

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 18.03.01 Химическая технология  
 Отделение химической инженерии

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА И СВОЙСТВ НЕФТЕЙ    МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 665.6:622.323(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д53	Абнасырова Татьяна Адырхановна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кривцова Надежда Игоревна	К.Т.Н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Романова Светлана Владимировна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Е.А.	К.Т.Н.		

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 18.03.01 Химическая технология  
Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Кузьменко Е.А.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

<b>Бакалаврской работы</b>
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Д53	Абнасырова Татьяна Адырхановна

Тема работы:

<b>Исследование состава и свойств нефтей месторождений Западной Сибири</b>	
Утверждена приказом проректора-директора (директора) (дата, номер)	<b>№ 59-83/С от 28.02.2020</b>

Срок сдачи студентом выполненной работы:	<b>15.05.2020</b>
--	-------------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Нефти двух месторождений Западной Сибири, методы исследования основных свойств нефтей, результаты предыдущих исследований нефтей.</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Содержание          Введение          Теоретический анализ – химический состав нефти, сырая и подготовленная для транспортировки нефть          Постановка задачи исследования          Результаты работы и их обсуждение          Финансовый менеджмент          Социальная ответственность          Заключение</p>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	к.э.н., доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	старший преподаватель, Романова Светлана Владимировна

<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	
Реферат	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	<b>14.01.2020</b>
---	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кривцова Надежда Игоревна	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д53	Абнасырова Татьяна Адырхановна		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Д53	Абнасырова Татьяна Адырхановна

<b>Институт</b>		<b>Кафедра</b>	
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	18.03.01 «Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Анализ изменения физико-химических свойств нефти в течении разработки скважины. Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта. Оценка степени готовности к коммерциализации. Анализ результатов состава нефти, адекватность результатов, пригодность к переработке.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение бюджета научного исследования: расчет стоимости материальных затрат. Расчет интегральных показателей эффективности научного исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Проведение оценки экономической эффективности исследования.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	31.01.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н., доцент,		31.01.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Д53	Абнасырова Татьяна Адырхановна		31.01.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Д53	Абнасырова Татьяна Адырхановна

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>Химической технологии топлива и химической кибернетики</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	18.03.01 «Химическая технология»

Исследование состава и свойств нефтей месторождений западной Сибири

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

Объект исследования: технология, алгоритм, методика.	Объект исследования: исследование физико-химических свойств нефти со временем эксплуатации скважинместорождений Западной Сибири.
--	--

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

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>          1.1 Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;          1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 27.12.2018).</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b>          2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов          2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>1. Отклонение показателей микроклимата;          2. Превышения уровня шума;          3. Недостаточная освещенность рабочей зоны;          4. Воздействие химически опасных веществ;          5. Повышенное значение напряжение в электрической цепи.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>Провести анализ технологии использования отходов в процессе работы лаборатории и влияния объекта и процесса исследования на окружающую среду.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p>Рассмотреть действия работников в случае возникновения в лаборатории аварий и аварийных ситуаций.</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	14.01.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Романова Светлана Владимировна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д53	Абнасырова Татьяна Адырхановна		

## СОДЕРЖАНИЕ

Реферат .....	8
Введение.....	10
1 Сравнительный анализ свойств нефтей месторождений западной сиббири .....	13
1.1 Основные нефтегазоносные провинции в Российской Федерации .....	13
1.2 Нефтяной комплекс России .....	15
1.3 Взаимосвязь свойств и состава нефти и пути ее переработки .....	16
1.4 Классификация нефтей.....	19
1.5 Выбор на направления переработки нефти.....	22
1.6 Промысловая подготовка нефти.....	29
2 Экспериментальная часть .....	36
2.1 Объекты исследования.....	36
2.2 Методы исследования .....	37
2.3 Результаты исследования .....	39
3. Финансовый менеджмент,ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	43
4 Социальная ответственность .....	58
Выводы .....	70
Список используемых источников информации .....	71

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из: 73 страницы, 6 рисунков, 27 таблиц, 39 литературных источника.

Ключевые слова: физико-химические свойства, месторождение, исследование, нефть, эксплуатация.

В данной работе выполнены исследования в области состава и свойств высокопарафинистых нефтей месторождений Западной Сибири.

Цель работы: исследование физико-химических свойств нефти со временем эксплуатации скважин месторождений Западной Сибири, для выбора наиболее выгодного метода транспортировки.

Для достижения поставленной цели изучили химический состав, промысловую подготовку нефти, рассмотрели проблемы, возникающие при перекачке и способы транспортировки парафинистой нефти, исследовали изменение физико – химических свойств парафинистых нефтей Верхне-Салатского месторождения эксплуатационной скважины № 123.

Выпускная квалификационная работа выполнена в Отделении химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов.

## SYNOPSIS

The graduate qualification work contains 73 pages, 6 figures, 27 tables, 39 references.

Keywords: physical and chemical properties, field, exploration, oil, exploitation. In this work studies were carried out in the field of composition and properties of highly paraffin oil deposits of Western Siberia.

The purpose of the work: study of changes in physical and chemical properties of oil over the time of operation of wells of fields of Western Siberia, in order to choose the most profitable method of transportation.

In order to achieve this goal, the chemical composition, field preparation of oil were studied, problems arising during pumping and methods of transportation of paraffinic oil were considered, changes in physical and chemical properties of paraffinic oils of the Verkhne-Salatskoye field of production well No. 123 were investigated.

The graduate qualification work was performed at the Department of Chemical Technology under the leadership of the Candidate of Technical Sciences, Assistant Professor of OHI of the ISHPR N.I. Krivtsova Student of the 3-2Д53 Group T.A. Abnasyrov.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Нефть – это смесь жидких углеводородов, кислорода, азота, серы, органических соединений, в которых растворены смолистые вещества и твердые углеводороды. Внешний вид нефти – маслянистая жидкость, ее цвет зависит от строения смолистых веществ и содержания. Нефть легче воды. Взаимная растворимость очень незначительна, однако, при интенсивном перемешивании образуют стабильные эмульсии. Нефть свое название получила от Мидийского слова нафта (утечка, возникающая). В русском языке слово нефть стало применяться в XVI веке. В мире извлекаемые запасы нефти оцениваются в 141,3 млрд. тонн. Этих запасов при нынешних объемах добычи нефти хватит на 42 года. Из них 66,4 процента находятся в странах Ближнего Востока. Первое место в мире по показателю запасов нефти занимает Саудовская Аравия, там содержится более четверти всех мировых запасов. Второе место занимает Американский континент, там показатель оставляет 14,5 % всех мировых извлекаемых запасов нефти. В странах Западной Европы, крупные нефтяные и газовые месторождения расположены в акватории Северного моря. В Азиатско-Тихоокеанском регионе промышленными запасами нефти обладают Индия, Малайзия и Австралия в сумме они содержат 1 % от мирового запаса, Индонезия – 0,5 %, Китай – 2,35 % - самый большой процент в данном регионе. Восточная Европа и бывшие страны СССР владеют – 5,8%, в том числе бывшего СССР – 5,6, Россия – 4,76 %, что составляет 6,64 млрд. тонн. Главные нефтедобывающие регионы мира – страны, обладающие крупными ресурсами нефти. По объему добычи нефти первые места в мире до 1974 г. занимали такие страны, как США, до 1989 г. – бывший СССР, а с 1995 по 2000 гг. – Саудовская Аравия [16]. В настоящее время по этому показателю занимает 1-е место в мире Россия. Россия с ограниченностью запасов примерно 7 млрд. тонн с начала нового столетия, интенсивно наращивает добычу нефти. Более половины добываемой нефти

идет на экспорт. И сегодня Россия все больше становится нефтегазосырьевым придатком развитых стран. Большинство отечественных месторождений нефти сейчас находится в стадии истощения активных рентабельных запасов. Постоянно растет обводненность нефтяных месторождений, что, в среднем по России составляет – 82 %. Низкий средний дебит одной скважины (около 7 т), и что бы считать такие дебиты рентабельными на мировом рынке устанавливается высокая цена нефти. Высока и изношенность оборудования нефтегазового комплекса всей страны. В ближайшем будущем Россия обречена работать с трудноизвлекаемыми и малодебитными месторождениями нефти [16]. Предварительные данные по добычи нефти в Южно-Мыльджинском месторождении на 2020 год, прогнозируемые предприятиями добывающего блока, прокомментировал и.о. заместителя губернатора по промышленной политике Николай Глебович. По его словам, уровень добычи нефти в 2019 году остался на уровне 2018 года – 10,8 миллиона тонн. «Предварительно, объемы добычи нефти по оптимистическим расчетам в 2020 году достигнет отметки 10,86 миллиона тонн, что превысит его прошлогодний показатель на 0,5 %, добыча газа снизится до уровня 5,3 миллиарда кубометров, что на 2 % меньше. До 0,36 миллиона тонн снизится уровень добычи конденсата, что на 1 % меньше», - со слов заместителя губернатора [16]. По его словам, чтобы добиться стабилизации и повышения объемов добычи в 2020 году компаниями нефтедобывающей промышленности сделана ставка на «широкое применение современных технологий и ввод новых месторождений, проведение геолого-технических мероприятий, увеличение объемов эксплуатационного бурения». Так же он уточнил, что добыча нефти по трудноизвлекаемым запасам в этом году составит 7% в общем объеме, это около 800 тысяч тонн [13]. Вопрос о добыче трудноизвлекаемых нефтей в России возник в связи с истощением запасов легкой нефти.

Трудноизвлекаемые нефти – это нефти в основном с высоким содержанием парафина.

В 2015 году, в России парафинистые нефти от всей добываемой нефти составляли около 70%. При транспортировке таких нефтей возникает ряд проблем, с увеличением содержания парафина в нефти и снижением температуры нефти, повышается её вязкость и текучесть меньше. Перекачка такой нефти по магистральному нефтепроводу затруднена особенно в зимнее время. При охлаждении высокопарафинистой нефти повышается ее вязкость и соответственно увеличивается давление перекачки, из-за того, что на стенках трубопровода образуются парафинистые отложения снижается его пропускная способность, при дальнейшем охлаждении могут образовываться и парафинистые пробки, которые в свою очередь влекут за собой вывод нефтепровода из строя на долгое время.

Цель выпускной квалификационной работы, исследование изменений физико-химических свойств нефти со временем эксплуатации скважин месторождений Западной Сибири, с целью выбора наиболее выгодного метода транспортировки.

Что бы достичь поставленную цель, нами изучен химический состав, промысловая подготовка нефти, рассмотрели проблемы, возникающие при перекачке исследуемых нефтей и способы транспортировки парафинистой нефти. Исследовали изменение физико-химических свойств парафинистых нефтей Верхне-Салатского месторождения эксплуатационной скважины № 123.

# **1 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

## **1.1 Основные нефтегазоносные провинции в Российской Федерации**

Россия занимает буферное положение между полюсами «сверх добытчика» – Саудовской Аравии и «сверх потребителя» – США. И сегодня нефтяная промышленность Российской Федерации занимает второе место в мире, по уровню добычи уступая только Саудовской Аравии. В 2002 году добыто углеводородов: природного газа – 594 млрд.м<sup>3</sup>, нефти – 379,6 млн.тонн.

Самые крупные нефтегазоносные провинции на территории Российской Федерации: Тимано-Печерская, Волго-Уральская и основная на сегодня Западно-Сибирская.

### **Западно – Сибирская провинция**

Западно-Сибирская провинция, сегодня на территории Российской Федерации основная провинция и крупнейший нефтегазоносный бассейн в мире. Расположена Западно-Сибирская равнина на территории Тюменской, Омской, Томской, Курганской, и частично Новосибирской, Свердловской, Челябинской, областей, Алтайского и Красноярского краев. Ее площадь около 3,5 млн. км<sup>2</sup>. Нефтегазоносность данного бассейна связана с отложениями мелового и юрского возраста. Большая часть нефтяных залежей находится на глубине 2000-3000 метров.

Характеристика нефти Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна:

- низкое содержание серы – до 1,1%,
- низкое содержание парафина - менее 0,5%,
- высокое содержание бензиновых фракций - 40-60%,
- повышенное количество летучих веществ[1].

В настоящее время 70% российской нефти добывается на территории Западной Сибири. Основной ее объем извлекается насосным способом, на фонтанную добычу приходится не более 10%, это характеризуется тем, что

основные месторождения находятся на поздней стадии разработки. Исходя из всего этого следует заметить, что в топливной промышленности возникает важная проблема – старение месторождений. Этот вывод подтверждается и данными по стране в целом[1].

На территории Западной Сибири находится несколько десятков крупных месторождений. Приведем самые известные из них, Самотлорское, Мамонтовское, Федоровское, Усть-Балыкское, Убинское, Толумское, Муравленковское, Суторминское, Холмогорское, Талинское, Мортымья-Тетеревское и многие другие. Большая их часть расположена в Тюменской области – своеобразном ядре района. В республиканском разделении труда она выделяется как главная база России по снабжению ее народнохозяйственного комплекса нефтью и природным газом. В Тюменской области добывается более 90% всей добычи Западной Сибири, это составляет более 220 млн. тонн нефти, и более 55% от всего объема добычи по России[2].

### **Волго-Уральская провинция**

Вторая по значению нефтяная провинция – Волго-Уральская. Ее расположение: восточная часть Европейской территории Российской Федерации, в пределах республик Татарстан, Башкортостан, Удмуртия, а также Пермской, Оренбургской, Куйбышевской, Саратовской, Волгоградской Кировской и Ульяновской областей. Нефтяные залежи данной провинции находятся на глубине от 1600 до 3000 м, что ближе к поверхности по сравнению с Западной Сибирью. Такое расположение залежей значительно снижает затраты на бурение. Волго-Уральский район дает – 24% нефтедобычи страны. Большая часть нефти, добываемая на промыслах Волго-Уральской нефтегазоносной области, поступает по нефтепроводам на местные нефтеперерабатывающие заводы, главным образом расположенные в Куйбышевской области и Башкирии, а также в таких областях как Пермская, Саратовская, Волгоградская, Оренбургская[2].

## **Тимано-Печерская провинция**

Еще одна нефтяная провинция Тимано-Печерская и она по значимости занимает третье место. Расположена данная провинция в пределах Коми-Ненецкого автономного округа Архангельской области и частично на прилегающих территориях, граничит с северной частью Волго-Уральского нефтегазоносного района. Тимано-Печерская нефтяная область дает всего 6% нефти в Российской Федерации, Западная Сибирь и Урало-Поволжье – 94%. Добыча нефти в данной области ведется на месторождениях Усинское, Войвожское, Харьягинское, Верхне-Грубешорское, Ярегское, Нижне-Омринское, Возейское. Состав нефти, добываемой на территории данной провинции уникален. И для приобретения максимальной эффективности переработки нефти, нефтедобывающие компании сооружают заводы под конкретные нефтегазоносные области. Между нефтеперерабатывающей промышленностью и нефтяной отраслью прослеживается тесная взаимосвязь. С развалом Советского Союза образовался разрыв внешних хозяйственных связей нефтяной промышленности. Россия была вынуждена экспортировать сырую нефть ввиду дисбаланса нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности (объем ее переработки в 2002 году составил – 184 млн. тонн), цены на сырую нефть гораздо ниже, чем на нефтепродукты. Кроме того, российские заводы плохо приспособивались, при переходе на нефть, которую ранее транспортировали на заводы соседних республик, все это вызывало некачественную переработку и большие потери продукта [1].

### **1.2 Нефтяной комплекс России**

В Российской Федерации после 70-х годов не было открыто ни одного крупного высокопродуктивного месторождения, а вновь приращиваемые запасы по своим кондициям резко ухудшаются. Так, например, по геологическим условиям средний дебит одной новой скважины в Тюменской области упал со 138 т. в 1975 г. до 10-12т в 1994 г.(Ю.А. Касариков, к.э.н., диссертация), то есть более чем в 10 раз. Значительно возросли затраты

материально-технических и финансовых ресурсов на создание 1 т. новой мощности. Нефтяной комплекс России включает 148 тыс. нефтяных скважин, 48,3 тыс. км магистральных нефтепроводов, 28 нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) общей мощностью около 300 млн. т/год нефти, а также большое количество других производственных объектов[2]. На предприятиях нефтяной промышленности и обслуживающих ее отраслей занято около 900 тыс. работников, в том числе в сфере науки и научного обслуживания – около 20 тыс. человек. Высокопродуктивные запасы крупных месторождений выработаны более, чем на половину, и по крупным залежам происходит интенсивное снижение объемов добычи нефти. Например, Арланское месторождение (Башкирия) выработано на 77,5%, а Мортимья-Тетеревское (Западная Сибирь) – на 95%. Практически весь фонд нефтяных скважин переведен с фонтанного на механизированный способ добычи. Начинается массовый ввод в разработку мелких, низко-продуктивных месторождений. Все эти факторы повлекли резкий рост потребностей отрасли в финансовых и материальных ресурсах для своего освоения, выделение которых в условиях экономического и политического кризиса России в 90-х годах было резко сокращено[1,2].

Нефть залегая в земле заполняет пустоты между частицами различных горных пород и для ее добывания бурят скважины. Если нефть богата газами, она под их давлением сама поднимается на поверхность, если же давление газов для этого недостаточно, в нефтяном пласту создают искусственное давление путём нагнетания туда газа, воздуха или воды [2,3].

### **1.3 Взаимосвязь свойств и состава нефти и пути ее переработки**

#### **1.3.1 Состав нефти и химические свойства**

Нефть – это горная порода. Она относится к группе осадочных пород вместе с песками, глинами, известняками, каменной солью и др. В зависимости от месторождения нефть имеет различный качественный и количественный состав. Нефти состоят главным образом из углерода – 79,5-87,5% и водорода –

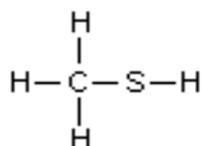
11,0-14,5% от массы нефти. Кроме них в нефтях присутствуют еще три элемента – сера, кислород и азот. Их общее количество обычно составляет 0,5-8%. В незначительных концентрациях в нефтях встречаются элементы: ванадий, никель, железо, алюминий, медь, магний, барий, стронций, марганец, хром, кобальт, молибден, бор, мышьяк, калий. Их общее содержание не превышает 0,02-0,03% от массы нефти. В состав нефти входит около 425 углеводородных соединений[2].

Основную часть нефти составляют углеводородные соединения (УВ): метановые, нафтеновые и ароматические.

По углеводородному составу все нефти подразделяются на:

- метаново-нафтеновые,
- нафтеново-метановые,
- ароматическо-нафтеновые,
- нафтеново-ароматические,
- ароматическо-метановые,
- метаново-ароматические,
- метаново-ароматическо-нафтеновые.

Первым в этой классификации ставится название углеводорода, содержание которого в составе нефти меньше. Наряду с углеводородами в нефтях присутствуют химические соединения других классов. Все эти классы объединяют в одну группу гетеросоединений (от греч. «гетерос» – другой). В нефтях обнаружено более 380 сложных гетеросоединений, в которых к углеводородным ядрам присоединены такие элементы, как сера, азот и кислород. Большинство из указанных соединений относится к классу сернистых соединений – меркаптанов. Это очень слабые кислоты с неприятным запахом. С металлами они образуют солеобразные соединения – меркаптиды. В нефтях меркаптаны представляют собой соединения, в которых к углеводородным радикалам присоединена группа SH[4].



метилмеркаптан.

Меркаптаны разъедают трубы и другое металлическое оборудование буровых установок и промысловых объектов.

В нефтях наряду с другими выделяют неуглеводородные соединения: асфальто-смолистую часть, порфирины, серу и зольную часть.

Асфальто-смолистая часть нефтей – это темноокрашенное вещество. Оно частично растворяется в бензине. Растворившаяся часть называется асфальтеном, нерастворившаяся – смолой. В составе смол содержится кислород до 93 % от общего его количества в нефтях.

Порфирины – особые азотистые соединения органического происхождения. Считают, что они образованы из хлорофилла растений и гемоглобина животных. При температуре 200-250°С порфирины разрушаются.

Сера широко распространена в нефтях и в углеводородном газе и содержится либо в свободном состоянии, либо в виде соединений (сероводород, меркаптаны). Количество ее колеблется от 0,1% до 5%, но бывает и значительно больше. Так, например, в газе Астраханского месторождения содержание  $H_2S$  достигает 24 %[4].

Зольная часть – остаток, получающийся при сжигании нефти. Это различные минеральные соединения, чаще всего железо, никель, ванадий, иногда соли натрия.

Кислород в нефтях встречается в связанном состоянии также в составе нафтеновых кислот (около 6%) –  $C_nH_{2n-1}(COOH)$ , фенолов (не более 1%) –  $C_6H_5OH$ , а также жирных кислот и их производных –  $C_6H_5O_6(P)$ . Содержание азота в нефтях не превышает 1%. Основная его масса содержится в смолах. Содержание смол в нефтях может достигать 60% от массы нефти, асфальтенов – 16%.

Асфальтены представляют собой черное твердое вещество. По составу они сходны со смолами, но характеризуются иными соотношениями элементов. Они отличаются большим содержанием железа, ванадия, никеля и др. Если смолы растворяются в жидких углеводородах всех групп, то асфальтены

нерастворимы в метановых углеводородах, частично растворимы в нафтеновых и лучше растворяются в ароматических. В “белых” нефтях смолы содержатся в малых количествах, а асфальтены вообще отсутствуют[4].

#### **1.4 Классификация нефтей**

В настоящее время на территории РФ действует ГОСТ Р 51858 – 2002, в котором прописаны основные характеристики нефтей, добываемых на территории России.

В соответствии с этим стандартом применяются два определения нефти:

Сырая нефть – жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, которая содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьем для производства жидких энергоносителей (бензина, керосина, дизельного топлива, мазута), смазочных масел, битума и кокса.

Товарная нефть – нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке.

При оценке качества нефть подразделяют на классы, типы, группы, вида [4].

По содержанию массовой доли серы нефть подразделяют на следующие классы:

- 1 – малосернистая;
- 2 – сернистая;
- 3 – высокосернистая;
- 4 – особо высокосернистая

Таблица 1.4.1 – Классы нефти

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %	Метод испытания
1	Малосернистая	До 0,60 включ.	По ГОСТ 1437, ГОСТ Р 51947 и 9.2 настоящего стандарта
2	Сернистая	От 0,61 >> 1,80	
3	Высокосернистая	>> 1,81 >> 3,50	
4	Особо высокосернистая	Св. 3,50	

По плотности, а при поставке на экспорт – дополнительно по выходу фракций и массовой доле парафина нефть подразделяют на пять типов:

- 0 – особо лёгкая;
- 1 – лёгкая;
- 2 – средняя;
- 3 – тяжёлая;
- 4 – битумная.

По степени подготовки нефти подразделяют на группы.

Таблица 1.4.2 – Группы нефти

Наименование показателя	Норма для нефти группы			Метод испытания
	1	2	3	
1 Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0	По ГОСТ 2477 и 9.5 настоящего стандарта
2 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100	300	900	По ГОСТ 21534 и 9.6 настоящего стандарта
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05			По ГОСТ 6370
4 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)			По ГОСТ 1756, ГОСТ Р 52340 и 9.8 настоящего стандарта
5 Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 2040С, млн.-1 (ppm), не более	10	10	10	По ГОСТ Р 52247 или приложению А (6)

Примечание - Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому - к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.

По массовой доле сероводорода и лёгких меркоптанов нефть подразделяют на два вида.

Таблица 1.4.3 – Виды нефти

Наименование показателя	Вид нефти		Метод испытания
	1	2	
1. Массовая доля сероводорода, млн. <sup>-1</sup> ( <i>ppm</i> ), не более	20	100	По ГОСТ Р 50802
2. Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн. <sup>-1</sup> ( <i>ppm</i> ), не более	40	100	

Условное обозначение нефти:

Оно состоит из четырёх цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти. При пометке на экспорт к обозначению типа добавляется индекс «Э».

Структура условного обозначения нефти:



В работе мы рассматриваем нефти по содержанию парафинов – с высоким.

В разных источниках и разных авторов предлагаются различные классификации нефтей по содержанию парафинов. В [4] предлагается разделять нефти по содержанию парафинов на три класса:

- парафинистые – содержание более 6 %;
- малопарафинистые – содержание парафинов менее 1,5 %;

- среднепарафинистые – содержание от 1,5 % до 6 %.

Пороговые значения в данной классификации определены с учетом отраслевого стандарта ОСТ38.01197-80. Классы парафинистых нефтей подразделяются на подклассы: умеренно парафинистые, высокопарафинистые и сверхвысокопарафинистые.

Таблица 1.4.4 – Классификация нефтей по содержанию парафина

Класс нефти	Класс нефти	Пределы изменения классификационных интервалов, %
малопарафинистая		До 1,5
среднепарафинистая		От 1,5 до 6
парафинистая	умеренно парафинистая	От 6 до 10
	высокопарафинистая	От 10 до 20
	сверхвысокопарафинистая	Более 20

### 1.5 Выбор направления переработки нефти

Выбор направления переработки нефти и ассортимента получаемых нефтепродуктов определяется ее физико-химическими свойствами, уровнем технологии нефтеперерабатывающего завода, потребности хозяйств в товарных нефтепродуктах. Различают три основных варианта переработки нефти:

- топливный,
- топливно-масляный,
- нефтехимический.

Топливный – при данном варианте переработки, нефть в основном перерабатывается на моторные и котельные топлива. Данный вариант переработки отличается наименьшим числом участвующих технологических установок и низкими капиталовложениями. Различают глубокую и неглубокую топливную переработку. Используя глубокую переработку нефти стремятся получить максимально возможный выход высококачественных и автомобильных бензинов, зимних и летних дизельных топлив, и топлив для

реактивных двигателей. Выход котельного топлива при данном варианте сводится к минимуму. Таким образом, предусматриваются процессы вторичной переработки, при которых из тяжелых нефтяных фракций и остатка – гудрона получают высококачественные легкие моторные топлива. К ним относятся каталитические процессы – каталитический крекинг, каталитический риформинг, гидрокрекинг и гидроочистка, а также термические процессы, например, коксование. Переработка заводских газов в этом случае направлена на увеличение выхода высококачественных бензинов. При неглубокой переработке нефти предусматривается высокий выход котельного топлива[5].

Топливо-масляной вариант переработки нефти. В данном варианте наряду с топливами получают смазочные масла. Для производства смазочных масел подбирают нефти с высоким потенциальным содержанием масляных фракций. В этом случае для выработки высококачественных масел требуется минимальное количество технологических установок. Масляные фракции (фракции, выкипающие выше  $350^{\circ}\text{C}$ ), выделенные из нефти, сначала подвергаются очистке избирательными растворителями: фенолом или фурфуролом, чтобы удалить часть смолистых веществ и низкоиндексные углеводороды, затем проводят депарафинизацию при помощи смесей метилэтилкетона или ацетона с толуолом для понижения температуры застывания масла. Заканчивается обработка масляных фракций доочисткой отбеливающими глинами. Последние технологии получения масел используют процессы гидроочистки взамен селективной очистки и обработки отбеливающими глинами. Таким способом получают дистиллятные масла (легкие и средние индустриальные, автотракторные и др.). Остаточные масла (авиационные, цилиндровые) выделяют из гудрона путем его деасфальтизации жидким пропаном. При этом образуется деасфальт и асфальт. Деасфальт подвергается дальнейшей обработке, а асфальт перерабатывают в битум или кокс [5].

При нефтехимическом варианте, по сравнению с предыдущими вариантами есть отличия, он отличается большим ассортиментом нефтехимической продукции и в связи с этим наибольшим числом технологических установок, и высокими капиталовложениями. Нефтеперерабатывающие заводы, построенные за последние два десятилетия, направлены на нефтехимическую переработку. В нефтехимическом варианте переработки нефти помимо выработки высококачественных моторных топлив и масел проводится подготовка сырья (олефинов, ароматических, нормальных и изопарафиновых углеводородов и др.) для тяжелого органического синтеза, и осуществляются сложнейшие физико-химические процессы, связанные с многотоннажным производством азотных удобрений, синтетического каучука, пластмасс, синтетических волокон, моющих веществ, жирных кислот, фенола, ацетона, спиртов, эфиров и многих других химикалий [5,6].

### **1.5.1 Принципы первичной переработки нефти**

Нефть – сложная смесь парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов, различных по молекулярному весу и температуре кипения. Кроме того, в нефти содержатся сернистые, кислородные и азотистые органические соединения. Для производства многочисленных продуктов различного назначения и со специфическими свойствами применяют методы разделения нефти на фракции и группы углеводородов, а также изменения ее химического состава. Выделяют первичные и вторичные методы переработки нефти:

- к первичным относят процессы разделения нефти на фракции, когда используются ее потенциальные возможности по ассортименту, количеству и качеству получаемых продуктов и полупродуктов – перегонка нефти;

- ко вторичным относят процессы деструктивной переработки нефти и очистки нефтепродуктов, предназначенные для изменения ее химического состава путем термического и каталитического воздействия.

При помощи этих методов удастся получить нефтепродукты заданного качества и в больших количествах, чем при прямой перегонке нефти[1].

### **Перегонка нефти**

Устройство для перегонки нефти создали Братья Дубинины. Принцип завода Дубининых был прост: котёл в печке, из котла идёт труба через бочку с водой в пустую бочку, бочка с водой – холодильник, пустая бочка – приёмник для керосина[1].

Различают перегонку с однократным, многократным и постепенным испарением. При перегонке с однократным испарением нефть нагревают до определенной температуры и отбирают все фракции, перешедшие в паровую фазу. Перегонка нефти с многократным испарением производится с поэтапным нагреванием нефти, и отбором на каждом этапе фракций нефти с соответствующей температурой перехода в паровую фазу. Перегонку нефти с постепенным испарением в основном применяют в лабораторной практике для получения особо точного разделения большого количества фракций. Отличается от других методов перегонки нефти низкой производительностью[7,8].

Процесс первичной переработки нефти (прямой перегонки), с целью получения нефтяных фракций, различающихся по температуре кипения без термического распада, осуществляют в кубовых или трубчатых установках при атмосферном и повышенном давлении или в вакууме. Трубчатые установки отличаются более низкой достаточной температурой перегоняемого сырья, меньшим крекингом сырья, и большим КПД. Поэтому на современном этапе нефтепереработки трубчатые установки входят в состав всех нефтеперерабатывающих заводов и служат поставщиками как товарных нефтепродуктов, так и сырья для вторичных процессов (термического и каталитического крекинга, риформинга).

В настоящее время перегонку нефти в промышленности производят на непрерывно действующих трубчатых установках. У них устраивается трубчатая печь, для конденсации и разделения паров сооружаются огромные

ректификационные колонны, а для приёма продуктов перегонки выстраиваются целые городки резервуаров[7].

Трубчатая печь представляет собой помещение, выложенное внутри огнеупорным кирпичом. Внутри печи расположен многократно изогнутый стальной трубопровод. Длина труб в печах достигает километра. Когда завод работает, по этим трубам непрерывно, с помощью насоса, подаётся нефть с большой скоростью – до двух метров в секунду. Печь обогревается горячим мазутом, подаваемым в неё при помощи форсунок. В трубопроводе нефть быстро нагревается до 350-370°. При такой температуре более летучие вещества нефти превращаются в пар [7,8].

Так как нефть – это смесь углеводородов различного молекулярного веса, имеющих разные температуры кипения, то перегонкой её разделяют на отдельные нефтепродукты. При перегонке нефти получают светлые нефтепродукты: бензин ( $t_{\text{кип}} 90-200^{\circ}\text{C}$ ), лигроин ( $t_{\text{кип}} 150-230^{\circ}\text{C}$ ), керосин ( $t_{\text{кип}} 180-300^{\circ}\text{C}$ ), легкий газойль – соляровое масло ( $t_{\text{кип}} 230-350^{\circ}\text{C}$ ), тяжелый газойль ( $t_{\text{кип}} 350-430^{\circ}\text{C}$ ), а в остатке – вязкую черную жидкость – мазут ( $t_{\text{кип}}$  выше  $430^{\circ}\text{C}$ ). Мазут подвергают дальнейшей переработке. Его перегоняют под уменьшенным давлением (чтобы предупредить разложение) и выделяют смазочные масла.

При перегонке с однократным испарением нефть нагревают в змеевике какого-либо подогревателя до заранее заданной температуры. По мере повышения температуры образуется все больше паров, которые находятся в равновесии с жидкой фазой, и при заданной температуре парожидкостная смесь покидает подогреватель и поступает в адиабатический испаритель. Последний представляет собой пустотелый цилиндр, в котором паровая фаза отделяется от жидкой. Температура паровой и жидкой фаз в этом случае одна и та же.

Перегонка с многократным испарением состоит из двух или более однократных процессов перегонки с повышением рабочей температуры на каждом этапе.

Четкость разделения нефти на фракции при перегонке с однократным испарением хуже по сравнению с перегонкой с многократным и постепенным испарением. Но если высокой четкости разделения фракций не требуется, то метод однократного испарения экономичнее: при максимально допустимой температуре нагрева нефти 350-370°C (при более высокой температуре начинается разложение углеводородов) больше продуктов переходит в паровую фазу по сравнению с многократным или постепенным испарением. Для отбора из нефти фракций, выкипающих выше 350-370°C, применяют вакуум или водяной пар. Использование в промышленности принципа перегонки с однократным испарением в сочетании с ректификацией паровой и жидкой фаз позволяет достигать высокой четкости разделения нефти на фракции, непрерывности процесса и экономичного расходования топлива на нагрев сырья[1].

### **1.5.2 Использование продуктов переработки нефти**

В настоящее время из нефти получают тысячи продуктов. Основными группами продуктов, получаемых из нефти, являются жидкое топливо, газообразное топливо, твердое топливо (нефтяной кокс), смазочные и специальные масла, парафины и церезины, битумы, ароматические соединения, сажа, ацетилен, этилен, нефтяные кислоты и их соли, высшие спирты[7].

В основном применение продуктов переработки нефти - топливно-энергетическая отрасль. К примеру, мазут обладает почти в 1,5 раза более высокой теплотой сгорания в сравнении с лучшими углями. Он занимает мало места при сгорании и не дает твердых отходов при горении. Замена твердых видов топлива мазутом на ТЭС, заводах и на железнодорожном и водном транспорте приносит огромную экономию средств, позволяет основным отраслям промышленности и транспорта быстро развиваться. Бензин применяется в качестве горючего для двигателей внутреннего сгорания. Бензин подразделяется на два основных сорта: авиационный и автомобильный. Так же бензин широко используют в качестве растворителя

масел, каучука, для очистки тканей от жирных пятен. Керосин применяется как горючее для реактивных и тракторных двигателей, а также для бытовых нужд. Он используется также для освещения. Соляровое масло применяется в качестве горючего для дизелей. Смазочные масла для смазки различных механизмов. После перегонки мазута остаётся нелетучая тёмная масса – гудрон, идущая на асфальтирование улиц. Лигроин служит топливом для дизельных двигателей, а также растворителем в лакокрасочной промышленности. Большое его количество перерабатывают в бензин. Парафин применяют для получения высших карбоновых кислот, для пропитки древесины в производстве спичек и карандашей, для изготовления свечей, гуталина и т.д. Энергетическое направление в использовании нефти до сих пор остается главным во всем мире. Доля нефти в мировом энергобалансе составляет более 46%[8,9].

Все шире в последние годы продукты переработки нефти используются как сырье для химической промышленности. Около 8% добываемой нефти потребляются в качестве сырья для современной химии. Например, этиловый спирт применяется примерно в 150 отраслях производства. В химической промышленности применяются формальдегид, пластмассы, синтетические волокна, синтетический каучук, аммиак, этиловый спирт и т.д.[7].

Продукты переработки нефти применяются и в сельском хозяйстве. Здесь используются стимуляторы роста, протравители семян, ядохимикаты, азотные удобрения, мочевины, пленки для парников и т.д. В машиностроении и металлургии применяются универсальные клеи, детали и части аппаратов из пластмасс, смазочные масла и др. Широкое применение нашел нефтяной кокс, как анодная масса при электровыплавке. Прессованная сажа идет на огнестойкие обкладки в печах. В пищевой промышленности применяются полиэтиленовые упаковки, пищевые кислоты, консервирующие средства, парафин, производятся белково-витаминные концентраты, исходным сырьем для которых служат метиловый и этиловый спирты и метан. В

фармацевтической и парфюмерной промышленности из производных переработки нефти изготавливают нашатырный спирт, хлороформ, формалин, аспирин, вазелин и др. Производные нефтесинтеза находят широкое применение и в деревообрабатывающей, текстильной, кожевенно-обувной и строительной промышленности [7,8,9].

### **1.6 Промысловая подготовка нефти**

Промысловая подготовка нефти применяется для того, чтобы обеспечить соответствующее качество энергоресурса, перед тем как его отправят на промышленные предприятия.

Промысловая подготовка снижает наличие в сырье вредных веществ до минимума, что гарантирует длительный срок эксплуатации нефтепроводов. Суть данного процесса заключается в обезвоживании и обессоливании продукта.

Некачественная подготовка сырья может привести к немалым лишним затратам. Дорогая транспортировка, так как если продукт не очистили должным образом от ненужных веществ, это придает ему лишний объем и вес. А также о финансовых вложениях в оборудование. Нефть, из которой не выведены соли, приводит трубопровод в неисправность, и тогда потребуются его замена.

Правильная подготовка нефти – обязательный показатель ее качества.

Первичная подготовка нефти происходит непосредственно на объектах ее добычи и подразумевает:

- дегазацию – удаление из сырья газов;
- стабилизацию – удаление ненужных легких фракций;
- обезвоживание – отделение нефти от воды;
- обессоливание – изымание из энергоресурса лишних солей.

Если подготовка нефти к переработке проведена качественно, то сырье почти не оказывает вредоносного влияния на оборудование.

Большая часть примесей, вызывающих коррозию металла, находится в остатках пластовой воды. Следовательно, основной задачей обессоливания является удаления из нефти капель данной жидкости. Это очень сложный процесс, так как количество мелких капель в энергоресурсе достаточно велико.

Самым простым методов обессоливания сегодня считается избавление от капель воды путем отстаивания.

Плотность воды значительно больше, чем у нефти, поэтому капли просто оседают во время этого процесса в нижнюю часть специального аппарата.

При низкой температуре отстой капель воды практически не происходит, тогда нефть нагревают.

С увеличением температуры сырья понижается его вязкость. Это приводит к возрастанию разницы показателей плотности воды и энергоресурса.

Для того чтобы ускорить разделение, процедуру проводят в рамках электрического поля. С целью полного удаления из нефти солевых капель в сырье вводится промывочная вода, вместе с которой в итоге выходят все ненужные компоненты [7,8,9].

### **1.6.1 Подготовка нефти к транспортировке**

Подготовка нефти к транспортировке, это процесс удаления из сырья всех компонентов, которые могут затруднить его перевозку и дальнейшую переработку[1].

При содержании в энергоресурсе большого количества воды, объем нефти увеличивается, из-за чего повышается цена на ее перемещение.

От минеральной соли избавляются с целью избежания повреждений оборудования, которое может поддаваться коррозии.

Когда в топливном ресурсе находится большое количество механических примесей, это грозит значительным ухудшением качества

исходного нефтепродукта. Подобные примеси мешают и затрудняют технологический режим переработки сырья.

Если система сбора, транспортировки или хранения плохо герметизирована, то в процессе испарения могут выветриться легкие углеводороды.

Существуют комплексные установки по обезвоживанию, обессоливанию и стабилизации нефти [5].

Процессы подготовки нефти

*Подготовка нефти*– это необходимый процесс, качество нефти должно соответствовать ГОСТу.

*Перечислим последовательность выполнения операций по подготовке энергоресурса:*

- из скважины нефть попадает в специальную установку, куда подается горячая вода, в которой содержится деэмульгатор;
- под воздействием воды и находящегося в ней вещества сырье частично отделяется от воды и газа;
- оставшаяся нефть подогревается;
- затем в специальном отстойнике, окончательно отделяется от остатков воды;
- для полного освобождения нефти от соли в нее вливается пресная вода;
- смесь направляется в отстойник, где достигает необходимого содержания солей.

Если после проведения данных процедур количество вредных веществ в нефти не достигает нормы, ее направляют в электродегидратор. Если показатели соли в пределах нормы, в вакуумный сепаратор[5].

*Реконструкция системы подготовки нефти*

Реконструкция системы подготовки нефти может происходить не один раз на одном объекте нефтедобычи. Ведь разработка особо больших залежей сырья иногда длится десятилетиями. На данный момент существует огромное

количество компаний, предлагающих свои услуги по обустройству нефтяных месторождений.

Система, необходимая для подготовки нефти, состоит из трубопроводов, дожимных насосных станций, установки подготовки сырья со ступенью избавления от воды специальным нагревающим устройством, имеющим температурный датчик, из сепараторов, ступеней обезвоживания и обессоливания, специальной линии для устранения газа.

Данная система сегодня используются всеми нефтедобывающими организациями мира. Независимо от того, где сырье добывается, подготовка нефти происходит по одной обязательной технологии.

Подготовка нефти на платформах является особо тяжелой работой. Для осуществления этого процесса необходимо специальное оборудование [5,6].

#### *Основные процессы промышленной подготовки нефти*

Основные процессы промышленной подготовки нефти обеспечивают высокое качество исходного продукта.

Сырье, полностью очищенное от пластовой воды, значительно уменьшается в объеме, отсюда уменьшается стоимость на транспортировку. Поэтому этот процесс запускается сразу после добычи энергоресурса.

Пластовая жидкость представляет собой излишне минерализованную смесь с недопустимо большим содержанием соли. Процент содержания такого вещества в нефти очень велик, он может достигать восьмидесяти процентов.

Еще одним немаловажным моментом подготовки сырья, это удаление из него твердых частиц.

Подготовка нефти на промыслах проводится всеми нефтедобывающими компаниями [1].

### **1.6.2 Транспортировка нефти**

Большинство нефтедобывающих компаний находятся далеко от мест переработки или сбыта нефти, поэтому быстрая и экономичная доставка важная составляющая для благополучного развития отрасли.

Основным способом транспортировки высокопарафинистых нефтей являются нефтепроводы. Существует несколько методов перекачки нефти с увеличением её текучести [1].

### **Перекачка с разбавителями**

Для улучшения вязкости, температуры застывания, напряжения сдвига в нефти используют метод смешения ее с разбавителями. Для разбавления могут применяться как маловязкие нефти, так и бензин, керосин, конденсат. Если на месторождении добывают нефти разной вязкости, то при их смешении можно добиться резкого понижения вязкости и температуры застывания. В некоторых случаях содержания растворителя достигает до 70%. Светлый разбавитель, на месторождение, обычно, подаётся по параллельному трубопроводу. У данного метода есть существенный минус. При высокой вязкости нефти, потребуется большое количество разбавителя [1].

### **Гидротранспорт**

Перекачка нефтей с водой один из действенных способов трубопроводного транспорта. Существует несколько методов гидротранспорта: 1) нефть движется в водяном кольце и 2) движение в виде смеси типа нефть в воде.

При первом методе в трубопровод сразу закачивают вязкую нефть и воду, чтобы нефть не всплывала, добиваются вращения потока, за счет применения специальных труб, которые на внутренней поверхности имеют винтообразную вырезку, либо приваренную железную проволоку нужных размеров. При использовании данного большая сложность производства труб с винтообразной нарезкой на внутренней поверхности, поэтому данный метод не получил широкого применения.

Второй метод заключается в образовании смеси нефть в воде. При таком образовании частички нефти окружены водяной плёнкой и нефть не имеет контакта с трубопроводом, повышается скорость перекачки и снижается количество парафиновых отложений на трубах [1].

## **Перекачка термообработанных нефтей**

При данном виде перекачки, нефть нагревается до определенной температуры, а затем охлаждается с данной скоростью. Температуру нагрева и скорость охлаждения подбирают в лабораторных условиях для каждой нефти индивидуально. Данный метод уменьшает вязкость и температуру застывания вязкой нефти. Если данные параметры сохраняются низкими на протяжении долгого времени, то нефть уже можно транспортировать по нефтепроводу как обычную маловязкую. Недостаток данного метода в том, что многие нефти достигнутую вязкость и температуру застывания сохраняют короткое время [1].

## **Перекачка нефтей с присадками**

Для существенного улучшения характеристики нефти в нее добавляют небольшое количество присадок. Используют присадки двух видов: присадки – регуляторы кристаллизации и присадки с длинными молекулами. Механизм действия данного метода практически еще не изучен. Предполагается, что присадки мешают росту кристаллов парафина. Присадки достаточно эффективно использовать при температурах ниже температуры застывания нефти. Количество присадок будет зависеть от климатических условий перекачки. Недостаток присадок в их высокой стоимости [1].

## **Перекачка нефти с подогревом**

В оборудованных подогревательными устройствами резервуарах, нефть подогревают (обычно используют паровые подогреватели), затем подпорными насосами нефть закачивают в огневые печи, где её температура увеличивается, до температуры перекачки. Далее подогретая нефть основными насосами закачивается в магистраль. Чтобы нефть можно было транспортировать на далёкие расстояния, через каждые 25-100 км устанавливаются промежуточные термостанции, в которых уже остывшая нефть, вновь подогревается.

При условии, если нефть транспортируется на большое расстояние, то, не считая термических, сооружаются и промежуточные насосные станции, обычно, совмещенные с тепловыми станциями [1].

### **Железнодорожный транспорт**

Ещё одним из способов транспортировки высокопарафинистых нефтей является перевозка железнодорожным транспортом.

Транспортирование нефти по железной дороге производится в специальных цистернах или в крытых вагонах в таре.

Виды цистерн:

– Цистерны специального назначения, предназначены для перевозки высоковязких и высокопарафинистых нефтей и нефтепродуктов. Имеют теплоизоляцию для замедления охлаждения находящихся в них нефтепродуктов или снабжены подогревателями.

– Цистерны с паровой рубашкой, отличаются от обычных тем, что в нижней части находится система парового подогрева. С общей площадью поверхности нагрева 40 м<sup>2</sup>.

Цистерны для сжиженных газов рассчитаны на повышенное давление (для пропана - 2 МПа, для бутана - 8 МПа) [1].

## 2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Объекты исследования

Объектом исследования являются нефть Верхне-Салатского месторождения эксплуатационной скважины № 123.

Таблица 2.1 – Характеристика исследуемой скважины

№ скважины	Категория	Начало бурения	Окончание бурения	Глубина забоя	Современное состояние
123	Экспл.	25.06.2015	09.07.2015	2600	В работе

### Краткая характеристика Верхне-Салатского месторождения

Верхне-Салатское месторождение расположено в Томской области Российской Федерации и относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Месторождение было открыто в 1967 году, находится недалеко от Южно-Мыльджинского месторождения и относится к разряду небольших месторождений[2].

Суммарные балансовые запасы нефти категории С1 Верхне-Салатского месторождения составляют 14 млн. тонн. Однако разведка месторождения еще полностью не закончена: пока отсутствует достаточный объем исходных данных для подсчета запасов нефти и составления технологической схемы разработки.

Территория месторождения расположена в центральной части Западно-Сибирской низменности в пределах водораздела рек Нюролька и Чижалка (правобережные притоки р. Васюган). Основные элементы гидрографической сети, дренирующей район – верховья рек и ручьев системы левых притоков р. Чижалка, в основном р. Салат, а также короткиеручьи-притоки р. Нюролька.

Рельеф местности представляет собой слабовсхолмленную, заболоченную равнину с абсолютными отметками от +90м на севере до +130м на юге. На водоразделах развиты болота. На болотах мощность

торфяного слоя достигает 8 м. Уровень грунтовых вод, приуроченных к пескам-плывунам, меняется от 3 м в поймах рек до 20 м на водоразделах.

Нефтьданного месторождения является молосернистой, среднее содержание серы составляет 0,237 %, по плотности (средняя плотность при 20°C – 801,6 кг/м<sup>3</sup>) особо лёгкими, высокопарафинстыми (содержание парафина выше 30 %), высоковязкими (вязкость при 20°C в большинстве случаев не определяется, по причине застывания), малосмолистыми и малоасфальтовыми (содержание смол и асфальтенов 2,18 и 0,09 % соответственно) [1,2].

## 2.2 Методы исследования

Рассматриваемая нефть исследовалась в испытательной лаборатории

Отделения Химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов.

Лаборатория проводит:

– Физико-химические исследования нефти и нефтепродуктов (бензин, дизельное топливо, мазут) на их соответствие требованиям технических условий и ГОСТ с выдачей соответствующих протоколов.

– Исследования состава и свойств нефтей, их смесей и фракций, а также газоконденсатов.

Для определения закономерностей было проведено ряд анализов по

соответствующим ГОСТам [24]:

– Метод определения плотности ареометром (ГОСТ 3900) [25]. Сущность метода заключается в погружении ареометра в испытуемый продукт, снятии показания по шкале ареометра при температуре определения и пересчете результатов на плотность при температуре 20 °C.

– Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектromетрии (ГОСТ Р 51947) [26]. Сущность метода состоит в том, что испытуемый образец помещают в пучок лучей,

испускаемых источником рентгеновского излучения. Измеряют характеристики энергии возбуждения от рентгеновского излучения и сравнивают полученный сигнал счетчика импульсов с сигналами счетчика, полученными при испытании заранее подготовленных калибровочных образцов.

– Метод определения парафина (ГОСТ 11851) [27]. Сущность метода заключается в предварительном удалении асфальто – смолистых веществ из нефти из нефти, их экстракции и адсорбции и последующем выделении парафина смесью ацетона и толуола при температуре минус 20° С.

– Метод определения асфальто – смолистых веществ (Методика ВНИИ НП) [26]. Сущность метода заключается в растворении навески нефти в стократном количестве петролейного эфира, коагуляции асфальтенов ввиду их лиофобности к петролейному эфиру и отделения их путем фильтрации через ватный фильтр в резервуаре специальной колонки с последующим растворением в бензоле, отгоне бензола для количественного определения асфальтенов.

Результаты анализа физико – химических свойств нефти, определённых по вышеуказанным методикам представлены в таблице 2.2

Таблица 2.2 – Физико-химические свойства нефти скважина № 123 Верхне–Салатское месторождение

Показатели		2007 год	2008 год	2012 год	2015 год
Плотность при температуре 20° С	ГОСТ 3900	773,2	774,1	773,4	787,1
Массовая доля серы	ГОСТ Р 51947	0,11	0,17	0,040	0,045
Массовая доля парафина	ГОСТ 11851	13,6	12,0	12,1	30,82
Массовая доля асфальтенов	Методика ВНИИ НП	следы	0,2	0,1	0,6

Массовая доля смол	Методика ВНИИ НП	1,8	1,5	1,7	3,4
--------------------	------------------	-----	-----	-----	-----

### 2.3 Результаты исследования

#### Исследование изменения физико-химических свойств нефти Верхне – Салатского месторождений со временем эксплуатации скважин

По полученным данным указанным в таблице 2.2 построим графики зависимости.

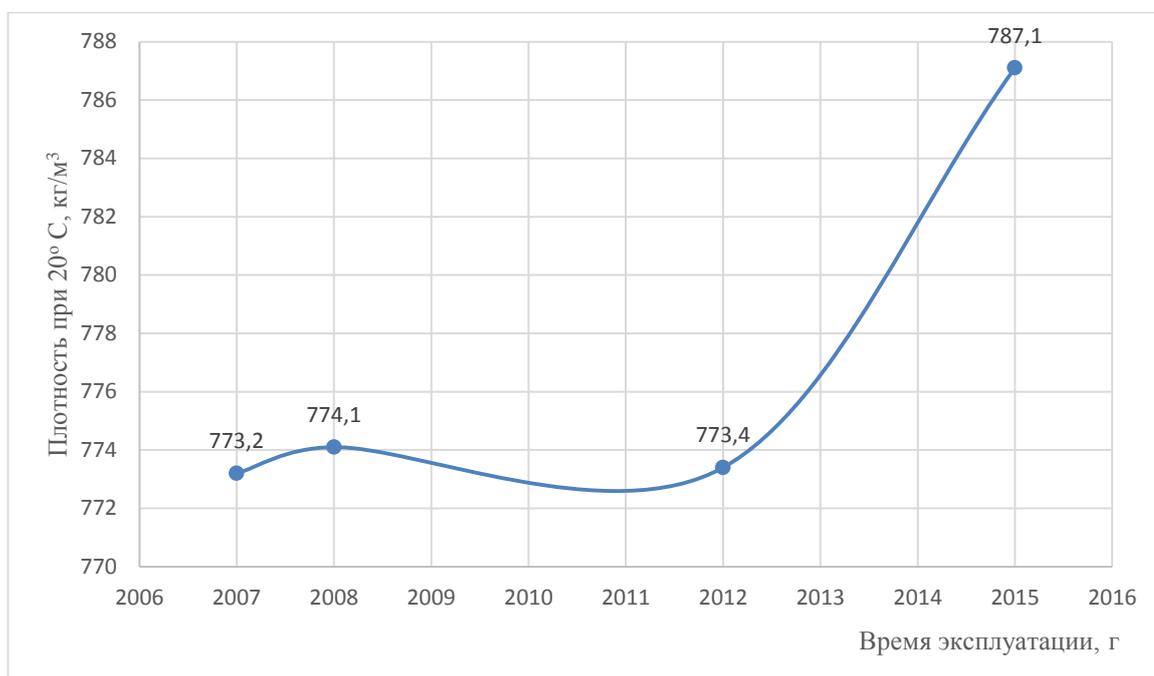


Рисунок 2.1 – Зависимость изменения плотности от времени эксплуатации скважины (Скважина № 123)

Результаты изменения плотности нефти Верхне–Салатского месторождения, за представленный срок эксплуатации скважины с 2007 по 2015 год повысилась на 1,7%.

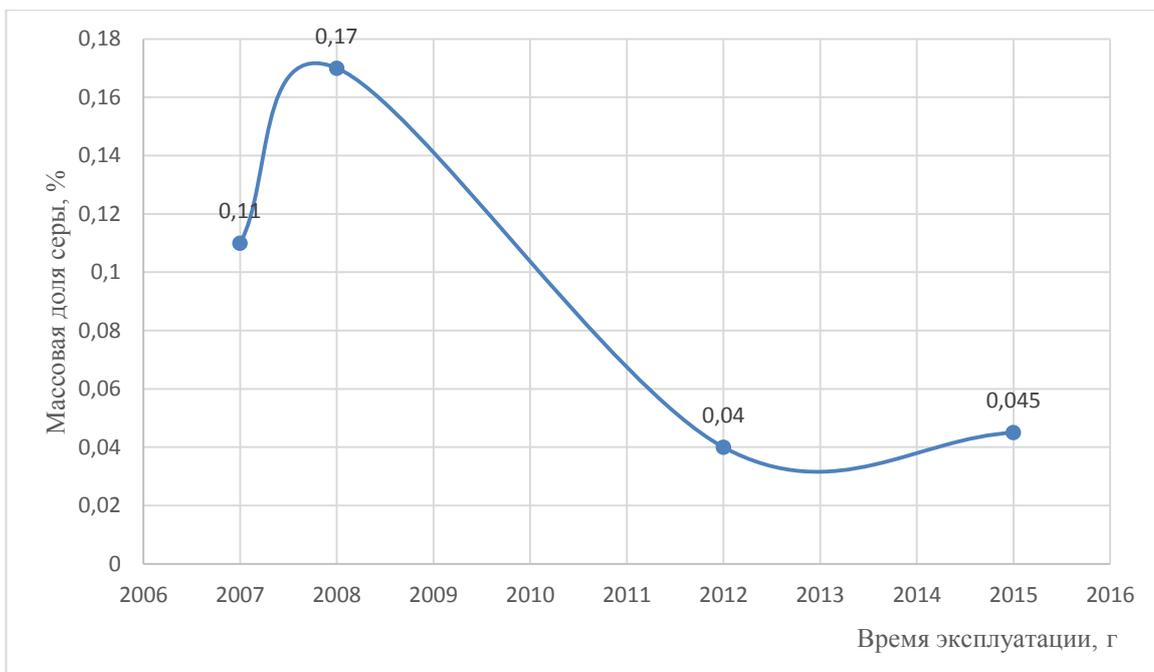


Рисунок 2.2 – Зависимость изменения массовой доли серы от времени эксплуатации скважины (Скважина № 123)

Со временем эксплуатации скважины снижается содержание серы – это обусловлено тем, что с увеличением глубины залегания происходит потеря гетероэлементов в том числе и серы.

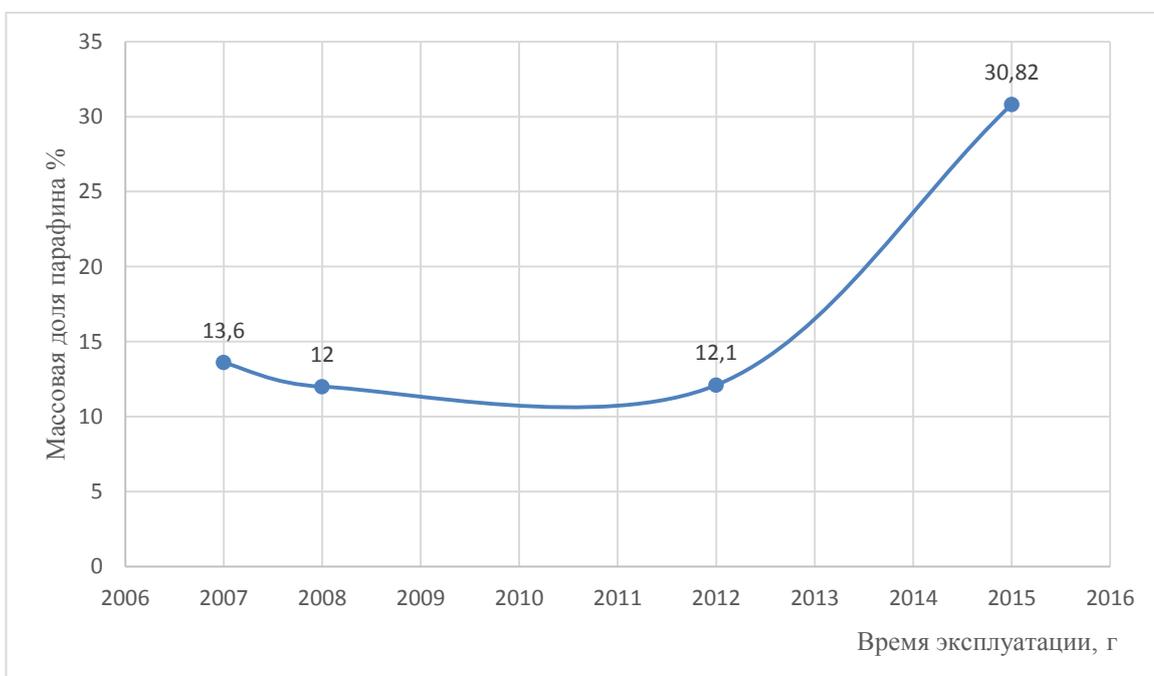


Рисунок 2.3 – Зависимость изменения массовой доли парафина от времени эксплуатации скважины (Скважина № 123)

Массовая доля парафина в нефти увеличивается. Исходя из исследований проведёнными многими исследователями, можно сделать выводы, что на данном этапе разработки месторождения, глубина добычи увеличивается и приближается к 3000 м к 2015 году, так как массовая доля парафина резко увеличилось по сравнению с 2012 годом.

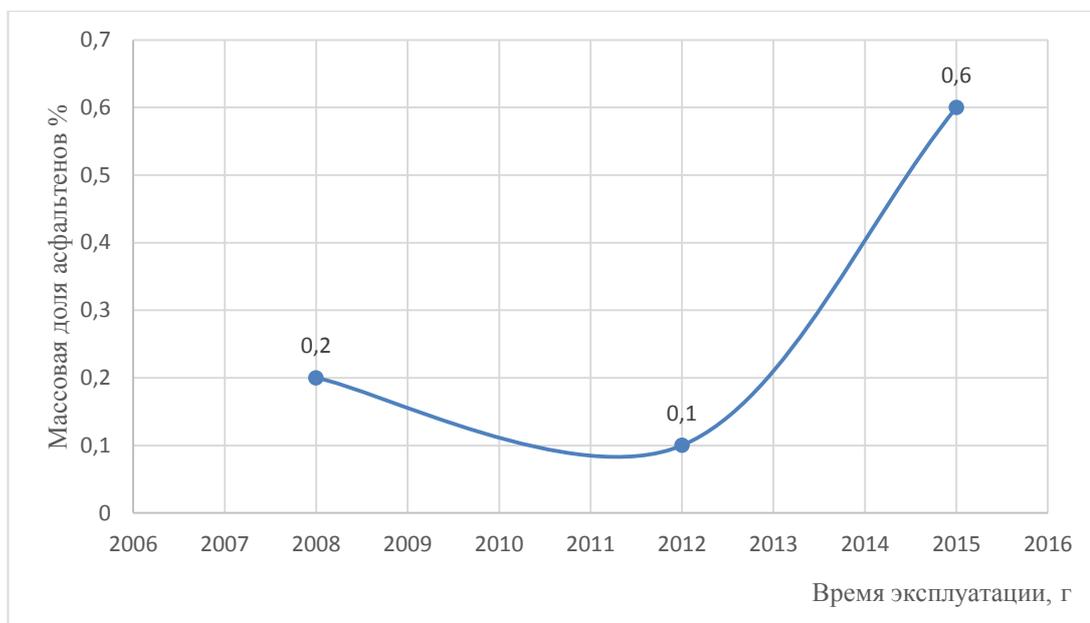


Рисунок 2.4 – Зависимость изменения массовой доли асфальтенов от времени эксплуатации скважины (Скважина № 123)

Наблюдается стабильная тенденция к увеличению в нефти смол (рис. 2.5) и асфатенов (рис. 2.4) со временем эксплуатации скважины. Так содержание асфальтенов резко возрастает, повышение составило около 200%.

Большинство исследователей объясняют такие изменения гравитационной дифференциаций пласта. Под действием силы тяжести наиболее тяжёлые компоненты нефти – смолы и асфальтены – скапливаются в пониженных участках пласта, отчего плотность также повышается. В исследуемой нами нефти содержание смол и асфальтенов так же имеет тенденцию к возрастанию.

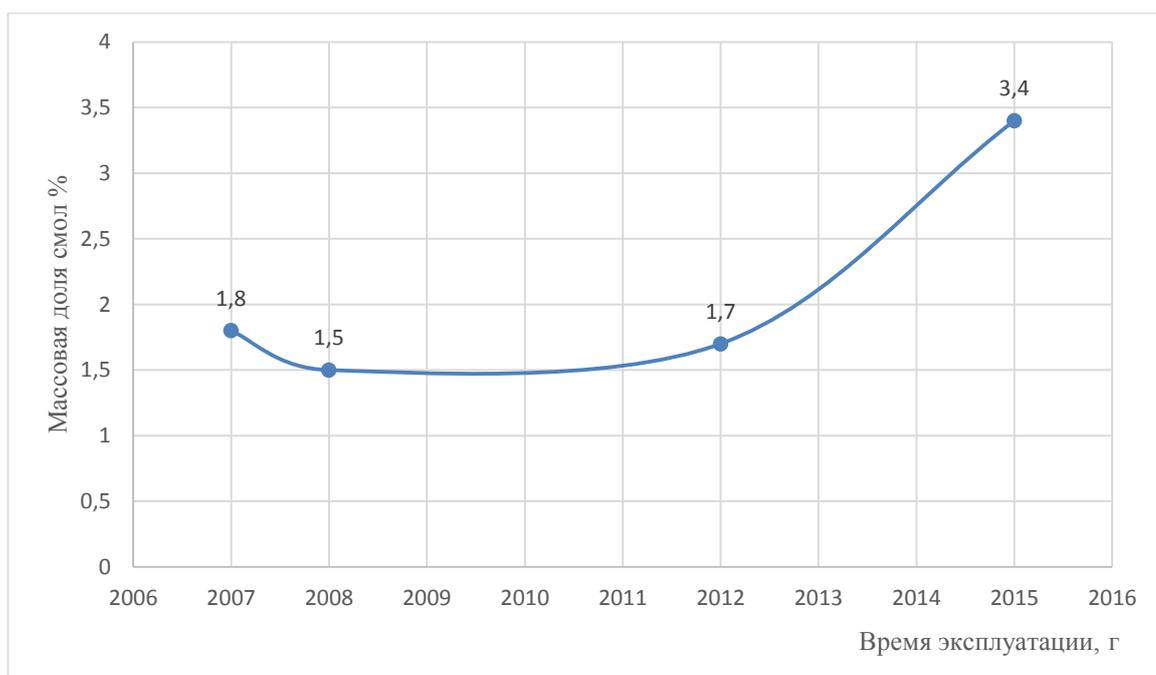


Рисунок 2.5 – Зависимость изменения массовой доли смол от времени эксплуатации скважины (Скважина № 123)

По проведённым исследованиям видно, что качество нефти ухудшается, увеличивается содержание смол и асфальтенов, массовая доля парафина – это приведёт к затруднению добычи и транспортировке нефти, так же увеличивается плотность нефти, исходя из этого мы можем предположить то, что уменьшается количество лёгких углеводородов.

Получив данные, можем сделать вывод, что наиболее технически выгодным способом транспортировки является перекачка предварительно подогретой высокопарафинистой нефти по нефтепроводу. При транспортировке железнодорожным транспортом помимо платы за перевозку требуются дополнительные расходы на содержание вагонного парка, строительство пропарочно - промывочных станций.

### 3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,

#### РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

##### 3.1 Экономический анализ системы разработки

Нефть – это жидкий горючий минерал, относящийся к каустобиолитам. По составу нефть представляет собой сложную смесь углеводородов жидких и сернистых, кислородных, азотистых органических соединений, в которой так же растворены твёрдые углеводороды и смолистые вещества.

Нефть является сырьем для получения топлива для средств передвижения (бензина и дизельного топлива для автомобилей, авиационного керосина для реактивных двигателей самолетов). Топливо является одним из основных продуктов, которые получают из нефти. Что подтверждает значимость заявленной темы выпускной квалификационной работы.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

*Целевой рынок* – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, *сегмент рынка* – это выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

В данной работе продуктом и целевым рынком являются:

- *продукт*: сырая нефть;
- *целевой рынок*: нефтедобывающие организации.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее влияющих предприятий-конкурентов: К1 – Химический факультет НИ ТГУ, К2 – СО РАН Институт химии нефти.

В таблице 3.1 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические решения в области исследования физико – химических свойств нефти.

Таблица 3.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>Ф</sub>	Б <sub>К1</sub>	Б <sub>К2</sub>	К <sub>Ф</sub>	К <sub>К1</sub>	К <sub>К2</sub>
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Выход продукта	0,3	4	5	5	1,2	1,5	1,5
Качество продукта	0,3	5	4	5	1,5	1,2	1,5
Энергоемкость процессов	0,1	4	5	4	0,4	0,5	0,4
Экономические критерии оценки эффективности							
Цена продукта	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
Конкурентоспособность продукта	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
Финансирование научной разработки	0,1	4	3	3	0,4	0,3	0,3
Итого:	1,0				4,5	4,3	4,4

### SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Матрица SWOT

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Систематическое повышение уровня квалификации.</li> <li>2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области.</li> <li>3. Наличие постоянного потребителя (ООО «Томская нефть»)</li> <li>4. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.</li> </ol>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов.</li> <li>2. Устаревшее оборудование.</li> <li>3. Высокая степень износа оборудования.</li> <li>4. Повышение цен у поставщиков.</li> <li>5. Высокий уровень цен на выпускаемую продукцию.</li> </ol>
<p><b>Возможности:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Спрос на добычу аномальной нефти, в силу истощения запасов.</li> <li>2. Небольшое количество конкурентов</li> </ol>	<p><b>Сильные стороны и возможности:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Эффективное использование ресурсов производства.</li> <li>2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков).</li> <li>3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта.</li> </ol>	<p><b>Слабые стороны и возможности:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников</li> <li>2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта.</li> <li>3. Модернизация оборудования.</li> <li>4. Внедрение технологии</li> </ol>
<p><b>Угрозы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Увеличение уровня налогов.</li> <li>2. Повышение требований к качеству продукции.</li> </ol>	<p><b>Сильные стороны и угрозы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Применение оптимальной налоговой политики.</li> <li>2. Внедрение менеджмента качества.</li> <li>3. Выбор оптимального потребителя и заключение договорных отношений.</li> </ol>	<p><b>Слабые стороны и угрозы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Понижение цен на добываемую продукцию</li> <li>2. Выбор оптимального потребителя и заключение договорных отношений.</li> </ol>

### Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения).

Степень готовности научной разработки к коммерциализации и уровень собственных знаний для ее проведения заполняется в специальной форме (таблица 3.3).

Таблица 3.3 - Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	3
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	3
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	2	2
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	2
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	3
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	1
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	2
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	3
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	2
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	1
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации	1	2

	научной разработки		
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	2
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	2	2
	<b>ИТОГО БАЛЛОВ</b>	36	36

По результатам оценки можно сказать, что данная разработка считается средней перспективности.

### 3.2. Инициация проекта

Группа процессов инициации состоит из процессов, которые выполняются для определения нового проекта или новой фазы существующего. В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы.

Заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта указаны в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
ООО «Томская нефть»	Трудноизвлекаемая нефть

В таблице 3.5 представлена информация о иерархии целей проекта и критериях достижения целей. Цели проекта включают цели в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Таблица 3.5 - Цели и результат проекта

Цели проекта:	Анализ состояния качества добываемой нефти
Ожидаемые результаты проекта:	Получение результатов состава нефти
Критерии приемки результата проекта:	Адекватность результатов
Требования к результату проекта:	Пригодность к переработке

## Организационная структура проекта

На данном этапе работы необходимо решить следующие вопросы: кто будет входить в рабочую группу данного проекта, определить роль каждого участника в данном проекте, а также прописать функции, выполняемые каждым из участников и их трудозатраты в проекте.

Эта информация представлена в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, час.
1	Кривцова Надежда Игоревна, НИ ТПУ, кафедра ХТТ и ХК, доцент	Руководитель	Координация деятельности проекта	250
2	Абнасырова Татьяна Адыхановна, НИ ТПУ, кафедра ХТТ и ХК, студент	Исполнитель	Выполнение ВКР	620
ИТОГО:		870		

## Ограничения и допущения проекта.

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а также «границы проекта» - параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованы в рамках данного проекта (таблица 3.7).

Таблица 3.7 – Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/ допущения
3.1. Бюджет проекта	1971041,3 руб.
3.1.1. Источник финансирования	НИ ТПУ
3.2. Сроки проекта:	11.01.20-25.05.20
3.2.1. Дата утверждения плана управления проектом	11.01.20
3.2.2. Дата завершения проекта	25.05.20

## Бюджет научного исследования

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения.

В процессе формирования бюджета, планируемые затраты группируются по статьям, представленным в таблице (таблица 3.10).

## Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты (за вычетом отходов)

Таблица 3.10 – Группировка затрат по статьям

Исполнение	Затраты по статьям					
	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого плановая себестоимость
1	12064,6	1822800	92718,5	12032,78	31425,4	1971041,3
2	12453,2	1835300	92718,5	12032,78	31425,4	1983929,9
3	12259,9	1840100	92718,5	12032,78	31425,4	1988536,6

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов).

Результаты по данной статье указаны в таблице 3.11

Таблица 3.11 – Материальные затраты.

Наименование	Единицы измерения	Количество			Цена за единицу с НДС, руб.	Сумма, руб.		
		Исп 1	Исп 2	Исп 3		Исп 1	Исп 2	Исп 3
Силикагель	кг	0,3	0,4	0,4	840	252	336	336
Ареометр	шт	1	1	1	1565	1565	1565	1565

Колба коническая 500 мл	шт	1	1	1	625	625	625	625
Кюветы	шт	2	2	2	430	860	860	860
Мерный цилиндр 500 мл	шт	1	1	1	63	63	63	63
Колба круглодонная 50 мл	шт	1	1	1	84	84	84	84
Колонка стеклянная 40 см	шт	1	1	1	210	210	210	210
Колонка стеклянная 1 м	шт	1	1	1	250	250	250	250
Этанол	л	0,5	0,7	0,7	180	90	126	126
Петролейный эфир	л	0,6	0,5	0,6	300	180	150	180
Толуол	л	0,4	0,4	0,5	80	32	32	40
Бензол	л	0,5	0,6	0,6	570	285	342	342
Ацетон	кг	0,2	0,2	0,3	46	9,2	9,2	13,8
Круглодонная колба на 500 мл	шт	1	1	1	250	250	250	250
Колба коническая на 100 мл	шт	2	2	2	280	560	560	560
Аллонж 14/29	шт	1	1	1	200	200	200	200
Переходник 14/29	шт	1	1	1	175	175	175	175
Штатив	шт	2	2	2	1500	3000	3000	3000
Мерный цилиндр на 100 мл	шт	1	1	1	33	33	33	33
Обратный холодильник	шт	1	1	1	1500	1500	1500	1500
Алюминиевая кастрюля	шт	1	1	1	200	200	200	200
Перчатки	шт	10	10	10	29	290	290	290
Халат	шт	1	1	1	1000	1000	1000	1000
Всего за материалы						11713,2	11860,2	11902,8
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)						351,4	593,0	357,1
Итого						12064,6	12453,2	12259,9

### **Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ.**

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств и механизмов, стенов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 3.12). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 3.12 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, т.руб.		
			Исп1	Исп2	Исп3
1	Спектроскан S	1	1528,7	1540,3	1536,9
2	Термостат жидкостный низкотемпературный	1	294,1	295,0	303,2
Итого			1822,8	1835,3	1840,1

### Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда.

В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в таблицу 3.13.

Таблица 3.13 - Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Зб, руб.	кп	Зм, руб	Здн, руб.	Тр, раб.дн.	Зосн, руб.
Руководитель	28924,94	1,3	37602,42	1253,42	64	80218,5
Студент		2500		88		12500

Статья включает основную заработную плату работников, занятых выполнением проекта, (включая доплаты, премии) и дополнительную заработную плату.

$$Сзп = Зосн + Здоп.$$

где Зосн – основная заработная плата;

Здоп – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата (Зосн) руководителя (инженера, лаборанта) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} * Т_{раб}$$

где Зосн – основная заработная плата одного работника;

Тр – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 13);

Здн – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_M * M}{F_D}$$

где Зм – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб.дня М = 11,2 месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб.дней М = 10,4 месяца, 6-дневная неделя;

Fд – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (таблица 3.14).

Таблица 3.14- Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	136	136
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	42 6	42 6
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	24	-
Действительный годовой фонд рабочего времени	64	88

### **Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала**

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных

отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{доп} = K_{доп} * Z_{осн}$$

где  $Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата, руб.;

$K_{доп}$  – коэффициент дополнительной зарплаты;

$Z_{осн}$  – основная заработная плата, руб.

В таблице 3.15 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 3.15 – Заработная плата исполнителей НИИ

Заработная плата	Руководитель	Бакалавр
Основная зарплата	80218,5	12500
Дополнительная зарплата	12032,78	-
Итого по статье Сзп	92251,28	12500

$$C_{внеб} = K_{внеб} * (Z_{осн} + Z_{доп})$$

где  $K_{внеб} = 30\%$  коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 3.16 - Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Бакалавр
Зарплата	80218,5	12500
Отчисления на социальные нужды	27675,4	3750

### Организационная структура проекта

В практике используется несколько базовых вариантов организационных структур: функциональная, проектная, матричная (таблица 3.17).

Таблица 3.17 - Выбор организационной структуры научного проекта

Критерии выбора	Функциональная	Матричная	Проектная
Степень неопределенности условий реализации проекта	Низкая	Высокая	Высокая
Технология проекта	Стандартная	Сложная	Новая
Сложность проекта	Низкая	Средняя	Высокая
Взаимозависимость между отдельными частями проекта	Низкая	Средняя	Высокая
Критичность фактора времени (обязательства по срокам завершения работ)	Низкая	Средняя	Высокая
Взаимосвязь и взаимозависимость проекта от организаций более высокого уровня	Высокая	Средняя	Низкая

**Вывод:** на основе проведенного анализа выбора организационной структуры научного проекта - наиболее выгодной является проектная структура.

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Определили интегральный финансовый показатель разработки для выбранных вариантов исполнения исследования по формуле:

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где:

$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{max}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательской работы (в т. ч. аналоги).

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп.1}} = 1971041,3 / 1988536,6 = 0,99;$$

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп.1}} = 1983929,9 / 1988536,6 = 1,00;$$

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп.1}} = 1988536,6 / 1988536,6 = 1,00;$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования определили следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, (16)$$

где:

$I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i$  – балльная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$n$  – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 3.18.

Таблица 3.18 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп 1	Исп 2	Исп 3
1. Способствует росту производительности труда	0,25	5	4	5
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	5
3. Надежность	0,20	5	5	4
4. Воспроизводимость	0,25	4	4	4
5. Материалоемкость	0,15	5	4	3
ИТОГО	1	4,75	4,20	4,25

Рассчитали интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки:

$$I_{\text{исп1(инт)}} = 4,75 / 0,99 = 4,80;$$

$$I_{\text{исп2(инт)}} = 4,20 / 1,00 = 4,20;$$

$$I_{\text{исп3(инт)}} = 4,25 / 1,00 = 4,25.$$

Сравнительная эффективность разработки определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп1}}}{I_{\text{исп2}}},$$

и представлена в таблице 3.19.

Таблица 3.19 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исполнение 1	Исполнение 2	Исполнение 3
Интегральный финансовый показатель разработки	0,99	1,00	1,00
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,75	4,20	4,25
Интегральный показатель эффективности	4,80	4,20	4,25
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,14	0,88	0,89
	1,13	0,99	1,01

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения (ИСП1) поставленной технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

**Вывод по разделу:** при ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок, периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями. По результатам оценки готовности к коммерциализации, можно сказать, что данная разработка считается перспективной. При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. На основе проведенного анализа выбора организационной структуры научного проекта, сделали вывод, что наиболее выгодной является проектная структура. Сравнение значений интегральных показателей эффективности, позволяет судить о приемлемости

существующего варианта решения поставленной технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

#### **4.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Современная химия немыслима без широкого использования электрической энергии, высокого давления и глубокого вакуума, высоких и низких температур, разнообразных агрессивных или токсичных соединений, большинство которых обладают взрывопожароопасными свойствами. Безвредность труда в сфере науки и производства призвана обеспечить охрана труда.

Нефтедобывающее предприятие относится к отраслям промышленности, которые представляют потенциальную опасность производственных отравлений и заболеваний работающих, так как в процессе труда приходится соприкасаться с веществами, имеющими те или иные токсические, отравляющие, пожаро- и взрывоопасные свойства.

Поэтому, соблюдение основ законодательства по охране труда, правил техники безопасности, санитарии и гигиены обеспечит безопасность трудящихся [1].

В данном разделе ВКР рассмотрены вопросы, связанные с организацией рабочего места лаборанта, работающего в аналитической лаборатории с вредными веществами: углеводороды.

Предметом исследования являются изменения физико – химических свойств нефти со временем эксплуатации скважины.

##### **4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

В соответствии со статьей 222 «Трудового Кодекса РФ» на работах с вредными условиями труда работникам выдаются бесплатно по установленным нормам молоко или другие равноценные пищевые продукты. На работах с особо вредными условиями труда предоставляется бесплатно по установленным нормам лечебно-профилактическое питание. Нормы и условия бесплатной выдачи молока или других равноценных пищевых продуктов, а также лечебно-профилактического питания устанавливаются в

порядке, определяемом Правительством РФ, с учетом мнения Российской трехсторонней комиссии по регулированию социально-трудовых отношений.

– Основанием выдачи молока для работающих является постановление Правительства Российской Федерации от 29.11.02 г. №849, постановление Минтруда РФ от 31.05.2003 г. № 13, Приказ Минздравсоцразвития России от 16.02.2009 N 45н (ред. от 20.02.2014) «Об утверждении перечня вредных производственных факторов, при воздействии которых в профилактических целях рекомендуется употребление молока и других равноценных пищевых продуктов» [3].

– Обеспечивать здоровые и безопасные условия труда Работников на основе комплекса социально-трудовых, организационно-технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических, реабилитационных и иных мероприятий.

– В соответствии с государственными нормативными требованиями охраны труда и Договором. приобретать и выдавать за счет собственных средств Работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, сертифицированные специальную одежду, специальную обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства.

– Производить замену средств индивидуальной защиты при выходе их из строя не по вине Работников, до истечения установленных для нее сроков.

– Установить время выдачи сертифицированной специальной одежды и специальной обуви круглый год.

За счет своих средств производить чистку, стирку, замену средств индивидуальной защиты [2,5].

## 4.2 Производственная безопасность

Таблица 4.1 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) [4]	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1.Отклонение показателей микроклимата	-	+	-	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. ГОСТ 12.1.003– 2014.ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Шум. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. ГОСТ 12.1.019- 2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
2.Превышение уровня шума	+	+	+	
3.Недостаточная освещенность рабочей зоны	-	+	+	
4.Воздействие химически опасных веществ	+	+	+	
5.Повышенное значение напряжения в электрической цепи	+	+	+	

### 4.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

#### 4.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата

Микроклимат в производственных помещений регламентируются по [5].

Температура воздуха в лаборатории поддерживается:

- 1) холодный и переходный периоды в пределах 16 – 22 °С;
- 2) теплый период в пределах 18 – 25 °С.

Оптимальная относительная влажность находится в пределах от 40 до 60 %, скорость движения воздуха 0,1 – 0,5 м/с.

Для удовлетворительного микроклимата, в лаборатории применяют кондиционеры и увлажнители, приточно-вытяжную вентиляцию, также проводят проветривание при помощи фрагуг и дверей. Кратность воздухообмена – отношение объема воздуха, подаваемого в помещение или

удаляемого из него за 1 час, к объему помещения, – при сохранении комнатной температуры должна быть в пределах  $4 - 6 \text{ час}^{-1}$ .

Для нормализации воздушной среды производственных помещений и рабочих мест относятся устройства: устройства для поддержания нормируемой величины барометрического давления, вентиляции и очистки воздуха, кондиционирования воздуха; локализации вредных факторов; отопления; автоматического контроля и сигнализации; дезодорации воздуха [6].

#### **4.2.1.2 Превышение уровня шума**

В помещениях с низким уровнем общего шума, каким является лаборатория где работает лаборант, источниками шумовых помех могут стать вентиляционные установки, кондиционеры или периферийное оборудование для ЭВМ (принтеры и др). Длительное воздействие этих шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала.

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ эквивалентный уровень звука не должен превышать 50 дБА. Для того, чтобы добиться этого уровня шума рекомендуется применять звукопоглощающее покрытие стен.

Для химической лаборатории характерны следующие виды шумов:

1. механический шум (при трении, биении узлов и деталей машин делительных воронок, механической мешалки);
2. аэрогидродинамический шум (возникает в аппаратах при больших скоростях движения газа или жидкости и при резких направлениях их движения и давления).

#### **4.2.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Важным условием для выполнения работы является качественное освещение. При правильном освещении повышается производительность труда, улучшаются условия безопасности, снижается утомляемость. Неправильное и недостаточное освещение может привести к созданию опасных ситуаций.

Производственное освещение подразделяется на: естественное, искусственное и совмещенное.

Естественное освещение характеризуется изменяющейся освещенностью на рабочих местах в течение суток года.

Искусственное освещение предусматривается в помещениях, в которых недостаточно естественного света, или для освещения помещения в часы суток, когда естественная освещенность отсутствует [8]. Осуществляется светильниками и прожекторами.

Средства нормализации освещения производственных помещений и рабочих мест относятся к средствам коллективной и индивидуальной защиты (источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры) [6].

#### 4.2.1.4 Воздействие химически опасных веществ

При работе с химическими веществами возможны следующие пути проникновения в организм человека: ингаляционный (через легкие), через желудочно-кишечный тракт, через кожу. Действие этих веществ определяется как свойствами самого вещества, так и особенностями организма человека.

Характеристика, токсичности сырья и реагентов, свойства опасных веществ приведены в таблице 4.2

Таблица 4.2 – Описание свойств опасных веществ

Наименование параметра		Характеристика	
Сырая нефть		Попутный нефтяной газ	
Агрегатное состояние при нормальных условиях	Жидкость	Газ с характерным запахом	
Реакционная способность	Растворяет предельные твердые углеводороды	Нет	
Цвет	Буро-коричневый	Бесцветный	
Вкус	-	-	
Возможность превращения или выделение других опасных веществ	Выделение легких фракций углеводородов	Нет	
Воздействие на человека	Наркотическое отравление	Наркотическое отравление	

Меры предосторожности	Работать в хорошо проветриваемых помещениях.	Работать в хорошо проветриваемых помещениях.
-----------------------	--	--

#### **4.2.1.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи**

Согласно ГОСТ 12.1.019-17 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты, основными причинами поражением током являются:

1. Случайное прикосновение или приближение на опасное расстояние к токоведущим частям установок, находящимся под напряжением.

2. Отсутствие заземления на установках в лаборатории, появление напряжения на металлических частях электрооборудования - в результате повреждения изоляции и других причин.

3. Появление напряжения на отключенных токоведущих частях, на которых работают люди, вследствие ошибочного включения установки.

Действие электрического тока на организм очень сложно и проявляется следующим образом: потерей сознания; ожоги различной степени; возникают внутренние механические поражения – разрыв тканей и некоторых внутренних органов; электроофтальмия; возникают судороги; расстройство дыхания; аритмия работы сердца.

#### **4.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия**

##### **4.2.2.1 Отклонения показателей микроклимата**

В лаборатории ежемесячно замеряют такие показатели как барометрическое давление, температура и влажность, применяя оборудование: барометр-анероид БАММ-1, термогигрометр.

Если один из показателей выходит за рамки нормы, то для улучшения показателей применяют увлажнители, отопление, кондиционеры, проветривание при помощи оконных форточек и дверей.

В целях профилактики неблагоприятного воздействия микроклимата используются следующие защитные мероприятия:

- естественная вентиляция (аэрация);
- системы кондиционирования воздуха;
- воздушное душирование рабочих мест;
- спецодежда и другие средства индивидуальной защиты;
- помещения для отдыха и обогрева (охлаждения);
- компенсация одного параметра микроклимата изменением другого;
- регламентация времени работы (сокращение рабочего дня, увеличение продолжительности отпуска, уменьшение стажа работы). Время пребывания на рабочих местах при температуре воздуха выше или ниже допустимых величин регламентируется санитарными правилами (СанПин 2.2.4.548-96)

#### **4.2.2.2 Превышения уровня шума**

Раз в год в лаборатории проводится специальная оценка рабочего места, по её результатам уровень шума на рабочем месте соответствует требованиям нормативной документации.

Средства для защиты органов слуха, противошумные вкладыши и противошумные наушники, выдаются индивидуально каждому работнику.

В качестве мер по снижению шума можно предложить следующее:

- облицовка потолка и стен звукопоглощающим материалом (снижает шум на 6-8 дБ);
- экранирование рабочего места (постановкой перегородок, диафрагм);
- установка в компьютерных помещениях оборудования, производящего минимальный шум;
- рациональная планировка помещения.

Защиту от шума следует выполнять в соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014, а звукоизоляция ограждающих конструкций должна отвечать требованиям главы СНиП 11-12-77 «Защита от шума. Нормы проектирования» [14].

#### **4.2.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны**

По специальной оценке, рабочего места, освещенность рабочих мест соответствует нормативным требованиям.

В лаборатории, используется комбинированная система освещения, то есть общее искусственное и местное освещение [8].

#### **4.2.2.4 Воздействие химически опасных веществ**

Для предотвращения попадания химически опасных веществ в организм, работнику выдаются соответствующие средства индивидуальной защиты (хлопчатобумажный халат, спецобувь, прорезиненные нарукавники, резиновые перчатки, защитные очки, респираторы, различных модификаций, индивидуальные противогазы, средства защиты рук).

К средствам коллективной защиты относятся устройства:

- оградительные;
- автоматического контроля и сигнализации;
- герметизирующие;
- для вентиляции и очистки воздуха;
- для удаления токсичных веществ;
- дистанционного управления;
- знаки безопасности. ГОСТ 12.4.011-89

У предприятия есть ряд инструкций, разработанных для лабораторий по направлению безопасной работы с вредными и химически опасными веществами. Работник, приступая к работе соблюдает данные требования инструкций.

К специальным средствам защиты кожи относятся защитные пасты, мази и кремы. Применение средств индивидуальной защиты предусматривается отраслевыми правилами техники безопасности, а выдача этих средств регламентирована отраслевыми нормами.

Спецодежда должна быть гигиеничной, способствовать хорошей терморегуляции организма; удобной для надевания, носки и работы в ней;

надежной в эксплуатации – обеспечивать безотказную службу в определенных условиях на протяжении заданного времени. Спецодежда для защиты от нефтепродуктов изготавливается по ГОСТ 12.4.111-82\* из хлопчатобумажных и других материалов, не накапливающих статического электричества [4].

Для защиты глаз применяют защитные очки, щитки, маски. Очки выпускаются открытого и закрытого типа. Для защиты от механических повреждений глаз и лица выпускают щитки с прозрачным экраном.

Для защиты органов дыхания используют респираторы, для защиты рук используют резиновые перчатки. ГОСТ 12.04.011-89.

При работе со стеклянной посудой, деталями приборов необходимо помнить, что стеклянная посуда не предназначена для работы при повышенном давлении. Нельзя допускать нагревания жидкостей в закрытых колбах или приборах, не имеющих сообщение с атмосферой. Посуду использовать только в соответствии с ГОСТ 25336-82 [4,12].

#### **4.2.2.5 Повышенное значение напряжение в электросети**

Все помещения лаборатории соответствуют требованиям электробезопасности.

В лаборатории использовались следующие электроприборы – водяная баня, криостат, спектроскан, электронные весы, компьютер. При несоблюдении техники безопасности оборудование может вызвать поражение электрическим током.

При работе с электроприборами необходимо соблюдать правила [9,10]:

- не включать электроприбор без проверки заземления;
- не оставлять электроприбор без присмотра;
- не использовать не исправный электроприбор;
- по окончанию работы все используемые приборы выключать.

К месту размещения электроприборов должны быть подведены:

- однофазная сеть переменного тока напряжением 220 В, частотой 50 Гц, мощностью не менее 6 кВт;
- линия (контур) внешнего заземления;
- установлены в соответствии с правилами электробезопасности электрические розетки типа «Евростандарт» с заземляющим контактом (обычно достаточно 6-ти штук).

Шнуры силового электропитания имеют длину около 2 м, поэтому электрические розетки должны находиться в пределах около 1,5 м от оборудования. Качество электропитания очень важно. Электропитание должно быть стабильным и соответствовать требованиям, приведенным в данном разделе

Оборудование, имеющие силовые цепи, должны быть заземлены. Заземление осуществляется с помощью сетевых вилок и дополнительного заземления. Контакты сетевых розеток для подключения составных частей комплекса должны быть заземлены (соединены с контуром внешнего заземления) с помощью медных проводов сечением не менее 1,5 мм<sup>2</sup>.

Дополнительное заземление составных частей, включая системный блок компьютера (монитор и принтер компьютера допускается дополнительно не заземлять), осуществляется соединением клемм дополнительного заземления этих частей с контуром заземления [9].

#### **4.3 Экологическая Безопасность**

Вредное воздействие веществ на окружающую среду, обращающихся в процессе работы лабораторий, ограничивается следующими документами:

- ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны;
- СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест;
- гигиенические нормативы «Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест» - ГН

2.1.6.1338-03, с дополнениями № 1 (ГН 2.1.6.1765-03), дополнениями и изменениями № 2 (ГН 2.1.6. 1983-05).

### **Технология использования отходов**

В лабораториях осуществляется использование отработанных масел и сточных вод, загрязненных нефтепродуктов. Отходы собираются на УПСВ в специально отведенные дренажные емкости, после чего закачиваются в нефтесборный коллектор. Согласно технологическому регламенту, отходы смешиваются с нефтяной жидкостью и по трубопроводу поступают в резервуары очистных сооружений, где происходит отделение нефтепродуктов от воды, примесей и взвешанных частиц. Далее товарная нефть уходит потребителю, вода закачивается в систему поддержания пластового давления [11,16].

### **Ветошь промасленная**

Первичный сбор промасленных отходов должен осуществляться отдельно от других отходов в специально предназначенные герметические емкости. Емкость для сбора и временного накопления промасленных отходов могут находиться как в лаборатории, так и за ее пределами. Полы в помещении должны быть покрыты влагонепроницаемым и маслонепроницаемыми материалами.

При обращении с промасленными отходами запрещается

- устанавливать емкости с промышленными отходами вблизи нагретых поверхностей.
- каплировать промасленные отходы в рабочей зоне [11].

### **Порядок сдачи и перевозки промасленных отходов**

Промасленные отходы либо вывозятся на полигон промышленных отходов для последующего обезвреживания путем сжигания в утилизаторах «Форсаж 2М» либо обезвреживается на территории цеха в портативных утилизаторах «Смарт АШ»

Перевозка промасленных отходов на обезвреживание производится силами транспортной организации по предварительной заявке.

Передача промасленных отходов для обезвреживания оформляется двухсторонним талоном о приеме передачи, который является подтверждающим документом о передаче отходов [11,16].

#### **4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Во время работы химической лаборатории могут возникнуть следующие аварии и аварийные ситуации:

- пожар, взрыв;
- поражение электрическим током;
- попадание кислоты или щелочи на кожу или в глаза;
- выделение или образование едких, ядовитых, огне- или взрывоопасных веществ.

При возникновении аварийной ситуации работники лаборатории обязаны прекратить работу и сообщить о случившемся заведующему лаборатории или диспетчеру по ремонту. Далее выполнять его указания по устранению возникшей аварийной ситуации. Каждый работник лаборатории обязан пройти инструктаж техники безопасности и соблюдении мер безопасности на рабочем, знать, где находятся средства индивидуальной защиты, аптечка. Проходить обучение и уметь оказать первую помощь при возникновении аварийной ситуации.

#### **Выводы по разделу**

В результате проделанной работы были выявлены возможные виды опасностей в химической лаборатории. Проведен анализ условий труда и меры предосторожности при работе с вредными химическими веществами.

Данный раздел очень значим при любой выполняемой работе. Соблюдая все нормы и требования, работодатель обеспечивает безопасность своему работнику, в то же время, выполняя все предписания, работник сохраняет как свое здоровье, так и здоровье окружающих.

## ВЫВОДЫ

1. Как показали исследования, со временем эксплуатации скважины увеличивается содержание смолисто – асфальтеновых веществ, а также плотность нефти. Такие изменения можно объяснить гравитационной дифференциацией пласта. Под действием силы тяжести наиболее тяжёлые компоненты нефти – смолы и асфальтены – скапливаются в пониженных участках пласта.

2. Содержание серы с увеличением срока эксплуатации скважины снижается. Это обусловлено тем, что с увеличением глубины залегания происходит потеря гетероэлементов в том числе и серы.

3. Установлено, что массовая доля парафина увеличивается от времени эксплуатации скважины. Исходя из исследований, проведёнными многими исследователями, можно сделать выводы, что на данном этапе разработки Верхне – Салатскогосторождения, глубина добычи увеличивается и приближается в 2015 году к 3000 м. Такое заключение мы можем сделать по увеличению массовой доли парафина, его содержание резко увеличилось по сравнению с 2012 годом.

4. Из полученных данных, можно сделать вывод о том, что наиболее технически выгодным способом транспортировки является перекачка предварительно подогретой высокопарафинистой нефти по нефтепроводу. При транспортировке железнодорожным транспортом помимо платы за перевозку требуются дополнительные расходы на содержание вагонного парка, строительство пропарочно – промывочных станций.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ИНФОРМАЦИИ

1. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов. – 3-е изд., испр. и доп. / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 528 с.
2. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П. Теория и опыт разработки месторождений природных газов. М., Недрa, 1999, 412 с.
3. Гриценко А.И., Дмитриевский А.Н., Ермилов О.М., Кирсанов А.Н., Зотов Г.А., Нанивский Е. М., Сулейманов Р.С. Промыслово-геологическое обеспечение систем добычи газа. М., Недрa, 1992, 368 с.
4. Яценко И. Трудноизвлекаемые нефти: классификация и анализ качественных особенностей / И. Яценко, Ю. Полищук, Е. Козин // Oil&Gas
5. Тер-Саркисов Р.М. Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов. М., ООО «Недрa-Бизнесцентр», 2005, 407 с.
6. Трофимук А.А. О природе нефтеносных известняковых массивов Ишимбаева // Проблемы советской геологии, 1936, т. 6, № 11, с. 952—977.
7. Уляшев В.Е. Экспериментальные исследования фильтрационных свойств и газоотдачнизкопроницаемых карбонатных коллекторов: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.15.06 / Уляшев Валерий Егорович. – Москва, 1999. – 205 с.
8. Пономарев А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах: диссертация на соискание степени доктора технических наук: 05.15.06 / Пономарев Александр Иосифович. – Уфа, 2000. – 456 с.
9. Галеев Р.Р. Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва / Р.Р. Галеев, А.М. Зорин, А.В. Колонских, Г.И. Хабибуллин, Т.Р. Мусабилов, И.В. Судеев // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №– С. 62–65.

10. Ермилов О.М., Гордеев В.Н., Гацولاев А.С. Применение математического моделирования при разработке крупных газовых месторождений Западной Сибири. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2003, 78 с.

11. Якуцени В.П. Нетрадиционные ресурсы углеводородов - резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России / В.П. Якуцени, Ю.Э. Петрова, А.А. Суханов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т. 4. – №– С. 1-14.

12. Рыжов А.Е. Фильтрационно-емкостные характеристики низкопроницаемых карбонатных пород Астраханского и Карачаганакского газоконденсатных месторождений в связи с разработкой: автореферат диссертации на соискание степени кандидата геол.-минер. наук: 04.00.17 / Рыжов Алексей Евгеньевич. – Москва, 1991. – 23 с.

13. Бухарметов В.Ю. Влияние геолого-промысловых факторов на эффективность ГРП в условиях Арланского нефтяного месторождения / В.Ю. Бухарметов, Г.С. Дубинский // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов. – Уфа: ООО «Монография», 2015. – С. 147–154.

14. Пепеляев Р.В. Разработка методики гидродинамических расчетов для низкопроницаемых коллекторов с учетом снижения проницаемости: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.17 / Пепеляев Роман Владимирович. – Москва, 2004. – 118 с.

15. Черевко М.А. Первые результаты применения многостадийных гидроразрывов пластов в горизонтальных скважинах Приобского месторождения / М.А. Черевко, К.Е. Янин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 2.– С. 74–77.

16. «Дополнение к технологической схеме X месторождения» (протокол ЗС ТО ЦКР Роснедр по УВС № 81-12 от 25.12.2012 г.)

17. «Технологическая схема разработки X месторождения» - протокол ТО ЦКР по ВЕРХНЕСАЛАТСКОЕ №987 от 21.12.2007 г.

18. Фомкин А.В. Повышение эффективности нефтеизвлечения: необходимость и тенденции / А.В. Фомкин, С.А. Жданов // Бурение и нефть. – 2015. – № 4. – С. 14-19.
19. Панов, Г. Е. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности / Г. Е. Панов, Л. Ф. Петрашин, Г. Н. Лысяный. – М.: Недра, 1996. – 234 с.
20. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы».
21. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности»
22. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.
23. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
24. Захаров Л. Н. Техника безопасности в химических лабораториях. – Л.: Химия, 1985. – 184 с.
25. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)
26. Приказ Минздравсоцразвития России от 16.02.2009 N 45н (ред. от 20.02.2014) "Об утверждении норм и условий бесплатной выдачи работникам, занятым на работах с вредными условиями труда, молока или других равноценных пищевых продуктов. Порядка осуществления компенсационной выплаты в размере, эквивалентном стоимости молока или других равноценных пищевых продуктов, и Перечня вредных производственных факторов, при воздействии которых в профилактических целях рекомендуется употребление молока или других равноценных пищевых продуктов"
27. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
28. ССБТ ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Изд-во стандартов, 1988.

29. Государственный стандарт Союза ССР ГОСТ 12.4.011-89 "Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация"
30. Современная наука: исследования, технологии, проекты. Сборник V международной научно-практической конференции. Научный центр "Олимп". Изд-во: Научный центр "Олимп"(Астрахань), 2015
31. СП 52.13330.2016 СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. - М.: Стройиздат, 2011.-48 с.
32. ССБТ ГОСТ 12.1.019-17 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1996.
33. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. Правила безопасности эксплуатации электроустановок потребителей.
34. Другов Ю.С., Родин А.А. Экологические анализы при разливах нефти и нефтепродуктов. Практическое руководство. С.-П., 2000
35. Вредные химические вещества. Природные органические соединения. Изд. Справ. – энциклопедического типа. Том7/Под. ред. В.А. Филова. -СПб.: СПХФА, НПО «Мир и семья-95»,1998
36. Панов, Г. Е. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности / Г. Е. Панов, Л. Ф. Петрашин, Г. Н. Лысяный. – М.: Недра, 1996. – 234 с.
37. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности»
38. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.
39. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».