

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
**«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)**

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Анализ основных показателей разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)</b>

УДК 622.276-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Шипунов Данила Владиславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Федорчук Юрий Митрофанович	д.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
**«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)**

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_ Ю. А. Максимова  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Шипунову Даниле Владиславовичу

Тема работы:

Анализ основных показателей разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№110-31/с от 20.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2021
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ по Снежному месторождению, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Общие сведения о Снежном месторождении; геолого-физическая характеристика месторождения; анализ разработки Снежного месторождения; мероприятия по увеличению степени извлечения запасов; многостадийный ГРП; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность.

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП ТПУ, к.э.н., Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Профессор ТПУ, д.т.н., Федорчук Юрий Митрофанович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>	
1. Геолого-физическая характеристика Снежного нефтегазоконденсатного месторождения	
2. Анализ состояния разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения	
3. Методы повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи углеводородов	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	
<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	21.04.2021

**Задание выдал руководитель / консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент				
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б73Т	Шипунов Данила Владиславович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 89 страниц, в том числе 27 рисунков, 28 таблиц, 1 приложение. Список литературы включает 30 источников.

Ключевые слова: коэффициент нефтеизвлечения, газовый фактор, пластовое давление, коэффициент охвата, фильтрационно-емкостные свойства, дебит нефти, дебит газа, обводненность, методы увеличения нефтеотдачи, заводнение, фонд скважин, темпы отбора.

Объектом исследования является продуктивный пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> Снежного нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы – анализ состояния разработки Снежного месторождения, сравнение фактических показателей разработки с проектными.

В процессе работы проведен сбор, обобщение, переработка геолого-физической информации по фонду скважин. Выполнен анализ основных показателей разработки месторождения и состояния фонда скважин, приведены фактические и проектные значения показателей и представлен их сравнительный анализ.

В результате исследования сделан вывод об эффективности разработки месторождения и выявлены основные направления развития деятельности компании.

В экономической части было экономически обосновано применение многостадийного гидравлического разрыва пласта как основной технологии по увеличению добычи пластовых флюидов.

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ**

**УЭЦН** – установка электроприводного центробежного насоса

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы

**ГФ** – газовый фактор

**ГС** – горизонтальная скважин

**ГРП** – гидравлический разрыв пласта

**ПЗП** – призабойная зона пласта

**ОПЗ** – обработка призабойной зоны

**МЗС** – многозабойная скважина

**МРП** – межремонтный период

**КИН** – коэффициент извлечения нефти

**ГИС** – геодезические исследования скважин

**УУП** – условный уровень подсчета запасов

**НИЗ** – начальные извлекаемые запасы

**ГДИС** – гидродинамические исследования скважин

**ВНК** – водонефтяной контакт

**ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества

# ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ .....	7
<b>1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СНЕЖНОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b> .....	10
1.1 Нефтегазоносность.....	11
1.3 Характеристика продуктивного пласта .....	14
1.4 Состав и свойства пластовых флюидов.....	16
1.4.1 Состав и свойства нефти и газа.....	16
1.4.2 Состав и свойства пластовых вод.....	21
<b>2 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ СНЕЖНОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b> .....	23
<b>3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</b> .....	25
3.1 Оценка коммерческого потенциала объекта, перспективности проведения проектной работы с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	26
3.1.1 Техничко-экономическое обоснование проведения многостадийного гидроразрыва пласта .....	26
3.2 Расчет времени на проведение мероприятия .....	27
3.3 Расчет бюджета проведения многостадийного гидроразрыва пласта.....	27
3.3.1 Расчет амортизационных отчислений .....	27
3.3.2 Расчет материальных затрат .....	30
3.3.3 Расчет заработной платы.....	31
3.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды .....	31
3.3.5 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта .....	32
<b>4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b> .....	37
4.1 Производственная безопасность при проведении ГРП .....	37
4.1.1 Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры .....	38
4.1.2 Повышенный уровень шума и вибрации.....	41
4.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	42
4.1.4 Повышенный уровень электромагнитного излучения .....	43
4.1.5 Попадание токсичных и вредных веществ в организм .....	44
4.1.6 Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, Взаемления, СКЗ, СИЗ .....	45
4.1.7 Работа с котлонадзорным оборудованием .....	47
4.1.8 Движущиеся части машин и механизмов производственного оборудования .....	49
4.1.9 Пожароопасность .....	50
4.2 Экологическая безопасность.....	52
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	54
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	57

<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>59</b>
--	-----------



## **ВВЕДЕНИЕ**

На всех этапах разработки месторождений осуществляют контроль, анализ и регулирование процесса разработки. Регулирование процесса разработки месторождений позволяет повысить эффективность извлечения нефти, газа и конденсата из продуктивных пластов. Контроль за основными показателями разработки позволяет судить об эффективности применения утвержденного проекта разработки и проводимых на месторождении геолого-технических мероприятий. Методы увеличения нефтеотдачи позволяют достигнуть наибольшего коэффициента нефтеизвлечения и быстрее достигнуть проектных значений.

Актуальность темы заключается в том, что анализ показателей разработки позволяет оценить эффективность разработки месторождения, и на основании этого сделать вывод о необходимости внесения изменений в технологическую схему разработки месторождения.

Объектом исследования является продуктивный пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> Снежного нефтегазоконденсатного месторождения.

Целью данной работы является анализ показателей разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения и применяемых способов увеличения нефтеотдачи.

В связи с целью были поставлены следующие задачи:

1. изучить геолого-техническую характеристику месторождения;
2. провести анализ основных показателей разработки и сравнить текущие значения с проектными;
3. изучить методы интенсификации и увеличения нефтеотдачи, применяемые на месторождении;

## **1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СНЕЖНОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Снежное месторождение расположено в западной части Томской области в центре Каргасокского административного района, на территории 77 лицензионного участка. Лицензия на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в пределах Снежного ЛУ принадлежит дочерней структуре британской компании «Imperial Energy» – ООО «Норд империал». Срок окончания действия лицензии 31.12.2029 г.

Ближайшим населённым пунктом является п. Большая Грива, который расположен в 25 км восточнее месторождения. Месторождение находится в районе с развитой инфраструктурой. С селом Каргасок месторождение связано грунтовой автомобильной дорогой, с выходом на шоссе областного значения Каргасок-Томск. В районном центре имеются речной порт, аэродром, узел связи.

Гидрографическая сеть района представлена реками Васюган и Чижалка (Обской водосборный бассейн), относящимися к Западно-Сибирскому типу равнинных рек с широкими долинами и поймами. Для судов малого и среднего тоннажа они проходимы: Васюган весь навигационный период, Чижалка – в периоды большой воды. Кроме того, имеются мелкие ручьи, часто имеющие сезонный характер стока.

Болота занимают до 40 % территории участка. Водозабор системы ППД расположен на водораздельной равнине, характеризующейся повышенной заболоченностью и относится к I-III типам по проходимости.

Климат района континентальный с перепадами температур в суточном цикле до 25-30°, при суровой длительной зиме и коротком жарком лете.

Вариации среднесуточных температур составляют: зимой от -15°C до -40°C, летом от +10°C до +35°C. Среднегодовое количество осадков равно 500

мм. Большая часть выпадает летом в виде ливней. Снежный покров держится с октября – начала ноября до апреля – начала мая и достигает высоты 1-1,5 м.

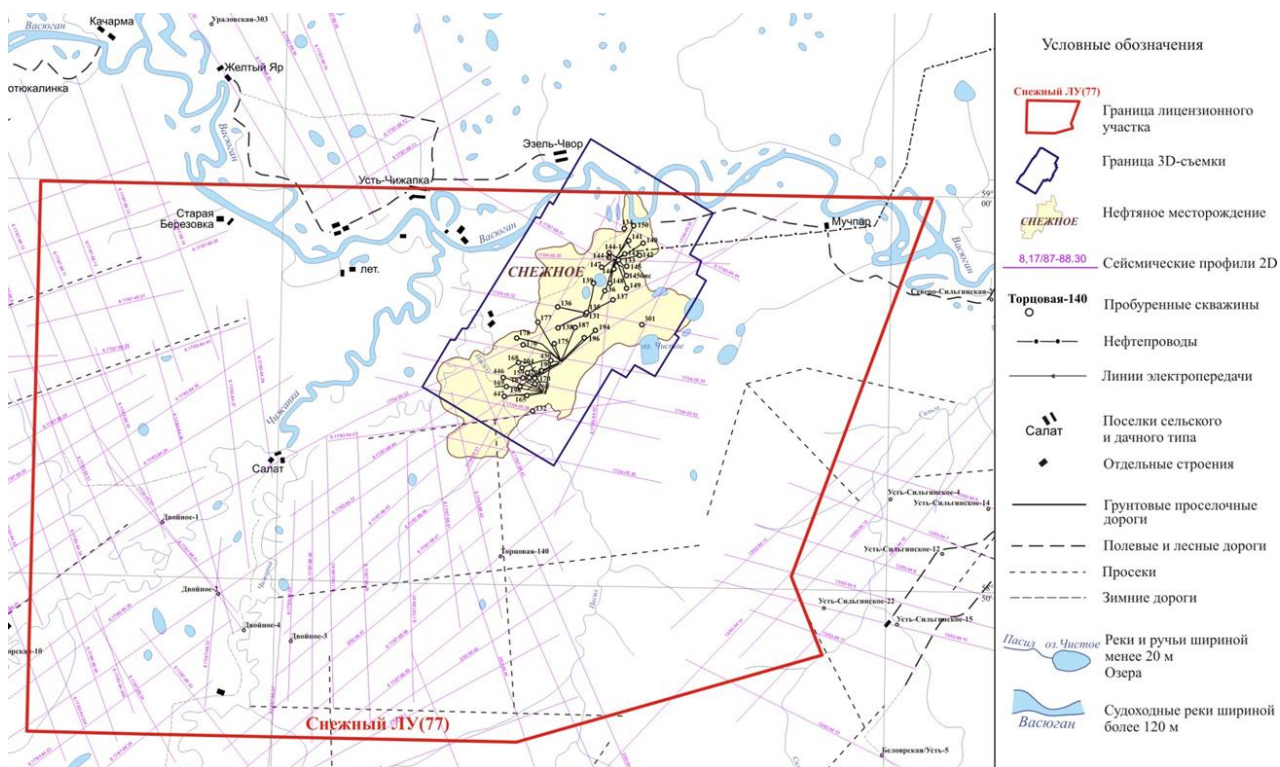


Рисунок 1.1 – Обзорная карта Снежного лицензионного участка

Планомерное изучение территории юго-востока Западно-Сибирской низменности, включая территорию участка лицензирования 77, началось в конце 1940-х годов. В 2005-2006 гг. ЗАО «Томский геофизический трест» по соглашению с «Томской геофизической компанией» по заказу ООО «Норд Империл» проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3Д сейсмической партией 17/05-06. Сейсморазведкой МОГТ-3Д покрыта площадь месторождения полностью, включая прилегающие периферийные участки (90,8 км<sup>2</sup>). В результате этих работ структурный план месторождения существенно уточнился, площадь поднятия увеличилась.

### 1.1 Нефтегазоносность

Согласно нефтегазогеологическому районированию Снежное месторождение расположено в центральной части Парабельского НГО.

Нефтегазоносность разреза установлена в низкопроницаемых отложениях васюганской свиты – пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.

Литологически исследуемый разрез представлен терригенными отложениями прибрежно-континентального генезиса.

В исследуемых пластах коллекторами являются песчаники, в основном, полимиктовые, реже кварцево-полевошпатовые, мелкозернистые, с незначительными прослоями среднезернистых разностей, крепкоцементированные, в различной степени известковистые и сильно глинистые. Анализ фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, определенных на керновом материале в лабораторных условиях, показывает незначительные вариации пористости в коллекторах при общих их низких значениях ( $K_p=10-14\%$ ); проницаемость коллекторов изменяется в пределах 0,4-8,6 мД.

По результатам геолого-геофизического изучения и испытания скважин основным продуктивным объектом является пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> наунакской свиты. Нефтегазоносность верхнеюрских отложений Снежной площади установлена в 1967 году в результате бурения и испытания скважины № 131.

Залежь пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> является нефтегазоконденсатной. Тип залежи определен как неполный пластово-массивный. Средняя общая толщина пласта составляет 57,2 м, средняя эффективная толщина – 20 м, средний коэффициент песчаности по скважинам – 0,4, расчлененности – 12,1. Гистограммы распределения эффективной толщины, коэффициента песчаности и расчлененности приведены на рисунках 1.2 – 1.4.

По комплексу промыслово-геофизических материалов по поисково-разведочным и эксплуатационным скважинам газонефтяной контакт залежи принят на абсолютной отметке –2322,4 м, а ВНК на отметке –2375,8 м.

Размеры залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> 14,9х7,9 км, площадь 57,3 км<sup>2</sup>, в том числе 3,4 км<sup>2</sup> газовой части. Высота залежи – 71 м. Объем газовой части залежи составляет 3 % от объема нефтегазонасыщенных пород.

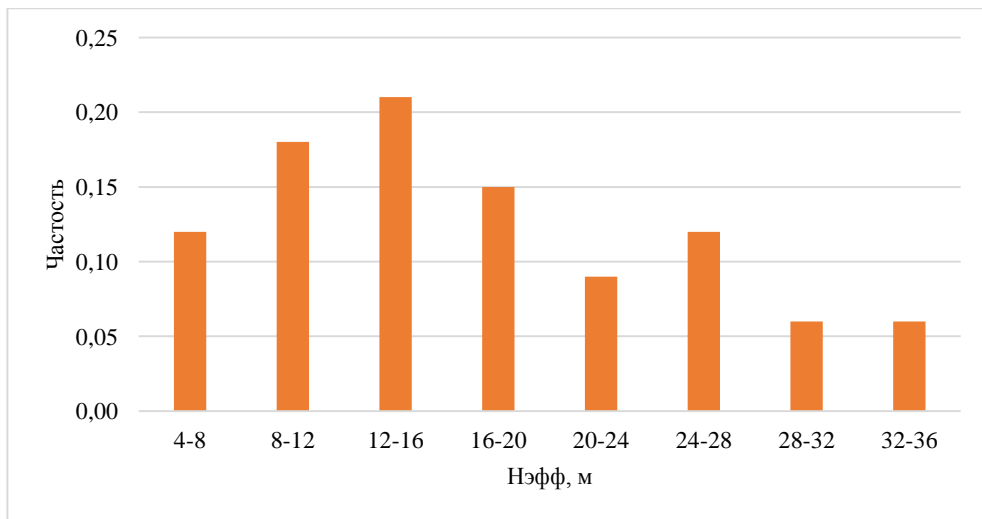


Рисунок 1.2– Гистограмма распределения эффективной толщины пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-</sup>

3

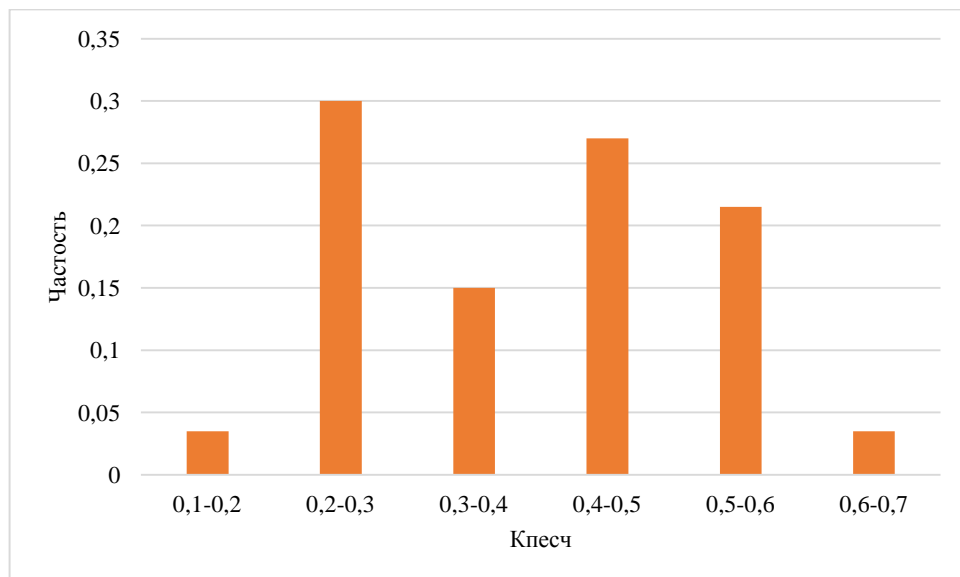


Рисунок 1.3 – Гистограмма распределения коэффициента песчаности пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup>

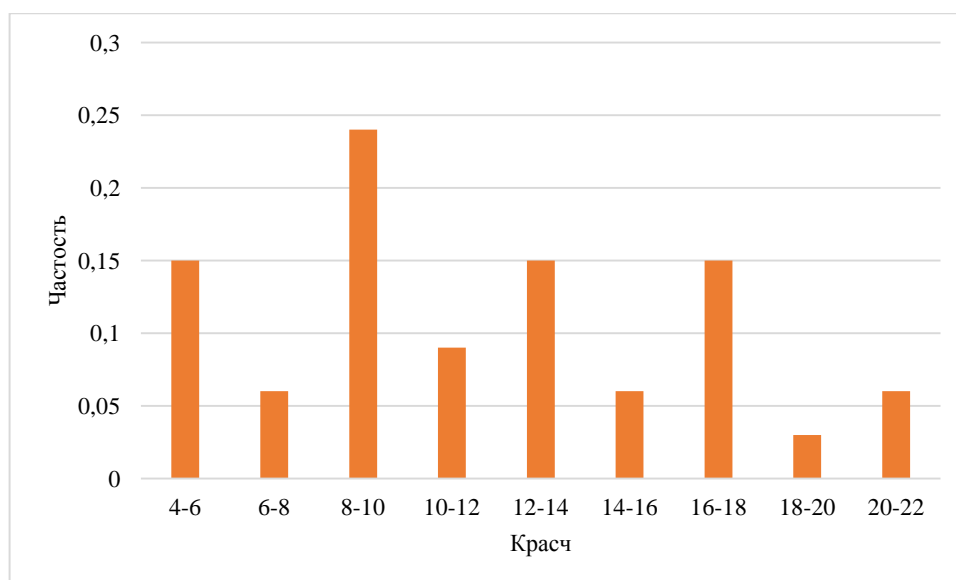


Рисунок 1.4 – Гистограмма распределения расчлененности пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup>

### 1.3 Характеристика продуктивного пласта

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> представлен переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников. Залежь – пластово-сводовая, размеры нефтяной залежи составляют 15,2×12,1 км, высота 57 м. Размер газовой шапки 3,6×1,2 км, этаж газоносности – 17 м.

Определение ФЕС и нефтенасыщенности проводилось по керновому материалу, ГИС и ГДИ [1]. Проницаемость коллекторов определялась по ГИС (в 44 скважинах), по керну (1342 опр. в 9 скважинах), по ГДИ (15 определений в 9 скв.). Пористость коллекторов определялась по ГИС (в 44 скв.), по керну (1342 опр. в 9 скв.). Нефтенасыщенность определена по керну из трех скважин (36 определений) по ГИС в 42 скважинах.

На Снежном месторождении выполнена обработка и поинтервальная (через 0,1 метр) интерпретация материалов ГИС по всем скважинам, на основе которых произведена оценка параметров пластов проведена по материалам геофизических исследований и данным гидродинамических испытаний.

Для проектирования значения пористости и нефтенасыщенности приняты по ГИС, проницаемости по керну. Коэффициент вытеснения нефти

водой и ОФП определены по результатам исследований керна из трех скважин по девяти образцам.

Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта [1]

Параметры	Пласт
	Ю <sub>1</sub> <sup>1-3</sup>
Средняя глубина залегания, м	-2337
Тип залежи	Пластово-сводовая
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс. м <sup>2</sup>	57261
Средняя общая толщина, м	57,2
Средняя газонасыщенная толщина, м	5,6
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	10,5
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	7,3
Коэффициент пористости, доли ед.	0,12
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,54
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	0,8-8,6
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,4
Расчлененность, ед.	12
Начальная пластовая температура, °С	103,3
Начальное пластовое давление, МПа	24,6
Вязкость нефти в пласт. условиях, МПа с	0,2
Плотность нефти в пласт. условиях, т/м <sup>3</sup>	0,621
Плотность нефти в поперхн. услов., т/м <sup>3</sup>	0,8
Абсолютная отметка ВНК, м	-2322,4
Абсолютная отметка ГНК, м	-2375,8
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,6
Содержание серы в нефти, %	2,74
Содержание парафина в нефти, %	2,74
Давление насыщения нефти газом, МПа	19,3
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	227
Плотность воды в пласт. услов., т/м <sup>3</sup>	1,41
Плотность воды в поперх. услов., т/м <sup>3</sup>	1,025
Сжимаемость, 1/МПа*10 <sup>-4</sup>	
нефть	27,5
вода	0,45
порода	0,7
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,483
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут/МПа	10,4

## **1.4 Состав и свойства пластовых флюидов**

### **1.4.1 Состав и свойства нефти и газа**

Физико-химические свойства пластовой нефти приняты по результатам исследования восьми глубинных проб из двух скважин. Физико-химические свойства пластового газа и конденсата приняты по результатам исследования одной глубинной и восьми поверхностных проб из одной скважин.

Газ шапки метановый, содержание метана около 80%. Сероводород отсутствует. Потенциальное содержание конденсата в газе – 295,3 г/м<sup>3</sup>; молярная доля «сухого» газа составила 0,935; давление максимальной конденсации – 1.17 МПа; начальное пластовое давление составило 24,6 МПа.

Нефть легкая, маловязкая, малосернистая, малопарафинистая, малосмолистая.

На Снежном месторождении для анализа состава и свойств нефти и газа было отобрано 8 глубинных проб: в скважине № 133 (2 пробы), № 142 (3 пробы) и № 145бис (3 пробы).

После стандартной и ступенчатой сепарации определялись физико-химические характеристики нефти и газа и их компонентный состав. В таблице 1.2 представлены свойства нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> Снежного месторождения.



Таблица 1.2 – Свойства пластовой нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> Снежного месторождения [1]

Наименование параметра	Численные значения				
	133	142	1456	Диапазон значений	Принятые значения
Пластовое давление, МПа	24.8	24.8	24.8	24,8	24.8
Пластовая температура, °С	102	106	102	102-106	103.3
Давление насыщения, МПа	16.4	16.8	24.8	16,4-24,8	19.3
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	261.4	267.3	258.2	258.2-267,3	262.3
Плотность в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	617.7	621.2	622.5	617.7-622.5	620.5
Вязкость в условиях пласта, МПа*с	0.25	0.22	0.26	0,22-0,26	0.2
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	26.5	26.9	28.3	26,5-28.3	27.2

Можно отметить, что пластовая нефть является легкой, незначительной вязкости, с высоким газосодержанием. В скважине №145 давление насыщения равно пластовому давлению, то есть нефть насыщена газом, в остальных скважинах – недонасыщена.

Компонентный состав нефтяного газа и нефти приведен в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти [1]

Наименование параметра	Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>1-3</sup>				Пластовая нефть
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		
	Выделившийся газ	нефть	Выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, %					
двуокись углерода	1.252	0.000	1.377	0.019	0.796
азот + редкие	1.191	0.000	1.317	0.000	0.835
в т. ч. гелий	0.002	0.000	0.004	0.000	0.002
метан	58.489	0.056	64.745	0.072	39.027
этан	9.275	0.252	10.120	0.451	6.257
пропан	13.918	1.715	13.366	4.511	9.819
изобутан	3.376	1.180	2.336	3.102	2.639
н-бутан	6.221	3.466	4.485	6.517	5.288
изопентан	1.812	2.542	0.747	4.036	2.054
н-пентан	1.812	3.765	0.880	4.862	2.466
гексаны	1.975	34.433	0.450	32.373	13.187
гептаны	0.466	8.157	0.074	7.419	2.984
октаны	0.134	5.846	0.113	5.039	2.004
остаток C <sub>9+</sub>	0.030	38.588	0.001	31.599	12.607
Молекулярная масса	29.756	175.767	25.750	157.600	78.800
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,0012	0,817	0,0010	0,800	0,621

Как видно из таблицы, при дифференциальном разгазировании в составе нефти остается больше легких углеводородов, чем при однократном. Это связано с тем, что при однократном (контактном, одноступенчатом) разгазировании выделяющийся газ контактирует с нефтью, а при дифференциальном – газ непрерывно отводится.

Результаты дифференциального разгазирования, согласно нормативным документам по подсчету запасов, используются для обоснования подсчетных параметров (объемного коэффициента, плотности дегазированной нефти, газового фактора нефти) [2].

В таблице 1.4 приведены физико-химические свойства нефти разгазированной путем дифференциального разгазирования.

Таблица 1.4 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти [1]

Параметры	133	142	145бис	Принято
	Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>1-3</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>1-3</sup>
Плотность при 20°С, г/см <sup>3</sup>	0,792	0,796	0,810	0,800
Вязкость при 20°С, мПа*с	1,86	2,85	3,71	2,8
Температура застывания, °С		-42	-6	-24
Массовое содержание, %				
- серы	0,15	0,20	0,20	0,18
- парафинов	0,98	3,31	3,92	2,74
- смол силикагелевых	2,01	4,58	4,08	3,56
- асфальтенов	0,15	0,27	0,07	0,16
Температура начала кипения, °С		37	41	39
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
- до 100°С		11,0	8,5	9,8
- до 150°С		28,0	24,0	26,0
- до 200°С		41,5	38,0	39,8
- до 250°С		52,0	48,0	50
- до 300°С		62,0	58,5	60,3
Объемный коэффициент	1,628	1,572	1,603	1,601
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	228,5	215,1	236,3	226,6

Согласно таблице, разгазированная нефть является особо легкой, малосернистой, среднепарафинистой [3] малосмолистой. В таблице 1.5 приведены свойства газа и газоконденсата.

Таблица 1.5 – Свойства газа и конденсата пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> Снежного месторождения

Наименование параметра	Ед. изм.	Среднее значение
<b>Газ газовой шапки</b>		
Давление пластовое на глубине 2320 м.	МПа	24,73
Температура пластовая на глубине 2320 м.	°С	99,73
Давление начала конденсации	МПа	25,0
Давление максимальной конденсации	МПа	11,75
Давление псевдокритическое	МПа	4,73
Давление приведенное	МПа	0,43
Температура псевдокритическая	°С	-49,96
Температура приведенная	°С	1,34
Коэффициент сверхсжимаемости		0,934
Объемный коэффициент		1,167
Плотность в условиях пласта	г/см <sup>3</sup>	0,740
<b>Стабильный (дебутанизированный) конденсат</b>		
Плотность (стандартные условия)	г/м <sup>3</sup>	0.748
Молекулярная масса	г/моль	117
Температура выкипания 90% объемного конденсата	°С	362

Как видно, пластовое давление приблизительно равно давлению начала конденсации, значит пластовая газоконденсатная система находится в однофазном газовом состоянии [3].

Также был проведен анализ газа сепарации, газа дегазации, газа дебутанизации, дебутанизованного конденсата, нерастворившегося остатка после РVT-исследований методом газовой хроматографии согласно ГОСТ 23781-87 [4]. Компонентный состав газа и конденсата приведен в таблице 1.6. Таблица 1.6 – Компонентный состав газа и конденсата пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> Снежного месторождения (скважина №133)

Наименование параметра	Газ			Конденсат		Состав пластового газа
	Сепарации	Дегазации	Дебутанизации	Дебутанизированный	сырой	
Молярная концентрация, %						
двуокись углерода	1,59	2,45	1,39	0	0,64	1,53
азот + редкие	1,9	0,28	0,03	0	0,06	1,79
метан	77,53	28,83	0,3	0	6,44	73,18
этан	7,47	14,24	1,18	0	3,25	7,22
пропан	7,03	32,57	29,89	0	9,23	7,18

Продолжение таблицы 1.6

Изобутан	1,33	6,93	20,10	0,006	2,88	1,43
н-бутан	2,03	10,49	39,54	5,76	9,05	2,48
изопентан	0,41	1,75	4,4	4,96	10,4	1,41
н-пентан	0,39	1,52	2,58	7,98		
гексаны	0,19	0,64	0,33	13,2	9,56	0,77
гептаны	0,07	0,20	0,14	12,21	8,74	0,61
октаны	0,03	0,06	0,08	19,58	13,95	0,89
остаток C <sub>9+</sub>	0,03	0,04	0,04	36,3	25,8	1,51
Давление, МПа	2,13					
Температура, °С	28					
Плотность, г/см <sup>3</sup>						
в стандартных условиях (0,1 МПа, 20°С)	0.908	1.507	2.265	0.748		

### 1.4.2 Состав и свойства пластовых вод

Химический состав и свойства пластовых вод Снежного месторождения изучен по результатам анализа 16 проб воды, отобранных из скважин №№ 133, 135, 137, 138, 140, 144, 147, 149 и 150 пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> и соответствует 35,8 г/л. В таблице 1.7 приведены свойства и состав пластовых вод Снежного месторождения. По соотношению главных компонентов ионно-солевого состава, согласно характеристики Сулина В.А. [5] пластовая вода пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> относится к хлоркальциевому типу.

Таблица 1.7 – Свойства и состав пластовых вод пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> Снежного месторождения

Наименование параметра	Ю <sub>1</sub> <sup>1-3</sup>	
	Диапазон изменения	Среднее значение
Плотность воды, г/см <sup>3</sup>	1,021-1,028	1,025
Химический состав вод, мг/л		
K <sup>+</sup>	384-1220	684,8
Na <sup>+</sup>	10458-13300	11901
Ca <sup>+2</sup>	820-1846	1125
Mg <sup>+2</sup>	122-728	320
Cl <sup>-</sup>	18574-22759	21215
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	771-1220	973
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	<3	<3
SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	5-153	55,3
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	7,9-59,6	34,9
Br <sup>-</sup>	13,8-85,2	57
I <sup>-</sup>	1,4-6,3	3,4

Продолжение таблицы 1.7

B <sup>+3</sup>	1-6	3,4
Li <sup>+</sup>	1,1-5,7	3,5
Sr <sup>+2</sup>	188-340	254,3
Rb <sup>+</sup>	0,32-0,47	0,43
Cs <sup>+</sup>	0,12-0,32	0,18
Общая минерализация, г/л	31,3-38,4	35,8
Водородный показатель, рН	6,8-7,4	7
Химический тип воды преобладающий (по Сулину)	Хлоркальциевый	
Количество исследованных проб (скважин)	16 (9)	

Согласно утвержденным в ГКЗ временным требованиям к изучению и подсчету запасов попутных вод нефтяных и газонефтяных месторождений, как источника минерального сырья, пластовые воды представляют промышленный интерес в качестве источника минерального сырья при ожидаемой попутной добыче их на одном месторождении в количестве не менее 250 тыс. м<sup>3</sup> и при ориентировочном уровне содержания компонентов (мг/л), превышающем: для йода – 10, брома – 200, бора – 250, лития – 10, рубидия – 3, цезия – 0,5, стронция – 300, германия – 0,05, вольфрама – 0,03, калия – 1000, магния – 500. Как видно из таблицы 1.7, пластовая вода пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> не представляет промышленный интерес в качестве источника минерального сырья.

## **2 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ СНЕЖНОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Данная глава содержит коммерческую тайну.

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

Студенту:

Группа 3-2Б73Т	ФИО Шипунову Даниле Владиславовичу
-------------------	---------------------------------------

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на оборудование для установки оборудования для проведения МГРП
1. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ТУ 14-161-163-96
1. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ; ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ Отчисления во внебюджетные фонды 30,2%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование перспективности проведения многостадийного гидроразрыва пласта на Снежном нефтегазоконденсатном месторождении
1. Планирование и формирование бюджета проводимых исследований	Составление плана проекта гидроразрыва пласта с учетом необходимых эксплуатационных затрат
1. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Проведение оценки экономической эффективности проведения мероприятия

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	24.04.2021
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		24.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Шипунов Данила Владиславович		24.04.2





### 3.1 Оценка коммерческого потенциала объекта, перспективности проведения проектной работы с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

#### 3.1.1 Технико-экономическое обоснование проведения многостадийного гидроразрыва пласта

Планируется, что в результате проведения мероприятия будет получен дополнительный объем нефти. Дополнительный объем добычи нефти рассчитывается с использованием данных таблицы по формуле (3.1):

$$Q_{\text{н.д.}} = Q_1 - Q_2 \quad (3.1)$$

где  $Q_1$  – объем добычи нефти до ГРП;

$Q_2$  – объем добычи нефти после ГРП.

$$Q_1 = q_1 \cdot N_1 \cdot T \cdot K_{\text{э}1} \quad (3.2)$$

$$Q_2 = q_2 \cdot N_2 \cdot T \cdot K_{\text{э}2} \quad (3.3)$$

где  $q_1$  и  $q_2$  – среднесуточный дебит, соответственно в старом стволе и новом после проведения ГРП, т/сут;

$N$  – количество скважин;

$T_2$  – продолжительность технологического эффекта, сут;

$K_{\text{э}}$  – коэффициент эксплуатации.

Объем добычи нефти до проведения ГРП рассчитывается, исходя из существующих дебитов нефтяной жидкости.

Объем добычи нефти по скважине до проведения ГРП:

$$Q_1 = 9,6 \cdot 1 \cdot 660 \cdot 0,98 = 6209,28\text{т}$$

Объем добычи нефти по скважине после проведения ГРП:

$$Q_2 = 39 \cdot 1 \cdot 660 \cdot 0,98 = 25225,2\text{т}$$

Таким образом объем дополнительно добытой нефти по скважине составляет:

$$\Delta Q_{\text{н.д.}} = 25225,2 - 6209,28 = 19015,92\text{т}$$

Тогда выручка от реализации дополнительно добытой нефти:

$$P_t = C \cdot \Delta Q_{\text{н.д.}} \quad (3.4)$$

где Ц – цена реализации за 1 тонну нефти, руб. Цена реализации нефти Снежного месторождения на внутреннем рынке принята равной 16750 рублей за тонну.

$$P_t = 16750 \cdot 19015,92 = 318516660 \text{руб}$$

### 3.2 Расчет времени на проведение мероприятия

Время на проведение мероприятия включает в себя время на монтаж и демонтаж манифольдов, площадки скважины и проведение МГРП.

Таблица 3.1 – Время на проведение МГРП на одной скважине [10]

Операция	Общее время, ч
Глушение скважины	7
Монтаж подъемного агрегата и расстановку бригадного оборудования	13
Подъем подземного оборудования	10
Промывка забоя скважины и в случае необходимости реперфорация	14
Проведение комплекса ГИС	9
Спуск-подъем гидравлического скрепера и скреперование интервала установки пакера	8
Спуск, посадка, опрессовка пакера на НКТ-89 мм	12
Проведение ГРП	13
Демонтаж оборудования	10
<b>Итого:</b>	<b>96</b>

Таким образом, общее время на проведение подготовительного мероприятия будет равно 96ч.

### 3.3 Расчет бюджета проведения многостадийного гидроразрыва пласта

#### 3.3.1 Расчет амортизационных отчислений

Для проведения данного метода интенсификации необходима следующая техника и оборудование (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Техника и оборудование для проведения ГРП

Наименование	Кол-во	Вид работ
Насосный агрегат 4АН-700	4	Насосные установки (агрегаты) предназначены для закачки рабочих жидкостей (продавочная жидкость, песконоситель, жидкость разрыва)
Блендер на базе УСГ-30	1	Блендер предназначен для приготовления рабочих составов
Песковоз на базе Камаз – 53229	1	Предназначены для перевозки пропанта
Автокран на базе Камаз-6560	1	Монтаж/демонтаж оборудования
Камаз 43114 Э «Вахтовка»	1	Перевозка работников
Станция управления на базе Камаз-5350	1	Предназначена для управления процессом ГРП
Лаборатория на базе Камаз-5350	1	Предназначена для анализа химических веществ
Блок манифольд	1	Предназначен для соединения насосных агрегатов с устьем скважины
Колонная головка Cameron 15000 PSI	1	Предназначена для обвязки колонн и герметизации межтрубного пространства
Извлекаемый пакер Seit 15000 PSI	1	Предназначен для герметичного разобщения интервалов ствола обсадной колонны
Скрепер	1	Предназначен для скребкования интервала установки пакера

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для техники при ГРП выбираем согласно классификации основных средств, включаемых амортизационные группы (утв. Постановлением Правительства РФ от 07 июля 2016 г. N 640).

Расчет амортизационных отчислений на оборудование, при проведении гидроразрыва пласта представлен в таблице 3.3 ( $N_a$  – норма амортизации).

Амортизация рассчитывается исходя из срока полезного использования, согласно Классификации основных средств для техники – 10 лет, для линии манифольд, колонной головки, пакера, скрепера – 5 лет. Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается равным рабочему времени проведения гидравлического разрыва пласта (96 часов).

Таблица 3.3 – Расчет амортизационных затрат

Наименование	Ед	Стоимость, руб	N <sub>а</sub> , %	N <sub>а</sub> в год, руб	N <sub>а</sub> в час, руб	t <sub>раб</sub> , час	Сумма амортизации, руб
Насосный агрегат 4АН-700	4	3426410	10	342641	39,11427	96	15019,88
Блендер на базе УСГ-30	1	2917460	10	291746	33,30434	96	3197,216
Песковоз на базе Камаз – 53229	1	2561200	10	256120	29,23744	96	2806,795
Автокран на базе Камаз-6560	1	2628790	10	262879	30,00902	96	2880,866
Камаз 43114 Э «Вахтовка»	1	2098390	10	209839	23,95422	96	2299,605
Станция управления на базе Камаз-5350	1	2891400	10	289140	33,00685	96	3168,658
Лаборатория на базе Камаз-5350	1		10	0	0	96	0
Блок манифольд	1	278000	20	55600	6,347032	96	609,3151
Колонная головка Cameron 15000 PSI	1	250000	20	50000	5,707763	96	547,9452
Извлекаемый пакер Seit 15000 PSI	1	264000	20	52800	6,027397	96	578,6301
Скрепер	1	127000	20	25400	2,899543	96	278,3562
<b>Итого:</b>							<b>31387,27</b>

### 3.3.2 Расчет материальных затрат

В таблице приведен расчет стоимости химических реагентов, необходимых для проведения МГРП.

Таблица 3.4 – Расчет материальных затрат на химические реагенты для ГРП

Реагент	Ед.изм.	Количество	Цена за ед., руб	Стоимость, руб.
Пропант ВР 2 16/20 Боровичи	л	80	21200	1696000
ГелантWG-46	кг	932	1200	1118400
Стабилизатор глиниWCS-100	л	482	900	433800
ДеэмульгаторWNE-135	л	482	1252	603464
СшивательDBXL-301	л	608	430	261440
БрейкерWGB-1	кг	39	1700	66300
БиоцидBioclear 1000	кг	3,6	2300	8280
<b>Итого:</b>				<b>4187684</b>

Так как при проведении МГРП применяется техника, работающая на топливе, также необходимо произвести его расчет. Расчет топлива осуществляется исходя из того, что а/м Камаз 43114 был в пути 340 км за все время работ, следовательно, при расходе топлива 38л/100 км было потрачено 131 литров топлива. Для оставшейся автомобильной техники было аналогично посчитано ГСМ руководствуясь технической характеристикой ТС (таблица 3.5). В расчетах стоимость ГСМ принята 40 рублей за литр.

Таблица 3.5 – Расчет материальных затрат на проведение МГРП

Техника	Количество	Расход, л	Стоимость ГСМ
4АН-700	4	164	26240
УСГ-30	1	130	5200
Камаз 53229	1	143	5720
Камаз 6560	1	125	5000
Камаз 5350	2	140	11200
Камаз 43114 Э	1	131	5240
<b>Итого:</b>			<b>58600</b>

### 3.3.3 Расчет заработной платы

Персонал для проведения ГРП включает ведущего инженера, инженера-лаборанта, оператора ДНГ, двух мастеров ГРП, механика и 2 водителей специальной техники. Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) был произведен в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.

Таблица 3.6 – Расчет заработной платы

Должность	Количество	Часовая тарифная ставка, руб	Районный коэффициент, руб	Премия, руб	Компенсация за вахтовый метод работы, руб	Доплата за вредные условия, руб	Итого проведение ГРП (96 ч)
Ведущий инженер	1	113,2	56,6	56,6	11,32	13,584	24125,18
Геолог	1	80,8	40,4	40,4	8,08	9,696	17220,10

Продолжение таблицы 3.6

Инженер-лаборант	1	103,5	51,75	51,75	10,35	12,42	22057,92
Оператор ДНГ	1	82,7	41,35	41,35	8,27	9,924	17625,02
Мастер ГРП	2	93,9	46,95	46,95	9,39	11,268	40023,94
Механик	1	54,8	27,4	27,4	5,48	6,576	11678,98
Водитель	2	54,8	27,4	27,4	5,48	6,576	23357,95
Оператор насосных агрегатов	4	56,6	28,3	28,3	5,66	6,792	48250,37
<b>Итого:</b>							204339,46

### 3.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

В таблице 3.7 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды.

Таблица 3.7 – Расчет страховых отчислений

Должность	Заработная плата за проведения мероприятия, руб	Страховые отчисления, руб			
		Страх. взн. (0,2%)	ПФР (22%)	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)
Ведущий инженер	24125,18	48,25	5307,54	699,63	1230,38
Геолог	17220,10	34,44	3788,42	499,38	878,22
Инженер-лаборант	22057,92	44,12	4852,74	639,68	1124,95
Оператор ДНГ	17625,02	35,25	3877,51	511,13	898,88
Мастер ГРП	40023,94	80,05	8805,27	1160,69	2041,22
Механик	11678,98	23,36	2569,37	338,69	595,63
Водитель	23357,95	46,72	5138,75	677,38	1191,26
Оператор насосных агрегатов	48250,37	96,50	10615,08	1399,26	2460,77
<b>Итого:</b>		<b>61710,52</b>			

### 3.3.5 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта

Общие затраты на реализацию проведения гидроразрыва пласта представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб
1	Материальные затраты	4246284
2	Амортизационные отчисления	31387,27
3	Заработная плата	204339,46
4	Отчисления во внебюджетные фонды	61710,52
5	Итого основные расходы	4543721,3
6	Накладные расходы (20%)	908744,25
7	Всего затраты на мероприятие	<b>5452465,5</b>

### 3.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта



### 3.4.1 Определение экономического эффекта от проекта

Эффективность научного ресурсосберегающего проекта включает в себя социальную эффективность, экономическую и бюджетную эффективность. Показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты, и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Показатели экономической эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для предприятия, реализующего данный проект. В этом случае показатели эффективности проекта в целом характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

В таблице 3.9 представлены технико-экономические показатели применения мероприятия, где базовый вариант – это показатели без проведения гидравлического разрыва пласта, по проекту – это показатели после внедрения данного мероприятия.

Таблица 3.9 – Техничко-экономические показатели проведения МГРП

Показатели	Ед.изм.	Базовый вариант	По проекту
Годовой объем добычи	т	3504	14235
Объем доп.добычи	т	-	10731
Среднесуточный дебит	т/сут	9,6	39
Продолжительность технологического эффекта	сут	-	660
Себестоимость добычи тонны нефти	руб	7150	5156
Затраты на мероприятие всего, в т.ч.:	тыс.руб	-	5452,47
материалы	тыс.руб	-	4246,28
Заработная плата	тыс.руб	-	204,339
Страховые взносы	тыс.руб	-	61,7105
Затраты на оборудование	тыс.руб	-	31,3873
Условные переменные затраты	тыс.руб	-	543061
Экономический эффект	тыс.руб	-	179744
Прибыль чистая	тыс.руб	-	174292
Налог на прибыль	тыс.руб	-	52287,5
Срок окупаемости затрат на мероприятие	сут.	-	11,1

Таким образом, общий экономический эффект от проведения МГРП на скважине №130 Снежного месторождения составил 318,5 млн.руб. (цена реализации нефти на внутреннем рынке принята равной 16750 рублей за тонну).

Рассчитаем срок окупаемости затрат на мероприятие. Для этого найдем сколько дополнительно нефти добывается в сутки:

$$\Delta Q = 39 - 9,6 = 29,4 \text{ т/сут}$$

$$P = 29,4 \cdot 16750 = 492450 \text{ руб/сут}$$

$$t = \frac{5452470}{492450} = 11,1 \text{ сут}$$

Срок окупаемости проведения мероприятия для скважины № 130 составил 11,1 суток, а дебит скважины увеличился с 9,6 т/сут до 39 т/сут (дебиты скважин изменялись в разных скважинах по-разному, поэтому срок окупаемости рассчитан для конкретной скважины), следовательно, проведение МГРП на Снежном нефтегазоконденсатном месторождении эффективно и экономически обосновано.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б73Т	Шипунову Даниле Владиславовичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<b>Анализ основных показателей разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: кустовая площадка Снежного нефтегазоконденсатного месторождения
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Производственная безопасность:</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>1.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Недостаточная освещенность рабочего места;</li> <li>• Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры;</li> <li>• Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ;</li> <li>• Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ;</li> <li>• Наличие токсикантов, ПДК, класс опасности, СКЗ, СИЗ;</li> </ul> <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R<sub>заземления</sub>, СКЗ, СИЗ; Проведен расчет освещения рабочего места; представлен рисунок размещения светильников на потолке с размерами в системе СИ;</li> <li>• Работа с котлонадзорным оборудованием, параметры котлонадзорного оборудования, СКЗ и СИЗ;;</li> <li>• Движущиеся части машин и механизмов производственного оборудования.</li> <li>• Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.</li> </ul>
<b>2. Экологическая безопасность:</b>	Наличие промышленных отходов (бумага-черновики, вторцвет- и чермет,

	пластмасса, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника, обрезки монтажных проводов, бракованная строительная продукция) и способы их утилизации;
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Рассмотрены 2 ситуации ЧС: 1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте); 2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.
<b>4. Перечень нормативно-технической документации</b>	ГОСТы, СанПиНы, СНиПы, СН

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.04.2021
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД	Федорчук Юрий Митрофанович	Д.т.н.		26.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Шипунов Данила Владиславович		26.04.2021

## **4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Целью работы является анализ методов повышения эффективности разработки путём проведения гидроразрыва пласта (ГРП). Областью применения является месторождение Снежное, расположенное в Каргасокском районе Томской области. Технология ГРП заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте под действием подаваемой в него под давлением жидкости для обеспечения притока добываемого флюида к забою скважины.

В данном разделе рассмотрены различные вредные и опасные производственные факторы, обусловленные работой на производственной площадке. Для обеспечения безопасных условий труда разрабатываются некоторые необходимые правила проведения работ [11], рассматриваемые в разделе социальной ответственности.

Под социальной ответственностью понимают добровольное стремление компании к качественному улучшению жизни своих работников, заказчиков, и заинтересованные сферы общества. Другими словами, социальная ответственность показывает осознание компанией своего места в обществе и уровень взаимоотношений между обществом и лицом.

Все работы по монтажу, демонтажу и эксплуатации оборудования строго выполняют в соответствии с правилами безопасности на нефтедобывающих промыслах. Работы проводятся на кустовых площадках на открытой местности.

### **4.1 Производственная безопасность при проведении ГРП**

Мониторинг процессов ГРП осуществляется оператором в специальном помещении – операторской, оборудованной пультом управления.

Проведение операции по ГРП сопровождается следующими вредными факторами:

- Недостаточная освещенность рабочего места;

- Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры;
- Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ;
- Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ;
- Наличие токсикантов, ПДК, класс опасности, СКЗ, СИЗ.

Опасные факторы:

- Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R заземления, СКЗ, СИЗ; Проведен расчет освещения рабочего места; представлен рисунок размещения светильников на потолке с размерами в системе СИ;
- Работа с котлонадзорным оборудованием, параметры котлонадзорного оборудования, СКЗ и СИЗ;;
- Движущиеся части машин и механизмов производственного оборудования.
- Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.

#### **4.1.1 Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры**

Снежное месторождение расположено в западной части Томской области в центре Каргасокского административного района. Климат района континентальный с перепадами температур в суточном цикле до 25-30°, при суровой длительной зиме и коротком жарком лете. Вариации среднесуточных температур составляют: зимой от -15°C до -40°C, летом от +10°C до +35°C.

Мероприятия по гидроразрыву пласта проводятся круглогодично. При выполнении работ на площадках месторождений обязательно указываются:

- метеорологические параметры воздуха территории района;

- давление, относительная влажность, скорость движения;
- период времени года выполняемых работ.

Показатели климата меняются по сезонам, а также в течении дня. Между организмом человека и внешней средой происходит температурное равновесие. При нахождении работника в высокотемпературной среде увеличивается вероятность перегрева организма, что приводит к гипертермии. Дальнейшее пребывание человека в такой среде приводит к тепловому удару и потере сознания. В случае перегрева существуют следующие симптомы: тошнота, шум в ушах, головокружение, слабость.

Помимо высоких температур, также неблагоприятное влияние на организм оказывают низкие температуры. Для человека наибольшую опасность представляет гипотермия (переохлаждение организма). Трепетное сердцебиение возникает у человека при температуре тела 30 °С, в случае непринятия необходимых мер происходит остановка дыхания. Работы при низких температурах, высокой влажности и скорости ветра являются тяжелыми. Чтобы избежать переохлаждения работникам во время перерывов, необходимо находиться на холоде менее 10 мин при температуре воздуха до - 10 °С и не более 5 мин при температуре воздуха ниже -10 °С. Для обогрева и отдыха работников, согласно ТК РФ [12] необходимо специальное оборудование помещения. Помещение для обогрева работников должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для необогреваемых помещений. Для стабилизации теплового состояния в местах обогрева должна поддерживаться температура в пределах 21-25 °С.

В кабинах, на пультах и постах управления технологическими процессами, в залах вычислительной техники и других производственных помещениях при выполнении работ операторского типа, связанных с нервно-эмоциональным напряжением, должны соблюдаться оптимальные величины температуры воздуха 22-24°С, его относительной влажности 60-40% и скорости движения (не более 0,1 м/с). Перечень других производственных помещений, в которых должны соблюдаться оптимальные нормы

микроклимата, определяется отраслевыми документами, согласованными с органами санитарного надзора в установленном порядке.

Оптимальные параметры микроклимата рабочей зоны в холодное время года

Температура	Влажность	Скорость движения воздуха, м/с
22-24	40-60	$\leq 0,1$

Допустимые параметры микроклимата рабочей зоны на постоянных рабочих местах

Температура	Влажность	Скорость движения воздуха, м/с
21-25	75	$\leq 0,1$

Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой, которая будет соответствовать времени года и температуре окружающей среды в целом. Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Для предотвращения неблагоприятного воздействия низких температур при работе на открытом воздухе на самочувствие, работоспособность и здоровье работающих необходимо руководствоваться Санитарными нормами и правилами СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах» [13] и Методическими рекомендациями МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время года на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» [14].



#### **4.1.2 Повышенный уровень шума и вибрации**

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов.

К числу наиболее типичных источников шума и вибраций следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и турбореактивные двигатели, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие), системы транспорта. Звуковые колебания на рабочем месте оператора происходят от различных агрегатов, например, для ОПЗ, машин КРС. Также в близости от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, но все они не превышают допустимый уровень шума, согласно требованиям ГОСТа [15].

Нормой шума на открытой местности является 82 дБА. Если же месторождение удаленное, то требуются перелеты к месту работы на вертолетах. Вертолеты создают уровень шума 95-100 дБА, что превышает допустимые нормы.

При контакте человека с звуковыми колебаниями, они оказывают пагубное влияние на весь организм в целом. При повышенных уровнях шума работник подвержен утомляемости, а при выполнении задач, которые требуют особого внимания и сосредоточенности, появляется риск роста ошибок. При длительном воздействии шума на организм нарушается ритм сердца, артериальное давление.

СИЗ согласно ГОСТ 12.4.051 [16]: наушники, противозумные вкладыши, шлемы и каски.

Так же защита может быть осуществлена путем установки насосных и компрессорных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Защита от вибрации обеспечивается:

- балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов;
- устройством виброгасящих опор и фундаментов.

От вибрации защищаются путем совершенствования техники и оборудования, поиском лучших поглощающих вибрацию материалов. Для личной защиты от вибрации используют резиновые перчатки и резиновые прокладки в блоке установки двигателя.

СКЗ: звукоизолирующие кожухи, кабины, выгородки, а также рациональное размещение рабочих органов и рабочих мест.

#### **4.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках – аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного 94 аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения.

В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2016) [17]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

#### **4.1.4 Повышенный уровень электромагнитного излучения**

При проведении ГРП необходим постоянный мониторинг процесса, включающий работу за компьютерами и специальной техникой, которые являются источниками электромагнитных излучений.

Основным вредным фактором, воздействию которого подвергается инженер при работе за компьютером, является электромагнитное излучение. Оно пагубно влияет на костные ткани, ухудшает зрение, повышает утомляемость, а также способствует ослаблению памяти и возникновению онкологических заболеваний.

Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПК на рабочих местах приведены в СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» [18].

Предельно допустимые уровни облучения (по ОСТ 54 30013-83):

- до 10 мкВт/см<sup>2</sup>, время работы (8 часов);
- от 10 до 100 мкВт/см<sup>2</sup>, время работы не более 2 часов;
- от 100 до 1000 мкВт/см<sup>2</sup>, время работы не более 20 мин. при

условии пользования защитными очками;

- для населения в целом ППМ не должен превышать 1 мкВт/см<sup>2</sup>.

С целью снижения вредного влияния электромагнитного излучения при работе с компьютером необходимо соблюдать требования:

1. Длительность работы без перерыва взрослого пользователя должна быть не более 2 ч. В процессе работы следует менять содержание и тип деятельности.

1. Рабочее место с компьютером должно располагаться по отношению к окнам таким образом, чтобы лучи света падали слева.

Оптимальным расстоянием между экраном монитора и глазами работника является 60÷70 см, но не ближе 50 см.

1. Для ослабления влияния рассеянного рентгеновского излучения от монитора ПК рекомендуется использовать защитные фильтры (экраны).

Средства защиты сотрудников от электромагнитных излучений, исходящих от монитора компьютера:

- выбор рациональных режимов работы компьютера;
- ограничение времени работы за компьютером, перерывы в работе;
- выполнение упражнений для глаз и шеи;
- защита расстоянием, т.е. максимально возможное удаление рабочего места от источников электромагнитного излучения;
- рациональное размещение источников электромагнитного излучения;
- защитные фильтры для мониторов;
- использование СИЗ.

СИЗ: стеклянные очки, покрытые микропленкой из золота, спецодежда типа кольчуги.

#### **4.1.5 Попадание токсичных и вредных веществ в организм**

При проведении ГРП возможно проявление вредного воздействия нефти и нефтепродуктов на организм работника, например, путем вдыхания их паров, а также через кожу. Нефть является природным жидким токсичным продуктом. Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела. Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния.

Таблица 4.1 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны (по ГОСТ 12.1.005-88 [21])

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Бензин (растворитель топливный)	100	IV
Бензол <sup>+</sup>	5	II
Керосин (в пересчете на С)	300	IV
Лигроин (в пересчете на С)	300	IV
Масла минеральные нефтяные <sup>+</sup>	5	III
Нефрас С 150/200 (в пересчете на С)	100	IV
Нефть <sup>+</sup>	10	III
Сероводород	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами:		
С <sub>1</sub> – С <sub>5</sub>	3	III
Тетраэтилсвинец <sup>+</sup>	0,005	I
Толуол	50	III
Уайт-спирит (в пересчете на С)	300	IV
Хлор <sup>+</sup>	1	II

Знак «+» в таблице 4.1 означает, что вещества опасны также при попадании на кожу.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 предельно допустимая концентрация углеводородов в воздухе рабочей зоны составляет 10 мг/м<sup>3</sup>.

В профилактике профессиональных отравлений нефтью и попутным газом радикальными средствами являются комплексная автоматизация, телеуправление и механизация производственных процессов.

При работе с высокими концентрациями применяются индивидуальные средства защиты: шланговые противогазы, самовсасывающие или с принудительной подачей воздуха. Для предупреждения кожных поражений – предохранительные мази. Спецодежда – нефтенепроницаемая куртка, полукombineзон, рукавицы, обувь, а также головные уборы. Обязательны предварительные и периодические медицинские осмотры.

#### **4.1.6 Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, Rзаземления, СКЗ, СИЗ**

Работник нефтегазовой отрасли постоянно сталкивается с оборудованием, которое находится под напряжением. Действует электрический ток на человека по-разному. Проходя через организм человека, он вызывает электролитическое (разложение крови), термическое

(ожоги), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (разрывы кожи, сосудов, судороги, переломы костей). Поэтому важно, чтобы работник умел пользоваться такими приборами, знать их принцип действия и конструкцию. Неквалифицированный в области электробезопасности работник при возникновении опасных ситуаций обязан сообщить о какой-либо неисправности главному инженеру-электрику.

Электрические приборы и оборудование должны проходить периодический осмотр. Оборудование, которое вышло из строя, должно своевременно починено, либо заменено на новое. Также оборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Заземление должно соответствовать требованиям, которые указаны в ГОСТ 12.1.030.81 «Защитное заземление. Зануление» [22]. Для того, чтобы не допустить воздействие на работников электрического тока, используют средства индивидуальной и коллективной защиты, согласно ГОСТ Р 12.1.019-2009 [23].

При работе с ПК, с целью обеспечения электробезопасности пользователей компьютеров, должны выполняться следующие требования:

- все узлы одного персонального компьютера и подключенное к нему периферийное оборудование должны питаться от одной фазы электросети;
- корпуса системного блока и внешних устройств должны быть заземлены радиально с одной общей точкой;
- для аварийного отключения компьютерного оборудования должен использоваться отдельный щит с автоматами защиты и общим рубильником;
- все соединения ПЭВМ и внешнего оборудования должны производиться при отключенном электропитании.

Офисный кабинет относится к 1-му классу электробезопасности (помещение без повышенной опасности) Так, как данное помещение сухое, с нормальной температурой воздуха, имеет оборудование напряжением 220 В (до 1000 В). Безопасное значение тока  $I < (12- 36) В$ .

Существуют следующие способы защиты от поражения электрическим током на данном рабочем месте:

- защитное заземление ( $R < 4 \text{ Ом}$ );
- зануление;
- защитное отключение;
- электрическое разделение сетей разного напряжения;
- изоляция токоведущих частей;
- работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (диэлектрические перчатки, боты, инструменты с изолирующими ручками, резиновый коврик, деревянная лестница, указатель напряжения).

#### **4.1.7 Работа с котлонадзорным оборудованием**

Правила Котлонадзора по устройству и безопасной эксплуатации котлов, оборудования и трубопроводов ПБ 03-75-94 [24] определяют требования к проектированию, строению, изготовлению, реконструкции, монтажу, наладке, ремонту и эксплуатации паровых котлов, автономных пароперегревателей и экономайзеров с рабочим давлением (избыточным) больше 0,07 МПа ( $0,7 \text{ кгс/см}^2$ ), водогрейных котлов и автономных экономайзеров с температурой выше  $115^\circ\text{C}$ .

К котлонадзорному оборудованию относится оборудование, работающее под избыточным давлением более 0,07 мегапаскаля (МПа):

- 1) пара, газа (в газообразном, сжиженном состоянии);
- 1) воды при температуре более  $115^\circ\text{C}$  Цельсия ( $^\circ\text{C}$ );
- 1) иных жидкостей при температуре, превышающей температуру их кипения при избыточном давлении 0,07 МПа.

1) если произведение  $P \cdot V > 200$  (произведение давления в атм. на объем в литрах).

Используемое оборудование должно соответствовать правилам Котлонадзора, для этого оно должно проходить специальные испытания. Гидравлическое опробование проводится с целью проверки прочности элементов котла и плотности соединений.

Технологическое оборудование на кустовой площадке работает под высоким уровнем давления. Высокое давление может привести к его разрушению и в последствии нанести ущерб работникам, в том числе летальный исход. При разгерметизации оборудования, работающего под давлением, возникают две группы опасности. К первой группе относят разрушение из-за взрывной волны, что приводит к травмированию работников. Ко второй группе относят оборудование с вредными и опасными веществами. Но чаще реагенты, применяемые для ГРП, не являются агрессивными. К разгерметизации чаще всего приводят различные дефекты сосудов, резервуаров, трубопроводов, которые образовались при изготовлении, хранении или транспортировке.

Ввиду высокой травмоопасности к обслуживанию механизмов, работающих под давлением, допускаются лица, достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, КИП, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств [26].



Разрешение на эксплуатацию котлов, зарегистрированных в органах ГГТН, выдаётся инспектором ГГТН после проведения пуско-наладочных работ на основании первичного технического освидетельствования и осмотра его во время парового испытания, при котором проверяется:

1) Наличие и исправность в соответствии с требованиями Правил арматуры, контрольно-измерительных приборов и приборов безопасности

1) Исправность питательных устройств и соответствие их проекту и требованиям Правил

1) Соответствие водно-химического режима котла требованиям Правил

1) Правильность включения котла в общий паропровод, а также подключение питательных, продувочных и дренажных линий

1) Наличие аттестованного обслуживающего персонала, а также инженерно-технических работников, которые прошли проверку знаний

1) Наличие производственных инструкций для персонала котельной, сменных и ремонтных журналов

1) Соответствие помещения котельной проекту и требованиям Правил

#### **4.1.8 Движущиеся части машин и механизмов производственного оборудования**

Работы при гидроразрыве пласта связаны с использованием разных транспортных средств и агрегатов, поэтому на промысле может возникнуть опасность для человека со стороны движущихся машин и механизмов. В ходе ГРП за процессом работы следит инженерно-технический работник, все работы должны проводиться по заранее утвержденному плану работы.

При проведении мероприятия работники подвержены опасности получения механических травм. Под механическими травмами понимают повреждение мышц, кожных покровов, костей, позвоночника, головы и других различных частей тела. Получить подобного рода травму можно по

причине шероховатости поверхности, при спуско - подъемных операциях, при монтаже и демонтаже установок. Также к механическим травмам приводят острые инструменты, движущиеся машины и механизмы, передвигающиеся объекты, разрушающиеся конструкции. В связи с этим появляется необходимость защитить работников от опасных факторов.

Для защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне. Как указано в ГОСТ 12.2.062-81 [27], ограждение имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов. Устанавливают их так, чтобы полностью исключить доступ человека в зону опасности. Необходимо соблюдать все требования при их устройстве. Работа категорически запрещается при неисправных ограждениях. Для профилактики систематически проверяют наличие всей необходимой защиты. Также проводят плановую и внеплановую проверку тормозных и пусковых устройств, состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2003-91 [28].

#### **4.1.9 Пожароопасность**

В зависимости от характеристики используемых в производстве веществ и их количества, по пожарной и взрывной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В, Г, Д. Помещение офиса относится к категории В производства, связанные с обработкой или применением твердых сгораемых веществ и материалов. Меры пожарной безопасности:

- не допускается загромождение эвакуационных путей и выходов посторонними предметами;
- не допускается использование неисправных электроприборов;
- курение осуществляется только в специально отведенных местах;
- проведение регулярного инструктажа по технике безопасности;
- уборка рабочего места и отключение электроприборов по завершению работы.

В отделе имеется инструкция по пожарной безопасности и порядок действий при возгорании и пожаре. В случае возникновения возгорания и пожара каждый работник должен:

- прекратить работу;
- отключить электрооборудование по возможности;
- подать сигнал о пожаре и нажать кнопку пожарной сигнализации;
- сообщить о случившемся ответственному за пожарную безопасность;
- принять меры по эвакуации людей;
- принять меры по тушению пожара по возможности и сохранению материальных ценностей.

При возникновении возгорания в помещении имеется силовой щит для обесточивания помещения и порошковый огнетушитель:

1. углекислотные (ОУ-1, ОУ-2, ОУ-3 или ОУ-4, ОУ-5, ОУ-6), предназначенные для тушения загораний различных горючих материалов и горючих жидкостей, а также электроустановок, находящихся под напряжением до 1000 В (только после отключения питания электроустановок);

1. хладоновые (ОАХ, ОХ-3, СОТ-5М), предназначенные для тушения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, твердых веществ, электроустановок под напряжением и различных материалов, кроме щелочных металлов и кислородсодержащих веществ;

1. порошковые (ОП-5, П-2АП, Феникс АВС-7, ПФ, ПСБ-3), предназначенные для тушения электрооборудования под напряжением не выше 1000 В.

В офисе должны висеть огнетушители, а также силовой щит, который позволяет мгновенно обесточить его. На видном месте в коридорах вывешены инструкции и обязанности сотрудников и план эвакуации в случае пожара. В случаях, когда не удастся ликвидировать пожар самостоятельно, необходимо вызвать пожарную охрану и покинуть помещение,

руководствуясь разработанным и вывешенным планом эвакуации (рисунок 4.1).



Рисунок 4.1 – План эвакуации

## 4.2 Экологическая безопасность

Переработку макулатуры в бумагу, картон и другую продукцию производят в несколько этапов:

- 1 этап: сортировка; измельчение; первичный роспуск; очистка от примесей.
- 2 этап: вторичный роспуск; тонкая очистка; дополнительная обработка.

После завершения второго этапа получается очищенный водный раствор, из которого делают бумагу различных сортов. Иногда этот водный раствор смешивают с непереработанной целлюлозой. Во время этой операции из любой макулатуры делают сырье, пригодное для изготовления качественной бумаги.

Не работающие лампы немедленно после удаления из светильника должны быть упакованы в индивидуальную тару из гофрокартона или картонную коробку. В случае отсутствия индивидуальной упаковки, каждую отработанную лампу необходимо тщательно завернуть в бумагу или тонкий мягкий картон, предохраняющий лампы от взаимного соприкосновения и случайного механического повреждения.

Недопустимо выбрасывать отработанные энергосберегающие лампы вместе с обычным мусором, превращая его в ртутьсодержащие отходы, которые загрязняют ртутными парами подъезды жилых домов. Накапливаясь во дворах и попадая на полигоны ТБО, ртуть из мусора, в результате деятельности микроорганизмов преобразуется в растворимую в воде и намного более токсичную метилртуть, которая заражает окружающую среду.

Постановлением Правительства РФ от 03.09.2010 № 681 утверждены Правила обращения с отходами производства и потребления в части осветительных устройств, электрических ламп, ненадлежащие сбор, накопление, использование, обезвреживание, транспортирование и размещение которых может повлечь причинение вреда жизни, здоровью граждан, вреда животным, растениям и окружающей среде.

Согласно Правилам не допускается самостоятельное обезвреживание, использование, транспортирование и размещение отработанных ртутьсодержащих ламп потребителями отработанных ртутьсодержащих ламп, а также их накопление в местах, являющихся общим имуществом собственников помещений многоквартирного дома, за исключением размещения в местах первичного сбора и размещения и транспортирования до них.

Органы местного самоуправления организуют сбор и определяют место первичного сбора и размещения отработанных ртутьсодержащих ламп у потребителей ртутьсодержащих ламп (кроме потребителей ртутьсодержащих ламп, являющихся собственниками, нанимателями, пользователями помещений в многоквартирных домах и имеющих

заключенный собственниками указанных помещений договор управления многоквартирными домами или договор оказания услуг и (или) выполнения работ по содержанию и ремонту общего имущества в таких домах), а также их информирование.

Предполагаемым источником загрязнения окружающей среды на данном рабочем месте являются вышедшие из строя предметы вычислительной техники и оргтехники. В результате образования отходов оказывается воздействие на литосферу.

Непригодные для использования ПЭВМ и сопутствующая оргтехника относятся к IV классу опасности и подлежат специальной утилизации. В ходе этой утилизации более 90% состава оргтехники подлежит повторной переработки. Утилизация проводится в несколько этапов:

1. Удаление опасных компонентов.
1. Удаление крупных частей из пластика.
1. Сортировка и измельчение пластика для вторичной переработки.
1. Измельчение оставшихся частей оргтехники.
1. Сортировка измельченных частей (пластик, железные части, цветные металлы).

В результате вторичной обработки ПЭВМ и оргтехника могут быть снова использованы в процессе производства новой оргтехники

#### **4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

По источникам возникновения чрезвычайные ситуации делятся на природные, техногенные и биолого-социальные. В свою очередь природные, техногенные и биолого-социальные чрезвычайные ситуации классифицируются по опасным природным явлениям, опасным техногенным событиям и опасным биологическим проявлениям.

Рассмотрены 2 ситуации ЧС:

- 1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, теплокоммуникациях, водоканале, транспорте);

1) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа).

### ***Природная ЧС***

Природными источниками чрезвычайных ситуаций (ЧС) на рассматриваемом рабочем месте могут быть сильные морозы зимой. В целях обеспечения устойчивой работы корпуса необходимо соблюдение следующих мер предосторожности:

1. Плотнo закрыть окна, двери, чердачные люки и вентиляционные отверстия.

1. Подготовить двухсуточный запас воды и пищи, запасы медикаментов, средств автономного освещения (фонари, керосиновые лампы, свечи) расположенные в складских помещениях здания.

1. Принять меры по сохранению тепла и экономному расходованию продовольственных запасов.

1. Подготовить дизельный электрогенератор для освещения, газовый калорифер и баллон с газом для обеспечения тепла.

1. Подготовить пассажирский транспорт.

### ***Техногенная ЧС***

Техногенными источниками чрезвычайных ситуаций (ЧС) на рабочем месте может быть несанкционированный доступ.

В целях предотвращения данного источника ЧС необходимо:

1. оборудовать офис системой видеонаблюдения;

1. оборудовать офис системой сигнализации;

1. организовать круглосуточную охрану и пропускную систему;

1. обеспечить надёжную систему связи.





## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, на месторождении промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях наунакской свиты верхней юры (пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup>), в связи с чем, принят один объект разработки – пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup>, который является нефтегазоконденсатным.

Действующий в настоящее время на месторождении проектный документ – «Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области», утвержденный протоколом ЦКР Роснедр № 670 от 5 марта 2012 г.

На сегодняшний день фонд для бурения на месторождении составил 20 скважин, в том числе добывающих 12 (из них 11 горизонтальных и 1 многозабойная), 8 нагнетательных. Общий фонд скважин – 65, в т.ч. 41 добывающих (18 горизонтальных и 1 многозабойная), 18 нагнетательных.

Месторождение находится на начальной стадии разработки, осуществляется интенсивное разбуривание месторождения, проектный фонд скважин реализован на 54%, средняя обводненность действующего фонда скважин составляет 23,8%.

В условиях проекта разработки целью является извлечение 6 198 тыс.т. нефти, накопленной добычи при этом – 5 768 тыс.т., утверждённое значение КИН – 0.320,  $K_{\text{охв}}$  – 0.662. Проектный срок разработки составляет 57 лет. По состоянию на 1.01.2021 г текущий коэффициент извлечения нефти составил 0.095, что составляет 30% от проектного значения.

Динамика фактической добычи жидкости и нефти в 2015 и 2016 годах несколько ниже проектных значений, зато в последующих годах фактическая добыча превысила проектную. Фактическая обводненность продукции скважин оказалась ниже прогнозируемой, что говорит о высокой эффективности геолого-технических мероприятий на Снежном месторождении. Дебиты по жидкости и нефти по большей части ниже проектных показателей, в особенности с 2018 году. После 2018 года дебит нефти снова растет и достигает проектного значения благодаря проведению

мероприятий по увеличению нефтеотдачи. Фактические объемы добычи газа колеблются около прогнозных величин на протяжении всего рассматриваемого периода.

График приемистости нагнетательных скважин имеет нестабильный характер. В период с 2014 по 2020 год приемистость выросла с 50,9 до 82 м<sup>3</sup>/сут, что говорит об эффективных технологических мероприятиях, проводимых на месторождении, таких как обработка призабойной зоны пласта.

В качестве основных методов увеличения нефтеотдачи применяются технологии бурения протяженных горизонтальных скважин, бурение многозабойных горизонтальных скважин в подгазовой зоне, осуществляются мероприятия по выравниванию профиля притока, широко применяется многостадийный гидравлический разрыв пласта.

В работе был проведен анализ основных показателей разработки и эффективности мероприятий по увеличению нефтеотдачи, применяемых на месторождении, в частности технологии МГРП. В условиях Снежного месторождения данное мероприятие показало высокую эффективность: дополнительная добыча за 2014-2020 гг составила 240,6 тыс.т нефти, технологический эффект от мероприятия наблюдается в течение 17 месяцев, окупаемость проведения мероприятия – в течение года.

На основании проанализированных данных, можно сказать, что достижение проектных показателей добычи является с высокой вероятностью возможной. Проектная программа ГТМ выполняется в полном объеме и оправдывает свои ожидания.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения в рамках договора № 6-2014 от 10.01.2014 г. между ООО «Норд Империял» и ЗАО «Тюменский институт нефти и газа» (ЗАО «ТИНГ»).
2. Распоряжение Минприроды от 01.02.2016г. № 3-р. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов.
3. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.
4. ГОСТ 23781-87. Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава.
5. Сулин В. А. Условия образования и основы классификации природных вод, в частности, вод нефтяных месторождений. «Воды нефтяных месторождений в системе природных вод». 1946. – 96 с.
6. Проект пробной эксплуатации Снежного нефтяного месторождения. Протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО №787 от 21.06.2006.
7. Технологическая схема разработки Снежного нефтяного месторождения Томской области. Протокол ЦКР Роснедр №4551 от 01.04.2009 г.
8. Янин А.Н. Как выполнить анализ разработки нефтяного месторождения / А.Н. Янин – Бурение и нефть. №4. 2008 г – 9 с.
9. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и газонефтяных месторождений.
10. Отчет о проведении гидравлического разрыва пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> в скважине № 503, куст 6 Снежного месторождения. Подготовлен: ООО

«Карбо Керамикс «Евразия»» по заказу ООО «Норд Империл».

11. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.

12. Трудовой кодекс – ТК РФ – Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха.

13. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

14. Методические рекомендации МР 2.2.7.2129-06. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время года на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

15. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

16. ГОСТ 12.4.275-2014 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Методы испытаний.

17. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.

18. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

19. ГОСТ 12.1.038-82 (ред. от 2001 г.) Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

20. Белов С.В., А.В. Ильницкая и др. Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов, 1999. – 354 с.

21. ГОСТ 12.1.005-88. (ред. от 2008 г.) ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

22. ГОСТ Р 12.1.019-2017. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

23. Ростехнадзора П. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» от. – 25 марта 2014 года – №. 116. (с изменениями на 12 декабря 2017 года).

24. ПБ 03-75-94. Правила Котлонадзора по устройству и безопасной эксплуатации котлов, оборудования и трубопроводов.

25. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

26. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

27. Постановление Правительства РФ от 15.04.2002 г. № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».

28. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

29. ГОСТ Р 51241-2008. Средства и системы контроля и управления доступом.