

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

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки 05.04.01 «Нефтегазопромысловая геология»  
Кафедра «Геологии и разведки полезных ископаемых»

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ФИЗИКО- ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ</b>

**УДК 622.276.6 (470.13)**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЛМ5Б	Козырева Ольга Сергеевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Серебренникова О.В.	д.к-х.н., профессор		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Кырмакова О.С.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. Кафедрой ГРПИ	Гаврилов Р.Ю.	к.г-м.н, доцент		

Томск – 2017 г.

**Планируемые результаты обучения по основной образовательной  
программе подготовки магистров по направлению 05.04.01 «Геология»**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
P1	Выпускник готов применять глубокие базовые и специальные естественнонаучные и профессиональные знания в профессиональной деятельности для решения задач обеспечения минерально-сырьевой базы и рационального природопользования	Требования ФГОС (ПК-1, 2, 3, 4, 6, 13;16 ОК-1, 10), Критерий 5, АИОР (п. 5.1, 5.2.1-5.2.3., 5.2.5, 5.2.9)
P2	Выпускник способен производить подсчет запасов и оценку ресурсов, провести поиск и подбор максимально рентабельных технологий добычи, схем вскрытия руды на месторождениях, осуществлять геологическое сопровождение разработки месторождений нефти и газа. Способен, выполнять моделирование для оценки достоверности запасов и выбора кондиционных параметров, разработать ТЭО кондиций для участков выборочной детализации.	Требования ФГОС (ПК- 6, 7, 12) Критерий 5, АИОР (п. 5.2.3 - 5.2.10)
P3	Выпускник способен осуществлять поиски и разведку месторождений нефти, газа, газового конденсата; организовать и провести сбор, анализ и обобщение фондовых геологических, геохимических, геофизических и других данных, разрабатывать прогнозно-поисковые модели различных геолого-промышленных типов месторождений, формулировать задачи геологических и разведочных работ.	Требования ФГОС (ПК-3, 4, 7, 11, 12; ОК-4) Критерий 5, АИОР (п. 5.1, 5.2.4, 5.2.5, 5.2.14.- 5.2.15)
P4	Может совершенствовать существующие и разрабатывать новые методы и методики исследования вещества, проведения ГРП, технико-технологические решения, вести поиск новых технологий добычи и переработки руд и углеводородного сырья. Может самостоятельно выполнять лабораторные и экспериментальные геолого-	Требования ФГОС (ПК 11,17; ОК-3, 5, 6) Критерий 5 АИОР (п. 5.1, 5.2.6-5.2.8)

	геофизические и минералого-геохимические исследования с использованием современных компьютерных технологий.	
<i>Общекультурные компетенции</i>		
P5	Обладает высоким уровнем стремления показать высокие результаты, готовностью взять на себя дополнительную ответственность  Проявляет оптимизм. Задумывается о том, что выходит за рамки ситуации и др.	Требования ФГОС (ПК 11, ОК-1, 5, 8, 9) Критерий 5  АИОР (п. 5.1, 5.2.1, 5.2.12)
P6	Способен отказаться от традиционных подходов, генерировать новые идеи и подходы. Способен найти новые возможности развития в неопределенных ситуациях и др.	Требования ФГОС (ПК 9, ОК-2, 4,) Критерий 5  АИОР (п. 5.1, 5.2.4, 5.2.16)
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ПК 8, ОК-4, 7, 8) Критерий 5  АИОР (п. 5.2.6, 5.2.11-5.2.16)
P8	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональном коллективе, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной деятельности в геологоразведочной сфере.	Требования ФГОС (ПК 11, ОК-3, ) Критерий 5  АИОР (п. 5.1, 5.2.13)
P9	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ПК-1,2 10, 11, ОК-1-4, 6) Критерий 5 АИОР (п. 5.1, 5.2.2, 5.2.12, 5.2.16)

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

---

Институт Природных ресурсов  
Специальность «Нефтегазопромысловая геология»  
Кафедра «Геологии и разведки полезных ископаемых»

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Гаврилов Р.Ю.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

В форме:

Магистерской диссертации <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>
---

Студенту:

Группа	ФИО
2лм51	Козыревой Ольге Сергеевне

Тема работы:

«Повышение нефтеотдачи высоковязкой нефти Усинского месторождения с применением физико-химических методов»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	27.02.2017, 1214/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.05.2017
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Геолого-промысловые данные по месторождению, научно-техническая литература, производственные отчеты, материалы конференций. Объектом изучения являются 11 образцов нефтей пермокарбоновой залежи Усинского месторождения
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Общие сведения о районе работ. 2. Геологическая характеристика района работ 3. Изучение особенностей состава УВ пермокарбоновой залежи Усинского месторождения после физико-химических МУН 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и Ресурсосбережение

	<p>5. Социальная ответственность при исследовании плотности, вязкости, группового состава высоковязких нефтей Усинского месторождения (республика Коми)</p> <p>Заключение</p> <p>Список использованных источников</p>
<b>Перечень графического материала</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обзорная карта Усинского месторождения</li> <li>2. Тектоническая карта Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции</li> <li>3. Структурная карта по кровле среднего девона</li> <li>4. Продольный схематический геологический профиль</li> <li>5. Схема расположения залежей нефти</li> <li>6. Схематический геологический профиль по продуктивным среднедевонским отложениям по линии СКВ. 86-128</li> <li>7. Структурная карта по кровле проницаемых песчаников основной толщи среднего девона</li> <li>8. Представления о геологическом строении каменно-угольно-нижнепермской залежи</li> <li>9. Геологический разрез по линии скважин 3422</li> <li>10. Схема исследования нефтей Усинского месторождения</li> <li>11. Масс-фрагментограммы масел нефтей по иону m/z 57</li> <li>12. Изменение дебита нефти в результате закачки в скважины гелеобразующей композиции «ГАЛКА-НТ» (данные представлены «ПечорНИПИНефть»)</li> <li>13. Изменение группового состава нефти в результате закачки в скважины гелеобразующей композиции «ГАЛКА-НТ» (данные представлены Д.И. Чуйкиной ИХН СО РАН)</li> <li>14. Изменение группового состава нефти в результате закачки в скважины нефтевытесняющей композиции «ИХН ПРО» (данные представлены Д.И. Чуйкиной ИХН СО РАН)</li> <li>15. График изменения НПДН и ЧТС по кварталам скважины №1210</li> </ol>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<b>доцент кафедры ЭПР, к.э. н. Шарф И.В.</b>
<b>Социальная ответственность</b>	<b>ассистент кафедры ЭБЖ Кырмакова О.С</b>
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке</b>	<b>Geographical and economic characteristics of Usinsk field Oil-and-gas content Hydrogeological conditions Oil and gas reserves Physical and chemical technologies of enhanced oil recovery</b>

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

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
профессор кафедры ГРПИ	Серебrenникова О.В.	д.х.н., профессор		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2лм51	Козырева Ольга Сергеевна		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2ЛМ5Б	Козыревой Ольге Сергеевне

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГРПИ</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	05.04.01 Нефтегазопромысловая геология

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ)</i>	Оценка стоимости материально-технических и человеческих ресурсов на закачку гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» и нефтewытесняющей композиции «ИХН ПРО» на Усинском месторождении
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- СН-92 - ВИЭМС, 2003 г. - СНОР-93
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ

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

<i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Оценка перспективности использования гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» и нефтewытесняющей композиции «ИХН ПРО» с целью прироста добычи нефти на Усинском месторождении
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Расчет основных статей расходов на реализацию проекта при закачке гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» и нефтewытесняющей композиции «ИХН ПРО» на Усинском месторождении
<i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет прибыли за счет дополнительного прироста добычи нефти и изменения эксплуатационных затрат при закачке композиций «ИХН ПРО и ГАЛКА НТ» на Усинском месторождении

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

**Таблицы:**

- Контрагентные услуги
- Цена химических реагентов
- Затраты на закачку гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» и нефтewытесняющей композиции «ИХН ПРО»
- Исходные данные для расчёта экономических показателей
- Результаты расчёта НПДН и ЧТС

**Рисунки:**

-График изменения НПДН и ЧТС по кварталам скважины № 1210 -График изменения НПДН и ЧТС по кварталам скважины № 527
---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭПР	Шарф И.В.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЛМ5Б	Козырева Ольга Сергеевна		



## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2ЛМ5Б	Козыревой Ольге Сергеевне

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГРПИ</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	05.04.01 Нефтегазопромысловая геология

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

<p>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)</p>	<p>В административном отношении Усинское нефтяное месторождение расположено в Республике Коми. Ближайшим населённым пунктом является город Усинск, расположенный в 35 км севернее от месторождения.</p> <p>Климат района резкоконтинентальный с суровой продолжительной зимой и коротким сравнительно жарким летом.</p> <p>Исследование проходило в лаборатории института химии нефти СО РАН. Лабораторные исследования проводились в 2х лабораториях № 112 и №106. В кабинете № 106 имеется 1 персональный компьютер, хроматомасс-спектрометра DFS фирмы «Thermo Scientific» (Германия). В комнате № 112 находится аппарат Сокслета, прибор вискозиметр “Реокинетика”, пикнометр.</p>
---	--

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Несоответствие норм параметров микроклимата.</li> <li>2. Шум на рабочем месте.</li> <li>3. Повышенные нервно-психические и эмоциональные нагрузки.</li> <li>4. Отравление, ожоги, ранения при работе с химическими реагентами</li> <li>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны</li> </ol> <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- электробезопасность</li> <li>- пожаровзрывобезопасность</li> </ul>
--	--

<p>последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты)</li> </ul>	
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды</li> </ul>	<p>Воздействие на окружающую среду сводится к минимуму, так как используемые вещества минимально токсичны. Некоторые из них могут быть отправлены на вторичное производство, а остальные утилизируются с помощью дополнительных средств защиты.</p>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Рассмотрены наиболее характерные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• землетрясение;</li> <li>• возможность возникновения пожара;</li> <li>• повышенное значение напряжения в электрической цепи.</li> </ul>
<p><b>4. Законодательное регулирование проектных решений:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p><i>Руководитель (ответственный) принимает обязательства выполнения и организации правил эвакуации и соблюдение требования безопасности в помещении, а также контроль за исправностью работы в помещении.</i></p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Кырмакова О.С.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЛМ5Б	Козырева О.С.		

## Содержание

Реферат.....	14
Введение.....	15
1 Общая часть.....	18
1.1 Географо-экономическая характеристика Усинского месторождения.....	18
1.2 Геолого-геофизическая изученность.....	19
1.3 История освоения пермокарбонной залежи Усинского месторождения.....	23
2 Геологическая часть.....	25
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	25
2.2 Тектоническое строение.....	31
2.3 Нефтегазоносность.....	34
2.4 Состав и свойства пластовых флюидов.....	44
2.5 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия.....	45
3 Специальная часть.....	49
3.1 Характеристика объектов исследования.....	49
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	51
4.1 Затраты на закачку гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» и нефтьевытесняющей композиции «ИХН ПРО».....	52
4.2 Затраты на производство работ.....	53
4.3 Расчет прироста добычи нефти.....	54
4.4 Расчет прироста потока денежной наличности.....	55
5 Социальная ответственность при исследовании плотности, вязкости, группового состава высоковязких нефтей Усинского месторождения (республика Коми).....	61
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария).....	63
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	69
5.2 Экологическая безопасность.....	60
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	70
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	70
Заключение.....	72
Список публикаций студента.....	74

## Обозначения и сокращения

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПТВ – паротепловое воздействие;

УВ – углеводороды;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГНК – газонефтяной контакт;

ГВК – газоводяной контакт;

А.о. – абсолютная отметка;

Скв. – скважина;

НО – нижний объект;

СО – средний объект;

ВО – верхний объект;

НГО – нефтегазоносная область;

НГР – нефтегазоносный район.

## Реферат

Магистерская диссертация содержит **120** страниц, **22** таблицы, **27** рисунков, **34** источника, **3** приложения.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** УСИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ДЕБИТ НЕФТИ, ГЕЛЕОБРАЗУЮЩАЯ КОМПОЗИЦИЯ «ГАЛКА НТ», НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩАЯ КОМПОЗИЦИЯ «ИХН ПРО».

Объект исследования – продуктивная пермокарбоновая залежь Усинского месторождения (Республика Коми).

Цель работы – определение влияния физико-химических методов для увеличения нефтеотдачи на состав и свойства добываемых тяжелых высоковязких нефтей Усинского месторождения, уточнение строения нефтепродуктивных пластов.

### **Методы исследования и используемая аппаратура –**

Диссертационная работа выполнена с использованием современных компьютерных программ: CorelDRAW X6, Surfer 10, пакет программ Microsoft Office.

Актуальность исследований обусловлена крупными запасами залежи, но затрудняющими ее разработку высокими плотностью и вязкостью нефтей

### **Основные результаты и новизна.**

Степень внедрения. Результаты работы могут быть использованы для прогноза изменения состава, свойств и качества нефтей, добываемых с использованием физико-химических методов, увеличивающих нефтеотдачу.

Область применения. Пермокарбоновая залежь Усинского месторождения.

## Введение

*Цель* исследований – определение влияния физико-химических методов для увеличения нефтеотдачи на состав и свойства добываемых тяжелых высоковязких нефтей уточнение строения нефтепродуктивных пластов Усинского месторождения.

*Объект* исследования пермокарбоновая залежь Усинского месторождения, республика Коми.

*Актуальность* исследований продиктована тем, что пермокарбоновая залежь является продуктивной, но запасы её характеризуются тяжелыми и высоковязкими нефтями, поэтому необходимо проведение дополнительных работ для увеличения нефтеотдачи.

Наиболее действенным способом добычи высоковязкой нефти является паротепловое воздействие на залежь. Однако при закачке пара возникает проблема низкого охвата пласта паром, из-за чего эффективность такого воздействия на поздней стадии разработки снижается. Кроме паротеплового воздействия возможно применение гелеобразующих и нефтewытесняющих композиций, реализуемых при естественных условиях разработки пласта. При воздействии композиций на продуктивный пласт наблюдается изменение состава и физико-химические свойства добываемой нефти: пластовая нефть выводится из состояния начального термодинамического равновесия между нефтяными компонентами и породой, пластовой водой и т.д. Вследствие этого происходят процессы перераспределения компонентов между подвижной и остаточной составляющими пластовой нефти, изменяются значения внутренней энергии системы: пластовая жидкость – поверхность коллектора [3]. В связи с этим представило интерес изучения состава и свойства нефти пермокарбоновой залежи до, и после воздействия композиций на пласт, а также выделение рентабельного метода воздействия.

*Новизна исследований* - проведен количественный и качественный анализ образцов нефти пермокарбонтовой залежи и проанализирована динамика изменения дебитов нефти.

*Применение* - полученные результаты могут быть использованы для прогноза изменения состава, свойств и качества нефтей, добываемых с использованием физико-химических методов, увеличивающих нефтеотдачу.

*Объект исследования* пермокарбонтовая залежь Усинского месторождения, республика Коми; в географическом плане площадь месторождения составляет часть Печорской низменности, входит в бассейн нижнего течения реки Колвы, правого притока реки Усы (рисунок 1); согласно нефтегазогеологическому районированию – в Тимано-Печорскую нефтегазоносную провинцию Колвинской нефтегазоносной области, южной приподнятой части Колвинского мегавала.

*Апробация результатов* Результаты работы докладывались на XX Международном симпозиуме студентов, аспирантов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (2016).

Научные статьи (1 статья), «Состав нефтей пермокарбонтовой залежи Усинского месторождения» в которой изложены результаты исследования и методические приемы, используемые в работе, опубликована в сборниках Международного симпозиума студентов, аспирантов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр».

Усинское нефтяное месторождение открыто в 1963 году нефтеразведочной экспедицией № 2 треста "Печорнефтегазразведка", первооткрывательницей стала скважина № 1-Усинская, разработка ведется с 1973 года. Геологические запасы нефти на месторождении оцениваются в 966 млн. т по категории А+В+С<sub>1</sub> и 4,3 млн. т по категории С<sub>2</sub>, из них извлекаемые по категориям А+В+С<sub>1</sub> 359 млн. т, по категории С<sub>2</sub> 1млн. тонн [1].

Выявлено 4 залежи в пермско-каменноугольных и девонских отложениях, разрабатываются две. Усинское месторождение по классификации относится к сложным, по величине извлекаемых запасов нефти к крупным.



## 1 Общая часть

### 1.1 Географо-экономическая характеристика Усинского месторождения

В административном отношении Усинское нефтяное месторождение расположено в Республике Коми. Ближайшим населённым пунктом является город Усинск, расположенный в 35 км севернее от месторождения (рисунок 1). В географическом отношении территория месторождения охватывает часть Печорской низменности, входит в бассейн течения реки Колвы, правого притока реки Усы. Усинское месторождение приурочено к обширной зоне нефтегазонакопления, в пределах которой выявлены такие месторождения нефти как Возейское, Баганское, Хатаяхское, Баяндыское, Рогозинское [6].

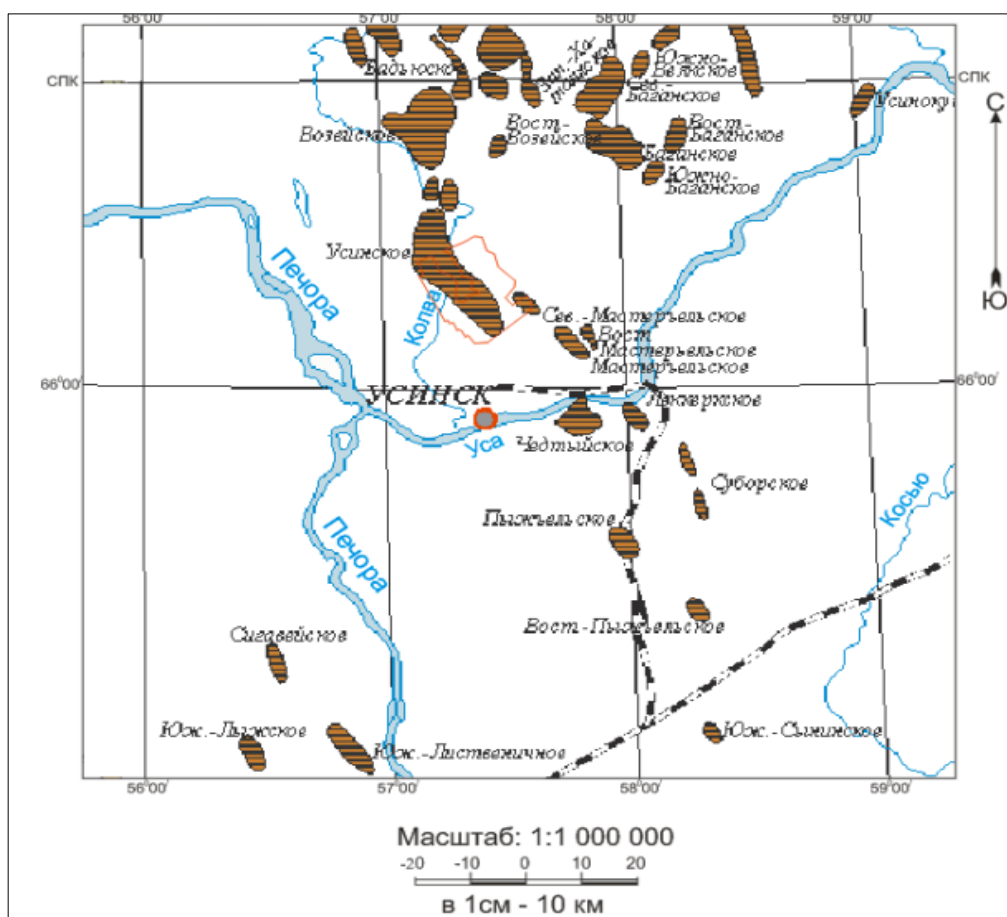


Рисунок 1 – Обзорная карта Усинского месторождения

Центром нефтедобывающего район является г. Усинске. Вдоль Усинского месторождения проложен магистральный нефтепровод Уса – Ухта, построена железнодорожная ветка от станции Сыня до города Усинска. Транспортировка груза также осуществляется автомобильным транспортом, авиационным и речными видами в период навигации.

Энергоснабжение работ на Усинском месторождении осуществляется от Печорской ГРЭС по линиям электропередач проходящей через территорию месторождения. Основные полезные ископаемые нефть и газ, а также строительные материалы: песок, глина, и древесина.

В орографическом отношении территория работ представляет собой слабовсхолмленную равнину, почти полностью покрытую характерной для лесотундровой зоны растительностью: ель, сосна, береза, а часть площади занимают непроходимые болота. Абсолютные отметки рельефа изменяются от плюс 50 до плюс 140 м с уменьшением к руслам и поймам реки Колвы.

Климат района резко континентальный, температура колеблется от минус 20 до минус 55°С зимой и до плюс 35°С летом. Среднее количество годовых осадков около 450 мм. Снежный покров появляется в октябре-ноябре и сохраняется до мая-июня [10].

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну реки Печора и ее притоков - реки Уса с притоками рек Колва, Хатаяха, Баган. Основной источник питания рек – атмосферные осадки и болотные воды, которые составляют около 90% годового стока.

Таким образом, создана необходимая промышленная инфраструктура для освоения Усинского нефтяного месторождения, разрабатываемого как на естественном упруго-водонапорном режиме, так и с применением физико-химических композиций для увеличения нефтеотдачи [6].

## **1.2 Геолого-геофизическая изученность**

Усинское месторождение расположено между Тиманским кряжем и Полярным Уралом на берегах реки Усы, оно имеет длительную историю освоения. Геолого-геофизические работы в районе начались с 1952 года и до начала 60-х годов проводились, в основном, для выбора направлений и объектов нефтепоисковых исследований, и включали в себя аэромагнитную съемку масштаба 1:1000000 (1953 г.), гравиметрическую съемку (1955-1959 гг.), электроразведочная съемка (1958 -1959 гг.), сейсморазведочная съемка МОВ и КМПВ (1958-1960 гг.) (таблица 1). По результатам этих работ были определены направления дальнейших детализационных исследований, установлены общие черты геологического строения исследованной территории. Организация, проводившая работы - нефтеразведочная экспедиция № 2 треста "Печорнефтегазразведка" [1].

Таблица 1 – Геолого-геофизическая изученность

<b>Вид работ, масштаб</b>	<b>Год проведения</b>	<b>Основные результаты работ</b>
Аэромагнитная съемка 1:100 000	1953г.	Получены первые представления об основных тектонических элементах
Гравиметрическая съемка 1:100 000	1955 -1959 гг.	Выявлено Усинско–Колвинское поднятие
Электроразведочная съемка	1958 - 1959 гг	
Сейсморазведочная съемка (МОВ и КМПВ) 1:100 000	1958 – 1960 гг.	
Пробурена скважина № 1-Усинская	1960 г.	Выявлено две залежи нефти - лёгкая и тяжёлая (глубина 2958 м)
Пробурена скважина № 2	1964 г.	Скважина оказалась заложеной на низкой отметке.
Пробурена скважина № 7-Уса	1968 г.	Получен первый мощный фонтан легкой нефти из песчаников среднего девона (интервал 3080-3144 м)

В 1968 году на Усинском месторождении был составлен проект разведки, большое значение уделили созданию в Коми АССР новой крупной нефтяной базы. В 1969 году Госплан и Министерство нефтедобывающей промышленности СССР приняли решение об освоении северных месторождений нефти Тимано-Печорской провинции. Также было принято решение строительства магистрального нефтепровода Уса - Ухта – Ярославль [1].

Совместно с разведочным бурением проводились уточняющие сейсморазведочные работы, полученные материалы позволили добиться максимальной эффективности разведочного бурения.

По полученным результатам Ухтинским ТГУ произвели подсчет запасов нефти и растворенного газа, утвержденный в ГКЗ СССР.

С 1972 г геофизические исследования в эксплуатационных и разведочных скважинах выполнялись ПО «Коминетфегеофизика». Исследования выполнялись в масштабе глубин 1:500 по всему стволу скважин. Также проводился контроль над техническим состоянием обсадных колонн и качеством перфорации. Исследования проводились в масштабе глубин 1:200 в продуктивных интервалах и включали комплекс работ описанных в таблице 2. Организация, проводившая работы - ПО "Коминетфегеофизика"

По результатам геолого – геофизических работ в 1998 г. выполнен «Подсчет балансовых запасов нефти и растворенного газа пермокарбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения». Запасы нефти по четырем объектам подсчета I ( $C_2b$ ), II- ( $C_2m$ ), III- ( $C_3$ ), IV- ( $P_{1a+s}$ ) составили 733,5 млн. т по категориям  $B+C_1$  [8]/

Таблица 2 – Комплекс геофизических работ

Вид работ, масштаб	Год проведения	Основные результаты работ
Стандартный каротаж, регистрацию потенциалов самопроизвольной поляризации, кавернометрию и профилометрию, гамма-каротаж, инклинометрия 1: 500	1972 г.	
Стандартный каротаж, регистрацию потенциалов самопроизвольной поляризации, боковое каротажное зондирование, боковой каротаж, индукционный каротаж, боковой микро-каротаж, микрозондирование, гамма-каротаж, гамма-гамма каротаж плотностной, акустический каротаж с регистрацией интервального времени $\Delta t$ . 1: 200	1973 г.	Невыполнение комплекса ГИС из-за осложнений в процессе бурения, 80 % информации неудовлетворительного качества
Сейсморазведочные работы 2D МОГТ	1991 - 1992 гг.	Изучено структурно-тектоническое строение пермокарбоневой залежи в пределах изучаемого района.
Сейсморазведочные работы 3D	1999-2002 гг.	Выявлено в разрезе пермокарбоневых отложений рифогенные постройки, эрозионные врезы и палеовыступы, тектонические нарушения сбросового характера
Пробурена оценочная скважина № 1 Оц (1480 м - С <sub>2b</sub> ) в северо-западной части участка ПТВ-3	2003 г.	Уточнены литологические характеристики и ФЕС продуктивных пластов, а также произведена оценка выработки разреза при применении паротепловой технологии.
Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) в 13 скважинах	2003 - 2007 гг.	Уточнены структурные планы кровли залежи верхнекаменноугольных отложений. Выявлены зоны каверно- и карстообразования, а также подтверждено наличие дизъюнктивных нарушений в скважинах.

Одной из основных задач геологического доизучения на сегодняшний день является создание целостной структурно-тектонической модели, выделение зон развития трещиноватости выявление закономерностей в распространении макро и микронеоднородности как по площади, так и в разрезе с учетом переинтерпретации старых материалов и полученных новых данных.

### **1.3 История освоения пермокарбоновой залежи Усинского месторождения**

Специалисты из институтов ВНИИнефть, ПечорНИПИнефть, ВНИПИтермнефть: Д.Г. Антониади, Ф.Г. Аржанов, А.А. Боксерман, И.С. Гутман, К.Э. Джалалов, М.М. Иванова, Л.М. Рузин, П.Т. Савинкин, А.И. Сало, С.О. Урсегов и другие изучали геологическое строение Усинского месторождения, занимались проектированием разработки залежи. Руководили проектами были геологические службы Коминнефть (О.О. Шеремета, Н.И. Лисин, В.И. Гайдеек, Д.В. Коновалов, Б.А. Головизин), НГДУ Усинскнефть и Комитермнефть (А.Н. Гриценко, А.И. Басков, В.В. Печерный, В.П. Веричев, К.С. Сыкулев, А.В. Кирсанов, Х.Р. Шумилина, Г.Н. Иванов).

На сегодняшний день разработкой Усинского месторождения занимается ОАО «ЛУКОЙЛ». В разработку Усинское месторождение введено в 1973 году, пермокарбоновая залежь разрабатывается с 1977 года.

В 1972 – 1973 гг. ВНИИнефть и ПечорНИПИнефть утвердили метод теплового воздействия на пласт. Было предложено два варианта: паротепловое воздействия (ПТВ) и влажное внутрислоевого горения (ВВГ). Однако по причине отсутствия необходимого оборудования ПечорНИПИнефть предложил разрабатывать месторождение на естественном режиме. В 1978 году специалистами института ПечорНИПИнефть была составлена технологическая схема разработки пермокарбоновой залежи на естественном режиме. В разрезе выделили три эксплуатационных объекта, со

следующим распределением балансовых запасов нефти: нижний объект — 7%, средний — 50% и верхний — 43%. Сетку скважин выбирали с учетом последующего перевода объектов на тепловое воздействие. В 1979 году ВНИИнефть и ПечорНИПИнефть для участка ПТВ-1 и ВВГ для двух участков составили схемы опытно-промышленных работ по паротепловому воздействию на пласт [1].

С 1983 по 1988 год проводилось влажное внутрислоевого горения с применением электронагревателей, подземных и наземных парогенераторов. Возникли трудноразрешимые проблемы, связанные с регулированием и обеспечением безопасных условий реализации процесса в условиях трещиноватого пласта. Несмотря на большой объем работ, не удалось освоить технологию инициирования и поддержания горения, в связи с этим с данными видами работ отказались.

В 1985 г. ВНИИнефть, ВНИПИтермнефть и МИНХ разработали технологическую схему для дальнейшей разработки пермокарбоновой залежи с использованием теплоносителей. После проведения геофизических работ были установлены границы эксплуатационных объектов, и произвели пересчет запасов по эксплуатационным объектам: НО -20%, СО - 45% и ВО - 35%.

Была представлена следующая последовательность разработки: в течение 2-3 лет разработка на естественном режиме; парациклическая обработка нагнетательных и угловых добывающих скважин; также площадное вытеснение нефти паром.

## **2 Геологическая часть**

### **2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза**

В стратиграфическом отношении разрез Усинского месторождения изучен от силурийских до четвертичных отложений. По сейсмическим данным общая толщина осадочного чехла составляет 6 км. Фундамент вскрыт скважинами только на соседних Возейской и Баганской площадях. Скважиной № 37 вскрыты нижнесилурийские отложения на глубине 5010 м [5]. Характеристика осадочной толщи представлена на сводном литолого-стратиграфическом разрезе по площади (приложение А).

#### **Палеозойская эратема – Pz**

Вскрытая мощность палеозойских отложений выделена в интервале глубин от 3287 м до 4103 м.

#### **Силурийская система – S**

На Усинской площади отложения силурийской системы вскрыты скважинами №№ 10, 24 и 37 Усинские, мощность в интервале от 408 м до 1073 м. Отложения представлены карбонатными породами – известняки скрыто - и мелкокристаллические, прослой глинистые с редкими пропластками мергелей и доломитов.

#### **Девонская система – D**

Система представлена тремя отделами: нижним, средним и верхним. На Усинской площади установлен перерыв в осадконакоплении турнейско - ранневизейским временем.

#### **Нижний отдел – D<sub>1</sub>**

Отложения нижнего девона представлены глинами аргиллитоподобными, неравномерно известковистыми, с прослоями скрытокристаллических глинистых известняков, доломитов и мергелей.

Они повсеместно развиты по площади и в зависимости от положения палеоподнятий размыты в той или иной степени. Мощность отложений меняется в интервалах от 452 м до 848 м.



## Средний отдел – D<sub>2</sub>

Средний отдел составляют осадки представленные в объеме *эйфельского (D<sub>2ef</sub>)* и *живетского ярусов (D<sub>2 gv</sub>)*. На северной части структуры присутствуют отложения обоих ярусов мощностью до 173 м [6].

### *Эйфельский ярус - D<sub>2ef</sub>*

В составе яруса по литологическим особенностям выделяются три пачки. Глинисто-алевролитовая пачка, представлена переслаиванием глин и алеритов. Основная песчаная толща представлена нефтенасыщенными кварцевыми песчаниками светло-серого цвета от тонко - до крупнозернистых, хорошо отсортированными, пористыми с подчиненными прослоями светло-серых, глинистых слюдисто-кварцевых алевролитов, конгломератов и алевритистых глин с углефицированным растительным детритом. Глинисто-карбонатная пачка представлена глинами неравномерно известковистыми и алевритистыми, серыми и зеленовато-серыми.

### *Живетский ярус - D<sub>2 gv</sub> (Старооскольский горизонт - D<sub>2st</sub>)*

Верхняя пачка (IV) распространена в восточной и северной частях структуры. Представлена нефтенасыщенными песчаниками буровато-серыми и алевролитами с редкими прослоями глин. На коротких расстояниях пачка характеризуется литологической изменчивостью по площади. Мощность составляет до 35 м.

## Верхний отдел – D<sub>3</sub>.

Верхнедевонские отложения представлены *франским (D<sub>3f</sub>)* и *фаменским (D<sub>3fm</sub>)* ярусами. Толща несогласно залегает на породах среднего и нижнего девона и трансгрессивно перекрываются визейскими отложениями. Мощность отложений варьируется от 920 м до 1060 м.

### *Франский ярус - D<sub>3f</sub>*

Франский ярус представлен нижне, средне - и верхнефранским подъярусами, мощность от 87 до 234 м.

Нижний отдел представлен визейским и серпуховским ярусом, толщина от 270 до 540 м. Визейский ярус представлен глинами с прослоями

известняков и песчаников. Серпуховский ярус представлен глинистыми известняками и доломитами, в средней части присутствуют ангидриты, с прослоями доломитов. Толщина изменяется от 90 до 200 м.

#### *Фаменский ярус - D<sub>3fm</sub>*

В составе фаменского яруса имеется три пачки. Нижняя пачка представлена глинисто-мергелистыми отложениями толщиной 600 м. В средней пачке разреза выделяют репер "Д", он представлен известниками, глинистыми известниками и мергелями, мощность 50 м. Верхняя пачка представлена доломитизированными, местами нефтенасыщенными известняками. В этой пачке выделяют 5 пластов  $\Phi_1, \Phi_2, \Phi_3, \Phi_4, \Phi_5$  из них 2 пласта  $\Phi_4$  и  $\Phi_5$  являются продуктивными. Общая мощность отложений составляет от 840 м до 1030 м [5,6].

#### Каменноугольная система – С

Система представлена тремя отделами: нижним, средним и верхним, мощность отложений от 400 до 1045 м.

#### Нижний отдел – С<sub>1</sub>

Отдел представлен *визейским* (С<sub>1v</sub>) и *серпуховским* (С<sub>1s</sub>) ярусами. Мощность отложений меняется от 271 м до 613 м.

#### *Визейский ярус - С<sub>1v</sub>*

Ярус представлен двумя толщами. Нижняя толща представлена темно-серыми карбонатными глинами с прослоями известняков, алевролитов, мергелей и кварцевых песчаников, мощностью от 8 м до 30 м. Верхняя толща сложена известняками органогенно-обломочными, тонко - мелко - и крупнокристаллическими, мощностью от 115 м до 247 м.

#### *Серпуховский ярус – С<sub>1s</sub>*

В нижней части толщи выделяются глинистые известняки и доломиты прослой пористые, выщелоченные и кавернозные; в средней части - ангидриты, с прослоями и линзами доломитов. Верхняя часть - известняки различного типа обломочные, конгломератовидные с прослоями глин и мергелей. Мощность яруса 145 - 335 м.

## Средний отдел - $C_2$

Отдел представлен *башкирским* ( $C_2b$ ) и *московским* ( $C_2m$ ) ярусами. Мощность отложений меняется от 138 м на севере до 345 м на юге.

### *Башкирский ярус – $C_2b$*

Башкирский ярус представлен известняками органогенными, водорослевыми и органогенно-обломочными, водонасыщенными и нефтенасыщенными. В подошвенной части залегают мергели. Толщины изменяются от 50 до 100 м. В составе отдела снизу вверх выделяют промысловые пачки: 0, 1 и часть пачки 2.

### *Московский ярус - $C_2m$*

Московский ярус представлен известняками органогенными, органогенно-детритовыми и органогенно-обломочными, часто глинистые, трещиновато-пористые, кавернозные и нефтенасыщенные. Встречаются прослой мергелей известковистых и доломитовых прослоями вторичных мелкозернистых разностей. В верхней части разреза выделяется значительное окремнение карбонатных пород. В московский ярус входит верхняя часть промысловой пачки 2, и продуктивные пачки 3, 4, 5. Толщина яруса меняется от 45 - 85 м на севере и юго-востоке до 210-245 м на юго-западе и западе.

## Верхний отдел – $C_3$

Верхний отдел характеризуется следующими видами известняков: органогенные, органогенно-обломочные, органогенно-детритовые, обломочные а также сгустковато-комковатые разности, иногда брекчиевидного облика, нефтенасыщенные, порово-кавернозно-трещиноватые. В органогенных известняках главным породообразующим компонентом является скелет органического остатка, встречаются криноидеи, мшанки, форамениферы. В составе верхнего отдела выделяются три нерасчлененные промысловые пачки: 6, 7 и 8. Мощность отложений меняется от 15 до 220 м.

## Пермская система – Р

В составе системы выделены нижний и средний и верхний отделы.

#### Нижний отдел - P<sub>1</sub>

В нижнем отделе выделяются отложения ассельского и сакмарского ярусов. Отложения представлены известняками - органогенно-детритовые, органогенные преимущественно мшанково-криноидные. В составе нижнего отдела выделяют продуктивные пачки 9, 10, 11, 12, 13. В юго-восточной и северной частях структуры отсутствуют отложения, увеличенные толщины вскрыты в южной, западной и центральной частях. Мощность отложений варьируется от 0 до 125 м [10].

Верхняя часть отдела представлена мергелями, известняками, глинами, песчаниками, алевролитами полимиктовыми, возраст их предположительно кунгурский. Верхняя граница условна, толщины колеблются от 0 до 56 м.

#### Средний и верхний отдел - P<sub>2-3</sub>

Отложения представлены в объеме казанского и татарского ярусов. Выделяют глины зеленовато-серые, коричневые и красно-коричневые, алевролитистые и песчанистые, часто известковистые с обугленными растительными остатками. В толще присутствуют песчаники зеленовато-серые и коричневые, полимиктовые; алевролиты зеленовато-серые и красновато-коричневые глинистые и карбонатные; известняки и мергели глинистые и комковатые. Мощность отложений отдела меняется в значительных пределах от 106 до 817 м.

#### Мезозойская эратема – MZ

Мезозойские отложения представлены триасовой, юрской и меловой системами. Мощность отложений меняется от 780 до 1240 м, увеличение наблюдается от свода структуры к её крыльям.

#### Триасовая система – T

Триасовая система представлена тремя отделами: нижний, средний и верхний, в объеме чаркабожской, шапкинской и нарьянмарской свиты. Мощность отложений варьируется от 623 до 992 м.

*Чаркабожская свита* представлена песчаниками полимиктовыми,

глинистыми, буро-коричневыми и зеленовато-серыми, от тонко - до крупнозернистых с переслаиванием алевролитов и глин. Максимальная мощность отложений до 580 м.

*Шапкинская свита* сложена глинами пестроцветными и песчаником зеленовато-серым. Мощность отложений от 150 до 220 м.

*Нарьянмарская свита* представлена песчаником полимиктовым, мелко - и среднезернистым, участками сильно известковистым, с редкими прослоями глинистых алевролитов. Мощность отложений изменяется от 15 до 206 м.

### Юрская система – J

Юрская система представлена двумя отделами: средним и верхним. Мощность отложений колеблется от 65 до 335 м.

#### Средний отдел – J<sub>2</sub>

Отложения представлены полимиктовыми песками, серыми и белыми, от тонко - до крупнозернистых. В нижней части присутствуют слабоокатанные обломки каолиновой глины и каолина, с маломощными прослоями глин слюдистых и алевролитов. Мощность отложений составляет 60-123 м.

#### Верхний отдел – J<sub>3</sub>

Верхняя граница представлена светло-серыми полимиктовыми песками, реже кварцевым и глауконитовым, с прослоями песчаных алевролитов и глин. Мощность отложений меняется в пределах 8-215 м.

### Меловая система – K

Отложения представлены алевролитами, песками глауконитовыми и полимиктовыми, с галькой кварца и прослоями темно-серых глин. Мощность отложений составляет от 2 до 120 м на погружениях.

### Кайнозойская эратема – KZ

#### Четвертичная система – Q

Четвертичные отложения залегают на размывтой поверхности нижележащих отложений. В разрезе представлены серые и желтые пески, разнозернистые с кремневой и кварцевой галькой, темно-серые суглинки плотные и темно-серые глинистые, алевролитистые и песчаные. Мощность

отложений колеблется от 73 до 130 м.

## 2.2 Тектоническое строение

Согласно тектонической карте Тимано-Печорской плиты Усинское месторождение приурочено к одноименной антиклинальной структуре осложняющей южную часть Колвинского мегавала [1](рисунок 2).

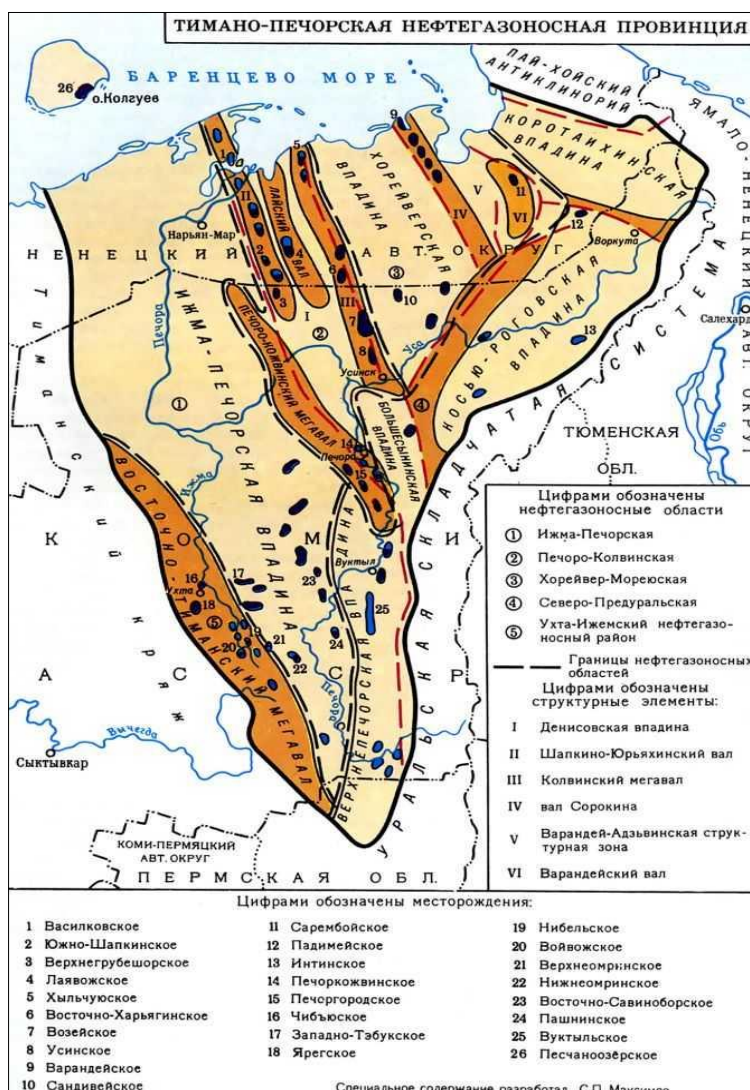


Рисунок 2 – Тектоническая карта Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Усинское поднятие в структурном плане представляет асимметричную антиклинальную складку с северо-западным простиранием. Размеры её

составляют 40 x (4-10) км, с амплитудой 400 м. В южном, северном и западном направлении угол падения от 4° до 15°. Восточное крыло с углами падения от 15° до 40° и более [11].

Южная, часть структуры осложнена положительными складками имеющие северо-западное простирание (рисунок 3).

Южная, наиболее высокая часть структуры осложнена двумя положительными складками северо-западного простирания (рисунок 3).

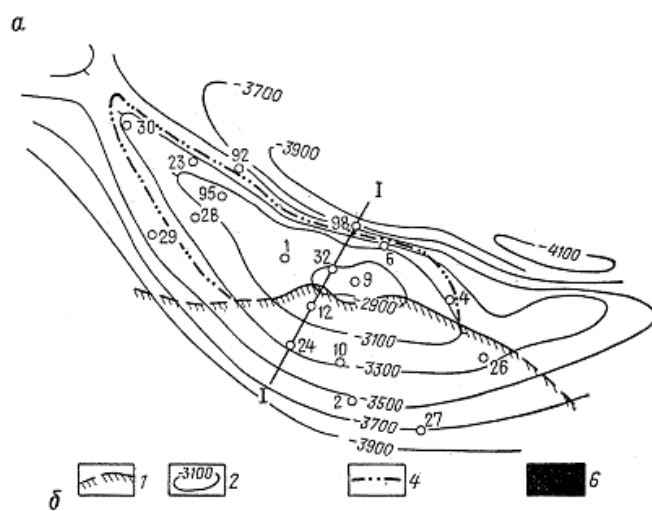


Рисунок 3 – Структурная карта по кровле среднего девона: 1 — изогипсы подошвы верхнего девона; 2, 3 — границы распространения среднего девона западная, восточная; 4,5 — внешний и внутренний контуры нефтеносности

В сводовых частях отмечается уменьшение толщины среднедевонских отложений, а увеличение толщин наблюдается в разделяющем их прогибе. Северная часть структуры осложнена дизъюнктивными нарушениями сбросового типа с северо-западным простиранием и раскалывают погружение на ряды блоков [1] (рисунок 4).

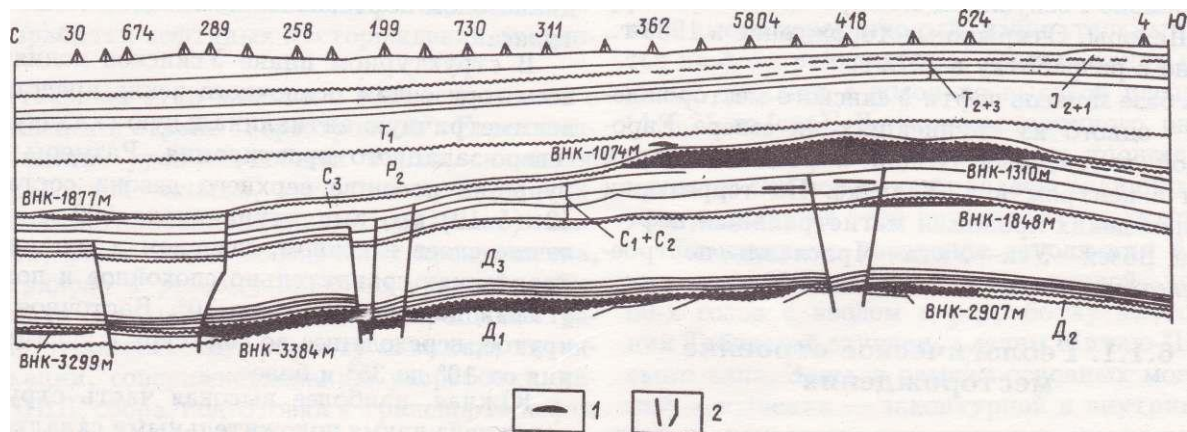


Рисунок 4 – Продольный схематический геологический профиль: 1 — залежи нефти; 2 — тектонические нарушения

От основной структуры по кровле  $D_2$  выделяют два блока: южный и северный. Южный с размерами  $2 \times 1,2$  км амплитуда 30 м, северный с размерами  $5 \times 3$  км амплитуда 30 м. для них характерны те же углы падения, как и для основной структуры. В основной структуре выявлен ряд разрывных нарушений. При бурении выделено, что нарушения имеют сбросовый характер, так как выпадают различные интервалы, которые соответствуют амплитуде нарушений, а также наблюдается резкое увеличение толщин ниже поверхности размывов в опущенных блоках фаменских отложений и визейского яруса.

Сбросы устанавливаются в южной части по девонским отложениям, прослеживаются в контуре фаменской и серпуховской залежей, что повлияло на их нефтеносность.

Выделяют крупную асимметричную брахиантиклинальную складку с размером  $7,4 \times 3,5$  км по поверхности фаменского яруса. Данное поднятие имеет три небольшие купола. Складка имеет блоковое строение. По площади фаменской залежи прослеживаются два разрывных нарушения сбросового типа. В центральной части образовано опускание.

По кровле карбонатов  $P_1-C_3$  имеется складка коробчатой формы и размеры  $60 \times (10-18,5)$  км. Сводовая часть смещается немного к северу с амплитудой поднятия 915 м, т. е это значительно больше, чем по описанным выше горизонтам. Складка имеет асимметричные крылья, западное крыло –



широкое и пологое, восточное – узкое. При этом центральная часть поднятия осложнена мелкими брахиантиклиналями, отделенными неглубокими прогибами.

С верхнепермского периода асимметричность и амплитуда складки начинают сглаживаться. Это происходит по причине увеличения терригенных отложений на крыльях складки.

Более крупные тектонические нарушения вдоль восточного борта Колвинского мегавала, и более мелкие в пределах Усинской структуры затухают в серпуховском надгоризонте нижнего карбона, породы представлены ангидритами. Разрывные нарушения повлияли на образование органогенных построек пермокарбонтовой залежи Усинского месторождения.

По причине жесткости карбонатных пород, можно предполагать что подвижки способствовали формированию трещиноватости, карбонатных отложений, к которым приурочена пермокарбонтовая залежь, той же ориентировки, что и у разрывных нарушений фундамента. Далее процесс выщелачивания был причиной развития кавернозности в том же направлении. Это доказывается по гидропрослушиванию скважин, а также гидродинамическими исследованиями в высоко проницаемых пластах [6].

### **2.3 Нефтегазоносность**

Основные запасы нефти сосредоточены в терригенных отложениях среднего девона (26% балансовых и 55% извлекаемых) и карбонатах нижней перми — верхнего и среднего карбона (73% балансовых и 44% извлекаемых). Более мелкие по величине запасов залежи — фаменская и серпуховская — полностью расположены в пределах площади крупной среднедевонской залежи нефти (рисунок 5).

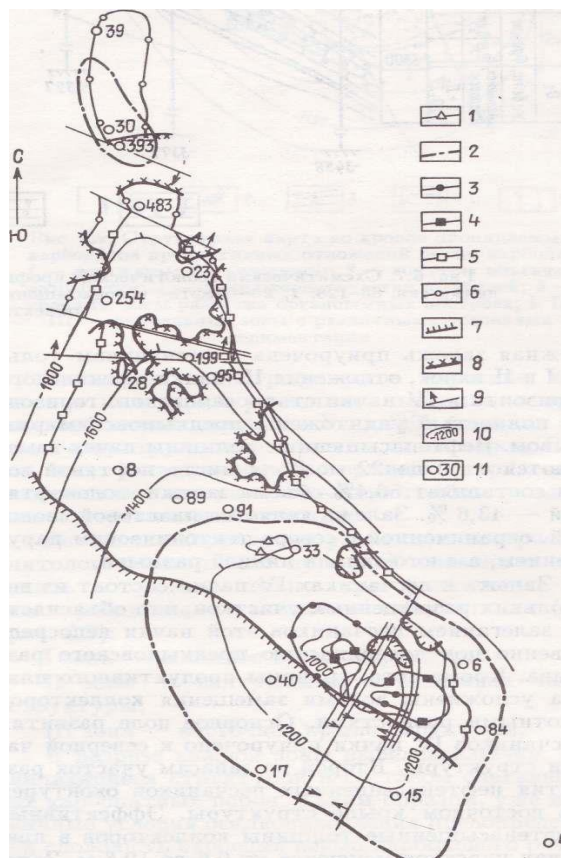


Рисунок 5 – Схема расположения залежей нефти: 1-6 внешние контуры нефтеносности залежей верхнепермской, пермокарбоновой, серпуховской, фаменской, основной толщи среднего девона, верхней пачки среднего девона; 7, 8 — границы стратиграфического выклинивания и литологического замещения соответственно основной толщи и верхней пачки среднего девона; 9 — тектонические нарушения; 10— изогипсы кровли карбонатов пермокарбона; 11 — скважины

Среднедевонские залежи нефти приурочены к терригенным поровым коллекторам основной толщи (пачки III и 11+1) и верхней (IV) пачки живетского яруса (рисунок 6). Основная толща песчаников развита по всей площади распространения среднедевонских отложений. Верхняя пачка песчаников распространена лишь на северной периклинали структуры [10].

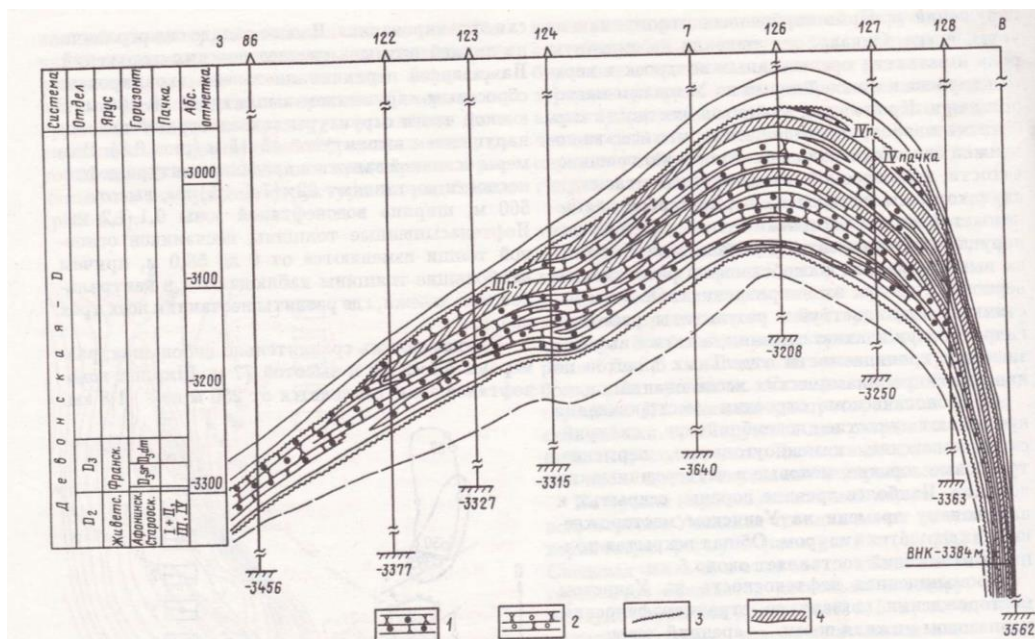


Рисунок 6 – Схематический геологический профиль по продуктивным среднедевонским отложениям по линии СКВ. 86-128: 1,2 – нефте-, водонасыщенный коллектор; 3 – линия размыва; 4 – разделы между объектами разработки

Коллекторы в разрезе продуктивной толщи среднего девона представлены песчаниками серыми и темно-серыми, кварцевыми преимущественно мелко-тонкозернистыми в различной степени глинистыми. В песчаниках развит цемент уплотнения, регенерационный кварцевый, поровый глинистый и карбонатный сидеритовый. Песчаники верхней (IV) пачки по сравнению с песчаниками основной толщи характеризуются повышенной карбонатностью (до 14%).

В настоящее время на Усинском месторождении в основной толще песчаников в пределах складки установлены две самостоятельные залежи нефти: основная и южная.

Основная залежь классифицируется как пластовая сводовая, стратиграфически и тектонически экранированная. На юго-западе она ограничена линией размыва среднедевонских отложений. На северной периклинали залежь экранирована сбросовым нарушением амплитудой 80-100 м. В южной части структуры залежь ограничивается нарушением

амплитудой 45-15 м (рисунок 7). Размеры основной залежи в пределах контура нефтеносности составляют 22х(7,8-4,5) км, высота — 560 м, ширина водонефтяной зоны 0,1-1,2 км. Нефтенасыщенные толщины песчаников основной толщи изменяются от 0 до 58,0 м, причем наибольшие толщины наблюдаются в центральной зоне залежи, где развиты песчаники всех трех пачек [1].

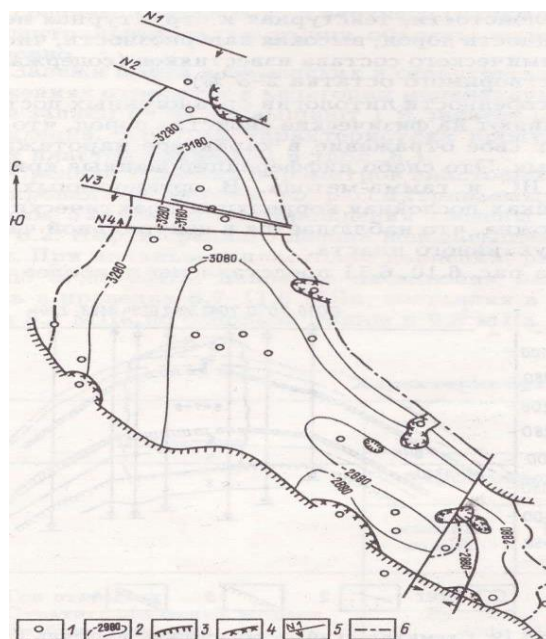


Рисунок 7 – Структурная карта по кровле проницаемых песчаников основной толщи среднего девона: 1 — скважины; 2 — изогипсы; 3 — линия отсутствия песчаников I-fII-fIII пачек основной толщи; А — линия замещения нефтенасыщенных песчаников I-fII-fIII пачек основной толщи плотными породами; 5 — тектонические нарушения; 6 — внешний контур нефтеносности

Южная залежь сравнительно небольшая, размерами 5,5х3 км и высотой 77 м. Ширина водонефтяной зоны изменяется от 250 м до 1,8 км.

Южная залежь приурочена к песчаникам только I и II пачек, отложения III пачки афонинского горизонта и IV пачки старооскольского горизонта полностью уничтожены предкыновским размывом. Нефтенасыщенные толщины пачек изменяются от 0 до 22 м. Доля чисто нефтяной зоны

составляет 56,4% объема залежи, водонефтяной — 43,6 %. Залежь является пластовой сводовой, ограниченной с севера тектоническим нарушением, а с юго-запада линией размыва.

Залежь в песчаниках IV пачки состоит из нескольких разобщенных участков, что объясняется залеганием песчаников этой пачки непосредственно под поверхностью предкыновского размыва. Кроме того, границы продуктивного пласта усложнены зонами замещения коллекторов плотными разностями. Основное поле развития песчаников IV пачки приурочено к северной части структуры. Второй по запасам участок развития нефтенасыщенных песчаников оконтурен на восточном крыле структуры. Эффективные нефтенасыщенные толщины коллекторов в пределах участков меняются от 0,6 до 10,6 м. Залежи нефти в верхней, IV пачке пластов среднего девона структурные, лито логически, стратиграфически и тектонически экранированные.

На северном перешейке, соединяющем Усинское и Возейское поднятия, выделена небольшая самостоятельная пластовая сводовая тектонически экранированная залежь в верхней, IV пачке среднего девона. Эффективные нефтенасыщенные толщины в пределах этой пачки изменяются от 0 до 2,6 м [1].

Пермокарбоновая залежь Усинского месторождения относится к числу самых крупных и является одним из наиболее сложных объектов, находящихся на текущий момент в разработке в Тимано-Печорской провинции. Залежь залегает на глубине 1100-1500 м и содержит аномально вязкую нефть (710 мПа·с) в карбонатах трещинно-кавернозно-порового типа нижней перми, верхнего и среднего карбона. Покрышкой залежи является толща верхнепермских алевролитов, аргиллитов и глин.

Залежь сводовая, массивная, размеры ее составляют 16,0x8,5 км, этаж нефтеносности — 356 м. Нефтенасыщенные толщины известняков изменяются от 0 на контуре до 172 м в центральной части объекта.

На дату подсчета запасов нефти пермо-карбоновой залежи (1972 г.)

предполагалось, что она приурочена к единому слоистому карбонатному массиву. По мере эксплуатационного разбуривания и разработки месторождения были получены новые сведения, которые кардинально изменили представление о геологической модели пермокарбоновой залежи.

Во-первых, накопились материалы, свидетельствующие о том, что в строении пермокарбонового резервуара принимают участие породы как со слоистым строением, в основном на крыльях структуры, так и с массивным. Кроме того, с самого начала разработки пермокарбонового объекта пришлось столкнуться с такими явлениями, как прорывы подошвенных вод по всей 350-метровой высоте в центральной части пласта. Беспрепятственное продвижение подошвенных вод по всему разрезу свидетельствует об отсутствии слоистости на этих участках.

В то же время данными бурения и современными методами сейсморазведки на северных от Усинской структурах Колвинского мегавала (Возейской, Южно-Хыльчуйской) в пермокарбоновой толще было установлено развитие органогенных построек типа рифов.

Исходя из региональной закономерности и на основании комплексного анализа всех материалов в настоящее время предполагается развитие органогенных построек в центральной части Усинской площади, которая замыкая южную оконечность Колвинского мегавала, занимала в тектоническом отношении наиболее выгодное для роста органогенных построек положение [5].

Палеоструктурный анализ показал, что центральная сводовая часть Усинской структуры в 28-739 верхнекаменноугольный — нижнепермский периоды возвышалась в рельефе морского дна в виде поднятия субмеридионального простирания.

Детальное петрографическое изучение кернового материала позволило выделить в пермокарбоновой толще на Усинской площади восемь структурно-генетических типов пород. Среди них установлены биогермные (каркасные) известняки, которые составляют обязательную основу органогенных построек.



В пределах толщи выявлено три фациальные зоны три фациальные зоны с различными условиями седиментации: (рисунок 8)

I зона - западное крыло структуры;

II зона - центральная сводовая часть структуры;

III зона - восточное крыло структуры.

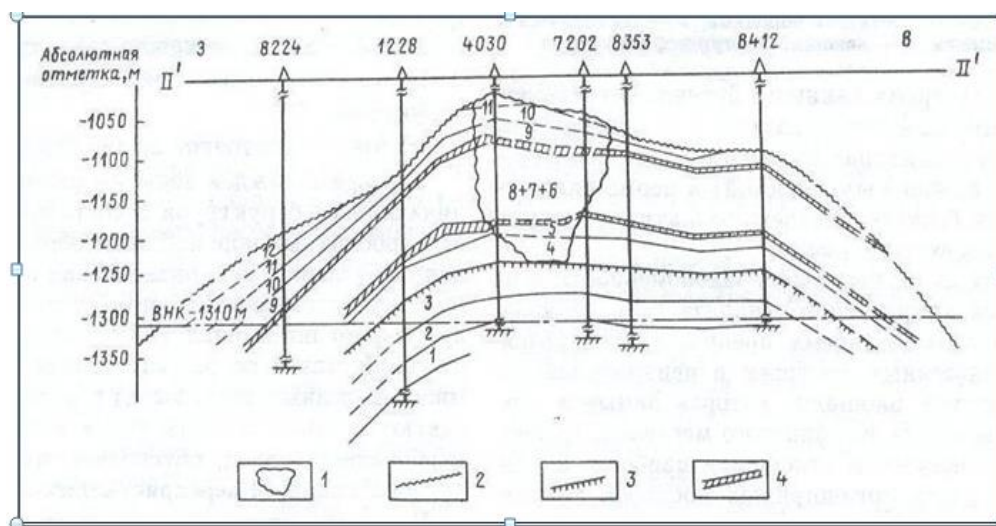


Рисунок 8 – Представления о геологическом строении каменно-угольно-нижнепермской залежи: 1 – границы органогенной постройки; 2 – кровля залежи; 3 – репер IV; 4 – разделы между объектами разработки

В каждой зоны выделены пачки, отличающиеся структурой и составом слагающих их карбонатных пород. Таким образом, уже первичные условия осадконакопления предопределили сложность строения пермокарбонowego резервуара и его значительную неоднородность как по площади, так и по разрезу толщи. Кроме того, многочисленные исследования керна свидетельствуют о существенных вторичных изменениях карбонатных пород, обусловленных процессами выщелачивания и перекристаллизации.

По литологической характеристике слагающих пермокарбоную толщу пород выделяются два типа разреза [13]

Первый тип разреза вскрыт скважинами, которые располагаются вдоль западного и восточного крыла пермокарбоновой залежи. В разрезах этих скважин нижняя часть продуктивной толщи представлена переслаиванием 8-12-метровых пластов водорослевых, органогенно-водорослевых известняков и 0,5-1,5 м аргиллито-подобных глин. Известняки участками

доломитизированы. Рассматриваемая часть разреза пермокарбоневой толщи хорошо коррелируется по кривым ГИС. Снизу вверх в толще выделены четыре промысловые пачки — 0, 1, 2, 3.

Над пачкой 3 (под индексом репер IV) залегает толща органогенных и органогенно-детритовых известняков, в той или иной степени доломитизированных, с прослоями вторичных доломитов (до 15%). В этой толще выделяются две промысловые пачки — нижняя 4, верхняя — 5.

Выше по разрезу залегают химически чистые неслоистые массивные известняки. Эта неслоистая часть разреза массивных известняков толщиной около 80 м выделяется в объеме продуктивных пачек — 6+7+8.

Над химически чистыми биогермными известняками залегает толща слоистых детритовых криноидно-мшанковых известняков. Наличие глинистых прослоев небольшой (0,5-2,0 м) толщины позволяет в разрезе выделить промысловые пачки с 9 по 13. В результате предверхнепермского размыва во многих скважинах происходит выпадение некоторых пачек из разреза вплоть до 8 пачки — на восточном крыле и северной периклинали структуры [14].

В центральной сводовой части структуры скважинами вскрыт второй тип разреза. Нижняя часть второго типа разреза имеет строение, аналогичное нижней части первого типа и также сложена пачками органогенно-водорослевых известняков — 0, 1, 2 и 3. В отличие от первого типа разреза здесь над пачкой 3 в большинстве скважин залегает мощная (до самой кровли) толща химически чистых криноидно-мшанковых биогермных известняков.

Таким образом, выявлены следующие диагностические признаки характерные для погребенных органогенных построек:

- 1) по морфологии — пространственная обособленность, т.е. существование явного литологического отличия от вмещающих пород, а также увеличенная толщина по сравнению с толщиной прилегающих одновозрастных осадков;





толщина равна 28,05 м, коэффициент пористости - 0,176.

Размеры верхнего объекта составляют 15 × 9,5 км. Ширина водонефтяной зоны изменяется от 0,2 до 1,5 км. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина равна 18,07 м, коэффициент пористости – 0,183.

Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов и залежи в целом приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов пермокарбоновой залежи Усинского месторождения

№	Параметры	Нижний	Средний	Верхний	По залежи в целом
1	Абсолютная отметка кровля (интервал изменения), м	(-1119) - (-1511)	(-1035) - (-1448)	(-961) - (-1425)	(-961) - (-1511)
2	Абсолютная отметка ВНК, м	-1310,0	-1310,0	-1310,0	-1310,0
3	Тип залежи	пластово - массивная сводовая трещинно-кавернозно-поровый			
4	Тип коллектора				
5	Площадь нефтеносности, 10 <sup>3</sup> * м <sup>2</sup>	58 505	85 655	101 457	110 501
6	Средняя общая толщина, м	165,80	90,20	27,80	283,60
7	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	32,7	34,1	15,8	72,1
8	Коэффициент гранулярности, доли ед.	0,236	0,389	0,572	0,304
9	Коэффициент расчлененности, доли ед.	23,0	16,8	12,4	51,06
10	Средний коэффициент проницаемости (по керну), 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	466,6	355,3	161,4	433,8
11	Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности (по ГИС), ед.	0,755	0,773	0,776	0,77
12	Начальная пластовая температура, °С	23	21	18	21
13	Начальное пластовое давление, МПа	14,3	14,3	14,3	14,3
14	Давление насыщения нефти газом, МПа	7,4	7,8	7,5	7,5
15	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	23,1	23,1	23,1	23,1
16	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	934,0	935,0	923,0	933,0
17	Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	962,0	962,0	962,0	962,0
18	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	710,0	710,0	710,0	710,0

Продолжение таблицы 2

19	Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,047	1,047	1,047	1,047
20	Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	1,052	1,052	1,052	1,052
21	Удельный коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа·м)	28,0	104,7	53,2	345,0
22	Коэффициент вытеснения нефти пластовой водой, доли ед.	0,3	0,3	0,3	0,3

Залежи нефти в фаменских и серпуховских отложениях относятся к категории мелких: суммарные запасы их не превышают 1 % запасов месторождения.

#### 2.4 Состав и свойства пластовых флюидов

В таблице 3 приведены средние значения параметров пластовых и дегазированных нефтей по рассматриваемым залежам Усинского месторождения

Таблица 3 – Физико-химические свойства нефти отдельных стратиграфических подразделений Усинского месторождения

Показатели	Среднедевонская		Фаменская	Серпуховская	Пермокарбная
	Основная толща	IV пачка			
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	843	844	841	855	955
Вязкость нефти мПа·с, в условиях:					
поверхностных	11,7-3,4	19,68	10,34	17,2	1186-6614
пластовых	2,1	2,11	3,73	2,7	710
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	67,1	86,5	57,9	105,6	22,4
Давление насыщения, МПа	8,2	9,8	5,7	14,1	7,66
Массовое содержание, %:					
серы	0,71	0,66	0,65	0,72	2,5
смола	7,5	8,0	—	6,1	3
асфальтенов	3,4	2	2,79	—	6
парафинов	3,13	5,0	1,57	4,6	0,26

Нефть среднего девона недонасыщена газом. При начальном пластовом давлении, равном 33,65-37,30 МПа, давление насыщения находилось в пределах 6,7-11,6 МПа, составляя в среднем 8,2 МПа по основной толще и 9,8 МПа — по пачке IV. При снижении пластового давления в процессе разработки давление насыщения осталось на первоначальном уровне.

Газосодержание нефти колеблется в широких пределах 67,4105,6 м<sup>3</sup>/т, при среднем значении 67,1 и 86,5 м<sup>3</sup>/т соответственно. Плотность пластовой нефти 727794 кг/м<sup>3</sup>, вязкость 1,26-4,20 мПа-с. Объемный коэффициент изменяется от 1,196 до 1,205. Дегазированная нефть легкая, смолистая, парафиновая, сернистая. Массовое содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200°С, составляет 18,9-25,0%.

В пласте основной толщи в пределах водонефтяной зоны на западном крыле структуры отмечается наличие нефтей повышенной плотности 870-924 кг/м<sup>3</sup>, вязкостью 65-1424 мПа-с при высоком (19,5-60,0 %) содержании асфальто-смолистых компонентов.

Пластовая нефть пермокарбоновой залежи недонасыщена газом. Давление насыщения 4,19,5 МПа ниже пластового давления 12,314,3 МПа. Нефть характеризуется низким газосодержанием 12,9-26,2 м<sup>3</sup>/т, высокой вязкостью 586-2024 мПа-с, высокой плотностью 923960 кг/м<sup>3</sup>.

Дегазированная нефть характеризуется высокой плотностью 948-986 кг/м<sup>3</sup>, высокой вязкостью 1186-6614 мПа-с. Нефть относится к классу высокосернистых (массовое содержание 2,5%), высокосмолистых (до 38%) с незначительным содержанием парафина (0,26%), низким (менее 17%) содержанием бензино-лигроиновых фракций. Температура застывания ниже минус 12°С.

При этом можно отметить, что плотность и вязкость нефти пермокарбоновой залежи увеличивается сверху вниз по разрезу. Наиболее легкие и менее вязкие нефти отмечены в центральной присводовой части пласта. Наибольшей плотностью и вязкостью характеризуются нефти в

приконтурных зонах продуктивного пласта.

Нефтяной газ, выделившийся при однократном разгазировании среднедевонской нефти, содержит углеводородные и неуглеводородные компоненты: углекислого газа 0,4-1,5%, азота 2,1-3,9%, метана 43-52%. Содержание в газе пропан-пентановой фракции свыше 30% говорит о промышленной ценности газа. В нефтяном газе кондиционное объемное содержание гелия 0,040- 0400,047% отмечается в основной толще. В настоящее время в продуктивных пластах девонской залежи Усинского месторождения в результате жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий протекают процессы сульфатредукции, сопровождающиеся образованием сероводорода. В результате этого в газе, выделяющемся на первой ступени сепарации, присутствует сероводород 0,005-0,06%.

Нефтяной газ фаменской залежи (плотностью 1,36 кг/м<sup>3</sup>) содержит сероводород 0,134%. Содержание компонентов C<sub>3+</sub><sup>высшие</sup> составляет 37,39%, что указывает на ценность газа, как сырья для химической переработки.

Объемное содержание в нефтяном газе серпуховской залежи (плотность 1,088 кг/м<sup>3</sup>) углекислого газа 0,8; азота 4,4; метана 65,5; пропан-пентановой фракции 18,7%.

Нефтяной газ пермокарбоновой залежи, выделившийся при однократном разгазировании пластовой нефти, в основном состоит из метана (84-93%). Газ сухой, содержит непромышленную концентрацию тяжелых углеводородов (C<sub>3+</sub><sup>высшие</sup> менее 20%). Плотность газа — 0,748 кг/м<sup>3</sup>.

## 2.5 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия

В региональном плане Усинское месторождение приурочено к северо-восточной части Большеземельского артезианского бассейна.

Воды среднедевонского, верхнедевонского и каменноугольно-нижнепермского водоносных комплексов представляют собой рассолы хлор-кальциевого типа по классификации В. А. Сулина общей минерализацией 40-

100 г/л с преобладанием в солевом составе ионов  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{Na}^+$  и  $\text{Ca}^{++}$ .

Наличие сероводорода (до 209 мг/л) в пластовых водах каменноугольно-нижнепермского водоносного комплекса обуславливает коррозионные свойства воды.

Присутствие в рассолах ионов железа при наличии сероводорода в щелочной среде (водородный показатель пластовых вод рН достигает 8,2) ведет к образованию нерастворимых соединений железа и кальцитизации призабойной зоны при разработке продуктивного объекта. Концентрация промышленно-ценных компонентов в пластовых водах (йод - до 16,9 мг/л; бром - до 197,5 мг/л) не достигает кондиционных значений.

Состав растворенных в воде газов - азотно-метановый, диапазон изменения газового фактора от 0,52 до 0,92  $\text{м}^3/\text{м}^3$ . Водообильность комплекса характеризуется дебитами от 5 до 230  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

Пластовые воды среднедевонского и верхнедевонского водоносных комплексов не содержат сероводорода.

Пермо-карбонный водоносный комплекс относится к бассейнам открытого типа. Отложения этого комплекса обнажаются в 50 км северо-восточнее залежи на гряде Чернышева, а в юго-западном направлении на расстоянии 80 км выходят под четвертичные отложения на Печорской гряде.

Законтурная область всех трех объектов является гидродинамически единой. В пределах залежи контурные воды находятся в подошвенном залегании и являются напорными. Они относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе.

По соотношению площадей ММП и талых пород территория работ приурочен к I мерзлотной зоне – редкоостровного распространения мерзлых пород. По глубине залегания выделено два слоя многолетнемерзлых пород: верхний – слой редкоостровного распространения ММП, охватывающий осадки современного возраста, и нижний – слой реликтовой мерзлоты, охватывающий более древние четвертичные осадки и частично мезозойские.

Верхний слой ММП, как правило, залегает непосредственно под слоем

сезонного протаивания и достигает мощности от 4-5 до 25 м. Площадь мерзлых пород составляет 1-5%. Многолетнемерзлые породы могут быть распространены, в основном, в пределах заторфованных водоразделов плоских поверхностей надпойменных террас. Температура их изменяется от 0°С до минус 0,3-1,5°С. Криогенная текстура торфов слоисто-сетчатая с шпирями и линзами льда до 3 см. Льдистость торфов более 40 %.

Многолетнемерзлые породы озерно-морского генезиса могут встречаться на безлесных кочковатых поверхностях. Мерзлые породы представлены песками, супесями, суглинками. Температура мерзлых пород от минус 0,2° С до минус 1,0° С. Льдистость 20-40 %. Криогенная текстура пород массивная для песков, сетчатая или слоистая для суглинистых грунтов.

В зависимости от величины снежного покрова, экспозиции склонов, характера растительности, состава грунтов и многих других факторов величина сезонного промерзания и оттаивания различна. Площадь характеризуется сезонно-мерзлым слоем (СМС) на придолинных залесенных поверхностях, водоразделах, а также в долинах рек и мелких ручьев. Мощность СМС изменяется от 0,1 до 2,6 м. Наибольшая глубина промерзания отмечается на участках насыпей, где в зимний период производится очистка снежного покрова. В этом случае возможно формирование перелетка. Грунты СМС представлены торфами, супесями, суглинками, песками. Промерзание грунтов начинается в первой декаде октября.

Сезонно-талый слой (СТС) развит на участках распространения многолетнемерзлых пород. Мощность СТС изменяется от 0,5 до 1,0 м. Протаивание грунтов начинается в первой декаде июня.

Мерзлые породы I мерзлотной зоны не оказывают заметного воздействия на формирование и циркуляцию подземных вод. Процессы пучения развиты в мерзлых торфяниках, что связано с наличием сильнольдистых отложений и отсутствием стока. Из мерзлотных образований наблюдаются торфяные бугры пучения.

Незначительная доля распространения ММП в пределах территории залежи позволяет планировать расположение объектов на мерзлых грунтах и осуществлять строительные работы обычными методами. Наличие погребенного (реликтового) слоя мерзлоты практически не оказывает влияния на строительство объектов.



### 3 Специальная часть

#### 3.1 Характеристика объектов исследования

Пермокарбоновая залежь Усинского месторождения расположена в 115 км севернее г. Печоры (Республика Коми), открыта в 1963 г., введена в промышленную эксплуатацию в 1977 г. Залежь находится на глубине 1200 – 1600 м.

Залежь массивно-пластовая сводовая, приурочена к карбонатным отложениям трещинно-кавернозно-порового типа среднего и верхнего карбона и нижней перми [95-97]. Даная нефть характеризуется аномально высокой вязкостью (около 700 мПа·с).

Положение водонефтяного контакта по скважинам изменяется от 1288 м до 1310 м. При этом отмечается тенденция понижения ВНК к своду структуры. Контур нефтеносности в среднем на абсолютной отметке –1310м.

Выделяются следующие структурно-генетические типы пород: известняки органогенные, органогенно-детритовые; известняки водорослевые, органогенно-водорослевые; известняки органогенно-обломочные, обломочные; известняки сгустковые, комковато-сгустковые, комковатые; известняки тонкозернистые; доломиты

Разрез пермокарбоновой залежи, кроме слоистых известняков, включает чистые известняки биогермного типа. Залежь характеризуется крайней степенью неоднородности, большой прерывистостью продуктивных прослоев и расчлененностью разреза. Нефтесодержащие породы представлены коллекторами нескольких типов. Высокопроницаемые коллекторы, доля которых в объеме залежи может достигать 20–25 %, а проницаемость - десятков дарси, представлены крупнопоровыми, кавернозными пластами – суперколлекторами – толщиной единицы метров, а также трещинами, кавернами и карстом. Основной объем залежи представлен пористыми породами, средняя проницаемость которых по керну составляет 34 мД, т.е. примерно на 2 порядка меньше, чем высокопроницаемых

коллекторов. Трещиноватость горных пород обеспечивает сообщаемость их внутри резервуара и подток нефти в высокопроницаемые интервалы, благодаря чему залежь представляет собой единую гидродинамически связанную систему.

Большой этаж нефтеносности и высокие значения нефтенасыщенных толщин обусловили необходимость выделить в разрезе залежи 3 объекта разработки: I – нижний (НО), II – средний (СО) и III – верхний (ВО).

#### **4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

В данной магистерской диссертации рассматривается научно-исследовательская работа, в ходе которой изучалось геологическое строение Усинского месторождения, изучение группового состава нефти и применение физико-химических методов для увеличения нефтеотдачи пласта.

Каменноугольно-нижнепермская залежь Усинского месторождения характеризуется трудноизвлекаемыми запасами нефти, так как вязкость нефти в пластовых условиях составляет в среднем 710 мПа\*с. Кроме того, залежь является уникальным примером объекта сложного геологического строения.

Ввиду высокой вязкости нефти предлагается закачка гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» и нефтевытесняющей композиции «ИХН ПРО», предназначенные для ограничения водопритока, повышения нефтеотдачи низкопроницаемых коллеторов с высокой пластовой температурой и понижения вязкости нефти. Для реализации данного проекта предлагается вариант подрядной организации ООО «Лукойл-КНТ» в соответствии со стандартным договором.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Определить контрагентные услуги;
2. Рассчитать затраты на закачку гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» и нефтевытесняющей композиции «ИХН ПРО»;
3. Рассчитать затраты на производство работ;
4. Определить прирост добычи нефти скважины № 1210, 527;
5. Рассчитать прирост потока денежной наличности;
6. Рассчитать накопленный поток денежной наличности;
7. Определить чистую текущую стоимость;
8. Построить графики изменения НПДН и ЧТС

#### 4.1 Затраты на закачку гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» и нефтewытесняющей композиции «ИХН ПРО»

Стоимость необходимого оборудования, транспортные расходы на переезд бригады, доставку химических реагентов, а также стоимость работы одного часа бригады и время выполнения работ рассчитываются и предоставляются подрядной организацией.

Таблица 14 – Контрагентные услуги

– материалы	173212 руб.;
– транспортные расходы (переезд бригады и доставка химреагентов)	36100 руб.;
– оборудование	22400 руб.;
– стоимость работы одного часа бригады	6500 руб./час;
– время выполнения работ	65 часа

В добывающую скважину № 1210 предполагается закачка гелеобразующую композиции «ГАЛКА-НТ» на основе аква-аурата, уротропина и карбамида объемом 1 м<sup>3</sup> в каждую скважину. В добывающую скважину № 527 предполагается закачка нефтewытесняющей композиции «ИХН-ПРО» на основе карбамида, неионогенный ПАВ, полиола и борной кислоты в объеме 1 м<sup>3</sup>.

Стоимость 1 кг вещества представлена в таблице 2.

Таблица 15 – Стоимость химических реагентов

Расходы на химические реагенты	
Наименование реагента	Затраты, руб. (с учетом НДС) руб/кг
Карбамид	28
Неионогенный ПАВ	120
Полиол	61
Аква аурат	36
Борная кислота	75
Уротропин	80

Таблица 16 – Затраты на закачку гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» и нефтевытесняющей композиции «ИХН ПРО»,

Композиция	Реагенты	Объем, %	Плотность вещества, г/см <sup>3</sup>	Объем, кг	Затраты, руб. (с учетом НДС)
ИХН ПРО	Карбамид	15	1,32	1845	51 660
	Неионогенный ПАВ	5	1,046	52	6 240
	Полиол	70	1,270	889	54 229
	Борная кислота	10	1,43	143	1 072
ГАЛКА НТ	Аква-аурат	65	1,44	922	33 192
	Карбамид	15	1,32	198	5 544
	Уротропин	20	1,33	266	21 280

Таким образом, стоимость необходимых реагентов для скважин № 1210 составляет 60 016 тыс. руб, для скважин № 527 113 201 тыс.руб (таблица 16).

#### 4.2 Затраты на производство работ

Затраты на производство работ (произведение времени выполнения работ на стоимость бригада·часа):

$$З=6500 \cdot 65=422500 \text{ руб.}$$

Полная себестоимость закачки композиции:

$$С=173212+36100+422500=251562 \text{ руб.} = 251,6 \text{ тыс. руб.}$$

Определим прирост добычи нефти скважины № 1210 подвергшейся гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» за первый квартал после проведения мероприятия:

$$Q_1 = Q_{\text{сут}} \cdot N \cdot K_3, (2)$$

где N – число дней в квартале, N=92;

$K_3$  – коэффициент эксплуатации,  $K_3 = 0,967$

$$Q_1 = 7,8 \cdot 92 \cdot 0,967 = 693 \text{ кг} = 0,693 \text{ тыс. т.}$$

В дальнейшем происходит падение дополнительной добычи: изменение добычи нефти во времени происходит по экспоненциальному закону:

$$Q(t) = Q_1 \cdot e^{-k(t-1)}, (3)$$

где  $Q(t)$  – добыча через время кварталов  $t$ ;

$t$  – время, число кварталов;

$e$  – основание натурального логарифма,  $e = 2,72$ ;

$k$  – константа.

В результате обработки экспериментальных данных по фактической добыче нефти определено значение  $k=0,08$ .

Определим прирост добычи нефти по кварталам.

Дополнительный прирост добычи нефти за второй квартал:

$$Q_2 = 1,6 * 2,72^{-0,08(2-1)} = 1,48$$

Дополнительный прирост добычи нефти за третий квартал:

$$Q_3 = 1,4 * 2,72^{-0,08(3-1)} = 1,64$$

Определим прирост добычи нефти скважины № 527 подвергшейся закачки нефтевытесняющей композиции «ИХН ПРО» за первый квартал после проведения мероприятия:

$$Q_1 = Q_{\text{сут}} * N * K_э, (4)$$

где  $N$  – число дней в квартале,  $N=92$ ;

$K_э$  – коэффициент эксплуатации,  $K_э = 0,97$

$$Q_{1,1} = 24 * 92 * 0,97 = 2141 \text{ кг} = 2,141 \text{ тыс.т.}$$

В дальнейшем происходит падение дополнительной добычи: изменение добычи нефти во времени происходит по экспоненциальному закону:

$$Q(t) = Q_1 * e^{-k(t-1)}, (5)$$

где  $Q(t)$  – добыча через время кварталов  $t$ ;

$t$  – время, число кварталов;

$e$  – основание натурального логарифма,  $e = 2,72$ ;

$k$  – константа.

В результате обработки экспериментальных данных по фактической добыче нефти определено значение  $k=0,08$ .

### 4.3 Расчет прироста добычи нефти

Определим прирост добычи нефти по кварталам.

Дополнительный прирост добычи нефти за второй квартал:

$$Q_{1,2}=0,1*2,72^{-0,08(2-1)} = 0,09$$

Дополнительный прирост добычи нефти за третий квартал:

$$Q_{1,3}=2,1*2,72^{-0,08(3-1)} = 1,78$$

#### Расчёт экономических показателей

Экономическими критериями эффективности проведения мероприятия являются следующие показатели: прирост потока денежной наличности, прирост чистой текущей стоимости;

Таблица 17 – Исходные данные для расчёта экономических показателей

Показатели	Значения
Экспортная цена 1 тонны нефти, руб.	22300
Себестоимость добычи 1 т. нефти, руб.	8600
Условно-переменные затраты на добычу 1 т. нефти, руб.	4500
Затраты на проведение работ, тыс. руб.	251,6

Определим выручку от реализации продукции по кварталам по формуле:

$$V_t = Q_t * Ц, (6)$$

где Ц – цена 1 т нефти, руб./т;

$Q_t$  – дополнительная добыча нефти, тыс. т.

Для скважины №1210:

$$V_1 = 0,693 * 22300 = 15454 \text{ тыс. руб.}$$

$$V_2 = 1,48 * 22300 = 33004 \text{ тыс. руб.}$$

$$V_3 = 1,64 * 22300 = 36572 \text{ тыс. руб.}$$

Для скважины № 527:

$$V_{1,1} = 2,141 * 22300 = 47744 \text{ тыс. руб.}$$

$$V_{1,2} = 0,09 * 22300 = 2007 \text{ тыс. руб.}$$

$$B_{1,3} = 1,78 * 22300 = 39694 \text{ тыс. руб.}$$

#### 4.4 Расчет прироста потока денежной наличности

Поскольку результаты и затраты осуществляются в различные периоды времени, то при расчёте применяем процедуру дисконтирования потоков с целью приведения их по фактору времени. В качестве расчётного квартала выбираем квартал, предшествующий технологическому эффекту.

Определим коэффициент дисконтирования по формуле:

$$\alpha_t = \frac{1}{((1 + E_H) \cdot (1 + k_H))^{t_p - 1}}, \quad (7)$$

где  $\alpha_t$  – коэффициент дисконтирования для t-го квартала;

$k_H$  – коэффициент инфляции в квартал, принимаем  $k_H = 0,0175$ , что соответствует прогнозируемой годовой инфляции 7%;

$E_H$  – норма дисконта, принимаем годовое значение 10%, тогда за квартал  $E_H = 0,025$ ;

$t_p$  – расчетный квартал, к которому приводятся затраты и результаты.

Определим значения коэффициента дисконтирования по кварталам:

$$\alpha_1 = \frac{1}{((1+0,025) \cdot (1+0,0175))^{1-1}} = 1$$

$$\alpha_2 = \frac{1}{((1+0,025) \cdot (1+0,0175))^{2-1}} = 0,959$$

$$\alpha_3 = \frac{1}{((1+0,025) \cdot (1+0,0175))^{3-1}} = 0,919$$

Определим затраты на дополнительную добычу по кварталам по формуле:

$$I_t = Q_t * Y_{\text{пер}}, \quad (8)$$

где  $Q_t$  – дополнительное извлечение нефти в t-ом квартале, тыс. т;

$Y_{\text{пер}}$  – условно-переменные затраты, руб./т;

$$I_1 = 0,693 * 4500 = 3119 \text{ тыс. руб.}$$



$$И_2 = 1,48 * 4500 = 6600 \text{ тыс. руб.}$$

$$И_3 = 1,64 * 4500 = 7380 \text{ тыс. руб.}$$

$$И_{1,1} = 2,141 * 4500 = 9635 \text{ тыс. руб.}$$

$$И_{1,2} = 0,09 * 4500 = 405 \text{ тыс. руб.}$$

$$И_{1,3} = 1,78 * 4500 = 7380 \text{ тыс. руб.}$$

Определим величину налоговых выплат по формуле:

$$Н_t = (В_t - И_t - К_t) \cdot N_{np} / 100, (9)$$

где  $N_{np}$  – налог на прибыль,  $N_{np} = 20\%$ ;

$К_t$  – капитальные затраты в  $t$ -ом квартале, связанные с проведением мероприятия (затраты на внедрение).

$$Н_1 = (15454 - 3119 - 251,6) * 20 / 100 = 2417 \text{ тыс. руб.}$$

$$Н_2 = (33004 - 6600 - 251,6) * 20 / 100 = 5230 \text{ тыс. руб.}$$

$$Н_3 = (36572 - 7380 - 251,6) * 20 / 100 = 5782 \text{ тыс. руб.}$$

$$Н_{1,1} = (47744 - 9635 - 251,6) * 20 / 100 = 7571 \text{ тыс. руб.}$$

$$Н_{1,2} = (2007 - 405 - 251,6) * 20 / 100 = 1552 \text{ тыс. руб.}$$

$$Н_{1,3} = (39694 - 7380 - 251,6) * 20 / 100 = 6413 \text{ тыс. руб.}$$

Определим прирост потока денежной наличности за квартал по формуле:

$$ПДН_t = В_t - И_t - К_t - Н_t, (10)$$

$$ПДН_1 = 15454 - 3119 - 2417 - 251,6 = 9666 \text{ тыс. руб.}$$

$$ПДН_2 = 33004 - 6600 - 5230 = 20922 \text{ тыс. руб.}$$

$$ПДН_3 = 36572 - 7380 - 7380 = 21560 \text{ тыс. руб.}$$

$$ПДН_{1,1} = 47744 - 9635 - 251,6 - 7571 = 30286 \text{ тыс. руб.}$$

$$ПДН_{1,2} = 2007 - 405 - 1552 = 201,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$ПДН_{1,3} = 39694 - 7380 - 6413 = 25649 \text{ тыс. руб.}$$

Определим накопленный поток денежной наличности за весь расчетный период по формуле:

$$НПДН = \sum ПДН_t, (11)$$

$$НПДН_1 = 9666 \text{ тыс. руб.}$$

$$НПДН_2 = 9666 + 20922 = 30588 \text{ тыс. руб.}$$

$НПДН_3=9666+20922+21560 =52148$  тыс. руб.

$НПДН_{1,1}=30286$  тыс. руб.

$НПДН_{1,2}=30286 +201,6=30488$  тыс. руб.

$НПДН_{1,3}=30286+201,6+25649 =56137$  тыс. руб

Определим дисконтированный поток денежной наличности по формуле:

$$ДПДН_t = ПДН_t \cdot \alpha_t, (12)$$

$ДПДН_1 =9666*1=9666$  тыс. руб.

$ДПДН_2 =30588*0,959=29334$  тыс. руб.

$ДПДН_3 =52148*0,919=47924$  тыс. руб.

$ДПДН_{1,1} =30286*1=30286$  тыс. руб.

$ДПДН_{1,2} =30488*0,959=29238$  тыс. руб.

$ДПДН_{1,3} =56137*0,919=51589$  тыс. руб.

Определим чистую текущую стоимость (ЧТС) по формуле:

$$ЧТС=\Sigma ДПДН_t, (13)$$

$ЧТС_1=9666$  тыс. руб.

$ЧТС_2=9666 +29334 = 39000$  тыс. руб.

$ЧТС_3=9666 +29334 +47924 =86954$  тыс. руб.

$ЧТС_{1,2}=30286 +29238 = 59524$  тыс. руб.

$ЧТС_{1,3}=30286 +29238 +51589 =111113$  тыс. руб

Результаты расчёта сведём в таблицу 18

Таблица 18 – Результаты расчёта НПДН и ЧТС

Показатели	Скв. №1210			Скв. №527		
	1 квартал	2 квартал	3 квартал	1 квартал	2 квартал	3 квартал
Прирост добычи, тыс.т.	0,693	1,48	1,64	2,141	0,09	1,78
Выручка от реализации, тыс.руб.	15454	33004	36572	47744	2007	39694
Затраты на внедрение, тыс.руб.	251,6	0	0	251,6	0	0
Затраты на доп. добычу, тыс.руб.	3119	6600	7380	9635	405	7380
Налог на прибыль, тыс.руб.	2417	5230	5782	7571	1552	6413
ПДН, тыс.руб.	9666	20922	21560	30286	201,6	25649
НПДН, тыс.руб.	9666	30588	52148	30286	30488	56137

По скважине №1210, подвергшейся закачки гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» построен график зависимости НПДН и ЧТС (рисунок 1). По скважине №527, подвергшийся нефтевытесняющей композиции «ИХН ПРО» построен график зависимости НПДН и ЧТС (рисунок 27).

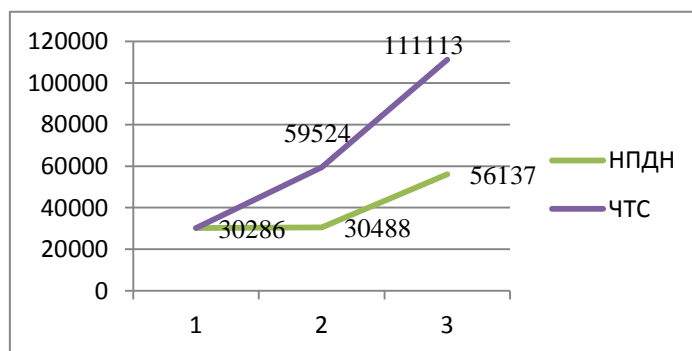


Рисунок 27 – График изменения НПДН и ЧТС по кварталам скважины №1210

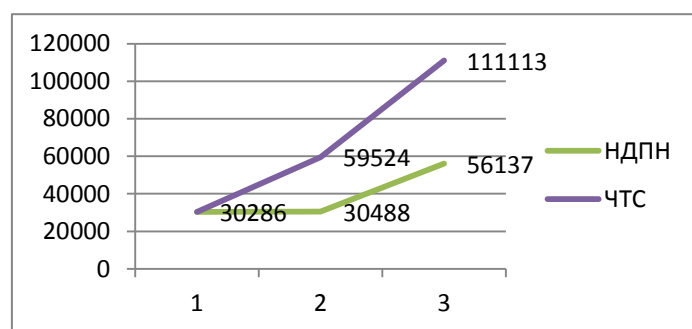


Рисунок 28 – График изменения НПДН и ЧТС по кварталам скважины № 527

По графику ЧТС определяем срок окупаемости – он соответствует переходу значения ЧТС в положительную область. Срок окупаемости проекта – в течение первого квартала после проведения мероприятия.

Рассчитаны затраты на проведение закачки композиций, полная себестоимость при закачки гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» и нефтевытесняющей композиции «ИХН ПРО» на Усинском месторождении составит 251,6 тыс. руб. Дополнительный прирост добычи нефти за 1 квартал при закачке гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» составит 0,693 тыс. т., при нефтевытесняющей композиции «ИХН ПРО» – 2,141 тыс. т. Выручка

от реализации продукции при воздействии композиции «ГАЛКА НТ» за 1 квартал - 9666 руб., при воздействии нефтewытесняющей композиции «ИХН ПРО» – 30286 руб.

## **5 Социальная ответственность при исследовании плотности, вязкости, группового состава высоковязких нефтей Усинского месторождения (республика Коми)**

Важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли в России, а также других нефтедобывающих странах мира, в настоящее время являются запасы тяжелых, высоковязких нефтей. Примером тяжелой, высоковязкой нефти является пермо-карбоновая залежь Усинского месторождения (республика Коми).

Разработка данного месторождения традиционными методами малоэффективна, и поэтому требует дополнительного воздействия на пласт с помощью физико-химических методов, основанных на использовании гелеобразующих и нефтевытесняющих композиций. При воздействии композиций на продуктивный пласт наблюдается изменение состава и физико-химические свойства добываемой нефти. В связи с этим представило интерес изучения состава нефти пермо-карбоновой залежи до, и после воздействия композиций на пласт.

Цель данного раздела: проанализировать опасные и вредные факторы при данном виде производственной деятельности и решить вопросы обеспечения защиты от них на основе требований действующих нормативно-технических документов.

Исследование проводилось на первом этаже лаборатории № 106, 112 института химии нефти СО РАН, Химическая лаборатория соответствует санитарным нормам СНиП 535-81[18] и имеет изолированные помещения. Размеры кабинета комната № 106 -длина 6 м, ширина 4,5 м, высота 3 м. Кабинет № 112: приборный зал - длина 5,5 м, ширина 4 м, высота 3 м, аналитический зал - длина 4 м, ширина 4 м, высота 3 м.

Выполнение данной выпускной квалификационной работы осуществлялось с помощью прикладного программного обеспечения. При

этом использовались: компьютер IBM PC, цветной монитор, лазерный принтер, мышь. Определение индивидуального состава проводилось на хроматомасс-спектрометре DFS фирмы «Thermo Scientific» (Германия) состоящее из устройства ввода пробы, хроматографической колонки, детектора, регистратора. Аппаратом Сокслета экстрагировали мальтены, он состоит из колбы для кипячения экстрагента, трубки для паров растворителя, патрон из пористого материала, сухая смесь, сифон, слив сифона, шлифовый переходник, обратный холодильник. Для определения вязкости использовался прибор вискозиметр «Реокинетика» состоящий из штатива, блока датчика, блока термометра, термостата, измерительной ячейки, соединительные провода. Плотность измерялась пикнометром, состоящего из стеклянной колбы и трубкой отвода.

Таблица 19 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Работа на ЭВМ (поиск информации, обработка результатов, набор текста) 2. Экстракция мальтенов проводилась на аппарате Сокслета 3. Измерение индивидуального состава УВ на хроматомасс-спектрометре DFS 4. Определение плотности в пикнометрах 5. Определение вязкости на вискозиметре «Реокинетика»	1. Недостаточная освещенность рабочей зоны 2. Нервно-психические нагрузки (умственное перенапряжение) 3. Отклонение показателей микроклимата в помещении 4. Шум на рабочем месте. 5. Электромагнитные поля и излучения 6. Ожоги, раны, отравление при работе с химическими реагентами	1. Электрический ток 2. Пожароопасность	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [2] СанПиН 2.2.4.548-96 [3] СП 2.2.1.1312-03 [4] СНиП 23-05-95 [5] ГОСТ 12.1.038-82 [6] ГОСТ 12.1.038.79 [7] ГОСТ 12.1.003-83 [10] 2.6.1.3247-15 [9] ГОСТ 12.2.003-91 [11] ПБ 03-576-2003 [13] СП 60.13330.2012 [14]

## 5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

### 1. Отклонение показателей микроклимата в помещении

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются [3]: температура воздуха, температура поверхностей, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха, интенсивность теплового облучения.

В соответствии с СанПиН [3], в помещения, в которых осуществляется работа за компьютером, на окнах должны быть занавеси или жалюзи, а также защитное заземление (зануление). В таких помещениях обязательна ежедневная влажная уборка и проветривание после каждого часа работы за ПЭВМ.

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [3] при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной плюс 10°C и ниже, и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше плюс 10°C. Разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт). Оптимальные параметры микроклимата приведены в таблице 19

Таблица 20 – Оптимальные параметры микроклимата.

Время года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Теплое	21-24	21-25	60-40	0,1
Холодное	22-25	23-26	60-40	0,1

### 2. Шум на рабочем месте.

Шумовое загрязнение среды на рабочем месте неблагоприятно воздействует на работающих: снижается внимание, увеличивается расход

энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций и т.п. В результате снижается производительность труда и качество выполняемой работы. В рабочей лаборатории шумы превышающие уровень 60 Дб, установленный ГОСТ 12.1.003-99[11], отсутствуют. Здание находится вдали от центральных улиц, автомобильных и железных дорог и аэропортов.

### *3. Нервно-психические нагрузки (умственное перенапряжение)*

Длительная непрерывная работа с ПЭВМ вызывает усталость и перенапряжение зрения, внимания, нервно-эмоциональное и умственное напряжение. Во избежание этого продолжительность непрерывной работы с ПЭВМ без перерыва не должна превышать 2 часов. При работе на ПЭВМ необходимо осуществлять комплекс профилактических мероприятий:

-проводить упражнения для глаз через каждые 20-25 минут работы на ПК, а при появлении зрительного дискомфорта, выражающегося в быстром развитии усталости глаз, рези, мелькании точек перед глазами и т.п.

### *4. Электромагнитные поля и излучения*

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

Безопасные уровни излучений регламентируются нормами СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 [2] и представлены в таблице 21



Таблица 21 – уровни излучений

Наименование параметров		ВДУ
Напряженность электрического поля	<i>в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц</i>	25 В/м
	<i>в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц</i>	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	<i>в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц</i>	250 нТл
	<i>в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц</i>	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м

С целью снижения вредного влияния электромагнитного излучения при работе с компьютером необходимо соблюдать следующие общие гигиенические требования [2]:

Длительность работы без перерыва взрослого пользователя должна быть не более 2 ч. В процессе работы следует менять содержание и тип деятельности (чередовать ввод данных и редактирование).

*5 Отравление, ожоги, ранения при работе с химическими реагентами*

При работе в химической лаборатории необходимо соблюдать требования техники безопасности по ГОСТ 12.1.007-76 [17]. Химическая лаборатория должна соответствовать санитарным нормам СНИП 535-81 [18].

При несчастных случаях в лаборатории необходимо незамедлительно сообщить начальнику лаборатории, который организует первую помощь и вызовет врача.

В лаборатории вероятны следующие виды повреждений: отравления, ожоги, ранения.

При попадании соляной кислоты необходим свежий воздух, ингаляция кислородом, полоскание горла 2% раствором соды. При избыточном вдыхании оксида углерода необходим свежий воздух, не допускается охлаждения тела. Если дыхание слабое или прерывистое, необходим кислород. При избыточном вдыхании спирта, хлороформа и других наркотических веществ необходимо дать 0,03 г фенамина или 0,1 г коразола. После этого дать крепкий чай или кофе. При необходимости делать

искусственное дыхание и давать вдыхать кислород.

При порезах (ранениях) необходимо удалить из раны осколки, затем остановить кровотечение, промыть рану 2 %-ным раствором перманганата калия или спиртом и забинтовать. Если рана загрязнена, её необходимо обработать перекисью водорода. При обильно кровотечении, выше раны накладывается давящая повязка. При сильном кровотечении необходимо вызвать врача.

При прикосновение незащищенными руками к нагретым предметам лабораторного оборудования возможно образование ожогов. Первая помощи при ожогах представлена в таблице 22

Таблица 22 – Первая помощь при ожогах

<i>Термические</i>		
<i>1. Первой степени (краснота)</i>	<i>2. Второй степени (пузырьки)</i>	<i>3. Третьей степени (разрушение тканей)</i>
Обожженное место присыпать двууглекислым натрием, крахмалом или тальком. Наложить вату, смоченную этиловым спиртом. Повторять смачивание.	Обработать 3 - 5 %-ным раствором марганцовокислого калия, соды или 5 %-ным раствором таннина. Смачивание этиловым спиртом.	Покрыть рану стерильной повязкой, срочно вызвать врача.
<i>ХИМИЧЕСКИЕ</i>		
<i>Кислотами, хлороформом</i>	<i>Щелочами</i>	<i>Ожоги глаз</i>
Промыть ожог большим количеством воды, затем 5 %-ным раствором бикарбоната натрия или 2 %-ным раствором соды.	Промыть обильно водой, затем 2 %-ным раствором уксусной кислоты.	Промыть глаза большим количеством проточной воды. При ожоге кислотами промывание производить 3 %-ным раствором бикарбоната натрия, при ожоге щелочами - 2 %-ным раствором борной кислоты.

Для предотвращения ожогов, отравления или ранения необходимо надевать средства индивидуальной защиты: халат, резиновые перчатки, очки, маски, респиратор итд.

В лаборатории допускается хранить нелетучие, непожароопасные и

малотоксичные твердые вещества. Концентрированные кислоты хранить в стеклянной посуде со стеклянными крышками в вытяжном шкафу. Концентрированные растворы щелочей хранить в вытяжном шкафу, в полиэтиленовой таре. Все сухие реактивы необходимо брать фарфоровыми ложками, шпателями. Брать реактивы незащищенными руками запрещается! Работа с концентрированными кислотами и щелочами проводится только в вытяжном шкафу и с использованием защитных средств (перчаток, очков). При работе с химическими реактивами необходимо включать и выключать вытяжную вентиляцию не менее чем за 30 минут до начала, и после окончания работ.

При работе со сжатыми газами необходимо следовать инструкции сосудов, работающих под давлением ПБ 03-576-2003 [13].

### **5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

#### *1. Электрический ток.*

Исходя из составленной таблицы 5.1, проведем анализ опасных факторов. Оборудование, к которому относятся ЭВМ, хроматомасс-спектрометр DFS, аппарат Сокслета, прибор вискозиметр “Реокинетика”, пикнометр представляют большую опасность с точки зрения поражения электрическим током. Это связано с возможным наличием оборудования, оказавшегося под напряжением в результате повреждения изоляции. Смертельно опасным для жизни человека считают ток, величина которого превышает 0,05А, ток менее 0,05А – безопасен (до 1000 В) [19]. Для предотвращения электротравматизма необходимо организовывать работы согласно ПТЭ [19] и ПТБ [20] потребителей и (ПЭУ) [21].

Все помещения лаборатории должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.019-79 [16]. В целях предотвращения электротравматизма запрещается: использовать

неисправные электрические приборы и установки; перегружать электросеть; переносить и оставлять без надзора включенные электроприборы; работать вблизи открытых частей электроустановок, прикасаться к ним; загромождать подходы к электрическим устройствам.

Основные мероприятия, направленные на ликвидацию причин травматизма: систематический контроль за состоянием изоляции электропроводов, разработка инструкций по техническому обслуживанию и эксплуатации средств вычислительной техники и контроль за их соблюдением; соблюдение правил противопожарной безопасности; своевременное и качественное выполнение работ по проведению планово-профилактических работ и предупредительных ремонтов [20].

## *2. Пожароопасность*

Помещения лаборатории соответствует требованиям пожарной безопасности по ГОСТ 12.1.004-91 [12] и иметь средства пожаротушения по ГОСТ 12.4.009-83 [8] .

Причинами пожара могут быть:

- токи короткого замыкания;
- неисправность электросетей;
- незнание или небрежность обслуживающего персонала;
- курение в неположенных местах.

В связи с этим в лаборатории необходимо выполнять следующие нормы пожарной безопасности:

- для предохранения сети от перегрузок запрещается включать дополнительные не предусмотренные потребители;
- работы в лаборатории проводить только при исправном состоянии оборудования, электропроводки;
- иметь средства для тушения пожара (огнетушитель);
- иметь в наличии план эвакуации людей, который должен висеть на видном месте;
- оборудование размещать так, чтобы был достаточный проход к выходу.

Так же в лаборатории запрещается:

- пользоваться открытым огнем, курить;
- производить зарядку аккумуляторных батарей;

Для локализации или ликвидации возгорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

## **5.2. Экологическая безопасность**

Утилизация отработанных водных растворов собирается в стеклянный сосуд, вместимость не менее 3 литров. После наполнения 4/5, проверяют рН, при необходимости нейтрализуют рН = 7 — 7,5 твердыми карбонатами или гидроксидами натрия или калия. Затем с одновременной подачей воды выливают жидкость в канализацию.

Отходы ЛВЖ (легковоспламеняющиеся жидкости) и ГЖ (горючие жидкости) уничтожают путем сжигания на открытом воздухе согласно с органами пожарной охраны. Реактивы с истекшим сроком годности необходимо утилизировать, они упаковываются в отдельную тару по группам хранения и далее отправляют на центральную утилизацию ответственному по ОТ и ТБ. Сливать отработанные ЛВЖ, а также другие пожароопасные вещества (отходы) в канализацию запрещается.

Если реактив в воде практически нерастворим, его можно выбросить с твердыми отходами. Плохо растворимые в воде реактивы обрабатывают избытком теплой воды, переводят полностью в раствор и сливают его в канализацию.

Емкости для хранения, транспортировки и утилизации должны иметь предупреждающий знак опасности в соответствии с ГОСТ 12.4.026-76 [22].

### **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В лаборатории при работе с кислотами, щелочами, нефтью и оборудованием возможно возгорание при их взаимодействии с водой, кислородом воздухом или друг с другом.

Для предотвращения пожара принимаются следующие меры:

- корпуса рубильников и розеток разместить на несгораемых основах;
- нагревательные приборы расположить на асбестовых ковриках и прокладках;
- курение в аудитории строго запрещено [23].

В соответствии с требованиями пожарной безопасности разрабатывается план эвакуации, эвакуационная карта и инструкция.

Для тушения пожара используют следующие средства:

- прекращение доступа в зону горения окислителя (кислорода воздуха) или горючего вещества, а также снижение их поступления до величин, при которых горение прекращается;
- охлаждение очага горения ниже определённой температуры;
- механический срыв пламени струёй жидкости или газа;
- снижение скорости химической реакции, протекающей в пламени;
- создание условий огнепреграждения, при которых пламя распространяется через узкие каналы.

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

При разработке данного раздела учитываются необходимые нормы и требования законов Российской Федерации при работе в аналитических лабораториях.

На работу в химико-аналитические лаборатории принимаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование для решения вопроса о возможности работы в лаборатории.

Вновь поступающие на работу допускаются к исполнению своих обязанностей только после прохождения вводного инструктажа о соблюдении мер безопасности, инструктажа на рабочем месте и после собеседования по вопросам техники безопасности.

Проведение всех видов инструктажа регистрируется в журнале.

Распоряжением по лаборатории в каждом рабочем помещении назначаются ответственные за соблюдением правил техники безопасности, правильное хранение легковоспламеняющихся, взрывоопасных и ядовитых веществ, санитарное состояние помещений, обеспеченность средствами индивидуальной защиты и аптечками первой помощи с необходимым набором медикаментов.

Нормальная продолжительность рабочего времени согласно статье 91 Трудового кодекса РФ не может превышать 40 часов в неделю.

## Заключение

Промышленная нефтеносность на Усинском месторождении связана со стратиграфическим диапазоном нижняя пермь — средний девон. Основные запасы нефти сосредоточены в трещинно-кавернозно-поровых карбонатах нижней перми — верхнего и среднего карбона (73% балансовых и 44% извлекаемых).

Пермокарбонатовый резервуар Усинского месторождения имеет сложное строение, значительную неоднородность как по площади, так и по разрезу толщи, наличие зон вертикальной трещиноватости. Нефти отличаются высокой плотностью и вязкостью. Поэтому разработка пермокарбонатной залежи Усинского месторождения традиционными методами (естественный режим, холодное заводнение) мало эффективна. Требуется применение специальных методов, в качестве которых предложены физико-химические методы увеличения нефтеотдачи: гелеобразующая композиция «ГАЛКА НТ», нефтewытесняющая композиция «ИХН ПРО» и комплексное воздействие «ГАЛКА НТ +ИХН ПРО».

Показано, что все использованные физико-химические методы увеличения нефтеотдачи привели к приросту добычи нефти. При закачке композиции «ГАЛКА НТ» прирост нефти составил 1,5-2,3 т., а максимальный дебит был получен на следующий месяц после воздействия на пласт, композиции «ИХН ПРО» – от 3 т. до 19 т. при максимальном дебите через 7 месяцев после закачки. Воздействие комплексной композиции «ГАЛКА НТ + ИХН ПРО» в нагнетательные скважины привело к незначительному увеличению дебита потенциально реагирующих скважин, наблюдавшемуся через 1-1,5 месяца и через 6 месяцев.

Под влиянием композиций происходит изменение таких показателей как вязкость, плотность добываемых нефтей. Изменяется индивидуальный состав масел. Полученные данные в совокупности с данными по изменению дебитов



продемонстрировали эффективность применяемых композиций и указали на возможность существования между отдельными скважинами участков с низкой проницаемостью пластов.

О возможности увеличения нефтеотдачи пластов Усинского месторождения за счет физико-химических методов свидетельствуют также рассчитанные для водонапорного режима разработки значения КИН, составлявшие до закачки композиций 0,3 и увеличившиеся после воздействия на залежь для скважины № 1248 до 0,31, скважины № 1223 до 0,316, скважины № 70Ц до 0,311.

Экологическая безопасность реагентов, и их безвредность для человека позволяют использовать гель-технологии и нефтевытесняющие композиции на основе ПАВ на месторождениях характеризующихся тяжелыми, высоковязкими нефтями для увеличения нефтеотдачи пласта.

### Список публикаций студента

1. Козырева О.С. / «Состав нефтей пермокарбонической залежи Усинского месторождения»/ Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета. – 2016. – Т. I. – С. 346