 52-58°C для улучшения процесса разгазирования и отделения воды от нефти.

После подогревателя нефтегазоводяной поток направляется на вторую ступень сепарации в трехфазный сепаратор С2 для отделения пластовой воды и дальнейшего разгазирования (до 30% всего газа) при давлении до 0,45-0,55 МПа. Обезвоживание нефти в аппаратах обеспечивается до содержания воды в нефти не более 5-10%.

Для доведения нефти по содержанию воды до товарного качества (до 0,5%) проектом предусмотрен горизонтальный отстойник нефти ОН. В отстойнике нефти, работающем в режиме полного заполнения, за счет большого времени пребывания (до 1 часа) и создания условий промывки нефти в слое пластовой воды без турбулизации и перемешивания фаз обеспечивается достаточно полное отделение воды от нефти. Давление в аппарате поддерживается гидростатически (до 0,12 МПа), за счет перепада высот между отстойниками и концевым сепаратором КС, установленным на отметке ~13.00 м.

При повышении содержания хлористых солей в нефти выше установленного ГОСТ Р 51858 предусмотрена подача пресной воды на вход ОН. Подача пресной воды регулируется из расчета 3-5% от количества нефти.

Окончательное разгазирование нефти осуществляется в концевом сепараторе КС (давление насыщенных паров не более 500 мм рт.ст.). Давление в аппарате поддерживается минимально достаточным для вывода газов на факел низкого давления.

Кондиционная нефть из КС подается в сырьевой резервуар Р1 под пласт воды. Водяная «подушка» в резервуаре Р1 поддерживается на уровне 2–3 м. Обязка и внутреннее обустройство резервуаров в товарно-сырьевом парке выполнено таким образом, что каждый резервуар может быть как технологическим, так и товарным. Нефть в резервуарах дополнительно отстаивается от воды. Для контроля обводненности нефти в блоке БИР установлен поточный влагомер, а после концевых сепараторов нефти установлены пробоотборники.

Далее товарная нефть поступает в насосную внешней перекачки на всас насосов Н1, для подачи ее через узел учета в нефтепровод на сдачу в систему ОАО «АК Транснефть», или Н2, для подачи на стояк налива нефти в автоцистерны через свой счетчик. Для контроля обводненности нефти в узле учета нефти в насосной внешней перекачки установлен поточный влагомер.

Откачка товарной нефти из резервуаров производится с уровня 2 м. Предусмотрена возможность работы насосов внутренней перекачки на некондиционной нефти из резервуаров с уровня 0.5 м., 2 м., 5 м. в отстойник нефти, на вход в ПП или из аварийного резервуара в целый. В резервуарах предусмотрен контроль межфазного уровня. Чистая подтоварная вода выводится из резервуаров в систему промканализации, а загрязненная с большим содержанием нефти – более 1000 мг/м³ в – дренажную емкость. Вода (нефть) из дренажной емкости откачивается погружным насосом емкости на вход отстойника нефти ОН.

Пластовая вода после трехфазного сепаратора второй ступени сепарации и отстойника нефти направляется в отстойник воды ОВ для дополнительной очистки от нефти и дальнейшего использования в системе ППД.

Нефтяной газ после первой и второй ступеней сепарации по сборному коллектору поступает в газосепаратор ГС. Газ, после дополнительной очистки от капельной влаги в газосепараторе (остаточное содержание до 0,015 г/м³), поступает в сборный коллектор, откуда подается в блок БИР, на ГКС и на узел регулирования давления. Из сборного коллектора часть подготовленного газа используется в качестве топливного газа на собственные нужды (котельная, на газопотребляющих электростанциях с целью выработки электроэнергии, для подогревателей нефти) и в качестве продувочного газа в факельных коллекторах. Избыток газа по давлению «до себя» клапанами автоматически сбрасывается на факел высокого давления ФВД. Замер расходов газа производится на узле учета газа, расположенном в блоке БИР и на площадках, с выводом показаний в операторную блока СЭБ.

Постоянный и аварийный сброс газов первой и второй ступени сепарации, осуществляется в факельные коллектора высокого давления. На факел низкого давления ФНД поступают постоянные и аварийные сбросы от сепаратора концевой ступени КС. Сжигание неиспользованных объемов газов сепарации при неработающей ГКС осуществляется на факеле высокого давления.

Для освобождения трубопроводов и оборудования от нефтепродуктов предусмотрены необходимые дренажные емкости.

Контроль и управление работой оборудования УПН, включая предупредительную и аварийную сигнализацию, блокировку при аварийных ситуациях, осуществляется АСУ ТП в соответствии с рабочими программами и технологическими требованиями в автоматическом режиме и дистанционно оператором из помещения операторной, входящей в состав служебно-эксплуатационного блока (СЭБ) [1].

3.1 Повышение эффективности работы УПН путем подбора оптимальных параметров для технологической установки.

Для моделирования технологии подготовки нефти был использован программный комплекс ASPEN HYSYS 8.8, позволяющий рассчитать

термодинамические свойства, компонентный состав целевого продукта и моделировать схемы непосредственно на экране компьютера выбирая элементы из списка и соединяя их в определенном порядке.

Для оценки адекватности модели проведем сравнение исходного материального потока с смоделированными данными по основным свойствам. Сравнив, полученные после моделирования значения плотности (таблица 3.1) с лабораторными данными и посчитав погрешность этих значений можно сделать вывод, что погрешность параметров лежит в пределах допустимых значений, что указывает на корректность лабораторных данных.

Таблица 3.1– Сравнение материальных потоков.

Свойство		Сырая нефть
Плотность при с.у., кг/м ³	исходные	576,9
	полученные	578,2
Погрешность, %		0,99

На основе данных технологического регламента работы аппаратов смоделируем действующий участок технологической схемы подготовки нефти (рисунок 3.2). Сырая нефть поступает в сепаратор С – 1, поток С1 идет через путевой подогреватель ПП, жидкость из ПП в сепаратор С – 2, где отделяется вода и поступает УПВ затем на БКНС, поток С2 поступает в КС (КСУ), где происходит конечная сепарация и отделяется газ низкого давления и выходит товарная нефть. Из сепараторов С1 и С2 газ поступает в газовой сепаратор ГС для дальнейшей подготовки.

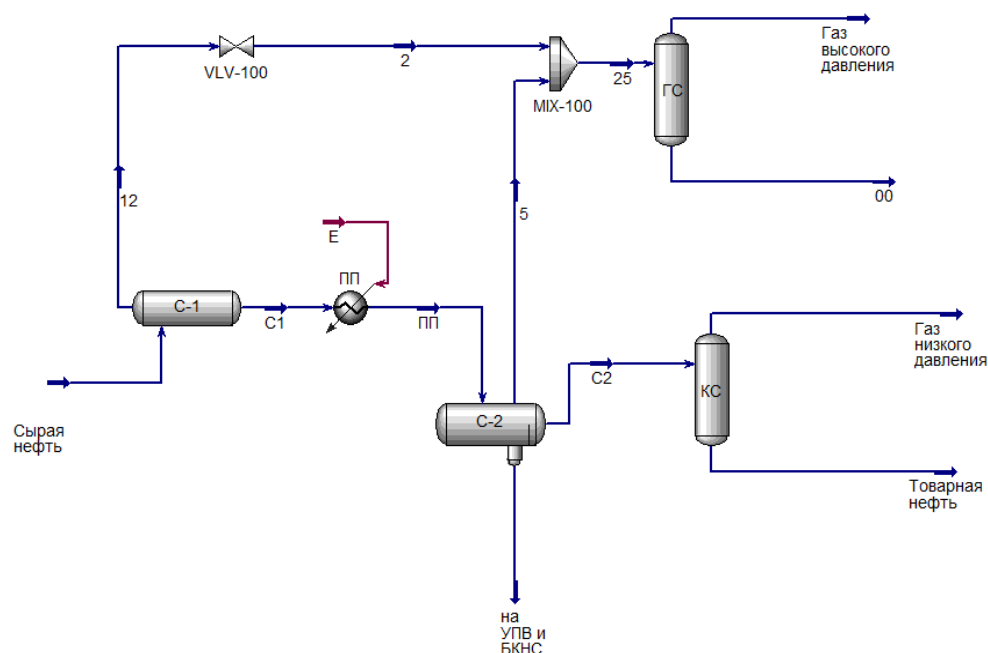


Рисунок 3.2 – Действующий участок технологической схемы УПН «Х» НГКМ.

Материальный баланс действующего участка технологической схемы УПН НГКМ показан в таблице 3.2, из всей поступающей нефти на УПН выход товарной составляет 49,4 %.

Таблица 3.2 – Материальный баланс действующей технологической схемы УПН Х НГКМ.

Приход			Расход		
	%	Количество, кг/ч		%	Количество, кг/ч
Сырая нефть	100	180045	Товарная нефть	49,4	88970
			Газ на ГКС	36,9	66400
			Газ на ФНД	13,7	24675
Итого	100	180045		100	180045

На рисунке 3.3 представлен компонентный состав сырой нефти, приходящей на УПН. Как видно из рисунка, в приходящей на УПН смеси преобладает метан.

	Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase
Methane	0,5058	0.7901	0.0340
Ethane	0,0398	0.0551	0.0145
Propane	0,0644	0.0644	0.0645
i-Butane	0,0267	0.0166	0.0435
n-Butane	0,0388	0.0190	0.0717
i-Pentane	0,0212	0.0049	0.0482
n-Pentane	0,0215	0.0038	0.0509
CO2	0,0087	0.0131	0.0014
n-Hexane	0,2617	0.0149	0.6711
Nitrogen	0,0114	0.0181	0.0002

Рисунок 3.3 – Компонентный состав сырой нефти, приходящей на УПН.

Компонентный состав товарной нефти, выходящей из УПН представлен на рисунке 3.4. Товарная нефть выходит из УПН с наибольшим содержанием углеводородов C6+.

	Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase
Methane	0.0340	0.7901	0.0340
Ethane	0.0145	0.0551	0.0145
Propane	0.0645	0.0644	0.0645
i-Butane	0.0435	0.0166	0.0435
n-Butane	0.0717	0.0190	0.0717
i-Pentane	0.0482	0.0049	0.0482
n-Pentane	0.0509	0.0038	0.0509
CO2	0.0014	0.0131	0.0014
n-Hexane	0.6711	0.0149	0.6711
Nitrogen	0.0002	0.0181	0.0002

Рисунок 3.4 – Компонентный состав товарной нефти, выходящей из УПН.

В процессе подбора необходимых для нас оптимальных параметров был выявлен ряд зависимостей на каждой ступени сепарации. Зависимости количественных и качественных параметров от изменяемых параметров (температура и давление). Данные зависимости изображены на рисунках 3.5-3.10. На рисунке 3.5 и 3.6 мы видим, что на первой ступени сепарации при увеличении давления увеличивается расход и уменьшается вязкость. Анализируя рисунки 3.7 и 3.8 можем сделать вывод что повышение температуры на второй ступени сепарации понижает расход и вязкость. Изменения, наблюдаемые на рисунках 3.9 и 3.10 аналогичны изменениям, наблюдаемым при повышении давления на первой ступени.

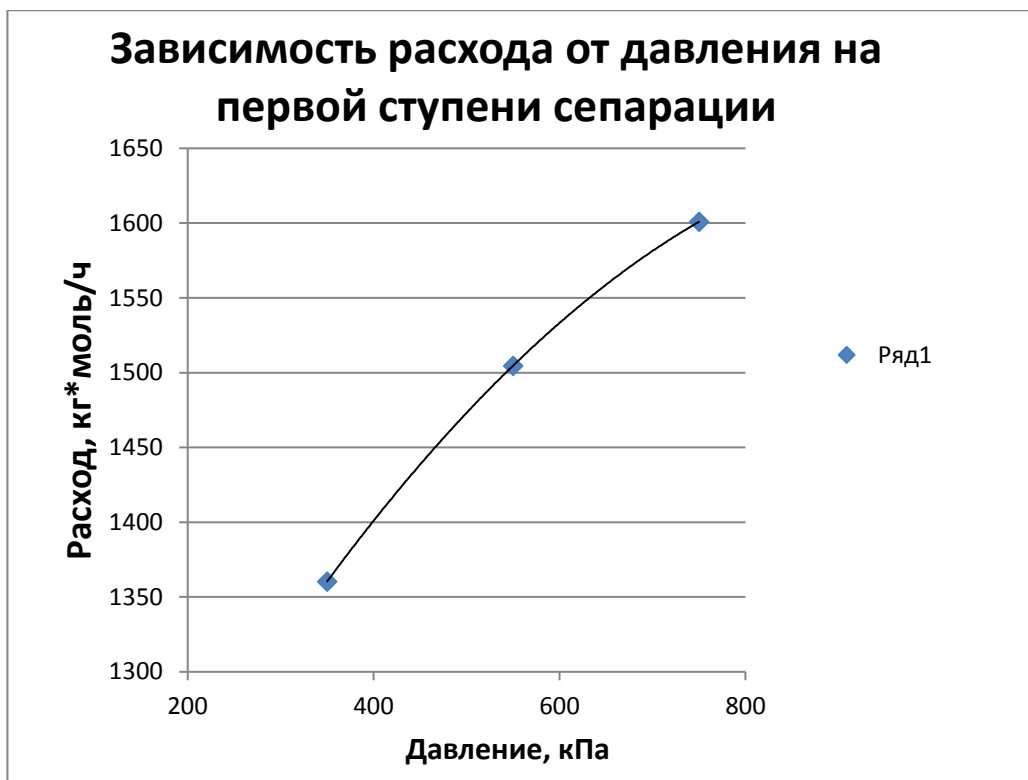


Рисунок 3.5 – Зависимость расхода от давления на первой ступени сепарации.

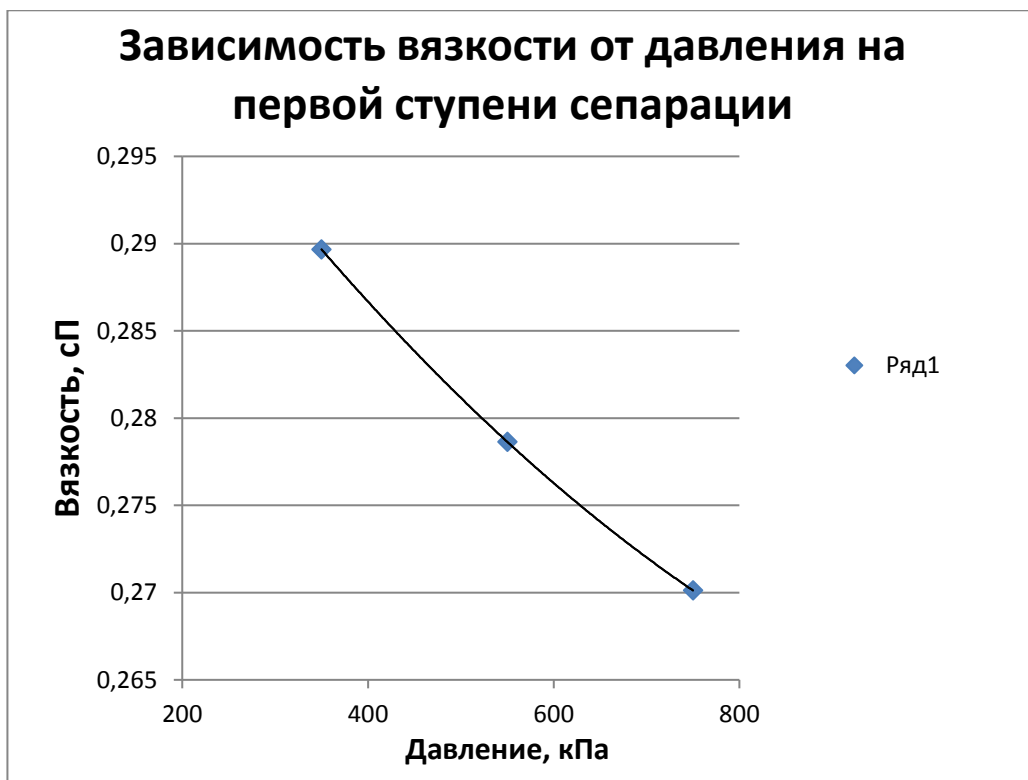


Рисунок 3.6 – Зависимость вязкости от давления на первой ступени сепарации.

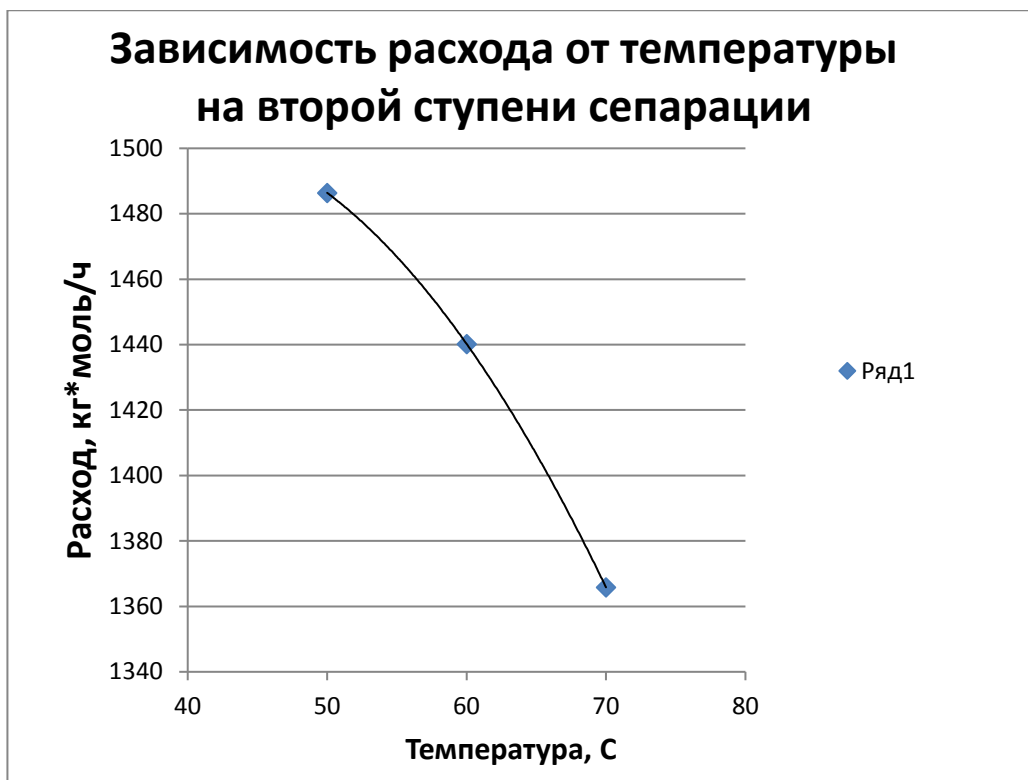


Рисунок 3.7 – Зависимость расхода от температуры на второй ступени сепарации.

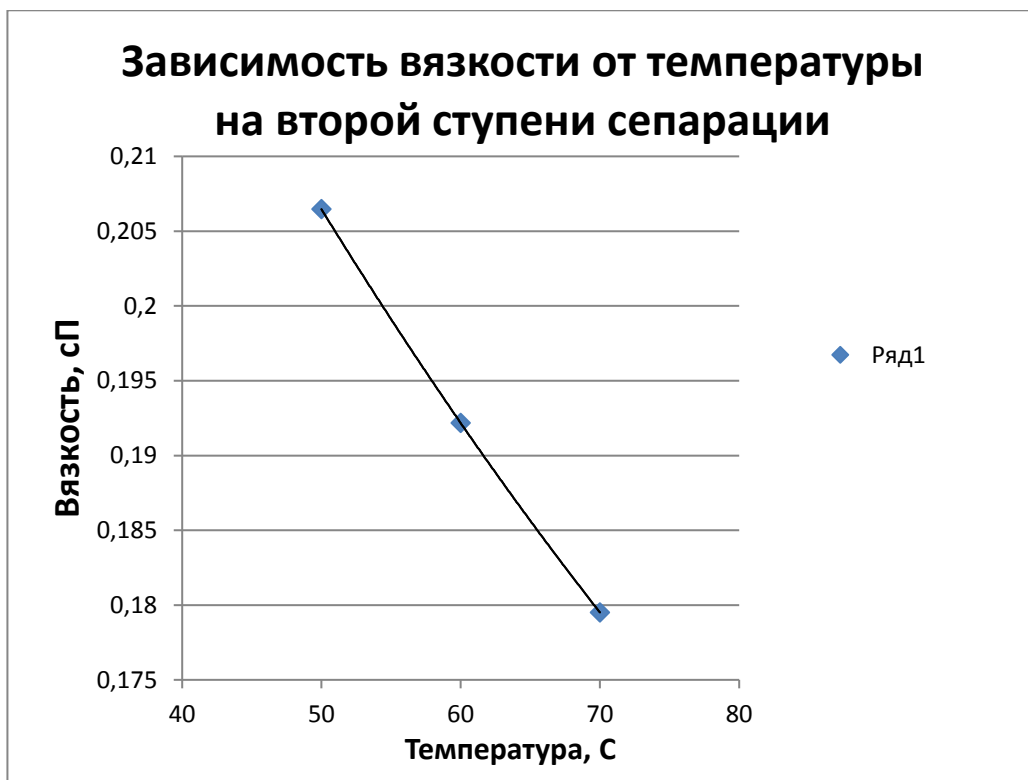


Рисунок 3.8 – Зависимость вязкости от температуры на второй ступени сепарации.

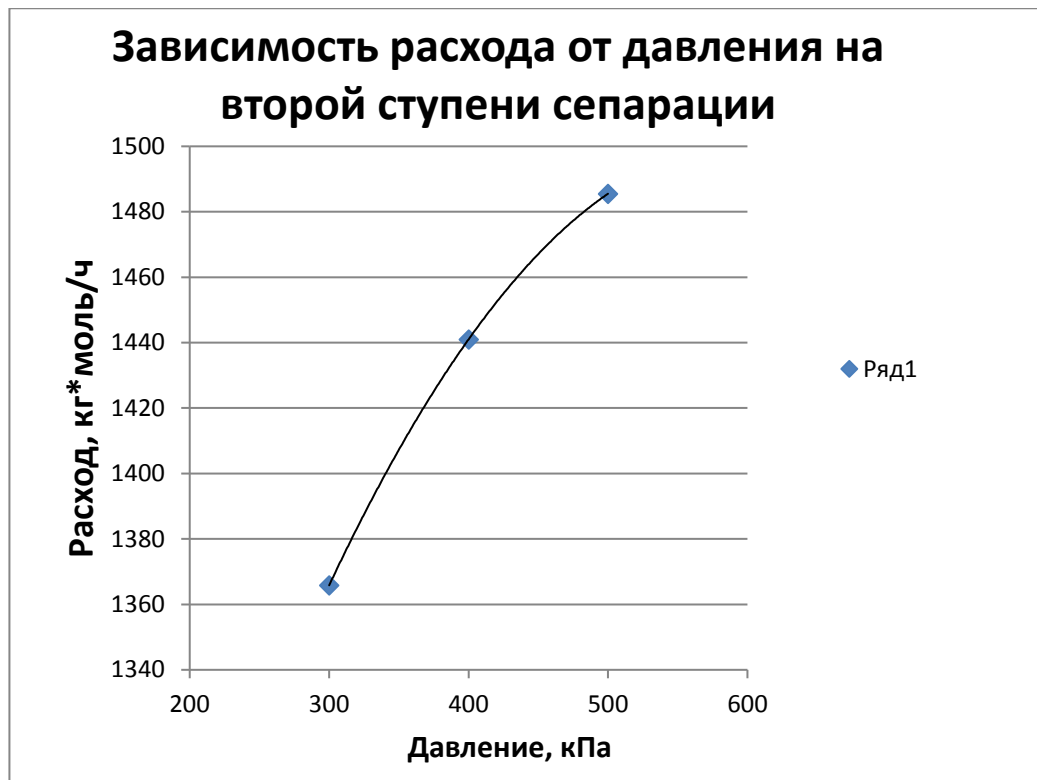


Рисунок 3.9 – Зависимость расхода от давления на второй ступени сепарации.

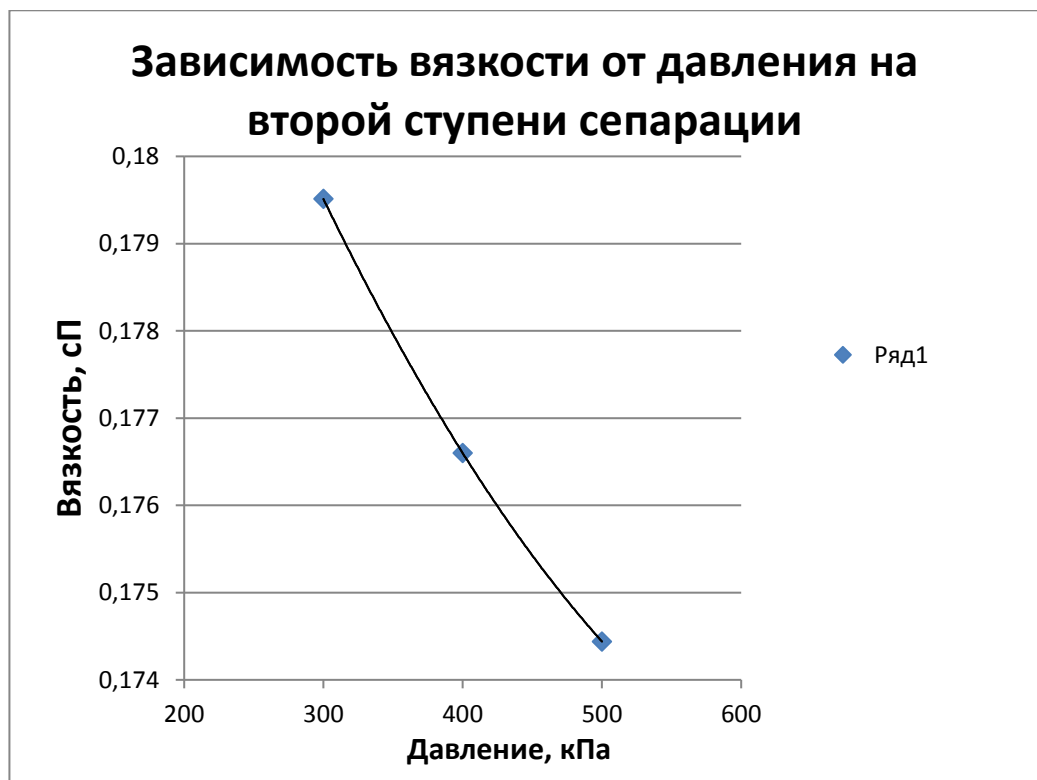


Рисунок 3.10 – Зависимость вязкости от давления на второй ступени сепарации.

Таблица 3.3 – Сравнительный анализ работы УПН.

Параметры	Параметры УПН КНГКМ			Оптимальные параметры		
	1 ступень	2 ступень	КСУ	1 ступень	2 ступень	КСУ
Давление, МПа	0,6	0,55	0,1	0,75	0,4	0,04
Температура, °С	15	52	25	15	60	20,3
ДНП, кПа	-	-	-	-	-	66,4
Расход, кг/ч	в итоге:		88970	в итоге:		92720

На основе выявленных зависимостей выбираем наиболее подходящие параметры, показанные в таблице 3.3.

Прирост товарной нефти составил 3750 кг/ч, то есть 4,2%. Также мы имеем некоторые изменения в компонентном составе (рисунок 3.11), где увеличилась дегазация по сравнению с компонентным составом товарной нефти по сравнению с подготовкой до оптимизации процесса.

	Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase
Methane	0.0000	0.0057	0.0000
Ethane	0.0001	0.0122	0.0001
Propane	0.0046	0.1117	0.0046
i-Butane	0.0106	0.0971	0.0106
n-Butane	0.0233	0.1484	0.0233
i-Pentane	0.0347	0.0841	0.0347
n-Pentane	0.0415	0.0741	0.0415
CO2	0.0000	0.0011	0.0000
n-Hexane	0.8851	0.4654	0.8851
Nitrogen	0.0000	0.0000	0.0000

Рисунок 3.11 – Компонентный состав нефти с КСУ с оптимальными параметрами.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В целях увеличения целевого продукта в рамках программы ресурсоэффективности и получения дополнительной прибыли были оптимизированы параметры работы УПН. Для подсчета экономической эффективности произведем расчет перекачиваемой нефти за месяц в двух случаях, до оптимизации работы и после оптимизации работы УПН. Так как цена на нефть указана в долларах за баррель, необходимо произвести перерасчет из массового расхода в объемный расход, и далее подсчитать месячный объем нефти, перекачиваемой через УПН в баррелях. Из-за того, что предприятие находится на территории Российской Федерации и налогооблагаемая база указывается в рублях, переведем получаемую прибыль из долларов в рубли. А для подсчета экономической эффективности найдем разницу в получаемой прибыли до оптимизации работы и после.

Произведем следующие действия:

$$1) \quad Q_x = M/\rho, \quad (4.1)$$

Где: Q – объемный расход, м³/ч;

M – массовый расход, кг/ч;

ρ – плотность перекачиваемой нефти кг/м³;

x – до оптимизации (1) и после оптимизации (2), м³/ч.

$$Q_1 = 88970/0,86 = 103453,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$Q_2 = 92720/0,86 = 107814 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$2) \quad Q_{mx} = Q * 24 * 30, \quad (4.2)$$

Где: Q_{mx} – объемный расход за месяц, м³/месяц.

$$Q_{m1} = 103453,5 * 24 * 30 = 74486160 \text{ м}^3/\text{месяц}$$

$$Q_{m2} = 107814 * 24 * 30 = 77626080 \text{ м}^3/\text{месяц}$$

$$3) \quad Q_{my} = Q_{mx} * 1000, \quad (4.3)$$

Где: Q_{my} – объемный расход за месяц, л/месяц;
 y - до оптимизации (1) и после оптимизации (2), л/месяц.

$$Q_{m_1} = 74486160 * 1000 = 74486160000 \text{ л/месяц}$$

$$Q_{m_2} = 77626080 * 1000 = 77626080000 \text{ л/месяц}$$

$$4) \quad Q_{mz} = Q_{my} / 159, \quad (4.4)$$

Где: Q_{mz} – объемный расход за месяц, баррель/месяц;
 z - до оптимизации (1) и после оптимизации (2), баррель/месяц.

$$Q_{m_1} = 74486160000 / 159 = 468466415 \text{ баррель/месяц}$$

$$Q_{m_2} = 77626080000 / 159 = 488214340 \text{ баррель/месяц}$$

$$5) \quad S_x = Q_{mz} * C, \quad (4.5)$$

Где: S – прибыль, получаемая в долларах за месяц;
 C – стоимость нефти за баррель, доллар/баррель.

$$S_1 = 468466415 * 52,08 = 24397731 \text{ тыс.долларов/баррель}$$

$$S_2 = 488214340 * 52,08 = 25426203 \text{ тыс.долларов/баррель}$$

$$6) \quad P_x = S_x * R, \quad (4.6)$$

Где: P – прибыль, получаемая в рублях за месяц;
 R – курс доллара к рублю.

$$P_1 = 24397731 * 57 = 1390671 \text{ млн.рублей/месяц}$$

$$P_2 = 25426203 * 57 = 1449294 \text{ млн.рублей/месяц}$$

$$7) \quad D = P_2 - P_1, \quad (4.7)$$

Где: D – получаемая прибыль от оптимизации.

$$D = 1449294 - 1390671 = 58623 \text{ млн.рублей/месяц}$$

В результате оптимизации процесса подготовки нефти на УПН получили экономический эффект равный 58,6 млрд. рублей в месяц (рисунок 4.1). Данные расчеты показывают необходимость изменения технологии подготовки товарной нефти на УПН.

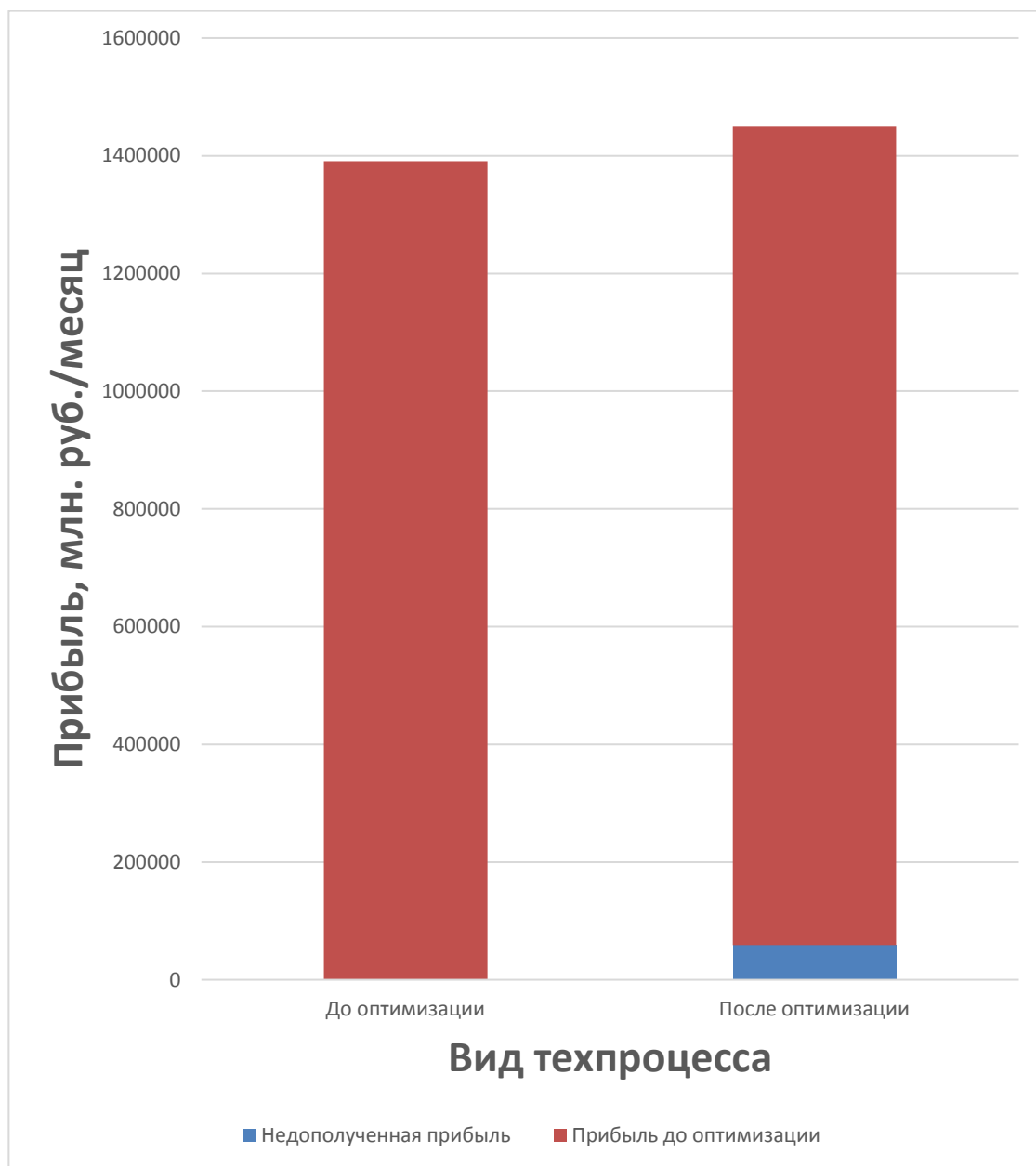


Рисунок 4.1 – Сравнение двух схем подготовки нефти.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров[6].

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: прием нефтегазоводяной смеси, подготовка нефти до товарного вида, утилизация подтоварной воды и попутного нефтяного газа, подача товарной нефти в нефтепровод. Работы выполняются круглогодично.

В административном отношении «Х» нефтегазоконденсатное месторождение находится в Парабельском районе Томской области. В орографическом отношении район представляет собой заболоченную равнину. Климат района континентальный, с суровой продолжительной зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха в среднем составляет зимой минус 20 – минус 25 °С, летом плюс 15 – плюс 20 °С. Работы ведутся круглогодично.

5.1 Профессиональная социальная безопасность

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Сливоналивные операции в резервуарных парках и автоналивных эстакадах	1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	1. Статическое электричество	ГОСТ 12.1.005-88[7] ГОСТ 12.1.038-82[8]
Работы в емкостях, аппаратах и колодцах Сварочные работы	2. Отклонения показателей климата на открытом воздухе	2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	СанПиН 2.2.4.548-96[9] ГОСТ 12.1.038-82[10] ГОСТ 12.1.004-91[11]

Установка и снятие заглушек	3.Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.007-76[12]
Работы в местах возможного обитания медведей	4.Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	ГОСТ 12.1.008-76[13]

5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

5.2.1 Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Главным источником формирования данного фактора является возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования при проведении сливноналивных операций, что может вызвать отравление парами углеводородов[7]. Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства.

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	- Предельно-допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м ³ (ГОСТ 12.1.005-88)
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментация	10 - при перекачке; 300 - при хранении
Нефтяной газ	Оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение	300
Дизельное топливо	Мало токсично; раздражает слизистую оболочку и кожу человека	300
Масло индустриальное	Раздражает кожу и слизистую оболочку глаз	300

Тосол А-65	Не представляет опасности ингаляционных отравлений. Опасен при попадании вовнутрь.	9,6
Ингибитор коррозии СНПХ	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40
Деэмульгатор-сепарол	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40
Метанол	Оказывает отравляющее воздействие на организм	5

Безопасность при сливноналивных работах обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

1) К проведению сливноналивных операций в резервуарных парках, на железнодорожных и автоналивных эстакадах допускаются лица, прошедшие в установленном порядке медицинский осмотр, обучение, инструктаж и проверку знаний по охране труда.

2) Работники, производящие сливноналивные операции, должны быть обеспечены:

- костюмом брезентовым;
- сапогами кирзовыми;
- рукавицами брезентовыми;
- плащом непромокаемым;

при выполнении работ с этилированным бензином дополнительно:

- бельем нательным;

на наружных работах зимой дополнительно:

- курткой хлопчатобумажной на утепляющей прокладке;
- брюками хлопчатобумажными на утепляющей прокладке;

при выполнении работы по сливу-наливу железнодорожных цистерн дополнительно:

- валенками.

3) Рабочее место (эстакада) должно быть обеспечено фильтрующим противогазом на случай аварийной ситуации.

4) На рабочем месте должны быть предусмотрены первичные средства пожаротушения.

5) Железнодорожные пути, эстакады, трубопроводы, сливоналивные шланги с наконечниками должны быть заземлены.

На электрифицированных железных дорогах подъездные пути должны иметь два изолирующих стыка.

6) Работы во взрывоопасных и пожароопасных местах должны производиться инструментом, исключающим искрообразование.

7) Освещение резервуарных парков и эстакад должно быть прожекторное. Для местного освещения допускается применение взрывобезопасных аккумуляторных фонарей напряжением 12 В, включение и выключение которых должно производиться вне взрывоопасной зоны[8].

5.2.2 Отклонения показателей климата на открытом воздухе

Согласно НТД при нормировании параметров климата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной $+10^{\circ}\text{C}$ и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше $+10^{\circ}\text{C}$. Разграничение работ по категориям, осуществляется на основе интенсивности общих энерготрат организма в ккал/ч (Вт). К категории Ia относятся работы с интенсивностью энерготрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением. К категории Ib относятся работы с интенсивностью энерготрат 121–150 ккал/ч, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением. К категории Pa относятся работы с интенсивностью энерготрат 151–200 ккал/ч, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения. К категории Pb относятся работы с интенсивностью энерготрат 201–250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением. К категории III относятся работы с интенсивностью энерготрат более 250 ккал/ч, связанные с постоянными

передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий [9].

Согласно Постановлению от 11.02.2011 г. №29а [14] работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях (если работы круглогодичные). (таблица 5.3).

Таблица 5.3 – Условия организации работ в холодный период года на открытом воздухе.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-36
0-5	-35
5-10	-34
Свыше 10	-32

5.2.3 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Главным источником формирования данного фактора является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, при работе, связанной с осмотром, чисткой и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и снятием заглушек, что может вызвать отравление парами углеводородов и ожоги при возгорании смеси. Индивидуальные углеводороды, входящие в состав нефтяных паров можно наблюдать в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Индивидуальные углеводороды, входящие в состав нефтяных паров.

Углеводороды	Концентрационные пределы воспламенения, % (по объему).
метан	5 – 15
этан	2.9 – 15
пропан	2.1 – 9.5
бутан	1.9 – 9.1
пентан	1.4 - 7.8
гексан	1.2 – 7.5

К работам внутри закрытых емкостей допускаются физически здоровые лица не моложе 20 лет, прошедшие специальное обучение по технике безопасности. Выполнение работ внутри закрытых емкостей допускается только при наличии письменного разрешения (допуска), выдаваемого начальником цеха ответственному руководителю работ перед началом работ внутри емкости. В

допуске указывается фамилия и должность ответственного руководителя; состав бригады; содержание работ, которые необходимо провести; необходимые защитные средства; спасательное снаряжение; длительность пребывания рабочего в емкости и порядок его смены, а также особые меры безопасности.

До начала выполнения работ емкость должна быть подготовлена к ремонту, освобождена от продукта и отключена от технологических магистралей.

Работы внутри емкостей должны проводиться бригадой (но менее 2 человек): в силосах – не менее 4 человек; в канализационных колодцах – не менее 3 человек.

Перед началом ремонта лицо, ответственное за производство работ, должно проверить надежность отключения емкости, соответствующими приборами провести анализ воздуха внутри емкости и убедиться, что содержание взрывоопасных и токсичных веществ не превышает допустимых нормами величин. В горячих емкостях необходимо также определить температуру воздуха. Содержание диоксида углерода, метана измеряется с помощью газоанализатора.

При выполнении работ, связанных с подачей сверху деталей, материалов и других предметов, могущих нанести при их падении травму, находящиеся внутри емкости рабочие должны использовать защитные каски. Работы в емкостях с недостаточным воздухообменом, а также при присутствии в них вредных веществ рабочий должен выполнять в надетом перед спуском шланговом противогазе ПШ-1 (с естественной подачей воздуха) или ПШ-2 (с принудительной подачей воздуха). При применении шлангового противогаза гофрированный шланг должен выходить наружу емкости не менее чем на 2 м. Конец шланга (заборный патрубок) закрепляется в зоне чистого воздуха. Дублер постоянно должен следить за тем, чтобы шланг не перегибался, не скручивался или не зажимался каким-либо предметом.

Перед спуском в аппарат или емкость рабочий проходит инструктаж, проверяет в присутствии руководителя работы подгонку маски по лицу, при

необходимости надевает спасательный пояс с сигнальной веревкой, берет аккумуляторную включенную взрывозащищенную электролампу напряжением 12 В и осторожно, не имея в руках никаких предметов, опускается в емкость. Затем ему подают необходимый для работы инструмент.

Сигнальная веревка служит для вытаскивания работающего в емкости. Ее прочность систематически проверяется. Дублер должен иметь комплект шлангового противогаза, вполне готовый к применению с маской, подогнанной по лицу, чтобы в случае необходимости он мог быстро войти в опасную зону для оказания помощи пострадавшему.

Спуск рабочего в емкость производится при обязательном присутствии лица, ответственного за производство работ и наблюдающего дублера. Для емкостей, имеющих верхние и нижние люки, допуск рабочих внутрь емкости осуществляется только через нижний люк.

Продолжительность пребывания рабочего в емкости устанавливается инструкцией по производству работ внутри емкостей в зависимости от условий выполняемых в них работ. При работе с применением противогаза срок единовременного пребывания рабочего в емкости не должен превышать 15 мин, с последующим отдыхом на свежем воздухе в течение 15 мин.

Для освещения в емкости при производстве ремонтных работ используются переносные светильники напряжением не выше 12 В, а для емкостей, содержащих взрывоопасные вещества, применяются переносные светильники только во взрывобезопасном исполнении. Часто для освещения емкости используют прожектор, установленный на треноге над люком. Используемый инструмент и инвентарь должны исключать искрообразование (должны быть изготовлены из цветного металла или неискрящихся материалов)[12].

5.2.4 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

На «Х» НГК месторождении главным источником формирования данного фактора является скопление пищевых отходов, вторжение человека в естественную среду обитания. При встрече с медведем человеку могут быть нанесены физические увечья.

При обнаружении признаков присутствия медведя (визуальное обнаружение, звуки медвежьего рёва) или его следов с пятнами крови следует немедленно остановить работы и эвакуировать работников в безопасное место. О случившемся немедленно доложить по радиосвязи начальнику смены, либо непосредственному начальнику, для получения дальнейших указаний.

При визуальном обнаружении медведя следует определить расстояние до него (визуально), определить направление движения зверя, оценить его поведение, без паники предпринять меры по предупреждению других работников данного участка работ или промплощадки.

Не следует пытаться разглядывать, фотографировать медведя, привлекать его внимание, тем более преследовать, поскольку поведение напуганного зверя непредсказуемо и опасно.

Безопасным расстоянием между медведем и человеком считается расстояние в 70 - 80 метров, опасным - расстояние 30 -50 метров, крайне опасным - расстояние в 10 и менее метров.

При обнаружении медведя на расстоянии 30 - 50 метров необходимо, не упуская зверя из вида, шагом возвратиться назад, не сближаясь с ним и не пересекая его путь.

При столкновении с медведем на короткой дистанции (10 и менее метров) необходимо не паникуя, плавно, без резких движений, пятясь назад и избегая смотреть на голову зверя и ему в глаза, удалиться на 10-15 метров, после чего скорым шагом покинуть данное место.

После получения сообщения об обнаружении медведя, признаков его присутствия или его следов с пятнами крови начальник смены или начальник

цеха должен сообщить об данной нештатной ситуации начальнику Отдела безопасности для принятия решения о привлечении специалиста Отдела организации охотничьего надзора Управления Россельхознадзора по Томской области с целью оценки опасности данной ситуации на месте и принятия решения об вынужденном отстреле медведя в случае необходимости[13].

5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

5.3.1 Статическое электричество

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти (конденсата) друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке нефтепродуктов возникают как в самом нефтепродукте, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых она находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Технологические операции с нефтепродуктами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов;
- снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива при правильном подборе диаметра трубопровода.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами для электрооборудования и молниезащиты. Нефть и конденсат должны закачиваться в резервуары без разбрызгивания или бурного перемешивания. Для предотвращения образования опасных разрядов статического электричества скорость налива нефти при заполнении порожнего резервуара должна быть не более 1 м/с до момента затопления верхней образующей приемо-раздаточного патрубка. Ручной отбор проб допускается не ранее, чем через 10 минут после прекращения налива. Пробоотборник должен иметь токопроводящий приваренный к его корпусу медный тросик. Перед отбором пробы пробоотборник должен быть надежно заземлен путем подсоединения медного тросика к клеммному зажиму, расположенному преимущественно на перильном ограждении резервуара.

Не допускается проведение работ внутри резервуара, где возможно образование взрывоопасных концентраций паровоздушных смесей, в спецодежде и в нательном белье из электризующихся материалов.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год[8].

5.3.2 Электрическая дуга и металлические искры при сварочных работах

На установки подготовки нефти возможно проведение огневых работ, в частности работа болгаркой и сварочным агрегатом. Основными источниками пожарной опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании[10].

Пламя электрической дуги имеет температуру 3000 – 4000 °С и поэтому может воспламенить любое горючее вещество, причем не только при

непосредственном касании, но и на некотором расстоянии. Частицы раскаленного металла (искры), образующиеся в процессе сварки, могут разлетаться на расстояние 4 – 6 м. При неисправности электрооборудования может произойти возгорание электрической изоляции оборудования, а также соприкасающихся с ним предметов.

Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места. Основные требования пожарной безопасности при сварочных работах следующие: сгораемые предметы необходимо удалять от места ручной сварки не менее чем на 5 м; машины для точечной, шовной, роликовой и стыковой сварки следует устанавливать только в помещениях, где не производится пожароопасных операций. При этом сварочные машины удаляют от сгораемых предметов на расстояние не менее 4 м; при стыковой сварке деталей сечением более 50 мм² – не менее 6 м. При невозможности удаления сварочных машин на указанные выше расстояния место сварки отгораживают металлическими или асбестовыми листами [11].

5.3.3 Экологическая безопасность

В процессе разработки месторождений в системе добычи, сбора, предварительной подготовки и транспорта газа проводятся мероприятия, направленные на повышение экологической безопасности. В частности, ведется реконструкция действующих производств, вносятся изменения в противокоррозионные мероприятия, систему диагностики газопромыслового оборудования и трубопроводного транспорта, совершенствуются технологии сбора и промышленной подготовки газа (таблица 5.5).

Таблица 5.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации установки подготовки нефти.

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами	Отправление отходов на полигон ОАО «Полигон» г. Томск
	Засорение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание по договору со специализированными

		организациями. Бытовые отходы размещаются на полигоне ТБО
Вода и водные ресурсы	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков и дальнейшее использование в системе ППД
	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики)
Воздушный бассейн	Выбросы вредных и токсичных веществ при сжигании нефтяного газа на факелах и продувке оборудования	Строительство газокomppressorной станции

После проведения оценки воздействия производственной деятельности на окружающую среду согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03[15] принимаем ориентировочный размер санитарно-защитной зоны.

Санитарная классификация предприятий и ориентировочные размеры санитарно-защитных зон отображены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Санитарная классификация предприятий и ориентировочные размеры нормативных санитарно-защитных зон.

Класс	Вид производства
Класс I – санитарно-защитная зона 1000 м	Предприятия по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 т/сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Пожарная и взрывная безопасность

Категории зданий, помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно НПБ 105-03[16] приведены в таблице.

Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок можно наблюдать в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок.

№ п/п	Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности	Степень огнестойкости здания	Классификация помещений и наружных установок по ПУЭ[17]	
				Класс взрывоопасной зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей
1	Площадка узла подключения	A _н	-	B-1г	ПА-T1 ПА-T3
2	Площадка подогревателей	A _н	-	B-1г	ПА-T1 ПА-T3
3	Технологическая площадка	A _н	-	B-1г	ПА-T1 ПА-T3
4	Блок УПТГ	A	III	B-1a	ПА-T1 ПА-T3
5	Резервуарный парк	A _н	-	B-1г	ПА-T1 ПА-T3
6	Насосная внешней и внутренней перекачки с узлом учета	A	II	B-1a	ПА-T3
7	Насосная метанола	A	IV	B-1a	ПА-T2
8	Емкости подземные аварийные и дренажные	A _н	-	B-1г (укрытие насосов B-1a)	ПА-T1 ПА-T3
9	Площадки факелов Верх факельного ствола ВД и НД	A _н Г	- -	B-1г -	ПА-T1 ПА-T3 -
10	Площадка слива-налива нефти	A _н	-	B-1г	ПА-T3
11	Блок дозировки реагента	A	IV	B-1a	ПА-T3
12	Склад химреагентов	A _н	-	B-1г	ПА-T3
13	Резервуары метанола	A _н	-	B-1г	ПА-T2

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров;
- наличие в котельной источника открытого огня и нагретых поверхностей;
- возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
- наличием электрооборудования;
- наличие нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов;
- несоблюдение правил хранения смазочных масел и обтирочных материалов;
- возможность возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти друг о друга или со стенкой трубы.

Для обеспечения контроля возникновения пожара во взрыво- и пожароопасных зонах устанавливаются взрывозащищенные извещатели пожарные типа ИП, ручные типа ИПР и оповещатели (устанавливаются снаружи вне опасной зоны). Шлейфы пожарной сигнализации выводятся на приемные приборы пожарно-охранной сигнализации, устанавливаемые в помещении операторной УПН.

Главная задача при возникновении пожара – его локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок.

Для локализации и ликвидации пожара должны использоваться стационарные средства пожаротушения. Проектом предусматриваются следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое.

При работе на взрыво - пожароопасном производстве безопасность работающего персонала должна обеспечиваться:

- конструктивно-планировочным решением помещений, гарантирующим возможность осуществления быстрой эвакуации людей и ограничивающим распространение пожара;

- постоянным содержанием в надлежащем состоянии специального оборудования, способствующего успешной эвакуации людей в случае пожара (системы экстренного оповещения, аварийное освещение, знаки безопасности);
- ознакомлением всех работающих с основными требованиями пожарной безопасности и мерами личной предосторожности, которые необходимо соблюдать при возникновении пожара, а также планом эвакуации людей из помещения;
- установлением со стороны администрации систематического контроля за строжайшим соблюдением мер предосторожности при ремонтных работах, эксплуатации электроприборов, электроустановок и отопительных систем.

5.4.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Глава составлена с учетом «Требований к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья», утвержденных Приказом МПР России от 08.07.2010 г. № 254.

Согласно Закону РФ «О недрах», под недрами понимается часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна водоемов и водотоков, простирающаяся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения.

Требования по охране недр установлены законодательными и нормативными документами федерального уровня, основные из которых приведены ниже:

- Конституция Российской Федерации[18];
- Закон Российской Федерации «О недрах» [19];
- «Правила охраны недр» [20];
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»[21].

Кроме указанных выше нормативно-правовых актов федерального уровня недропользователь, должен, в своей хозяйственной деятельности

руководствоваться нормативно-правовыми актами Томской области,
направленными на охрану недр.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы были проанализированы характерные особенности «Х» НГКМ, природные условия и геологические условия залегания залежи, что обеспечило лучшее понимание условий работы УПН. Приведен анализ разработки месторождения.

Рассмотрена принципиальная схема сбора и подготовки нефти, газа и воды на месторождениях, выяснены факторы, влияющие на качество, состав и выход товарной нефти. Более подробно приведена схема подготовки на «Х» НГКМ для подробного рассмотрения процесса подготовки нефти, выделены основные технологические операции, производимые на УПН и полный состав установки.

В практической части работы были смоделированы различные случаи подготовки товарной нефти и изучено влияния основных параметров подготовки нефти: температуры и давления. Построены графики, показывающие зависимость расхода и вязкости от давления и температуры на первой ступени и на второй ступени сепарации. Анализируя данные графики было выяснено что при повышении давления на первой ступени достигается максимальный расход, а вязкость уменьшается. На второй ступени наблюдается аналогичная тенденция. На графиках зависимости расхода от температуры видно, что при повышении температуры расход и вязкость уменьшаются.

В результате проделанной работы были выбраны оптимальные параметры для каждой ступени сепарации. Было произведено увеличение давления на первом сепараторе с 0,6 до 0,75 МПа, а также уменьшение давления на втором сепараторе с 0,55 до 0,4 МПа и увеличение температуры с 52 до 60 °С. Одновременно с этим на конечном сепараторе были снижены оба параметра, давление было снижено с 0,1 до 0,04 МПа, а температура с 25 до 20,3 °С.

Было выявлено изменение состава нефти при оптимизации работы УПН. С увеличением температуры сепарации на второй ступени увеличилась дегазация нефти, это проявляется в доминировании тяжелой фракции по отношению к легкой.

В результате оптимизации процесса подготовки нефти на УПН получили экономический эффект равный 58,6 млрд. рублей в месяц. Данные расчеты показывают необходимость изменения технологии подготовки товарной нефти на УПН.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технологический регламент установки подготовки нефти ЦДПНГ и КХ НГКМ.
2. Брагинский с. А., Фейгин В. И. Исследование состояния и перспективы направления переработки нефти и газа, нефте- и газохимии в РФ. М.: Экон-Информ, 2011, 806 с.
3. Технологическая схема опытно-промышленных работ «Х» месторождения.
4. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений [Текст]: учеб. пособие / И.И. Дунюшкин. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 320 с.
5. Протокол анализа попутного газа. Испытательная лаборатория нефти и газа УСГП «Х» участок.
6. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов /Сост. Н.В. Крепша. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 53 с.
7. ГОСТ 12.1.005–88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01. 01.89).
8. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
9. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений, утв. Постановлением ГКСЭН России 01. 10. 1996 г. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997. – 39 с.
10. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
11. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
12. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с изм. 1990 г.).

13. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.
14. Постановление от 11.02.2011 г. №29а. Об организации работ в холодное время года на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях на территории Томской области.
15. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов
16. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности
17. Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОР Р М-016-2001). – СПб.: ДЕАН, 2001. – 120 с.
18. Конституция Российской Федерации от 12.12.1993 г.
19. Закон Российской Федерации «О недрах» от 21.02.1992 г. № 2395-1 (действующая редакция от 31.12.2014 г.)
20. ПБ 07-601-03. Правила охраны недр
21. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности