

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

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки 05.03.01 Геология  
Кафедра геоэкологии и геохимии

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Особенности геологического строения и критерии и признаки прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах на примере Орехово-Ермаковского месторождения</b>

УДК 552.578.2.061.4-047.72(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Л31	Чукарин Евгений Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Домаренко Виктор Алексеевич	К.Г.-М.Н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Кочеткова Ольга Петровна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Кырмакова Ольга Сергеевна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГЭГХ	Язиков Егор Григорьевич	Д.Г.-М.Н.		

## Запланированные результаты обучения по программе

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять глубокие базовые и специальные, естественнонаучные и профессиональные знания в профессиональной деятельности для решения задач обеспечения минерально-сырьевой базы и рационального природопользования.
P2	Демонстрировать глубокие естественнонаучные, математические знания, необходимые для подсчёта запасов и оценки ресурсов, для выбора максимально рентабельных технологий добычи, схем вскрытия руды на месторождениях, создание модели месторождения, для обработки информации и анализа данных по геологии при решении типовых профессиональных задач.
P3	Вести 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.
P4	Владеть методами обработки, анализа и синтеза полевой и лабораторной геологической информации.
P5	Совершенствовать существующие и внедрять новые методы и методики исследования вещества, проведения ГРР, технико-технологические решения. Поиск новых технологий добычи и переработки руд. Выполнять лабораторные и экспериментальные геолого-минералого-геохимические исследования с использованием современных компьютерных технологий.
P6	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональном коллективе, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной деятельности в сфере геологоразведочных работ.
P7	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P8	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.

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



Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки 05.03.01 Геология  
 Кафедра геоэкологии и геохимии

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Л31	Чукарину Евгению Юрьевичу

Тема работы:

Особенности геологического строения и критерии и признаки прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах на примере Орехово-Ермаковского месторождения

Утверждена приказом директора (дата, номер)

01.03.2017, №1382/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Керн скважин №501П и №3341 Орехово-Ермаковского месторождения, фондовая и опубликованная информация по геологическому строению Орехово-Ермаковского месторождения</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Изучение особенностей геологического строения; критериев и признаков прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах Орехово-Ермаковского месторождения; изучение керна скважин №501П, №3341 и выявление характера рудной минерализации.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Геологическая карта дочетвертичных образований (лист Р-42,43) с указанием расположения Орехово-Ермаковского месторождения масштаба 1:1000000,</p>

	сводный геологический разрез Орехово-Ермаковского месторождения масштаба 1:2000, таблицы, графики и фотографии
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Кырмакова О. С.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кочеткова О.П.

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

--

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	1.03.2016
---	-----------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Домаренко В. А.	к.г.-м.н.		1.03.2016

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Л31	Чукарин Евгений Юрьевич		1.03.2016

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Л31	Чукарину Евгению Юрьевичу

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГЭГХ</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Геология

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Смета затрат на бурение поисковой скважины №501П Орехово-Ермаковского нефтегазового месторождения</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы времени на выполнение работ в ходе бурения поисковой скважины №501П</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Свод видов и объемов работ на бурение поисковой скважины №501П</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчет сметной стоимости на бурение поисковой скважины №501П</i>

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

1. Работы, предусмотренные по проекту при бурении скважины №501П
2. Наименование работ и кол-во затраченного времени
3. Сведения о бурении скважины №501П
4. План по объему отходов, их транспортировке и утилизации
5. График выполнения работ при бурении скважины №501П
6. Сметная стоимость выполнения работ

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	1.03.2016
---	-----------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Кочеткова Ольга Петровна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Л31	Чукарин Евгений Юрьевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2ЛЗ1	Чукарину Евгению Юрьевичу

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГЭГХ</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Геология

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

<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	Объектом исследования являются Орехово-Ермаковское нефтегазовое месторождение, образцы керновых проб и нефти. Рабочая зона – участок Орехово-Ермаковского нефтегазового месторождения
---	--

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p><i>1.1. Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации проектируемого решения на месторождении в следующей последовательности:</i></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> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul> <p><i>1.2. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации проектируемого решения на месторождении в следующей последовательности:</i></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><b>1.1. Анализ выявленных опасных факторов на месторождении и обоснование мероприятий по их устранению:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</li> <li>– электрический ток</li> <li>– пожарная и взрывная опасность</li> </ul> <p><b>1.2. Анализ выявленных вредных факторов на рабочем месте и обоснование мероприятий по их устранению:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе;</li> <li>– повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте;</li> <li>– недостаточная освещенность рабочей зоны.</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><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– проанализированы воздействия Орехово-Ермаковского нефтегазового месторождения на поверхностные воды, атмосферный воздух, а также ландшафт и почву.</li> </ul>

<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><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– рассмотрены чрезвычайные ситуации на Орехово-Ермаковском нефтегазовом месторождении, такие как паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (-50°С), метели и снежные заносы, а также аварийные разливы нефти.</li> </ul>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</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><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– изучены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на Орехово-Ермаковском нефтегазовом месторождении.</li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	1.03.2016
---	-----------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Кырмакова Ольга Сергеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Л31	Чукарин Евгений Юрьевич		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 124 с., 71 рис., 16 табл., 26 источников.

Ключевые слова: баженовская свита, васюганская свита, низкопроницаемые коллектора, гидроразрыв пласта, углеводороды, нефтяное месторождение.

Объектом исследования являются: Орехово-Ермаковское месторождение; скважины №501П и №3341 данного месторождения; керн скважин №501П и №3341 месторождения.

Цель работы – изучение особенностей геологического строения; критериев и признаков прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах Орехово-Ермаковского месторождения; изучение керна скважин №501П, №3341 и выявление характера рудной минерализации.

В результате исследования были изучены особенности геологического строения, критерии и признаки прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах Орехово-Ермаковского месторождения, керн скважин №501П, №3341, а также выявлен характер рудной минерализации.

Степень внедрения: материалы исследования представлены в докладе на XXI Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр».

Область применения: геология нефти и газа

Экономическая эффективность/значимость работы: в связи с относительной дешевизной извлечения рудной минерализации как попутных компонентов при добыче нефти и газа. Наиболее эффективным методом извлечения углеводородов может являться гидравлический разрыв пласта. Это подготавливает почву для извлечения рудной минерализации из отработанных, законсервированных скважин.

В будущем планируется продолжить работы по изучению низкопроницаемых коллекторов Орехово-Ермаковского месторождения.

## Список сокращений

- НК – низкопроницаемый коллектор
- ОГ – отражающий горизонт
- ПС – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации
- БКЗ – боковое каротажное зондирование
- ПЗ – потенциал-зонд
- НКТ – насосно-компрессорные трубы
- ПЗР – подготовительно-заключительные работы
- СПО – спуско-подъёмные операции
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента
- ЦМ – методы контроля качества цементирования скважин
- ПВО – противовыбросовое оборудование
- ЦСГО – циркуляционная система грубой очистки
- БК – боковой каротаж
- ФКД – фазокорреляционные диаграммы
- РК – радиоактивный каротаж
- ЭК – эксплуатационная колонна
- ГИС АКЦ – акустическая цементометрия
- МТР – материально-технические ресурсы
- БУ – буровая установка
- КРС – капитальный ремонт скважин

## Оглавление

Введение.....	13
1. Геологическое задание .....	14
2. Общие сведения об объекте работ .....	16
3. Общая характеристика изученности объекта.....	21
4. Характеристика объекта работ .....	29
4.1. Геологическая характеристика .....	29
4.1.1. Стратиграфия.....	29
4.1.2. Тектоника .....	38
4.2. Гидрогеологические и инженерно-геологические условия.	
Характеристика режима водонапорного бассейна .....	41
4.3. Характеристика фильтрационно-емкостных свойств по геофизическим исследованиям скважин (ГИС).....	45
4.4. Состав нефти, газа и воды продуктивных пластов месторождения.....	51
5. Специальная часть .....	56
5.1. Методика исследований .....	56
5.1.1. Методика изготовления и описания шлифа .....	56
5.1.2. Рентгеноструктурный анализ с помощью D2 PHASER.....	58
5.1.3. Растровая электронная микроскопия (РЭМ).....	60
5.2. Литолого-петрографические особенности продуктивных отложений НК месторождения .....	62
5.2.1. Минерало-петрографическая характеристика кернa баженовской свиты скважины 501П .....	63
5.2.2. Минерало-петрографическая характеристика кернa васюганской свиты скважины 3341 .....	66

5.3. Вещественный состав рудной минерализации продуктивных отложений НК месторождения.....	74
5.3.1. Баженовская свита .....	74
5.3.2. Васюганская свита (пласт ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> ).....	77
5.4. Возможность извлечения рудных компонентов из НК месторождения..	83
5.4.1. Способ увеличения нефтеотдачи путем гидроразрыва пласта (ГРП)	83
5.4.2. Перспективы извлечения рудных компонентов .....	86
6. Практические выводы и рекомендации .....	88
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	89
7.1. Нормативная продолжительность бурения поисковой скважины №501П Орехово-Ермаковского нефтегазового месторождения.....	89
7.2. График выполнения работ.....	102
7.3. Сметная стоимость выполнения работ .....	103
8. Социальная ответственность .....	105
8.1. Производственная безопасность .....	105
8.1.1. Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению .....	106
8.1.2. Анализ вредных факторов воздействия и мероприятия по их устранению .....	109
8.2. Экологическая безопасность.....	113
8.2.1. Анализ влияния объекта исследования на поверхностные воды.....	114
8.2.2. Мероприятия по охране поверхностных вод от загрязнения .....	114
8.2.3. Анализ влияния объекта исследования на атмосферу .....	115
8.2.4. Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения .....	116
8.2.5. Анализ влияния объекта исследования на ландшафт и почву .....	116

8.2.6. Мероприятия по охране ландшафтов и почв от загрязнения .....	117
8.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	118
8.3.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований .....	118
8.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	119
8.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	119
8.4.2. Организация труда операторов по добыче нефти и газа .....	120
Заключение .....	121
Список использованной литературы.....	122

## Введение

*Целью* данной работы является изучение особенностей геологического строения; критериев и признаков прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах Орехово-Ермаковского месторождения; изучение керна скважин №501П, №3341 и выявление характера рудной минерализации.

Особую *актуальность* данная работа приобретает в связи с относительной дешевизной извлечения рудной минерализации как попутных компонентов при добыче нефти и газа. Наиболее эффективным методом извлечения углеводородов (особенно тех, которые находятся в низкопроницаемых коллекторах) может являться гидравлический разрыв пласта (ГРП). Это подготавливает почву для извлечения рудной минерализации из отработанных, законсервированных скважин.

*Объекты исследования:* 1) Орехово-Ермаковское месторождение; 2) скважины №501П и №3341 данного месторождения; 3) керн скважин №501П и №3341 месторождения.

*Предметы* исследования: особенности геологического строения; критерии и признаки прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах и характер рудной минерализации Орехово-Ермаковского месторождения.

Исходными данными для написания работы являются материалы с производственной практики.

## 1. Геологическое задание

Геологическое задание на изучение особенностей геологического строения; критериев и признаков прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах Орехово-Ермаковского месторождения; изучение керна скважин №501П, 3341 и выявление характера рудной минерализации.

### *Общие сведения:*

полезное ископаемое – нефть и газ;

наименование объекта – участок «Ермаковский»;

местонахождение объекта – Ханты-Мансийский автономный округ, Нижневартовский район.

### *Основание проведения работ:*

Лицензия на право пользования недрами с целью разведки и добычи полезных ископаемых на участке «Ермаковский» Орехово-Ермаковского месторождения в Нижневартовском районе – ХМН 16089 НЭ.

1. Целевое назначение работ, пространственные границы объекта.

### *Целевое назначение работ:*

Изучение особенностей геологического строения; критериев и признаков прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах Орехово-Ермаковского месторождения; изучение керна скважин №501П, №3341 и выявление характера рудной минерализации.

### *Пространственные границы объекта:*

Российская Федерация, Уральский федеральный округ, Ханты-Мансийский автономный округ, Нижневартовский район, участок «Ермаковский».

Площадь лицензионного участка составляет ~ 800 км<sup>2</sup>.

2. Основные геологические задачи, последовательность и методы их решения.

### *Основные геологические задачи:*

- изучение особенностей геологического строения;

- изучение критериев и признаков прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах Орехово-Ермаковского месторождения;
- изучение керна скважин №501П, 3341 (минералого-петрографический и вещественный состав);
- выявление характера рудной минерализации;
- выводы о возможности использования гидроразрыва пласта для извлечения рудных компонентов.

*Последовательность и методы решения геологических задач:*

- сбор, изучение геологических материалов по низкопроницаемым коллекторам и особенностям геологического строения месторождения;
- сбор, изучение геологических материалов для выявления критериев и признаков прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах месторождения;
  - отбор керна скважин №501П и №3341;
  - изучение минералого-петрографического и вещественного состава образцов керна с помощью оптической, электронной микроскопии, а также рентгеноструктурного анализа;
  - выявление характера рудной минерализации;
  - выводы о возможности использования гидроразрыва пласта для извлечения рудных компонентов.

3. Ожидаемые результаты работ и сроки выполнения геологического задания.

*Ожидаемые результаты работ:*

В результате проведения работ будут изучены особенности геологического строения; критерии и признаки прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах Орехово-Ермаковского месторождения; керна скважин №501П, №3341; будет выявлен характер рудной минерализации.

*Сроки выполнения работ:*

Начало работ – март 2017 года; окончание работ – май 2017 года.

## 2. Общие сведения об объекте работ

Площадь Орехово-Ермаковского месторождения нефти и газа расположена в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области к югу от г. Мегион и в 65 км на юго-запад от г. Нижневартовск (рис.1) [22].

Месторождение находится в районе с хорошо развитой инфраструктурой. В 35 км от месторождения пролегает трасса нефтепровода Нижневартовск-Омск, вблизи проходит железная дорога Нижневартовск-Тюмень. Ближайшие разрабатываемые месторождения - Ватинское, Мегионское, Мыхпайское, Самотлорское, Южное.

Нижневартовск имеет ежедневное железнодорожное и авиасообщение с областным центром, а в период навигации еще и водное.

Коренное население ханты и манси ведут полукочевой образ жизни и занимаются оленеводством, рыболовством и охотой.

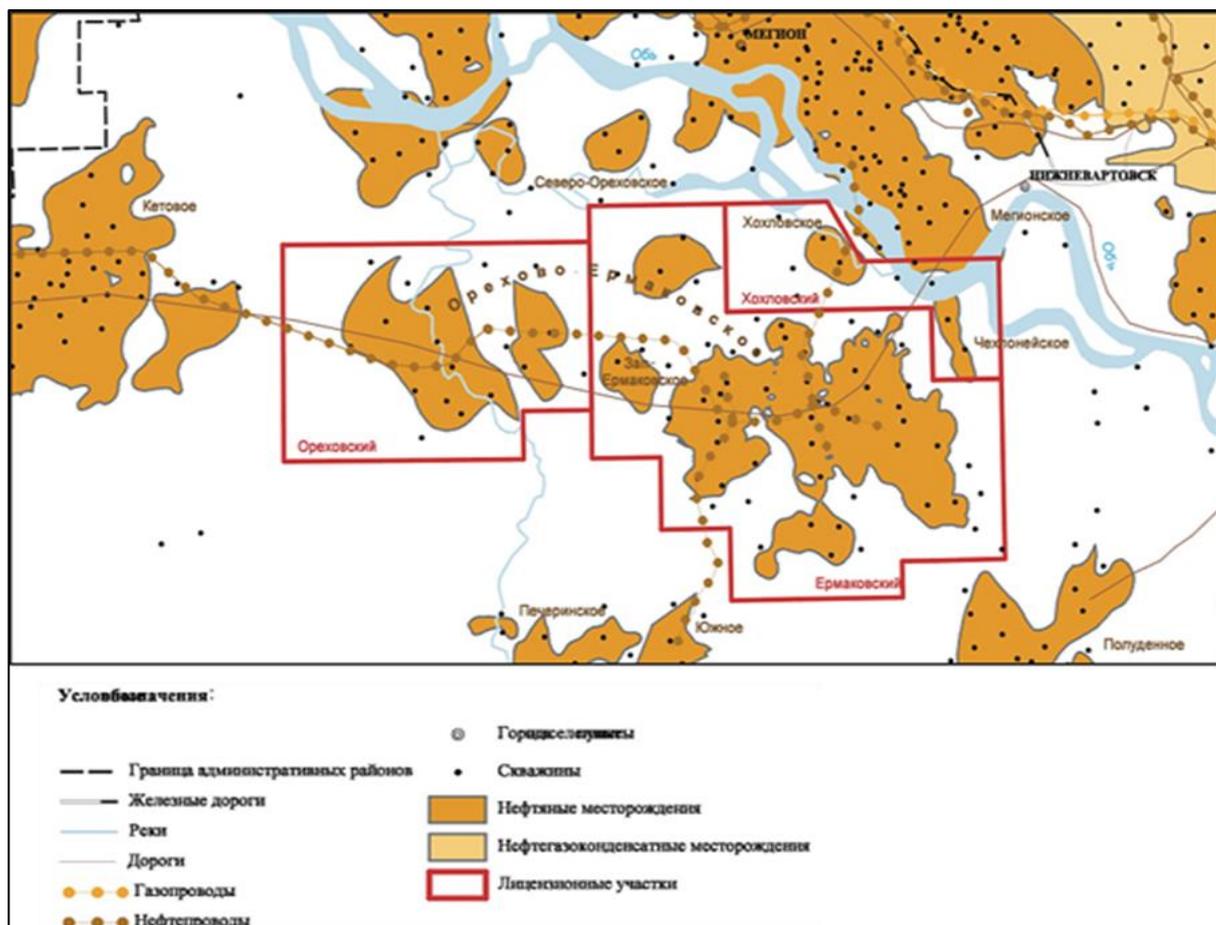


Рисунок 1 - Схема расположения Орехово-Ермаковского месторождения [26]

Климат рассматриваемого района резко континентальный с коротким теплым летом и продолжительной холодной зимой с сильными ветрами. Переходные сезоны короткие (осенью и зимой), с поздними весенними и осенними ранними заморозками, резкими колебаниями температуры воздуха в течение года и даже суток.

Для характеристики климата района работ в отчете использованы данные наблюдений ближайшей метеорологической станции г. Нижневартовска.

Многолетняя средняя годовая температура в районе равна  $-3,4^{\circ}\text{C}$ . Самым холодным месяцем в году является январь со средней температурой  $-22,4^{\circ}\text{C}$ . Декабрь и февраль немного теплее января на  $1,5-1,9^{\circ}\text{C}$ . В наиболее холодные зимы температура воздуха может понизиться до  $-57^{\circ}\text{C}$ .

Весна – наиболее короткий, ветренный и сухой сезон в году, для которого характерно быстрое повышение среднесуточных температур воздуха от  $0^{\circ}\text{C}$  до  $15^{\circ}\text{C}$ . Период с температурой выше  $+15^{\circ}\text{C}$  начинается с 24 июня и заканчивается 10 августа – всего 47 дней.

Наиболее высокая температура отмечается в июле, преобладающая дневная температура летом составляет  $19-21^{\circ}\text{C}$ . В отдельные дни почти ежегодно температура воздуха повышается до  $+30^{\circ}$  -  $+34^{\circ}\text{C}$ .

Август по климатическим данным принято считать еще летним месяцем, но частые заморозки в конце августа являются первым признаком осени, наступление которой связано с переходом средней суточной температуры воздуха через  $+10^{\circ}\text{C}$  (5 сентября) и через  $+5^{\circ}\text{C}$  (27 сентября). Во второй половине сентября на общем фоне понижения температуры и ухудшения погоды имеют место возвраты тепла.

Постепенное похолодание, распространяющееся с северо-востока на юго-запад, характеризует период предзимья. В среднем этот период длится около месяца, от даты перехода среднесуточной температуры через  $0^{\circ}\text{C}$  (12 октября) до наступления устойчивых морозов. Наиболее сильные холода наступают после перехода средней суточной температуры воздуха через  $-5^{\circ}\text{C}$

(25 октября) и образования устойчивого снежного покрова. Высота снежного покрова достигает 110-120 см. Длится зима 6-7 месяцев с октября по март-апрель. Продолжительность безморозного периода длится в среднем 98 дней.

Оттаивание болот начинается практически одновременно с переходом среднесуточных температур воздуха через 0°C 28 апреля. В этот период оно происходит как снизу за счет притока тепла из более глубоких слоев торфяной залежи, так и сверху за счет притока тепла с талыми снеговыми водами. Средняя интенсивность оттаивания болот при наличии снежного покрова составляет 0,53 см/сутки, без снежного покрова – 0,76 см/сутки. Полное оттаивание болот происходит только в конце июня - начале июля.

Климат района относится к типу влажного, за год здесь выпадает 685 мм осадков, основное количество которых приходится на теплый период года. Соответственно, держится высокая влажность воздуха. Средняя относительная влажность в течение года изменяется от 66 до 85%. Устойчивый снежный покров образуется в среднем 22 октября, разрушается -27 апреля. Снежный покров держится 189 дней.

В течение года преобладают ветры южного и юго-западного направлений. В летний период – северного и северо-западного, в зимний – восточного и западного направлений. Среднегодовая скорость ветра равна 3,0 м/сек, наибольшая среднемесячная в мае – 3,7 м/сек, наименьшая в августе – 2,3 м/сек.

Гидрографическая сеть представлена левобережными притоками р. Оби - рекой Ермаковский Ёган, рекой Малой Речкой, рекой Акимкиной, рекой Сартъеган, протоками Летний Пасол, Большой Пасол и протокой Коим и ручьями без названия, а также многочисленными озерами. По характеру водного режима реки относятся к равнинному типу рек с весенне-летним половодьем и дождевыми паводками в теплое время года. Основной фазой водного режима водотоков является весеннее половодье, в период которого проходит основной объем годового стока, наблюдаются максимальные расходы и уровни воды.

Весенний подъем уровня на реках начинается во второй половине апреля-начале мая и происходит очень быстро. Пик половодья наблюдается в среднем во второй декаде мая. Продолжительность половодья составляет около 30 дней. Ледостав на реках устанавливается в среднем в конце октября.

Толщина льда к концу зимы (в начале марта) достигает наибольшей толщины и составляет 0,5-0,6 м, малые реки и ручьи могут промерзнуть до дна. Разрушение ледяного покрова начинается в апреле и сопровождается ледоходом на средних реках, на малых водотоках лёд тает на месте.

В орографическом отношении северо-восточный район работ расположен в затопляемой пойме р. Оби (50% площади), юго-западная часть площади представлена слабозалесенной холмистой равниной с перепадами рельефа до 50 м. Абсолютные отметки над уровнем моря составляют 33-98 м.

Ландшафт поймы Оби сформировался и формируется главным образом за счет паводкового режима и меандрирующей деятельности водотоков. В целом, территория ландшафта отличается высокой мозаичностью и характеризуется низменным выровненным рельефом, с чередованием хорошо и умеренно дренированных грив и заболоченных понижений. Территория ландшафта покрыта многочисленными озерами и пересекается большим количеством проток (Большой Пасол, Летний Пасол, Запорная и др.), а также долинами рек Ермаковский Ёган и Сартъёган. Грунты поймы Оби представлены лёгким (песчаным) аллювием, слегка перекрываемым суглинком.

Западную часть рассматриваемой территории характеризует чередование крупных массивов и обширных болотных котловин. Лесные растительные сообщества приурочены к хорошо дренированным поверхностям на суглинистых поверхностных отложениях вдоль рек и на границе с обской поймой. Они представлены главным образом кедровыми зеленомошными насаждениями и их производными – березовыми и осиновыми лесами. Болота – преимущественно верховые, грядово-мочажинные с различной степенью проточности, формируются в слабонаклонных котловинах и на внутренних

участках ландшафта. Сравнительно плоская поверхность определяет слабое развитие гидросети и низкое эрозионное расчленение.

В юго-восточной части ландшафт занимает наиболее высокие отметки рельефа. Территория практически полностью покрыта лесом и имеет высокое эрозионное расчленение. Здесь развита густая сеть рек, наиболее крупными из которых являются Ермаковский Ёган, Сартъёган, Акимкина с их многочисленными притоками. Долины рек имеют склоны различной крутизны и плоские, преимущественно заболоченные или покрытые заболоченными лесами днища. Территория сложена суглинками, что в сочетании с поверхностным стоком, направленным в обскую пойму, создает благоприятные условия для произрастания кедровых и сосновых зеленомошных лесов.

### 3. Общая характеристика изученности объекта

Орехово-Ермаковское месторождение открыто в 1974 году. Введено в разработку в 1986 году на основании технологической схемы, выполненной специалистами ТатНИПИнефть [20].

Технологическая схема была составлена на запасы нефти, утвержденные в ГКЗ СССР в 1983 году (протокол № 9304 от 16.10.1983 г.). Запасы составляли:

- балансовые по категориям:  $C_1 - 296,2$  млн.т,  $C_2 - 37,75$  млн.т;
- извлекаемые по категориям:  $C_1 - 126,2$  млн.т,  $C_2 - 10,19$  млн.т;
- коэффициент нефтеизвлечения по категориям запасов:  $C_1 - 0,425$ ,  $C_2 - 0,27$ .

В соответствии с решением ЦКР МНП (протокол № 1093 от 25.07.1984 г.) по рассмотрению технологической схемы разработки Ермаковского месторождения, утвержден 4 вариант со следующими основными положениями:

- выделение в разрезе семи эксплуатационных объектов: пласты  $AB_1^3$ ,  $AB_2^1$ ,  $AB_2^2$ ,  $AB_3$ ,  $AB_{4-6}$  ( $AB_4$  – возвратный),  $BB_{10}$ ,  $ЮB_1^1$ ;
- применение на месторождении следующих систем разработки:
  - по объектам  $AB_1^3$  и  $AB_2^2$  блоковых трехрядных систем с размещением скважин по равномерной квадратной сетке  $500 \times 500$  м, с переходом в дальнейшем на очаговое заводнение;
  - по объектам  $AB_2^1$  и  $ЮB_1^1$  - площадных девятиточечных систем с размещением скважин по равномерной квадратной сетке  $400 \times 400$  м;
  - разбуривание объектов  $AB_3$ ,  $AB_6$ ,  $BB_{10}$  по равномерной квадратной сетке  $400 \times 400$  м, выбор системы заводнения осуществлять в процессе разбуривания залежей;
- общий проектный фонд 1894, в том числе 1165 добывающих, 438 нагнетательных, 275 резервных, 15 водозаборных;
- максимальный уровень добычи нефти 6 502 тыс.т в 1997 г.;
- максимальный уровень добычи жидкости 14 663 тыс.т в 1997 г.;

- давление на устье нагнетательных скважин для пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и БВ<sub>10</sub> – 18 МПа, для остальных объектов – 14 МПа;
- механизированный (ШГН, ЭЦН) способ эксплуатации с начала разработки;
- забойное давление в добывающих скважинах для пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> – 15 МПа, БВ<sub>10</sub> – 13 МПа, для остальных – 10 МПа.

Разбуривание и эксплуатация месторождения уже на начальном этапе показали несостоятельность геологической модели, принятой при первоначальном подсчете запасов: месторождение оказалось гораздо сложнее, нежели представлялось. За период начальной эксплуатации был получен значительный объем геолого-промысловой информации, анализ которой позволил уточнить:

- во-первых, контуры нефтеносности, в результате чего сократились площади нефтеносности: объекта АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>+АВ<sub>2</sub><sup>1</sup> – на 12,9%, объекта АВ<sub>2</sub><sup>2</sup> – на 50,9%, объекта АВ<sub>4</sub> – на 29,6%, объекта АВ<sub>6</sub> – на 59%, объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> – на 62,1%;
- во-вторых, геолого-физические параметры продуктивных пластов, в частности, величины нефтенасыщенных толщин. По объектам АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>+АВ<sub>2</sub><sup>1</sup>, АВ<sub>2</sub><sup>2</sup>, АВ<sub>3</sub> и БВ<sub>10</sub> они уменьшились на 36,7, 24,6, 20,3 и 31,8% соответственно, а по объектам АВ<sub>4</sub>, АВ<sub>6</sub> и ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> увеличились, соответственно, на 88, 32 и 34%;
- в-третьих, характер насыщения продуктивных пластов пластовыми жидкостями. Коэффициент нефтенасыщенности уменьшился по большинству объектов на величину от 2,2% (АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>+АВ<sub>2</sub><sup>1</sup>) до 10,6% (АВ<sub>2</sub><sup>2</sup>).

По этим причинам, основные положения Технологической схемы, составленной на основе первоначально полученных данных, не получили подтверждения:

- излишним оказалось выделение пласта АВ<sub>2</sub><sup>1</sup> в самостоятельный объект разработки;
- существенно изменилось количество и местоположение проектных скважин объекта АВ<sub>2</sub><sup>2</sup>;
- изменилась динамика обводнения скважин по всем объектам;

- в результате доразведки обнаружены залежи пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> и АВ<sub>7</sub>;
- потребовалось бурение уплотняющего фонда.

В результате произошло значительное перераспределение проектного фонда.

Рассчитанные в технологической схеме уровни добычи нефти оказались не соответствующими реальным возможностям пластов и, как следствие, они не были достигнуты.

Результатом этих изменений явилось уточнение структуры запасов нефти, которые оказались менее благоприятными с позиции извлечения, чем предполагалось.

В связи с этим были внесены коррективы в проектный фонд скважин, системы разработки и порядок разбуривания. Отказались от бурения самостоятельной сетки скважин на объекты АВ<sub>2</sub><sup>1</sup> и АВ<sub>2</sub><sup>2</sup>.

Уточнение проектного фонда производилось оперативно протоколами ЦКГР Главтюменнефтегаза и Нижневартовскнефтегаза. В мае 1987 года было отменено бурение 521 проектной скважины объектов АВ<sub>2</sub><sup>1</sup>, АВ<sub>2</sub><sup>2</sup>, АВ<sub>3</sub>, АВ<sub>4-6</sub> и БВ<sub>10</sub>. В 1988 году были отменены еще 108 скважин. В 1989 году на месторождении были выделены зоны приоритетного природопользования, от бурения проектного фонда в этих зонах также было предложено воздержаться из-за отсутствия технологии строительства скважин в зонах приоритетного природопользования. Таким образом, отказались от бурения 675 скважин, в том числе 629 по геологическим причинам, 46 – из-за размещения в охранных зонах.

С целью интенсификации добычи нефти на месторождении были изменены темпы разбуривания залежей, бурение велось более интенсивно, чем предполагалось. С 1990 года приступили к бурению уплотняющих скважин. Кроме того, после отмены основного фонда в проектном местоположении велось бурение дополнительного фонда из числа резервного на более продуктивных участках залежей (протоколы 1988-1991 гг.). Решения по доразведке и эксплуатации залежей объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> также принимались

оперативно. Протоколами ЦКГР Главтюменнефтегаза и Нижневартовскнефтегаза рекомендовалось дополнительные скважины объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> использовать для разработки объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, часть скважин вышележащих объектов углубить до ЮВ<sub>1</sub> (протокол от 26.02.1992 г.).

В 1993 году в результате бурения обнаружена залежь нефти, приуроченная к пласту АВ<sub>7</sub>. В 1995 году специалистами СибНИИНП был составлен проект пробной эксплуатации объекта АВ<sub>7</sub>, утвержденный протоколом № 3048 от 14.06.1995 г. Данным документом утвержден проектный фонд объекта в количестве 3 скважин. С учетом этого проектный фонд месторождения составил 1607 скважин.

В связи с тем, что первоначально принятая геологическая модель месторождения не получила подтверждения, а за период с начала эксплуатации (1986 г.) был накоплен большой фактический материал, в СибНИИНП был проведен пересчет балансовых запасов нефти и растворенного газа по состоянию на 01.01.1993 г. Подсчет запасов осуществлялся на основе фактически сложившегося состояния разбуривания месторождения, с учетом степени активности вовлечения запасов в разработку. С этих позиций были выделены отдельно активно дренируемые запасы и недренируемые запасы, т.е. запасы участков месторождения, не охваченных разработкой. Кроме того, на месторождении имеются зоны приоритетного природопользования. Запасы этих зон также были подсчитаны отдельно с разделением на запасы, частично вовлеченные в разработку и недренируемые.

В 1996 году ГКЗ РФ утверждены балансовые и извлекаемые запасы нефти по Ермаковскому месторождению (протокол № 386 от 26.06.1996 г.).

Объем утвержденных балансовых запасов уменьшился на 45%, извлекаемых – на 71%, КИН снизился с 0,44 до 0,226.

На базе утвержденных запасов в 1997 году в СибНИИНП был составлен новый проектный документ «Проект разработки Ермаковского месторождения», утвержденный ЦКР в 1998 году (протокол № 2299 от 19.11.1998 г.).

Данным проектом были утверждены все ранее принятые оперативные инженерные решения по сокращению проектного фонда, бурению уплотняющих скважин, освоению системы заводнения и приведению ее в соответствие со структурой запасов.

Кроме того, была разработана обширная программа геолого-технологических мероприятий направленная на увеличение темпа отбора нефти и достижения конечного коэффициента нефтеизвлечения.

В соответствии с решением ЦКР МТЭ РФ (протокол № 2299 от 19.11.1998 г.), утвержден 3 вариант разработки Ермаковского месторождения со следующими основными положениями:

1. Выделение девяти эксплуатационных объектов: пласты  $AB_1^3+AB_2^1$ ,  $AB_2^2$ ,  $AB_3$ ,  $AB_4$ ,  $AB_6$ ,  $AB_7$ ,  $BB_{10}$ ,  $ЮВ_1^1$ ,  $ЮВ_1^2$ .

2. Применение на месторождении следующих систем разработки:

- по объекту  $AB_1^3+AB_2^1$  блочно-замкнутой системы с избирательным заводнением;
- по объекту  $AB_2^2$  блочно-замкнутой системы заводнения;
- по объекту  $AB_3$  приконтурное заводнение с избирательной системой заводнения;
- по объектам  $AB_4$ ,  $BB_{10}$  разработка возвратным фондом скважин;
- по объектам  $AB_6$ ,  $AB_7$  разработка на естественном упруго-водонапорном режиме;
- по объекту  $ЮВ_1^1$  – площадной обращенной девятиточечной системы;
- по объекту  $ЮВ_1^2$  – приконтурной, с элементами избирательной.

3. Фонд скважин всего 1103, в том числе 645 добывающих, 281 нагнетательная, контрольных и пьезометрических – 45, в консервации 132. Резервный фонд 122 скважины.

4. Реализация программы геолого-технических мероприятий предусмотренных в варианте 3, в том числе ГРП (первоочередных – 10), зарезка вторых стволов (первоочередных – 27), мероприятия по воздействию на призабойную зону скважин.

Объект АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>+АВ<sub>2</sub><sup>1</sup>. Проектный фонд скважин объекта составляет 662, в т.ч. добывающих 467, нагнетательных 171, резервных – 70, специальных – 24.

Изначально была запроектирована квадратная сетка скважин 500×500 м, система воздействия трехрядная, в дальнейшем сетка скважин была уплотнена и система воздействия преобразована в блочно-замкнутую. Проектное соотношение добывающих и нагнетательных скважин 2,7:1.

Проектное забойное давление нагнетания равно 31,5 МПа, забойные давления добывающих скважин 10 МПа. Рабочий агент для воздействия на пласт – вода сеноманская и подтоварная. Проектное давление нагнетания на устьях нагнетательных скважин – 14 МПа.

Объект АВ<sub>2</sub><sup>2</sup>. Проектный фонд скважин на данный объект составил 134, в т.ч. добывающих – 82, нагнетательных – 44, специальных – 8, резервных – 16.

Остальные исходные проектные характеристики объекта АВ<sub>2</sub><sup>2</sup> близки или совпадают с характеристиками объекта АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>+АВ<sub>2</sub><sup>1</sup>. Система блоковая трехрядная с размещением скважин по равномерной квадратной сетке 500×500 м. Проектное соотношение добывающих и нагнетательных скважин 1,9:1.

Проектное забойное давление нагнетания равно 30,5 МПа, забойные давления добывающих скважин 10 МПа. Рабочий агент для воздействия на пласт – вода сеноманская и подтоварная. Проектное давление нагнетания на устьях нагнетательных скважин – 14 МПа.

Объект АВ<sub>3</sub>. Проектный фонд скважин на данный объект составил 52, в т.ч. добывающих – 37, нагнетательных – 14, резервных – 6, специальных – 1.

Система разработки приконтурное заводнение в сочетании с избирательным, размещение скважин по равномерной квадратной сетке 400×400 м. Проектное соотношение добывающих и нагнетательных скважин 2,6:1.

Проектное забойное давление нагнетания равно 30,5 МПа, забойные давления добывающих скважин 10 МПа. Рабочий агент для воздействия на

пласт – вода сеноманская и подтоварная. Проектное давление нагнетания на устьях нагнетательных скважин – 14 МПа.

Объект АВ<sub>6</sub>. Проектный фонд скважин на данный объект составил 19, в т.ч. добывающих – 18, одна специальная.

Разработка залежи предусмотрена на естественном упруго-водонапорном режиме, размещение скважин по равномерной квадратной сетке 400×400 м. Забойные давления добывающих скважин 10 МПа.

Объект АВ<sub>7</sub>. Проектный фонд скважин на данный объект составил 4, в т.ч. добывающих – 3, одна специальная.

Разработка залежи предусмотрена на естественном упруго-водонапорном режиме. Эксплуатация планировалась в течение 5 лет до достижения обводненности 99,6%. Забойные давления добывающих скважин 10 МПа.

Объект БВ<sub>10</sub>. Проектный фонд скважин на данный объект составил 11, в т.ч. добывающих – 10, одна специальная.

Разработка залежи предусмотрена на естественном упруго – водонапорном режиме, разбуривание по равномерной квадратной сетке 400×400 м. Забойные давления добывающих скважин 13 МПа.

Объект ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. Проектный фонд скважин на данный объект составил 233, в т.ч. добывающих – 171, нагнетательных – 55, резервных – 25, специальных - 7.

Разработка залежи предусмотрена с применением площадной обращенной девятиточечной системы, разбуривание по равномерной квадратной сетке 400×400 м. Забойные давления добывающих скважин 15 МПа, нагнетательных – 40,5 МПа.

Объект ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>. Проектный фонд скважин на данный объект составил 48, в т.ч. добывающих – 33, нагнетательных – 13, резервных – 5, специальных – 2.

Разработка залежи предусмотрена с применением приконтурной, с элементами избирательной, системы воздействия. Эксплуатация залежи предусмотрена возвратным и углубленным фондом.

Забойные давления добывающих скважин 15 МПа, нагнетательных – 40,6 МПа.

Месторождение в целом. Проектным документом на разработку месторождения в целом охвачено 9 объектов (в т.ч. возвратный объект АВ<sub>4</sub>, расчеты по которому не представлялись).

Система обустройства должна обеспечить дифференцированное давление нагнетания на устьях нагнетательных скважин отдельных объектов от 14 МПа до 18 МПа, сбор, подготовку и отгрузку нефти, добываемой механизированным способом, утилизацию подтоварных вод и т.д.

#### 4. Характеристика объекта работ

##### 4.1. Геологическая характеристика

Дочетвертичные отложения района Орехово-Ермаковского месторождения представлены: 1) глинами, алевритами, прослоями углей и песков нижнего-среднего олигоцена новомихайловской свиты; 2) алевритистыми глинами, глинистыми алевритами, диатомитами верхнего олигоцена туртасской свиты. На рисунке 1 представлена геологическая карта дочетвертичных отложений района месторождения с указанием его расположения.

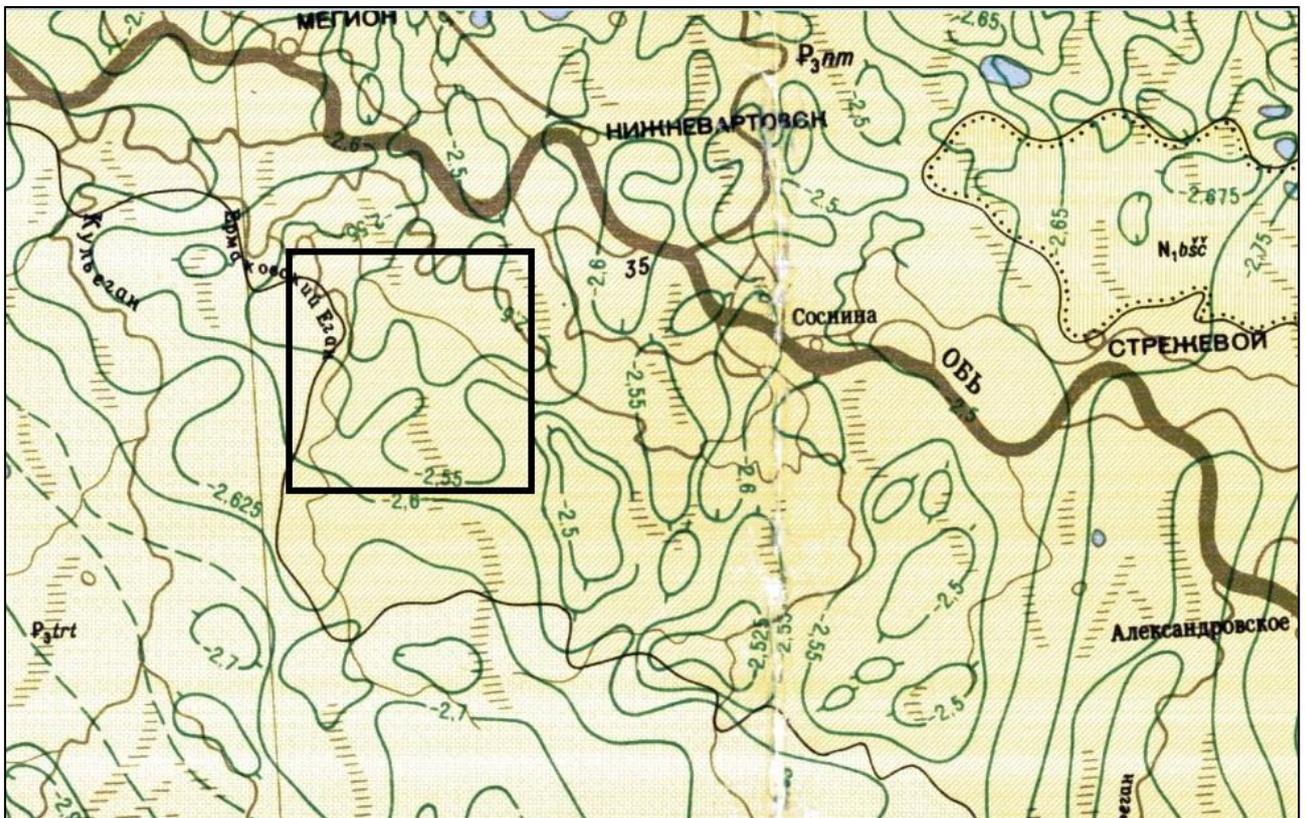


Рисунок 2 – Геологическая карта дочетвертичных образований района Орехово-Ермаковского месторождения (с указанием его расположения), масштаб

1:1000000 [24]

##### 4.1.1. Стратиграфия

Литологически разрез месторождения представлен толщей терригенных песчано-глинистых отложений мезозойско-кайнозойского осадочного

платформенного чехла, подстилаемых метаморфизованными породами триас-палеозойского складчатого фундамента [19].

На рисунке 3 представлен сводный геологический разрез Орехово-Ермаковского месторождения.

В пределах месторождения разрез осадочного платформенного чехла вскрыт 61 поисково-разведочной скважиной, однако керновым материалом он охарактеризован неравномерно. Наиболее хорошо изучены в этом отношении отложения, к которым приурочены промышленно-нефтеносные горизонты, т.е. нижняя часть алымской и верхняя часть вартовской свит, содержащих продуктивные пласты группы АВ и верхнюю подсвиту васюганской свиты (продуктивный пласт ЮВ<sub>1</sub>). Кроме этого, по некоторым скважинам керном охарактеризованы отложения покурской, мегинской, баженовской, георгиевской и тюменской свит.

Ниже приводится краткое описание разреза и особенностей геологического строения месторождения.

#### *Палеозойская система*

Породы доюрского возраста вскрыты на Ермаковской площади скважинами №1Р, 2Р, 3Р, 8Р, 9Р, 336Р, 351Р, 501, 518 [19]. К доюрским образованиям относятся породы палеозойского фундамента. Они представлены черными аргиллитоподобными породами осадочного происхождения (скв. № 1Р, 2Р), темно-серыми кристаллическими породами фундамента (скв. № 2Р), сланцами глинистыми и глинисто-сланцевыми (скв. №№ 3Р, 8Р, 9Р). В верхней части разреза доюрские породы представлены образованиями коры выветривания: сильно выветрелыми каолинизированными глинисто-кремнистыми сланцами, трещиноватыми песчаниками с зеркалами скольжения. Доюрские образования на Ермаковской площади вскрыты на различных глубинах от 2604 м в скважине № 8Р до 2839 м в скважине № 336Р.

Поверхность фундамента условно отождествляется с сейсмическим отражающим горизонтом "А", который прослеживается на всей территории месторождения и залегает на глубинах 2580 - 2725 м.



## *Юрская система*

Отложения юрского возраста несогласно залегают на породах складчатого фундамента и представлены средним и верхним отделами [19].

Отложения среднего отдела – это преимущественно континентальные отложения тюменской свиты. В разрезе морских среднеюрских и верхнеюрских отложений выделяются три свиты: васюганская, георгиевская и баженовская.

*Тюменская свита* сложена неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с маломощными прослоями углей и глинистых известняков (сидеритов). В целом отложения свиты можно разделить на три части: нижнюю – песчаную; среднюю – преимущественно глинистую; верхнюю – песчано-глинистую с преобладанием песчаных прослоев вверху. В составе нижней подсвиты, включающей пласты Ю<sub>7</sub>-Ю<sub>9</sub>, преобладают песчаники серые, мелкозернистые, крепко сцементированные, с остатками растительного детрита, с тонкими глинистыми прослоями. Средняя подсвита (пласты Ю<sub>5</sub>-Ю<sub>6</sub>) характеризуется преобладанием глинистых пород. Аргиллиты коричневатосерые, плотные с остатками растительного детрита, с включениями линз пирита.

В верхней части тюменской свиты выделяется толща алевроито-песчаных пород с маломощными прослоями аргиллитов. К толще приурочены пласты Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>4</sub>. Песчаники и алевролиты верхней подсвиты – серые, с коричневатым оттенком, средне- и мелкозернистые, известковистые. Максимально вскрытая мощность тюменской свиты составляет 204 м (скв. № 336R).

*Васюганская свита.* Ее отложения залегают на породах тюменской свиты. Келловейский и оксфордский возраст пород васюганской свиты подтверждается находками макро- и микрофауны, а также результатами спорово-пыльцевого анализа. По литологическому составу выделяются две подсвиты: нижняя – глинистая и верхняя – песчано-глинистая.

Нижняя подсвита представлена аргиллитами темно-серыми, почти черными, иногда с буроватым оттенком, слабо битуминозными, с примесью

слюды, с точечными и прожилкообразными включениями пирита, участками известковистыми аммонитами.

Верхняя подсвета сложена песчано-глинистыми осадками. Снизу вверх возрастает доля песчано-алевритового материала. В верхней части подсветы отмечается присутствие углистого материала. Для алевролитов и аргиллитов характерна линзовидная и пологоволнистая слоистость. Аргиллиты – темно-серые, иногда с коричневатым или зеленоватым оттенком, слюдистые, с включением пирита. Алевролиты – слюдистые, с включением пирита и халькопирита изменяются по цвету от темно-серого до светло-серого. Песчаники – светло-серые, серые, иногда с коричневатым оттенком разной степени интенсивности, известковистые, слюдистые с присутствием пирита. На месторождении в разрезе этой подсветы выделяются пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Эти пласты являются промышленно нефтеносными. Мощность васюганской свиты 29,0-89,0 м.

*Георгиевская свита.* Отложения георгиевской свиты представлены темно-серыми до черных аргиллитами, плотными с включениями алевролитового материала. Для осадков характерно высокое содержание глауконита, присутствие тонких прослоев битуминозных глин. В аргиллитах георгиевской свиты встречена фауна морского бассейна. Мощность отложений 2,0-5,0 м.

*Баженовская свита* сложена, в основном, аргиллитами темно-серыми, иногда почти черными с коричневатым оттенком, преимущественно тонкослоистыми до листоватых, прослоями массивными, битуминозными, слюдистыми, с подчиненным значением известняков и мергелей. Строение свиты отображает фациальную обстановку осадконакопления в морском бассейне: от прибрежной, мелководной (средняя часть свиты) до глубоководной (основание и кровля свиты).

Повсеместное распространение битуминозных аргиллитов баженовской свиты, их выдержанный литологический состав позволили считать эту свиту наиболее характерным корреляционным репером, к которому приурочен

отражающий сейсмический горизонт "Б". Мощность свиты составляет от 9 до 18 м.

### *Меловая система*

Отложения меловой системы на рассматриваемой территории развиты повсеместно и представлены двумя отделами: нижним и верхним [19].

Нижнемеловые образования включают в себя осадки мегионской, ванденской, алымской свит и нижней подсвиты покурской свиты.

Верхнемеловые образования представлены отложениями верхней части покурской свиты и морскими образованиями кузнецовской, березовской и ганькинской свит.

*Мегионская свита.* Отложения свиты согласно залегают на битуминозных аргиллитах баженовской свиты. В большинстве разрезов мегионская свита имеет двучленное строение. Нижняя часть – в основном глинистая, а верхняя содержит выдержанные прослои песчаников пласта БВ<sub>8-10</sub>. На месторождении пласты БВ<sub>10</sub><sup>1-0</sup>, БВ<sub>10</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>10</sub><sup>1-2</sup> являются промышленно нефтеносными. Пласты горизонта имеют сложное строение, связанное с литологической неоднородностью пород, замещением коллекторов непроницаемыми глинистыми разностями.

В нижней подсвите выделяется невыдержанная ачимовская толща, представляющая собой чередование светло-серых, мелко- и среднезернистых, слюдистых, иногда карбонатных песчаников, аргиллитов и алевролитов с мелкорассеянным углистым детритом. На Орехово-Ермаковском месторождении в пределах относительно небольшой площади ачимовская толща имеет резкую изменчивость. Мощность ее колеблется от 10,0 м (скв. № 361Р) до 135,0 м (скв. № 342Р).

Выше разрез мегионской свиты представлен толщей аргиллитов серых, темно-серых с голубоватым или зеленоватым оттенком гидрослюдистого состава с примесью хлорида. В аргиллитах значительная примесь (иногда до 40%) мелкоалевритового материала кварц-полевошпатового состава. Встречается фауна пелеципод и аммонитов. Верхняя часть мегионской свиты –

преимущественно глинистая с песчано-алевритовыми пластами БВ<sub>8</sub>-БВ<sub>10</sub>. Песчаники и алевролиты – серые и темно-серые, чаще всего мелко- и среднезернистые. В юго-восточной части площади продуктивный пласт БВ<sub>10</sub> глинизируется в западном направлении. Разрез мегийонской свиты заканчивается глинистой пачкой, которая служит покрывкой для горизонта БВ<sub>8</sub><sup>1</sup>. Вскрытая мощность мегийонской свиты на Орехово-Ермаковском месторождении составляет 294,0 - 358,0 м.

*Ванденская свита* согласно залегает на отложениях мегийонской свиты.

По своему литологическому составу свита делится на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя – песчано-глинистая (пласты БВ<sub>0</sub>-БВ<sub>7</sub>), верхняя – преимущественно песчано-алевритовая (пласты АВ<sub>2</sub>-АВ<sub>8</sub>). На месторождении пласты АВ<sub>2</sub>, АВ<sub>3</sub>, АВ<sub>4</sub>, АВ<sub>6</sub>, АВ<sub>7</sub> - являются промышленно нефтеносными. В верхней части нижней подсвиты залегает покачевская пачка аргиллитоподобных оскольчатых глин. Пачка служит разделом между пластами групп АВ и БВ.

Отложения свиты представлены мелководно-морскими ритмично чередующимися песчаниками, глинами и алевролитами. Песчаники – серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые, слюдистые, плотные, кварц-полевошпатовые, средне сцементированные, участками алевритистые, полосчатые с прослойками зеленовато-серого алевролита, изредка встречается макрофауна в виде ракушек. Алевролиты – серые, крупнозернистые, средне сцементированные, слюдистые, плотные. Аргиллиты – серые, темно-серые, крепкие, слюдистые, местами полураковистые, линзовидно-волнистослоистые за счет линз, прожилок светло-серого песчаника, с включениями углистого детрита. Мощность ванденской свиты составляет от 361,0 м до 472,0 м.

*Алымская свита* несогласно залегает на отложениях ванденской свиты и представляет собой толщу преимущественно глинистых пород и условно подразделяется на нижнюю и верхнюю. К песчаникам нижней подсвиты приурочен горизонт АВ<sub>1</sub> с выявленным продуктивным пластом АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>. Песчаники – серые до темно-серых, слюдистые, мелкозернистые с глинистым и

углистым материалом. Алевролиты – от серых, до темно-серых, плотные, тонкозернистые с неровным изломом, с включениями растительных остатков. Аргиллиты – серые до темно-серых, слюдистые, участками алевритистые, плотные с частыми включениями обуглившегося растительного детрита. Мощность свиты – 67,0 -78,0 м.

*Покурская свита* сложена песками, песчаниками, алевролитами серыми и светло-серыми, по составу кварц-полевошпатовыми, слюдистыми с карбонатными и глинистыми включениями, с прослойками углисто-слюдистого материала и глинами серыми и темно-серыми, рыхлыми с примесью песка, иногда комковатыми. Породы, в основном, серые и зеленоватые. Мощность отложений свиты составляет 664-709 м.

*Кузнецовская свита* начинает цикл морских осадков верхнего мела, несогласно залегающих на отложениях покурской свиты. Свита сложена глинами темно-серыми, иногда зеленоватыми, слюдистыми, однородными, некрепкими, слабо алевритовыми, иногда с тонкими прослоями светло-серого песчаника и алевролита, с включениями обугленного растительного детрита и отпечатками фауны. Мощность отложений кузнецовской свиты изменяется от 5,0 м до 17,0 м.

*Березовская свита* залегает согласно на подстилающих осадках кузнецовской свиты. Подразделяется на две подсвиты: нижнюю – опоковидно-глинистую и верхнюю – преимущественно глинистую. Мощность отложений нижней подсвиты изменяется от 56,0 м до 63,0 м. Мощность отложений верхней подсвиты – 55,0 -66,0 м. Общая мощность березовской свиты изменяется от 109,0 м до 125,0 м.

*Ганькинская свита* завершает разрез меловых отложений и представлена морскими глинами серого цвета, в верхней части с зеленовато-голубоватым оттенком, алевритистыми, известковистыми с тонкими прослоями глинистых мергелей и слабо сцементированных алевролитов. Мощность свиты – от 137,0 м до 252,0 м.

## *Палеогеновая система*

Отложения палеогеновой системы представлены тремя отделами: палеоценом, эоценом, олигоценом [19]. В составе палеогеновых отложений выделяются верхи ганькинской, талицкой, люлинворской, тавдинской, атлымской и новомихайловской свит.

*Талицкая свита* представлена глинами темно-серыми иногда с буроватым или зеленоватым оттенком, неясно слоистыми, алевритистыми с включениями глауконита, с тонкими линзовидными прослоями алеврита глинистого и сидерита буровато-коричневого в верхней части. Мощность свиты изменяется от 31,0 м до 86,0 м.

*Люлинворская свита* представляет собой толщу светло-серых, зеленоватых, прослоями почти белых глин. В нижней части опоковидных, в верхней диатомовых, переходящих в диатомиты. Мощность свиты изменяется от 126,0 м до 193,0 м.

*Тавдинская свита* приурочена к верхнему эоцену и нижнему олигоцену. Сложена глинами серыми, зеленовато- и голубовато-серыми, листоватыми, алевритистыми с прослоями алевролитов. Мощность свиты достигает 160,0 - 180,0 м.

*Атлымская свита* сложена песками серыми, мелко- и среднезернистыми, преимущественно кварцевыми, с прослойками бурого угля и глин серых, зеленовато-серых, алевритистых. Мощность свиты составляет 50,0 – 60,0 м.

*Новомихайловская свита* характеризуется неравномерным переслаиванием песков, глин и алевролитов. Пески – серые, светло-серые, мелкозернистые, кварцево-полевошпатовые. Глины и алевриты – серые, коричневатые-серые. Мощность новомихайловской свиты достигает 80,0 м. Возраст – олигоценый.

*Туртасская свита* завершает разрез палеогена. Свита сложена глинами, алевритами зеленовато-серыми тонкослоистыми с прослоями диатомитов,

песчаников кварцево-глауконитовых, тонкозернистых. Мощность свиты составляет 40,0 - 70,0 м.

#### *Четвертичная система*

Для четвертичных отложений характерны аллювиальные и озерно-аллювиальные пески, глины, супеси и суглинки. Мощность отложений – от 50,0 до 70,0 м [19].

#### 4.1.2. Тектоника

По тектонической схеме (рис. 2) мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (Бочкарев В.С., Боярских Г.К., 1990 г.), Ермаковский лицензионный участок расположен в центральной части Нижневартовского свода, в пределах Ореховского куполовидного поднятия - положительной структуры II порядка [19]. Ореховское куполовидное поднятие представляет собой складку, вытянутую в субширотном направлении и осложненную крупными структурами III порядка Ермаковским и Ореховским поднятиями. Наиболее крупным элементом этой зоны является Ермаковское локальное поднятие, по гипсометрии залегающее выше Ореховского поднятия.

Структура представляет собой неправильной формы антиклинальную складку, по сейсмоизогипсе –2450,0 м размеры ее составляют 33,0x28,0 км, амплитуда 120,0 – 140,0 м, углы наклона крыльев от 30' до 2<sup>0</sup>50'. За счет заливообразных прогибов контур Ермаковской структуры имеет сложные очертания, наиболее крутые углы наклона крыльев приурочены к зонам пережимов (р-н скв. №№ 331Р – 343Р, скв. №№ 2Р-385Р).

В свою очередь Ермаковская структура осложнена структурами III и IV порядка: Северо-Ермаковское, Ермаковское I, Ермаковское II, Ермаковское III, Ермаковское IV, Восточно-Ермаковское I, Восточно-Ермаковское II, Восточно-Ермаковское III, Южно-Ермаковское I, Южно-Ермаковское II, Южно-Хохловское, Хохловское, Чехлонейское локальные поднятия.

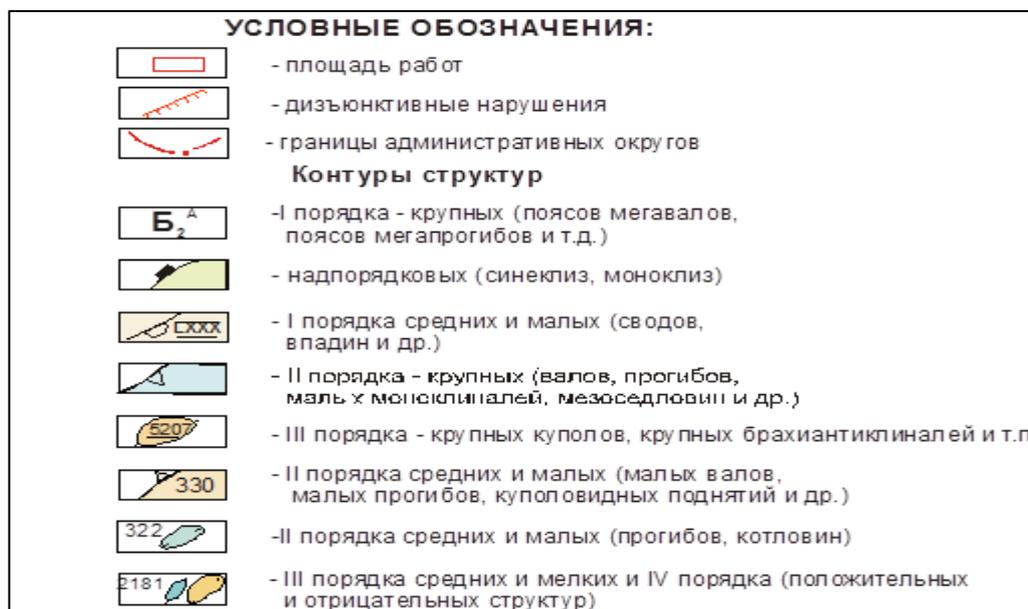
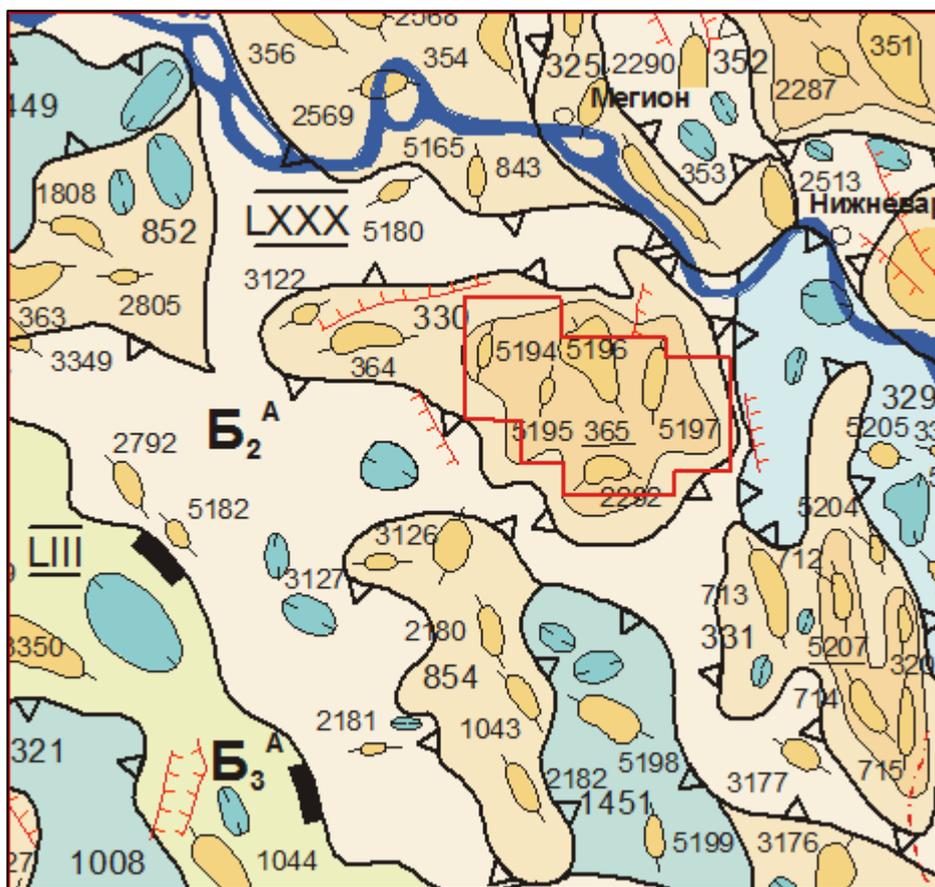


Рисунок 4 - Тектоническая карта района [19]

В пределах Ермаковской структуры выделены 11 локальных поднятий. Наиболее высокое гипсометрическое положение в пределах площади занимают локальные поднятия Ермаковское II (скв. № 381Р) и Ермаковское III (р-н скв. № 11Р), с оконтуривающей изогипсой -2360,0 м, наиболее низкое – Северо-Ермаковское локальное поднятие с оконтуривающей изогипсой -2450,0 м.

Анализ сопоставления структурных планов показал, что для всей площади наблюдается унаследованность структурных планов с уменьшением амплитуды структурных элементов вверх по разрезу.

Отражающий горизонт  $\text{НВВ}_{10}^0$ , отождествляемый с продуктивным пластом  $\text{БВ}_{10}^1$ , характеризуется прерывистым прослеживанием, нестабильной записью, погружением в северо-западном направлении с а.о.-2150,0 м до а.о.-2420,0 м. Выявленная залежь нефти приурочена к Восточно-Ермаковским локальным поднятиям I и II, оконтуренным на структурной карте ОГ  $\text{НВВ}_{10}^0$  изогипсой -2170,0 м.

Между опорными отражающими горизонтами Б и  $\text{НВВ}_{10}^0$  выделяется ряд отражающих горизонтов, которые относятся к разряду условных и стратифицируются с границами циклов переслаивания линзовидных песчано-глинистых тел горизонта  $\text{БВ}_{10}$  и ачимовской толщи, формирование которых происходило в условиях бокового наращивания шельфа.

Отражающий горизонт М, отождествляемый с кровлей алымской свиты, имеет более сглаженные формы структурных элементов по сравнению с отражающим горизонтом Б. Разделяющие прогибы и поднятия выражены менее рельефно. По кровле алымской свиты Ермаковская структура имеет углы наклона крыльев 0,2-0,7° и амплитуду 40,0 м.

Структурный план Ермаковской площади сохраняется, в основном, до конца аптского века. К концу сенманского века структурный план представляется менее расчлененным. Локальные поднятия, осложняющие Ермаковскую структуру, нивелированы.

Различие в тектоническом развитии отдельных частей Ермаковской площади сказалось на их нефтеносности. На западном участке отсутствуют залежи нефти в верхнеюрских (пласт Ю<sub>1</sub>) и неокомских ( $\text{БВ}_{10}$ ) отложениях. На восточном участке залежи нефти в пластах АВ<sub>3</sub> – АВ<sub>7</sub>.

#### 4.2. Гидрогеологические и инженерно-геологические условия. Характеристика режима водонапорного бассейна

Ермаковский лицензионный участок находится на территории Ханты-Мансийского автономного округа на границе Сургутского и Нижневартовского районов, в центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна, и гидрогеологический разрез подчиняется общей закономерности района [19].

В геологическом строении рассматриваемой территории принимают участие отложения верхнечетвертичного возраста аллювиального и озерно-аллювиального и озерного происхождения. Аллювиальные отложения представлены суглинками различной консистенции. На заболоченных участках эти грунты перекрыты современными болотными отложениями, представленными торфом. Техногенные отложения представлены насыпными грунтами (песком), возникшими в результате строительства коридоров коммуникаций (автодорог, трубопроводов).

Осложняющими инженерно-геологическими условиями при строительстве трасс являются факторы, обуславливающие заболоченность - высокое стояние пойменных и грунтовых вод, наличие вод временного характера типа «верховодка».

Современный болотно-пойменный комплекс имеет покровный и искусственно погребенный (слоем насыпного грунта) характер залегания. По происхождению болота относятся к верховому типу (олиготрофные). По проходимости техники в летнее время болота относятся ко II и III А типам. Мощность торфяных отложений в районе проектирования варьирует от 0,3 до 4,5 м.

Гидрографическая сеть Ермаковского Л.У. представлена левобережными притоками р. Оби – рекой Ермаковский Ёган, рекой Малой Речкой, рекой Акимкиной, рекой Сартъеган, протоками Летний Пасол, Большой Пасол и протокой Коим, ручьями без названия, а также многочисленными озерами.

*Река Ермаковский Ёган* впадает в протоку Кирьяс на 24 км от устья. Длина реки 119 км. Имеет 25 притоков, длина которых менее 10 км.

*Протока Коим* впадает в протоку Вачемпас с правого берега на 9,0 км. Общая длина протоки 50 км.

*Река Акимкина* – левобережный приток р. Ермаковский Ёган впадает в нее на 56 км от устья. Общая длина реки 33 км, имеет 3 притока, длина которых менее 10 км.

*Река Малая Речка* протекает с юга на север и впадает в р. Ермаковский Ёган в 18 км от устья. Общая длина реки 30 км. Имеет 5 притоков, длина которых менее 10 км.

*Река Сартъеган* впадает в р. Ермаковский Ёган с правого берега на 32 км от устья. Длина водотока 40 км. Имеет 10 притоков, длина которых менее 10 км.

Протоки Летний Пасол, Большой Пасол, Пасол являются правыми притоками р. Ермаковский Ёган. Общая длина 114 км.

По характеру водного режима реки относятся к равнинному типу рек с весенне-летним половодьем и дождевыми паводками в теплое время года. Основной фазой водного режима водотоков является весеннее половодье, в период которого проходит основной объем годового стока, наблюдаются максимальные расходы и уровни воды.

Рассматриваемая территория в гидрогеологическом отношении расположена в центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна. Его особенностью является наличие мощной толщи глинистых водоупорных отложений, разделяющих разрезы мезо-кайнозойского периода на верхний и нижний гидрогеологические этажи.

Нижний гидрогеологический этаж отличается большой глубиной залегания водоносных горизонтов и их надежной изоляцией от воздействия поверхностных природно-климатических факторов. Для подземных вод нижнего этажа характерна высокая минерализация, относительно высокие

концентрации микрокомпонентов, высокие температуры, газонасыщенность (преимущественно метановый состав газов).

Подземные воды верхнего гидрогеологического этажа формируются при наличии свободного водообмена, тесной связи подземных вод с поверхностными природно-климатическими факторами. Этим определяется формирование в верхнем гидрогеологическом этаже пресных подземных вод, имеющих практическое значение для целей хозяйственно-питьевого водоснабжения. По химическому составу воды гидрокарбонатные кальциевые с минерализацией 1,5-2,0 г/л, углекисло-азотным составом растворенного газа. Воды горизонта широко используются для хозяйственно-питьевого водоснабжения.

В верхнем ярусе четвертичных отложений выделяются два горизонта грунтовых вод: водоносный горизонт озерно-болотных и горизонт среднечетвертичных отложений.

Водоносный горизонт озерно-болотных отложений залегает в виде безнапорного грунтового потока, уклон которого совпадает с уклоном дневной поверхности, глубина залегания 0,2-0,8 м, питание горизонта происходит за счет атмосферных осадков.

Водоносный горизонт среднечетвертичных отложений приурочен к песчаной толще с линзами глины и суглинков на глубине от 2,5 до 12,6 м. Водоносные горизонты гидравлически взаимосвязаны. По химическому составу грунтовые воды хлоридно-гидрокарбонатные натриевые, гидрокарбонатно-хлоридные, магниевые - кальциевые.

Особенности геологического строения и равнинный рельеф с малыми уклонами создают условия для заболачивания местности и торфонакопления. Гидрогеологические условия характеризуются наличием болотных вод торфяных отложений. В насыпных грунтах воды типа «верховодка» и грунтовые воды вскрываются с глубины 0,5 - 3,5 м. Уровень вод непостоянный, подвержен сезонным колебаниям.

В целом, район относительно пригоден для строительства инженерных сооружений. Осложняющими инженерно-геологическим условиями при строительстве трасс являются факторы, обуславливающие заболоченность - высокое стояние пойменных и грунтовых вод, наличие вод временного характера типа «верховодка».

#### 4.3. Характеристика фильтрационно-емкостных свойств по геофизическим исследованиям скважин (ГИС)

Методика проведения ГИС и их интервальность определялась задачами, стоящими перед поисково-разведочными и эксплуатационными скважинами. Комплекс методов исследования ГИС в поисково-разведочных и эксплуатационных скважинах Орехово-Ермаковского месторождения представлен в таблице 1 [19].

В эксплуатационных скважинах, в которых ухудшается проходимость каротажных приборов вследствие их кривизны, выполнен ограниченный комплекс методов ГИС.

В нескольких эксплуатационных скважинах выполнен более полный комплекс ГИС (дополнительно проведены МКЗ, МБК). Во многих эксплуатационных скважинах проводились только ПС+ПЗ+ИК или ПС+ПЗ+БК. Таблица 1 - Комплекс методов исследования ГИС в поисково-разведочных и эксплуатационных скважинах Орехово-Ермаковского месторождения [19]

<i>Поисково-разведочные скважины</i>	<i>Эксплуатационные скважины</i>
стандартный каротаж (ПС, 2 зонда из состава БКЗ, ПЗ);	ПС, ПЗ и боковое каротажное зондирование (БКЗ+ПС+ПЗ);
ПС и боковое каротажное зондирование (БКЗ+ПС);	боковой каротаж (БК);
микрозондирование (МКЗ);	индукционный каротаж (ИК);
боковой каротаж (БК);	-кавернометрия;
боковой микрокаротаж и микрокавернометрия (БМК и МКВ);	резистивиметрия (Рез);
индукционный каротаж (ИК);	радиоактивный каротаж (ГК, НКТ);
кавернометрия и профилометрия;	инклинометрия (Инкл.);
резистивиметрия (Рез);	локатор муфт (ЛМ).
радиоактивный каротаж (ГК, НКТ, НГК, 2ННК-Т);	
гамма-гамма-каротаж плотностной (ГГК-П);	
акустический каротаж (АК);	
инклинометрия (Инкл.).	

Открытая пористость пород определялась двумя способами: прямым, непосредственно на образцах керна в лабораториях, и методами промыслово-геофизических исследований. Наибольшую охарактеризованность разреза определениями пористости дают методы ГИС.

Коэффициент пористости по группе пластов АВ определялся после тщательной привязки керна к разрезу скважин №№ 12Р и 501Р. Построенная зависимость  $k_p=f(\alpha_{пс})$  характеризуется достаточно высоким коэффициентом корреляции.

При определении пористости по пластам БВ ввиду малого количества анализов керна использовалась зависимость  $\alpha_{пс}$  от  $K_p$ , полученная для этих отложений на Самотлорском месторождении.

Для построения зависимости  $\alpha_{пс}$  от  $K_p$  пластов юры использовался весь привязанный керн этих отложений по старым и вновь пробуренным скважинам Орехово-Ермаковского месторождения.

По данным ГИС проницаемость определялась с учетом керновых данных на основе связей “кern-геофизика”. На Орехово-Ермаковском месторождении коэффициент проницаемости ( $K_{пр}$ ) определялся для всех пластов по зависимостям  $k_{пр}=f(k_p)$ , построенным непосредственно по результатам анализов керна рассматриваемого месторождения.

Оценка коэффициента нефтенасыщенности проводилась двумя способами: по стандартной методике, использующей экспериментальные зависимости  $P_n=f(K_n)$  и  $P_n=f(K_e)$ , которые получили по данным замеров на керне, и через объемную влажность ( $\omega_e$ ).

При определении  $k_n$  коллекторов пластов АВ по объемной влажности использовалась обобщенная зависимость  $\rho_n(\omega_e)$  для пластов группы А месторождений Среднего Приобья.

К подсчету запасов по всем продуктивным пластам Орехово-Ермаковского месторождения рекомендованы величины коэффициента

нефтенасыщенности ( $k_n$ ), определенные по объемной влажности, так как эта методика при рассмотрении в ГКЗ признана наиболее обоснованной.

*Граничные значения.* На Ермаковской площади при испытании разведочных скважин №№ 331Р, 339Р, 340Р, 369Р, 373Р, 377Р, 384Р, а также ряда эксплуатационных скважин из интервалов с  $\alpha_{nc} = 0,3$  для различных пластов (АВ, БВ, ЮВ) получены притоки нефти либо воды. Поэтому в качестве критерия коллектор-неколлектор принята величина  $\alpha_{nc} = 0,3$  для всех пластов по результатам испытаний данного месторождения, а также по аналогии с другими залежами нефти Западной Сибири, которые прошли апробацию в ГКЗ РФ.

Определение граничных значений пористости ( $k_n^{zp}$ ) и проницаемости ( $k_{np}^{zp}$ ) осуществлялось через эффективную пористость, которая определяется по следующему выражению:  $k_{n.эф} = k_n (1 - k_{во})$ , где  $k_{во}$  - коэффициент остаточной водонасыщенности. Значению  $k_{n.эф..zp} = 2,9$  % соответствует  $k_{n.zp} = 11,1$  % для пластов юры и  $k_{n.zp} = 18,2$  % при  $k_{n.эф.zp} = 3,6$  % для АВ пластов, которые можно считать граничными для нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов.

По результатам интерпретации ГИС и испытаниям в АВ пластах в результате сопоставлений удельного электрического сопротивления ( $\rho_n$ ) с пористостью ( $k_n$ ) в испытанных интервалах было установлено, что  $\rho_{n.kp}$  для пластов группы АВ изменяется от 4,0 до 4,4 Ом×м в зависимости от пористости.

Опробование пластов группы БВ проведено только в четырех разведочных скважинах, в двух из них получены притоки чистой нефти, что недостаточно для установления величин критических сопротивлений. Поэтому сопоставления удельного электрического сопротивления ( $\rho_n$ ) с пористостью ( $k_n$ ) были дополнены результатами испытаний эксплуатационных скважин и материалами интерпретации ГИС. Анализ всех имеющихся данных показывает, что при удельном сопротивлении выше 7,5-8,0 Ом×м при испытании уверенно получают притоки нефти, при удельном сопротивлении ниже 6,5-6,7 Ом×м в зависимости от глинистости коллекторов воду.

Отложения юры наиболее полно охвачены испытаниями, как по разведочным, так и по эксплуатационным скважинам, по которым с достаточной уверенностью можно установить критические удельные сопротивления. Для юрских пластов  $\rho_{n.kp}$  изменяется от 4,8 до 5,7 Ом×м в зависимости от глинистости, а при  $\rho_n$  ниже 4,2-5,1 уверенно получают воду.

Ниже приводятся результаты и объем геофизических исследований по объектам Орехово-Ермаковского месторождения.

Коллекторы пласта  $AB_1^{1-2}$  исследованы с другими ниже залегающими пластами совместным испытанием, результаты которого в комплексе с интерпретацией материалов ГИС доказывают нефтенасыщенность коллекторов пласта. Остались неизученными нижние пределы коллекторов, в связи с чем, выделение эффективных мощностей порой произведено с большой долей условности.

Установить однозначное насыщение коллекторов по всем скважинам Ермаковской площади не удалось, поэтому площадь в пределах условного контура нефтеносности разделена на подсчетные зоны с установленной нефтеносностью и зоны с неясным насыщением, оценка запасов по которым не проводилась. Характеристика продуктивной части пласта дана по скважинам, вошедшим в зоны с установленной нефтеносностью. По 97 скважинам (443 определения) коэффициент пористости составляет в среднем 0,21 д. ед. Нефтенасыщенность по ГИС составила в среднем 0,47 д. ед., (97 скважин – 414 определений). Принятые при утверждении запасов значения: пористости – 0,21 д. ед., нефтенасыщенности – 0,46 д. ед. Значение коэффициента проницаемости по 443 определениям из 97 скважин составило 5,44 мД.

По *объекту*  $AB_1^3+AB_2^1$  по 1094 скважинам (8827 определений) коэффициент пористости составляет в среднем 0,24 д. ед. Нефтенасыщенность по ГИС составила в среднем 0,56 д. ед., (1094 скважины – 6834 определения). Принятые при утверждении запасов значения: пористости для категории  $BC_1$  – 0,24 д. ед., нефтенасыщенности – 0,56 д. ед. Значение коэффициента

проницаемости по 8827 определениям из 1094 скважин составило в среднем 125,9 мД.

По **пласту АВ<sub>2</sub><sup>2</sup>** по 544 скважинам (1888 определений) коэффициент пористости составляет в среднем 0,24 д. ед. Нефтенасыщенность по ГИС составила в среднем 0,55 д. ед., (544 скважины – 1612 определений). Принятые при утверждении запасов значения: пористости для категории ВС<sub>1</sub> – 0,24 д. ед., нефтенасыщенности – 0,56 д. ед. Значение коэффициента проницаемости по 1888 определениям из 544 скважин составило в среднем 113,24 мД.

По **пласту АВ<sub>3</sub>** по 114 скважинам (486 определения) коэффициент пористости составляет в среднем 0,23 д. ед. Нефтенасыщенность по ГИС составила в среднем 0,53 д. ед., (114 скважин – 322 определения). Принятые при утверждении запасов значения: пористости– 0,24 д. ед., нефтенасыщенности – 0,55 д. ед. Значение коэффициента проницаемости по 486 определениям из 114 скважин составило в среднем 79,21 мД.

По **пласту АВ<sub>4</sub>** по 21 скважине (114 определений) коэффициент пористости составляет в среднем 0,23 д. ед. Нефтенасыщенность по ГИС составила в среднем 0,49 д. ед., (21 скважина – 57 определений). Принятые при утверждении запасов значения: пористости– 0,23 д. ед., нефтенасыщенности – 0,49 д. ед. Значение коэффициента проницаемости по 114 определениям из 21 скважины составило в среднем 51,79 мД.

По **пласту АВ<sub>6</sub>** по 31 скважине (256 определений) коэффициент пористости составляет в среднем 0,26 д. ед. Нефтенасыщенность по ГИС составила в среднем 0,61 д. ед., (31 скважина – 107 определений). Принятые при утверждении запасов значения: пористости – 0,26 д. ед., нефтенасыщенности – 0,61 д. ед. Значение коэффициента проницаемости по 256 определениям из 31 скважины составило в среднем 302,26 мД.

По **пласту АВ<sub>7</sub>** по 5 скважинам (25 определений) коэффициент пористости составляет в среднем 0,25 д. ед. Нефтенасыщенность по ГИС составила в среднем 0,62 д. ед., (5 скважин – 10 определений). Принятые при утверждении запасов значения: пористости– 0,25 д. ед., нефтенасыщенности –

0,63 д. ед. Значение коэффициента проницаемости по 25 определениям из 5 скважин составило в среднем 131 мД.

По пласту  $\text{БВ}_{10}^1$  по 74 скважинам (223 определения) коэффициент пористости составляет в среднем 0,19 д. ед. Нефтенасыщенность по ГИС составила в среднем 0,53 д. ед., (74 скважины – 207 определений). Принятые при утверждении запасов значения: пористости – 0,19 д. ед., нефтенасыщенности – 0,51 д. ед. Значение коэффициента проницаемости по 223 определениям из 74 скважин составило в среднем 17,81 мД.

По пласту  $\text{БВ}_{10}^{1-2}$  по одной скважине (6 определений) коэффициент пористости составляет в среднем 0,19 д. ед. Нефтенасыщенность по ГИС составила в среднем 0,54 д. ед., (2 определения). Принятые при утверждении запасов значения: пористости – 0,19 д. ед., нефтенасыщенности – 0,50 д. ед. Значение коэффициента проницаемости по 6 определениям из одной скважины составило в среднем 25,64 мД.

По пласту  $\text{ЮВ}_1^1$  по 302 скважинам (1214 определений) коэффициент пористости составляет в среднем 0,16 д. ед. Нефтенасыщенность по ГИС составила в среднем 0,56 д. ед., (302 скважины – 1141 определение). Принятые при утверждении запасов значения: пористости для категории  $\text{BC}_1$  – 0,16 д. ед., нефтенасыщенности – 0,58 д. ед. Значение коэффициента проницаемости по 1214 определениям из 302 скважин составило в среднем 29,14 мД.

По пласту  $\text{ЮВ}_1^{2-1}$  по 35 скважинам (72 определения) коэффициент пористости составляет в среднем 0,15 д. ед. Нефтенасыщенность по ГИС составила в среднем 0,50 д. ед., (35 скважин – 70 определений). Принятые при утверждении запасов значения: пористости – 0,15 д. ед., нефтенасыщенности – 0,51 д. ед. Значение коэффициента проницаемости по 72 определениям из 35 скважин составило в среднем 14,71 мД.

По пласту  $\text{ЮВ}_1^{2-2}$  по 170 скважинам (994 определения) коэффициент пористости составляет в среднем 0,16 д. ед. Нефтенасыщенность по ГИС составила в среднем 0,54 д. ед., (170 скважин – 914 определений). Принятые при утверждении запасов значения: пористости для категории  $\text{BC}_1$  – 0,16 д. ед.,

нефтенасыщенности – 0,57 д. ед. Значение коэффициента проницаемости по 994 определениям из 170 скважин составило в среднем 25,06 мД.

#### 4.4. Состав нефти, газа и воды продуктивных пластов месторождения

В процессе разведки и пробной эксплуатации на Ермаковской площади проводились комплексные исследования нефтяных объектов. При исследовании скважин отбирались поверхностные и глубинные пробы нефти и растворенного газа [19].

Исследование глубинных проб проводилось на установках высокого давления поршневого типа (аппаратура АСМ-300, УИПН-2М, РVT-12), Разгазирование пластовых нефтей проводилось однократным способом и методом ступенчатой сепарации (моделирующим промысловую систему сбора и подготовку продукции скважин). При ступенчатом разгазировании в Тюменской Центральной Лаборатории приняты единые условия сепарации: I ступень - давление 4,0 МПа, II - давление 0,8 МПа, III - 0,2 МПа, IV - 0,1 МПа. Температура на всех ступенях составила +20°C. В лаборатории НижневартовскНИПИнефть нефти исследовались только при однократном разгазировании.

Компонентный состав нефтей и растворенных газов изучался методами газожидкостной хроматографии на приборах типа ЛХМ-80, «Хром-5», «Вариан 3700».

Физико-химическая характеристика и компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти продуктивных пластов БВ<sub>10</sub> и ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> приведены ниже в таблицах 2-5.

Таблица 2 - Физико-химическая характеристика дегазированной нефти пласта БВ<sub>10</sub> Орехово-Ермаковского месторождения [19]

Наименование параметра	Пласт БВ <sub>10</sub>			
	Кол-во исследованных		Диапазон значений	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Плотность при 20 <sup>0</sup> С, кг/м <sup>3</sup>	1	1	856	856
Вязкость, мПа*с				
при 20 <sup>0</sup> С	1	1	11,27-19,67	15,87
при 50 <sup>0</sup> С	1	1	4,56-7,36	6,25
Молярная масса, г/моль	1	1	210	210
Температура застывания, <sup>0</sup> С	1	1	-5-(-29)	-15
Массовое содержание, %				
серы	1	1	0,5-1,17	0,90
смола силикагелевых	1	1	2,50-7,84	5,20
асфальтенов	1	1	0,47-2,06	1,30
парафинов	1	1	1,80-3,20	2,60
воды	1	1	15,24-43,3	35,2
Содержание микрокомпонентов, г/г				
ванадий				
никель				
Температура плавления парафина, <sup>0</sup> С	1	1	53-58	56
Температура начала кипения, <sup>0</sup> С				72
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 150 <sup>0</sup> С	1	1	12,0-19,2	15,1
до 200 <sup>0</sup> С	1	1	20,8-30,4	25,9
до 250 <sup>0</sup> С				
до 300 <sup>0</sup> С	1	1	49-51	49,2

Таблица 3 - Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти пласта БВ<sub>10</sub> Орехово-Ермаковского месторождения [19]

Наименование параметра	Пласт БВ <sub>10</sub>				Пластовая нефть
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Молярная концентрация компонентов, %					
- двуокись углерода	0,29	0	0,31	0	0,11
- азот+редкие	1,15	0	1,3	0	0,44
в т.ч. гелий	0,004	0	0,004	0	0
- метан	62,01	0,25	70,74	0,07	24,09
- этан	6,22	0,18	6,80	0,30	2,51
- пропан	13,59	1,60	11,83	3,55	6,23
- изобутан	3,61	1,20	2,34	2,02	2,13
- норм, бутан	7,55	3,67	4,38	5,58	5,17
- изопентан	1,85	2,40	0,84	2,89	2,19
- норм. пентан	2,05	3,53	0,89	4,03	2,96
- остаток C <sub>6+</sub>	1,68	87,17	0,57	81,76	54,17
Молекулярная масса	29,07	210	24,76	199,6	140,19
Плотность					
- газа, кг/м <sup>3</sup>	1,208		1,173		
- газа относительная (по воздуху), доли ед.	1,002		0,973		
- нефти, кг/м <sup>3</sup>		856		849	770

Таблица 4 - Физико-химическая характеристика дегазированной нефти пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Орехово-Ермаковского месторождения [19]

Наименование параметра	Пласт ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>			
	Кол-во исследованных		Диапазон значений	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Плотность при 20 <sup>0</sup> С, кг/м <sup>3</sup>	4	5	837-857	845
Вязкость, мПа*с				
при 20 <sup>0</sup> С	4	5	4,43-8,78	5,81
при 50 <sup>0</sup> С	4	5	1,96-4,05	2,92
Молярная масса, г/моль	4	5	186-231	197
Температура застывания, <sup>0</sup> С				
Массовое содержание, %				
серы	4	5	0,42-0,52	0,49
смола силикагелевых	4	5	3,75-8,95	5,34
асфальтенов	4	5	0,46-1,71	0,97
парафинов	4	5	1,09-1,79	1,31
воды	4	5	0	0
Содержание микрокомпонентов, г/т				
ванадий				
никель	4	5	8,7-32,7	21,6
Температура плавления парафина, <sup>0</sup> С	4	5	54-60	57
Температура начала кипения, <sup>0</sup> С	4	5	58-81	71
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 150 <sup>0</sup> С	4	5	14,5-22	17,3
до 200 <sup>0</sup> С	4	5	26-33	30
до 250 <sup>0</sup> С	4	5	38-44	42
до 300 <sup>0</sup> С	4	5	51-60	56

Таблица 5 - Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Орехово-Ермаковского месторождения [19]

Наименование параметра	Пласт ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>				
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Молярная концентрация компонентов, %					
- двуокись углерода	1,506	0	1,524	0,01	0,87
- азот+редкие	2,337	0	1,22	0	0,47
в т.ч. гелий	0	0	0	0	0
- метан	60,943	0,19	73,85	0,04	25,32
- этан	8,702	0,29	9,35	0,38	5,14
- пропан	14,377	1,68	10,20	3,97	9,44
- изобутан	2,356	0,77	0,67	1,48	1,67
- норм, бутан	6,447	3,19	2,88	5,48	5,19
- изопентан	1,334	1,99	0,25	2,50	1,78
- норм. пентан	1,486	3,74	0,32	4,26	2,90
- остаток С <sub>6+</sub>	1,670	88,15	0,74	81,88	47,28
Молекулярная масса	30,750	200	27,35	180	115
Плотность					
- газа, кг/м <sup>3</sup>	1,278		0,619		
- газа относительная (по воздуху), доли ед.					
- нефти, кг/м <sup>3</sup>		837		821	684

## 5. Специальная часть

### 5.1. Методика исследований

#### 5.1.1. Методика изготовления и описания шлифа

Шлифы изготавливались на базе оптико-шлифовальной лаборатории института природных ресурсов Томского политехнического университета. Изготовление шлифов состоит из следующих основных операций [21]:

- Подготовка образца: изготовление из него пластины подходящего размера.
- Шлифовка одной стороны образца, к которой будет приклеено стекло. Обычно её шлифуют на не сильно мелком порошке, так как слабая шероховатость сглаживается бальзамом и не мешает изучению.
- Подготовка стекла. Стекло должно быть совершенно ровное, сторона, на которую будет клеиться шлиф, должна быть пришлифована на крупном порошке до придания ей матового блеска. Это нужно для того, чтобы шлиф не отклеивался.
- Приклеивание образца к стеклу. При этом важно избежать захвата пузырьков воздуха.
- Шлифовка образца до толщины, близкой к стандартной.
- Доводка шлифа до стандартной и одинаковой по всей площади толщины (0,025 мм). Толщина шлифа контролируется на петрографическом микроскопе.

Изучение шлифов проводилось под микроскопом Axioskop 40 в проходящем свете. Для получения снимков поверхности шлифа использовалась фотокамера, имеющаяся в составе микроскопа. Посредством программного обеспечения картинка с камеры выводилась на экран монитора компьютера.

Шлиф изучался по следующей схеме:

- Используя малое увеличение, осматривается вся поверхность шлифа как при одном, так и в скрещенных николях для примерной оценки количества разновидностей минеральной составляющей шлифа.

- Приблизительно, без подсчета зерен, дается оценка количественного соотношения минералов с использованием диаграммы визуальной оценки минералов (рис. 5).

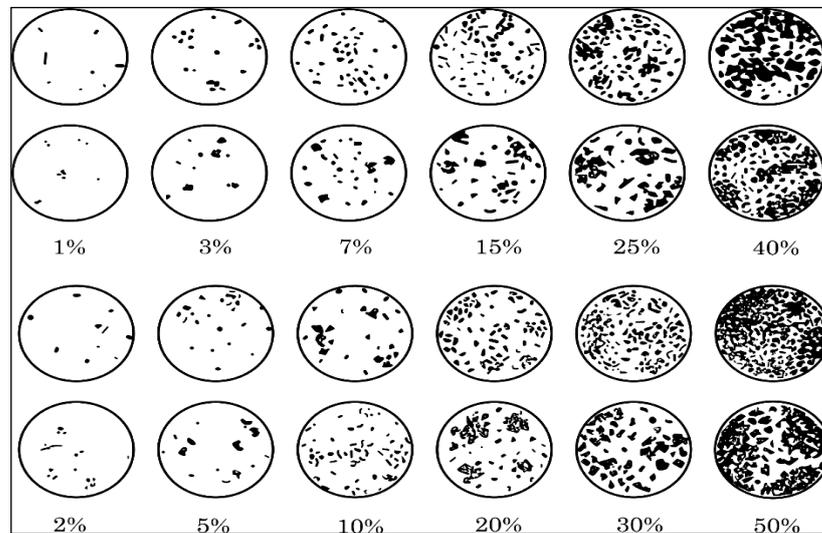


Рисунок 5 - Диаграммы для визуальной оценки процентного содержания минералов в породах (R.D.Terry, G.V.Chilingar, 1955)

- Определяется размер зерен. Для этого используется микрометрическая линейка, имеющаяся в окуляре.
- Отмечается степень идиоморфизма зерен минералов и особенности их формы (таблитчатые, ромбовидные, шестиугольные, чешуйки...).
- Отмечаются наличие включений и их состав.
- Отмечаются вторичные изменения.

При одном николе наблюдают:

- Спайность (наблюдается в виде тонких прямых и параллельных линий), ее наличие или отсутствие. При наличии спайности определяются ее степень совершенства, количество направлений и величина угла между направлениями.
- Наличие псевдоабсорбции (явление ложного поглощения света, наблюдается только у бесцветных минералов).

- Наличие плеохроизма (изменение цвета минерала при повороте столика микроскопа, наблюдается только у окрашенных минералов).

В скрещенных николях наблюдают:

- Изотропность и анизотропность минерала (изотропные минералы при вращении столика микроскопа остаются темными, погасшими).
- Угол и характер погасания минерала.
- Двойники.

### 5.1.2. Рентгеноструктурный анализ с помощью D2 PHASER

Данный анализ выполняется в пять этапов:

*1 этап.* Знакомство с установкой D2 PHASER. D2 PHASER - установка, на которой проводится диагностика структуры вещества с помощью рентгеновских лучей [21]. Чаще всего этот вид анализа применяется для исследования твёрдых веществ, обладающих кристаллической структурой, где роль строительных единиц выполняют атомы, ионы, молекулы, комплексы и т.д. Основная закономерность повторяемость с определённым периодом в трёх направлениях (реже в двух) элементарной ячейки, отражающей всю суть кристаллической структуры каждого вещества, его симметрию, его элементный состав.

*2 этап.* Подготовка образцов к исследованиям. Материал (образец) измельчается до пудры в ступке, которая протирается спиртом (ацетоном) до и после истирания. Истолчённым образцом заполняется кювета из кварцевого стекла, которая предварительно смазывается вазелином и шлифуется. Подготовленная проба устанавливается в соответствующую приставку.

*3 этап.* Работа на установке D2 PHASER и получение дифрактограмм исследуемого вещества. Перед включением необходимо проверить исходное состояние всех переключателей в соответствии с технической документацией и

на D2 PHASER проверить уровень охлаждающей жидкости для рентгеновской трубки включают установку и в течение 30 минут прогревают.

Предполагается, что D2 PHASER настроен для соответствующих исследований, т.е. выбраны величины основных параметров:

- сила тока и напряжение на рентгеновской трубке;
- рентгеновское излучение отъюстировано на оптимальный режим работ, установлены соответствующие щели, диафрагмы и фильтры
- выбрана скорость движения детектора;
- данные передаются непосредственно на компьютер через соответствующий контроллер, при работе с которым руководствуются соответствующим описанием программы.

В любом случае, такая настройка должна обеспечить чёткость положения пиков и амплитуду этих пиков в выбранном угловом диапазоне дифрактограммы.

Вращение датчика рекомендуется проводить с начального угла  $5-10^{\circ}$  до конечного угла  $70-90^{\circ}$ . Это обстоятельство обусловлено опытом работы. При необходимости диапазон углов может быть расширен (до  $360^{\circ}$ ).

*4 этап.* Расшифровка полученных дифрактограммы. Расшифровка дифрактограммы проводится в программе EVA в соответствии с инструкцией по работе.

*5 этап.* Анализ полученных результатов и оформление отчета. В последнем этапе проводится анализ минерального состава образца определенного с помощью рентгеноструктурного анализа и делаются выводы.

*Подготовка образцов к исследованиям.* Материал (образец) измельчается до пудры в ступке, которая протирается спиртом (ацетоном) до и после истирания. Истолчённым образцом заполняется кювета из кварцевого стекла, которая предварительно смазывается вазелином и шлифовывается. Подготовленная проба устанавливается в соответствующую приставку.

### 5.1.3. Растровая электронная микроскопия (РЭМ)

Данный анализ выполняется в пять этапов:

*1 этап.* Знакомство с растровым электронным микроскопом Hitachi S-3400N. Рассматриваются возможности метода, условия проведения анализа, проводится знакомство с прибором [22].

*2 этап.* Подготовка образцов к исследованиям. Большинство типов геологических образцов перед установкой в камеру образцов РЭМ требуют предварительной обработки. Часто требуется очистка материала образца от посторонних загрязнений. Образцы осадков и почв необходимо высушивать. Рыхлые и пористые материалы обычно требуют пропитки, особенно, если необходима полировка образца. Обработка образца должна предусматривать его резку на прозрачные шлифы требуемого размера, установку и полировку. При отборе многие образцы содержат посторонние компоненты, которые могут помешать дальнейшему изучению и их следует удалить. Некоторые материалы в нормальном состоянии поглощают влагу и должны быть осушены перед установкой в камеру образцов РЭМ.

Для крепления образцов часто используется двухсторонняя клейкая лента (двухсторонний скотч). Вместо нее можно использовать быстросохнущий клей. Очень важно, чтобы все используемые вспомогательные материалы имели низкое давление паров, чтобы не нарушать вакуум в приборе. Какой бы материал не использовался для фиксации образца, исследуемая поверхность образца обязательно должна быть заземлена, чтобы обеспечить сток заряда. Для фиксации мелких кусочков образцов некоторые преимущества дает использование стойких в вакууме восков.

*3 этап.* Работа на растровом электронном микроскопе Hitachi S-3400N. Этап подготовки электронного микроскопа к работе и проведения измерений проводятся специально обученными в области электронной микроскопии сотрудниками. Выполнить изучение образца при различных увеличениях и разном ускоряющем напряжении. С помощью детекторов отраженных (BSE) и

вторичных электронов (SE) получить качественное изображение и сохранить снимки.

*4 этап.* Работа на энергодисперсионном спектрометре Bruker с применением системы энергодисперсионного микроанализа QUANTAX. Основные этапы общего анализа спектра: 1) накопление спектра; 2) коррекция эффектов детектора; 3) идентификация элементов и выбор серий спектральных линий для каждого элемента; 4) расчет фонового тормозного излучения; 5) разделение налагающихся пиков и расчет чистых интенсивностей; 6) расчет концентраций с применением эталонов и с помощью безэталонного метода; 7) форматирование и представление результатов.

*5 этап.* Анализ полученных результатов. На пятом этапе выполняется анализ полученной в процессе исследований информации.

## 5.2. Литолого-петрографические особенности продуктивных отложений НК месторождения

В ходе работы были отобраны образцы кернa с 2-х скважин Орехово-Ермаковского месторождения:

- 1) образец №1 – скважина 501П (баженовская свита);
- 2) образцы №2-4 – скважина 3341 (васюганская свита, пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>).

Описание отложений *баженовской свиты*: свита сложена, в основном, аргиллитами темно-серыми, иногда почти черными с коричневатым оттенком, преимущественно тонкослоистыми до листоватыми, прослоями массивными, битуминозными, слюдистыми, с подчиненным значением известняков и мергелей. Строение свиты отображает фациальную обстановку осадконакопления в морском бассейне: от прибрежной, мелководной (средняя часть свиты) до глубоководной (основание и кровля свиты). Мощность свиты составляет от 9 до 18 м.

Описание отложений *васюганской свиты верхней подсвиты*: сложена песчано-глинистыми осадками. Снизу вверх возрастает доля песчано-алевритового материала. В верхней части подсвиты отмечается присутствие углистого материала. Для алевролитов и аргиллитов характерна линзовидная и пологоволнистая слоистость. Аргиллиты – темно-серые, иногда с коричневатым или зеленоватым оттенком, слюдистые, с включением пирита. Алевролиты – слюдистые, с включением пирита и халькопирита изменяются по цвету от темно-серого до светло-серого. Песчаники – светло-серые, серые, иногда с коричневатым оттенком разной степени интенсивности, известковистые, слюдистые с присутствием пирита. На месторождении в разрезе этой подсвиты выделяются пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Эти пласты являются *промышленно нефтеносными*. Мощность васюганской свиты от 29 до 89 м.

Ниже представлены результаты макро- и микроскопического описания, а также рентгеноструктурного анализа кернa данных скважин.

### 5.2.1. Минерало-петрографическая характеристика керна баженовской свиты скважины 501П

*Образец № 1:* данный образец был отобран со скважины 501П Орехово-Ермаковского месторождения (глубина ~ 2445 метров). Из данного образца был изготовлен один шлиф для дальнейшего исследования.

*Макроскопическое описание:* порода имеет темно-серый цвет. Для нее характерна мелкозернистая структура, со сланцеватой, плотной текстурой (рис. 6 и 7).



Рисунок 6 и 7 - Керн скважины №501П Орехово-Ермаковского месторождения (образец №1)

*Микроскопическое описание:* основная масса сложена мусковитом (50%), кварцем (25%), альбитом (10%), органикой (10%) и рудным минералом (5%). Альбит представлен длинно- и короткопризматическими, изометричными, таблитчатыми кристаллами правильной формы. Органика представлена длиннопризматическими агрегатами, которые при скрещенных николях наблюдаются в черном цвете. Рудный минерал имеет в основном форму квадрата. Представлен, предположительно, пиритом (рис. 8-9).

Порода – тонкозернистый алевролит.



Рисунок 8 – Тонкозернистый алевролит (глубина ~ 2350 м), николи скрещены:  
 А – в центре виден вытянутый агрегат органики; Б – в левой части наблюдается кристалл кварца

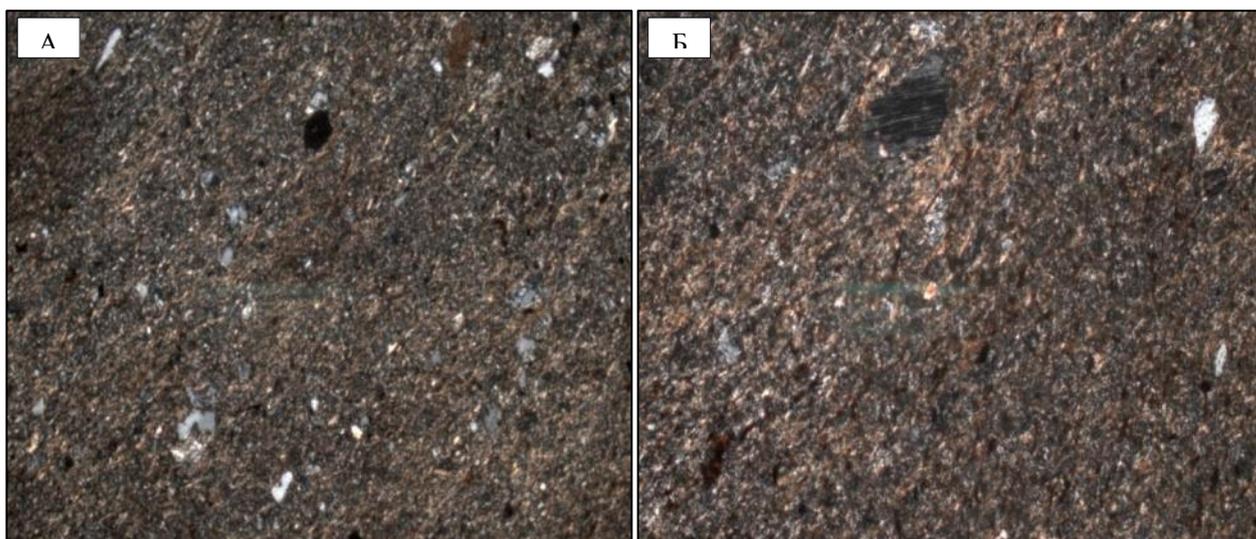


Рисунок 9 - Тонкозернистый алевролит (глубина ~ 2350 м), николи скрещены:  
 А – в верхней части наблюдается агрегат рудного минерала (предположительно, пирита); Б – в верхней части наблюдается агрегат плагиоклаза (альбита)

Результаты *рентгеноструктурного анализа*: при помощи программы EVA была получена дифрактограмма (рис. 10). Также была получена круговая диаграмма содержания минералов в данной пробе (рис. 11).

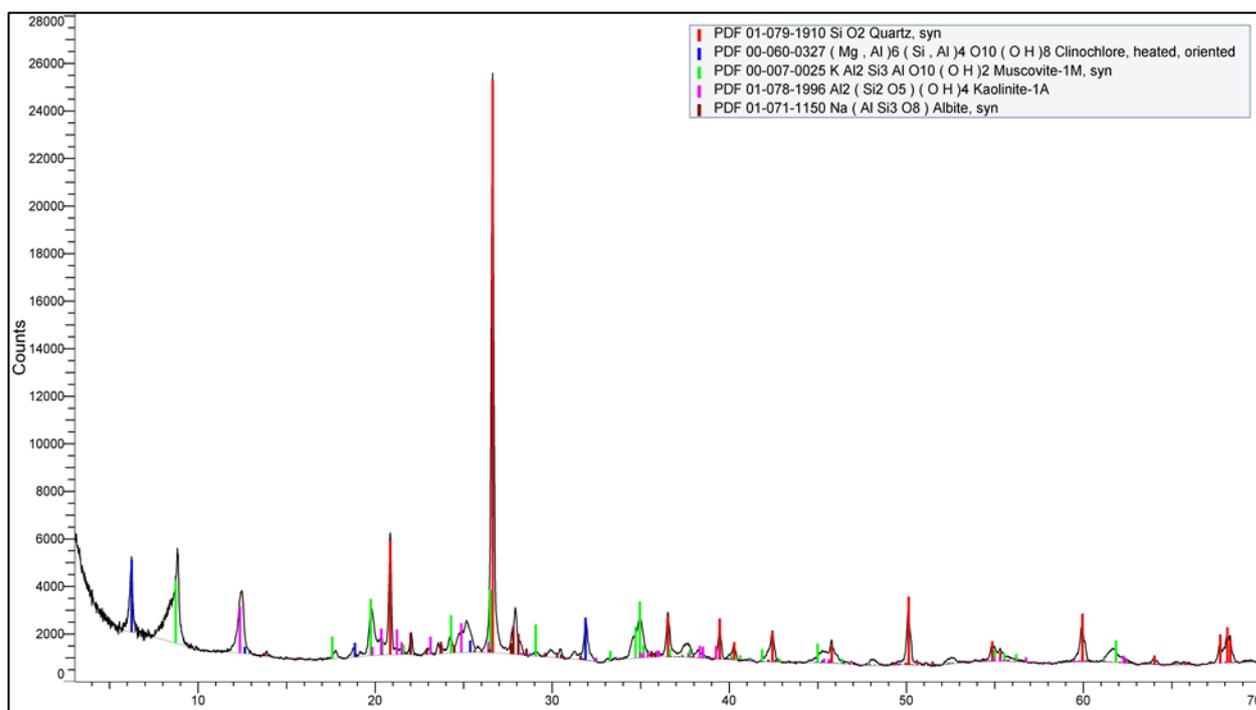


Рисунок 10 - Дифрактограмма исследуемого состава пробы (образец №1)

При анализе пиков данной дифрактограммы были определены следующие минералы (в скобках – содержание минерала в пробе):

- кварц (37,9%);
- мусковит (25,5%);
- клинохлор (18,4%);
- каолинит (9,6%);
- альбит (8,6%).

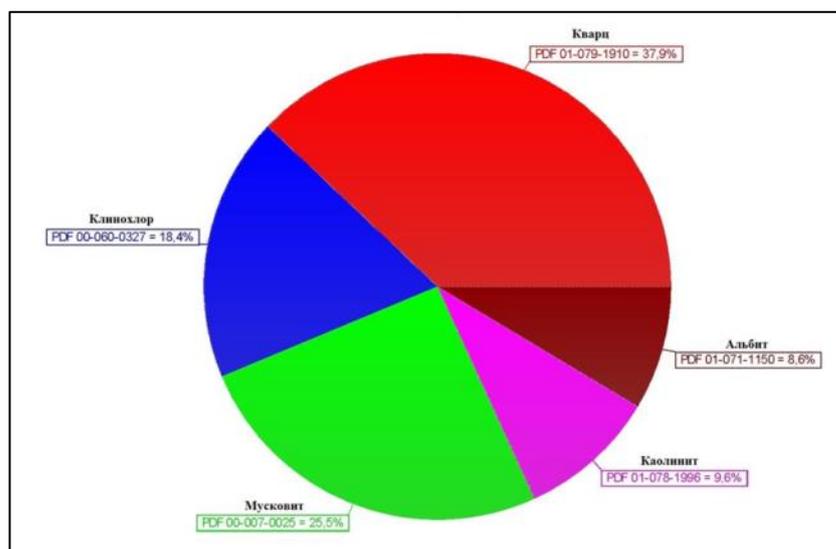


Рисунок 11 - Круговая диаграмма содержания минералов в данной пробе

## 5.2.2. Минерало-петрографическая характеристика керна васюганской свиты скважины 3341

*Образец № 2:* данный образец был отобран со скважины 3341 Орехово-Ермаковского месторождения (глубина ~ 2668 метров). Из данного образца был изготовлен один шлиф для дальнейшего исследования.

*Макроскопическое описание:* порода имеет серый цвет. Для нее характерна мелкозернистая структура, однородная текстура; глинистый цемент (рис. 12 и 13).



Рисунок 12 и 13 - Керн скважины 3341 Орехово-Ермаковского месторождения (образец №2)

*Микроскопическое описание:* основная масса сложена кварцем (35%), мусковитом (20%), альбитом (20%), микроклином (15%), каолинитом (5%) и рудным минералом (5%). Альбит представлен длинно- и короткопризматическими, изометричными, таблитчатыми кристаллами правильной формы. Рудный минерал имеет в основном форму квадрата, иногда встречаются глобулы. Представлен, предположительно, пиритом (рис. 14-15).

Порода – мелкозернистый песчаник.

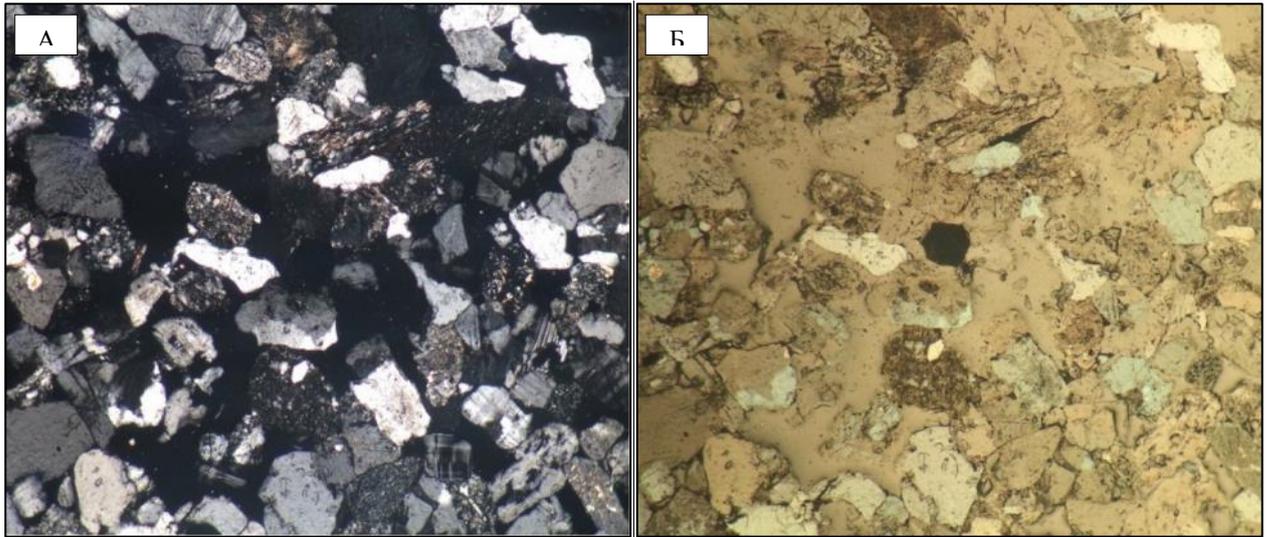


Рисунок 14 - Мелкозернистый песчаник (глубина ~ 2668 м): А – николи скрещены; Б – николи параллельны, в центре наблюдается агрегат рудного минерала (предположительно, пирита)

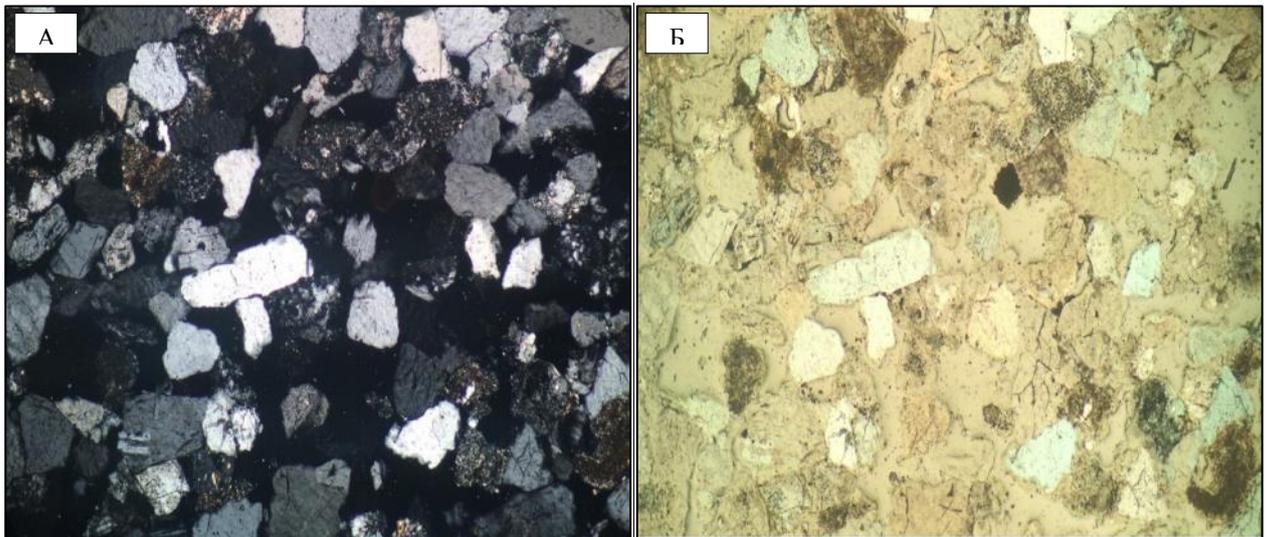


Рисунок 15 - Мелкозернистый песчаник (глубина ~ 2668 м): А – николи скрещены; Б – николи параллельны, в центре наблюдается агрегат рудного минерала (предположительно, пирита)

Результаты рентгеноструктурного анализа: при помощи программы EVA была получена дифрактограмма (рис. 16). Также была получена круговая диаграмма содержания минералов в данной пробе (рис. 17).

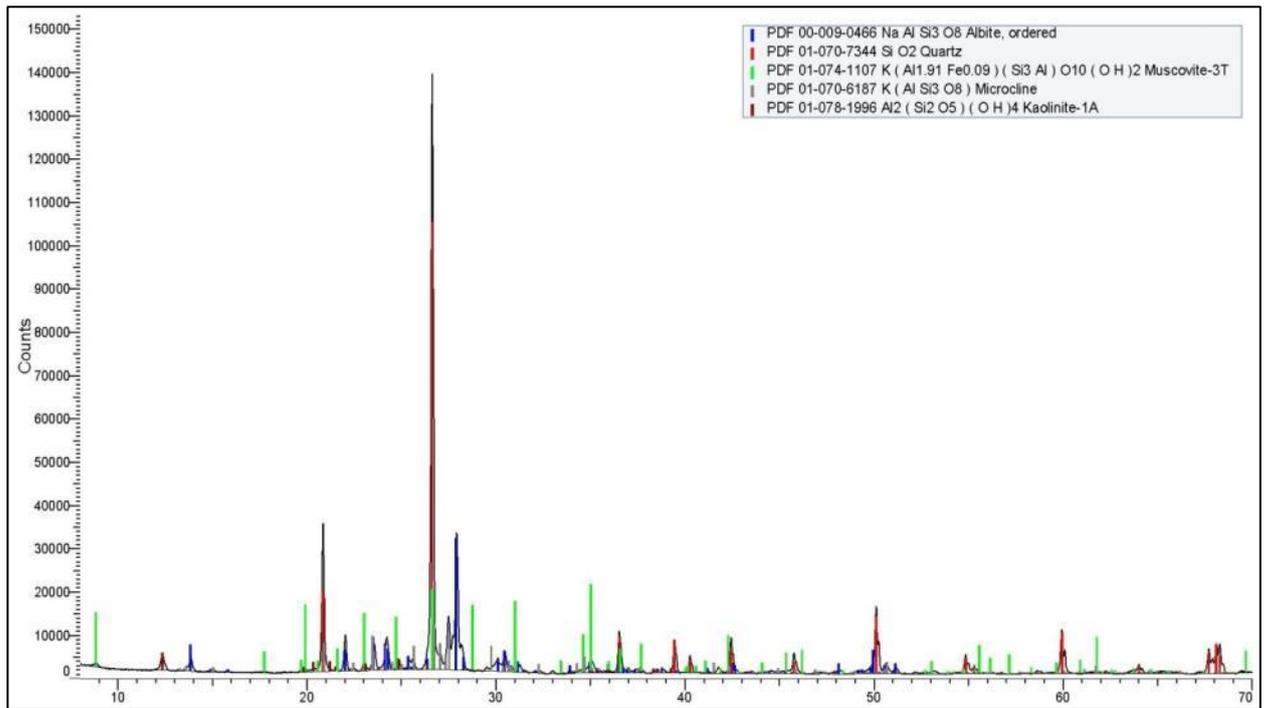


Рисунок 16 - Дифрактограмма исследуемого состава пробы (образец №2)

При анализе пиков данной дифрактограммы были определены следующие минералы (в скобках – содержание минерала в пробе):

- кварц (33%);
- мусковит (31,7%);
- микроклин (17,1%);
- альбит (14,1%);
- каолинит (4%).

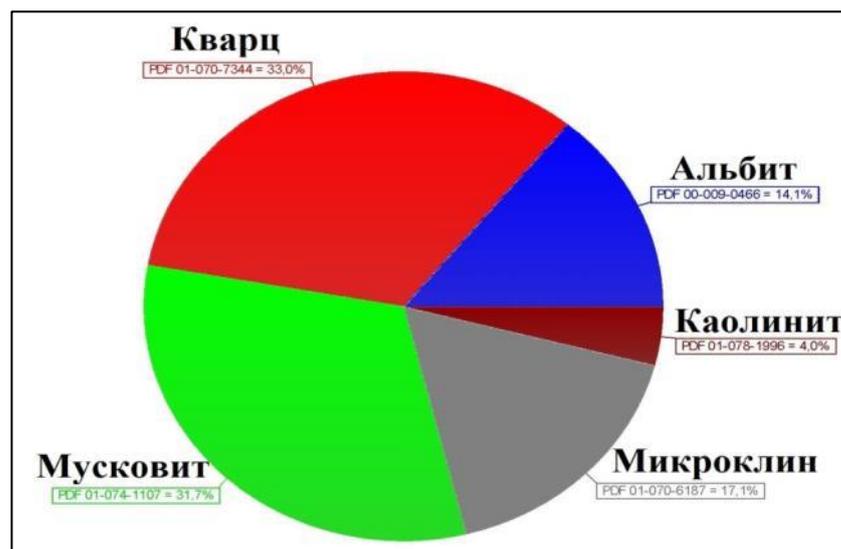


Рисунок 17 - Круговая диаграмма содержания минералов в данной пробе

*Образец № 3:* данный образец был отобран со скважины 3341 Орехово-Ермаковского месторождения (глубина ~ 2675 метров). Из данного образца был изготовлен один шлиф для дальнейшего исследования.

*Макроскопическое описание:* порода имеет серый цвет. Для нее характерна мелкозернистая структура, однородная текстура; глинистый цемент (рис. 18 и 19).



Рисунок 18 и 19 - Керн скважины 3341 Орехово-Ермаковского месторождения (образец №3)

*Микроскопическое описание:* основная масса сложена кварцем (30%), микроклином (25%), мусковитом (20%), альбитом (15%), каолинитом (5%) и рудным минералом (5%). Альбит представлен длинно- и короткопризматическими, изометричными, таблитчатыми кристаллами правильной формы. Рудный минерал имеет в основном форму квадрата. Представлен, предположительно, пиритом (рис. 20).

Порода – мелкозернистый алевропесчаник.

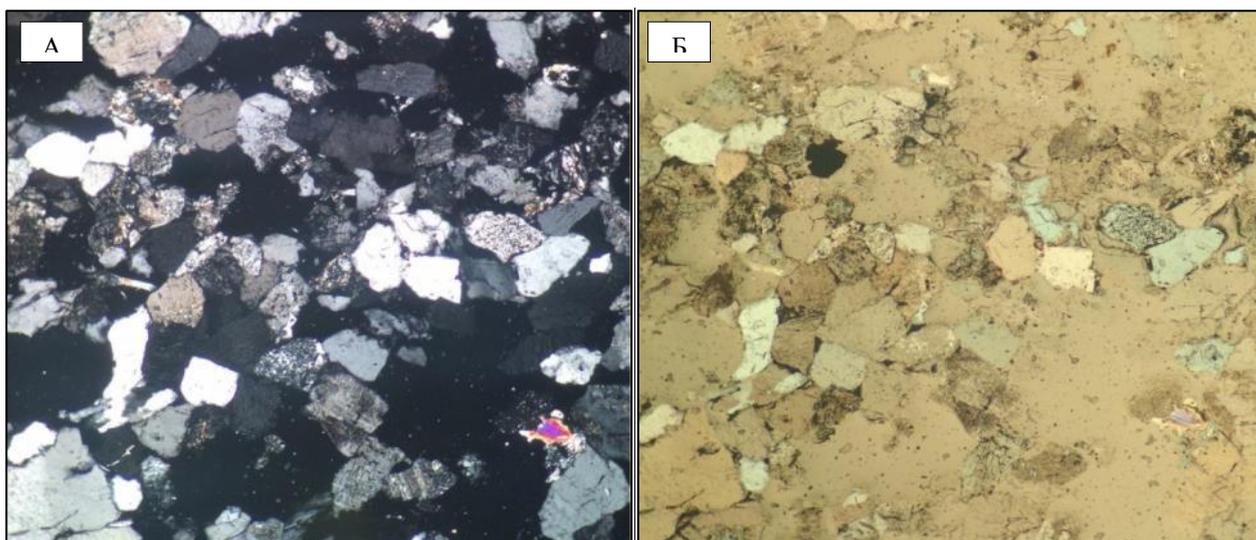


Рисунок 20 - Мелкозернистый алевропесчаник (глубина ~ 2675 м): А – николи скрещены; Б – николи параллельны, наблюдается агрегат рудного минерала (предположительно, пирита)

Результаты рентгеноструктурного анализа: при помощи программы EVA была получена дифрактограмма (рис. 21). Также была получена круговая диаграмма содержания минералов в данной пробе (рис. 22).

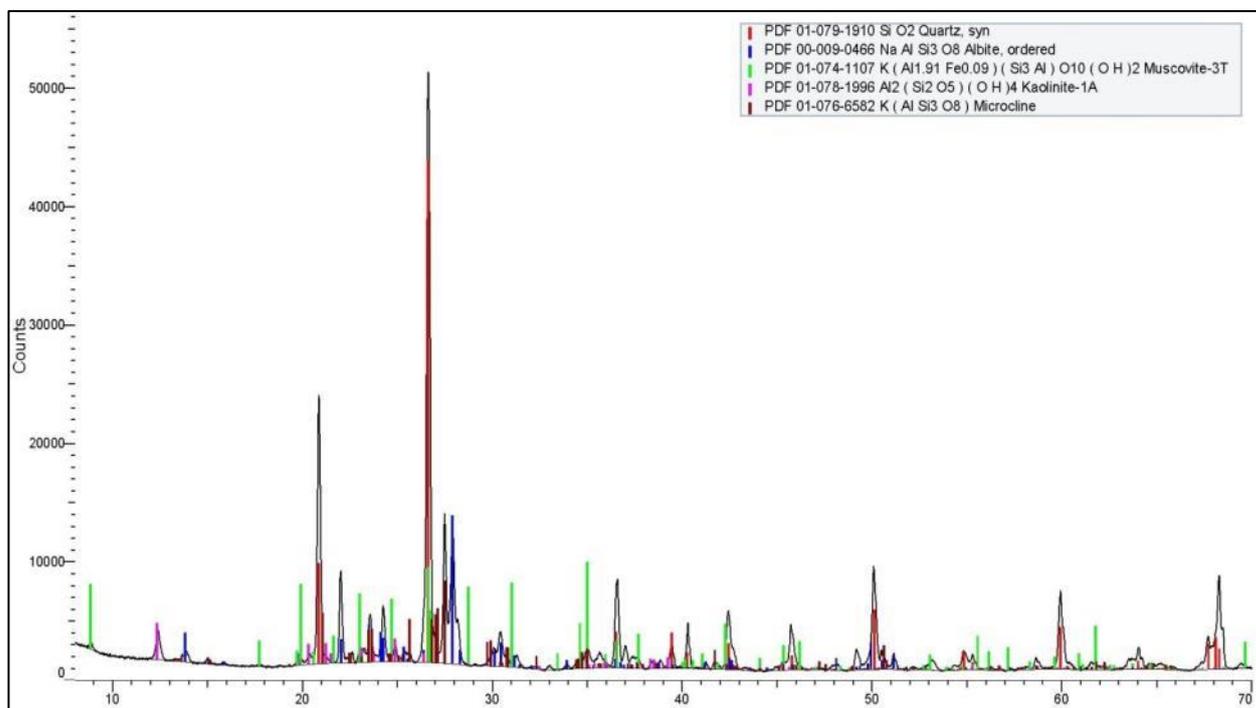


Рисунок 21 - Дифрактограмма исследуемого состава пробы (образец №3)

При анализе пиков данной дифрактограммы были определены следующие минералы (в скобках – содержание минерала в пробе):

- кварц (28,1%);

- мусковит (28,9%);
- микроклин (24,5%);
- альбит (12,1%);
- каолинит (6,4%).



Рисунок 22 - Круговая диаграмма содержания минералов в данной пробе

*Образец № 4:* данный образец был отобран со скважины 3341 Орехово-Ермаковского месторождения (глубина ~ 2679 метров). Из данного образца был изготовлен один шлиф для дальнейшего исследования.

*Макроскопическое описание:* порода имеет серый цвет. Для нее характерна средне-мелкозернистая структура, однородная текстура; глинистый цемент (рис. 23 и 24).



Рисунок 23 и 24 - Керн скважины 3341 Орехово-Ермаковского месторождения (образец №4)

*Микроскопическое описание:* основная масса сложена мусковитом (35%), микроклином (20%), кварцем (20%), альбитом (15%), каолинитом (5%) и рудным минералом (5%). Альбит представлен длинно- и короткопризматическими, изометричными, таблитчатыми кристаллами правильной формы. Рудный минерал имеет в основном форму квадрата. Представлен, предположительно, пиритом (рис. 25).

Порода – средне-мелкозернистый песчаник.

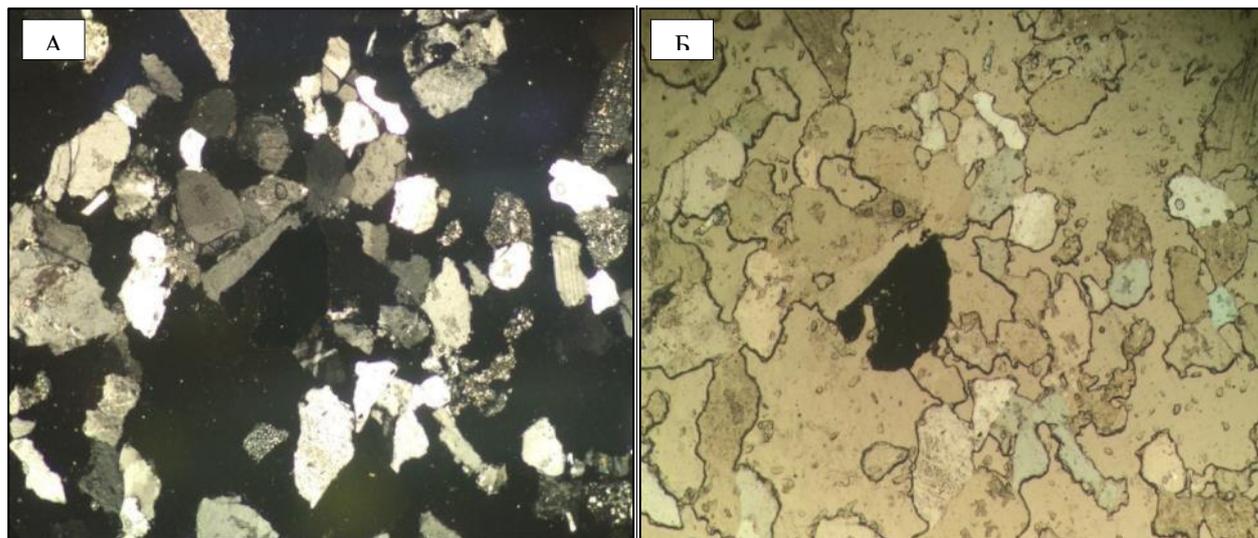


Рисунок 25 – Средне-мелкозернистый песчаник (глубина ~ 2675 м): А – николи скрещены; Б – николи параллельны, в центре наблюдается агрегат рудного минерала (предположительно, пирита)

Результаты рентгеноструктурного анализа: при помощи программы EVA была получена дифрактограмма (рис. 26). Также была получена круговая диаграмма содержания минералов в данной пробе (рис. 27).

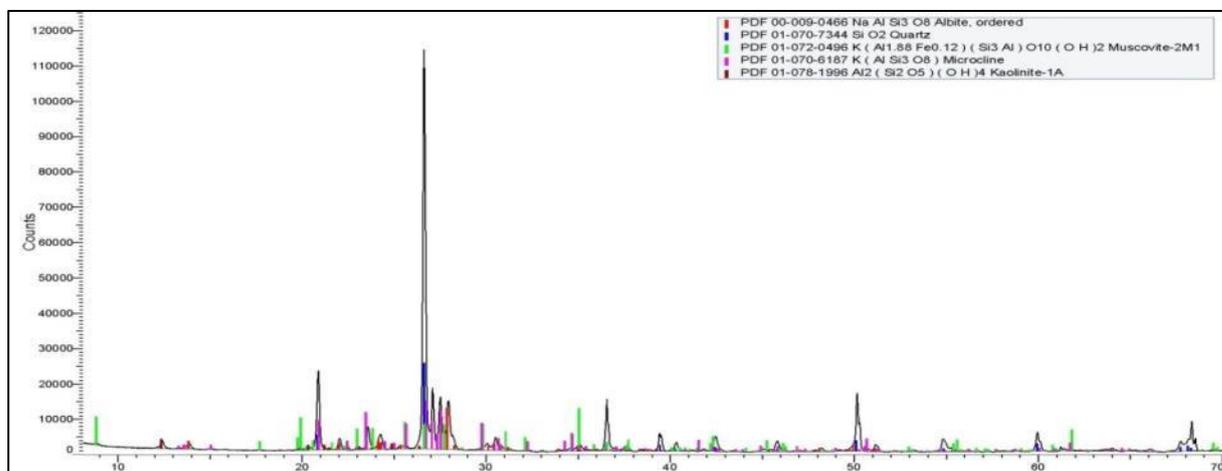


Рисунок 26 - Дифрактограмма исследуемого состава пробы (образец №4)

При анализе пиков данной дифрактограммы были определены следующие минералы (в скобках – содержание минерала в пробе):

- мусковит (42,7%);
- микроклин (33,7%);
- кварц (11,6%);
- альбит (8,1%);
- каолинит (3,9%).



Рисунок 27 - Круговая диаграмма содержания минералов в данной пробе

### 5.3. Вещественный состав рудной минерализации продуктивных отложений НК месторождения

#### 5.3.1. Баженовская свита

На растровом электронном микроскопе был исследован шлиф *образца №1*, в котором были найдены зерна с редкоземельными элементами, также найдены зерна халькопирита, сфалерита, галенита, циркона и др. (рис. 28-43).

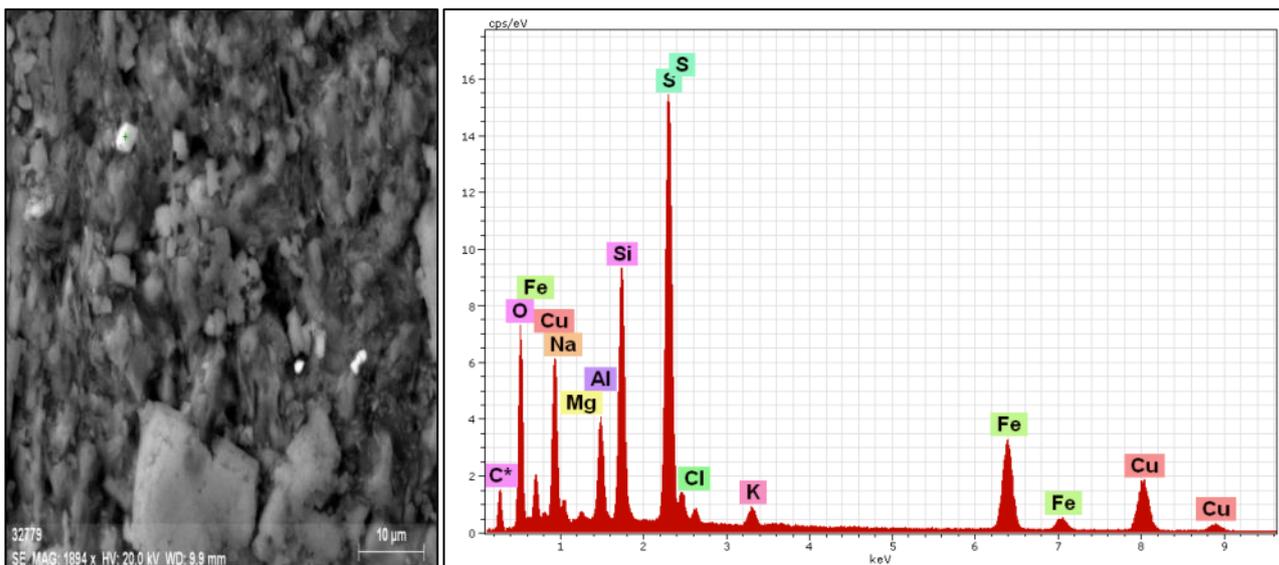


Рисунок 28 и 29 - Халькопирит

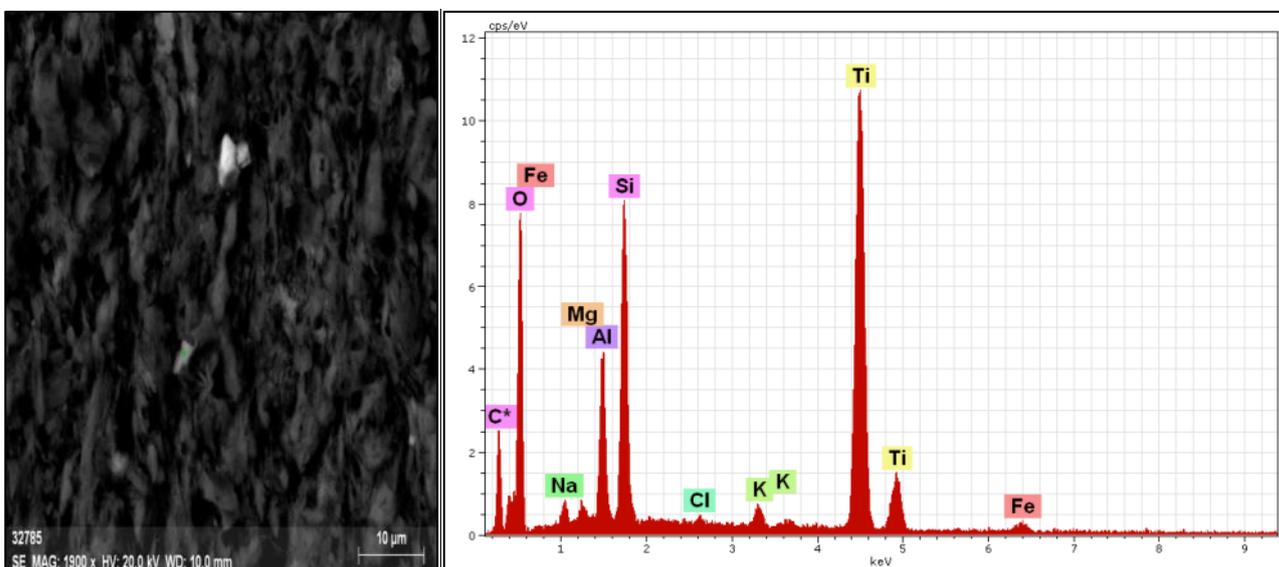


Рисунок 30 и 31 – Рутил

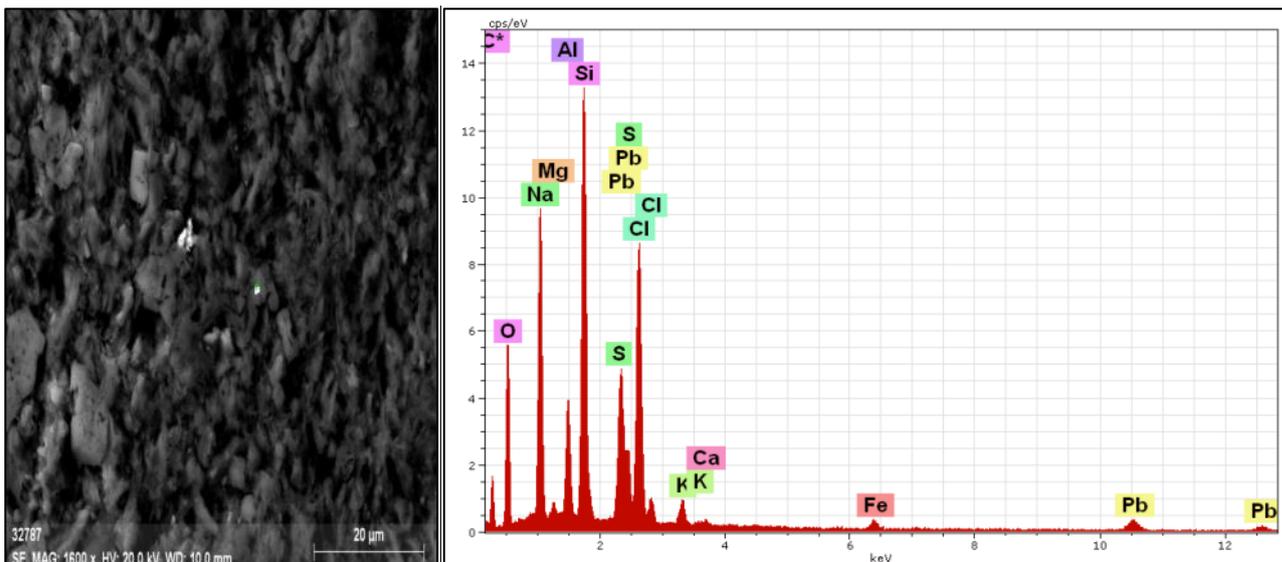


Рисунок 32 и 33 – Галенит

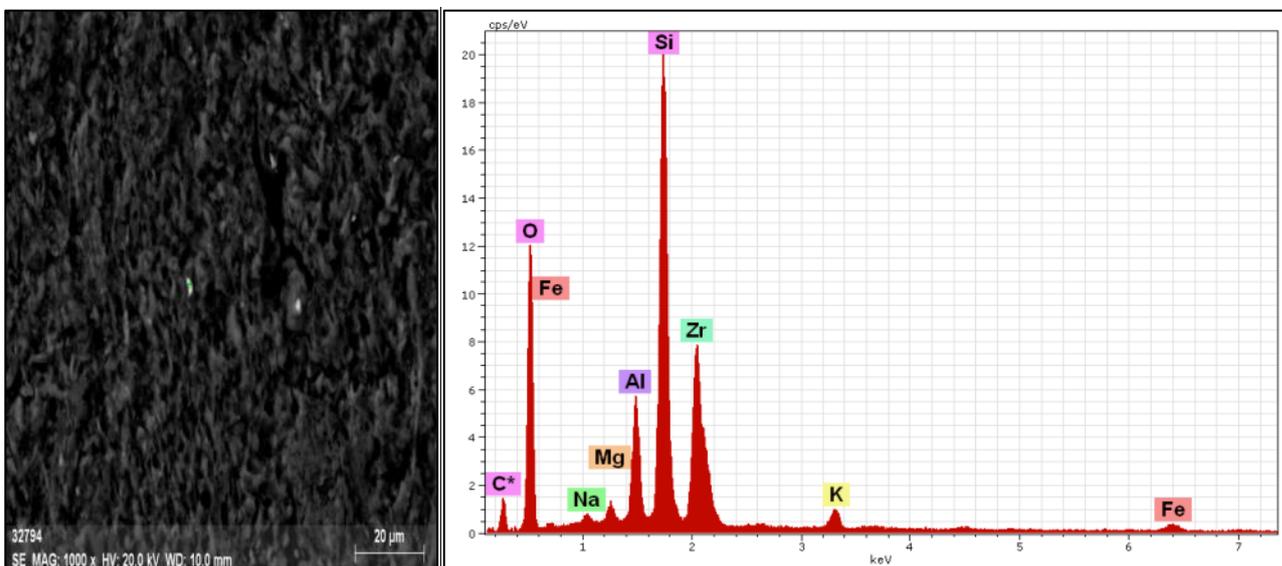


Рисунок 34 и 35 – Циркон

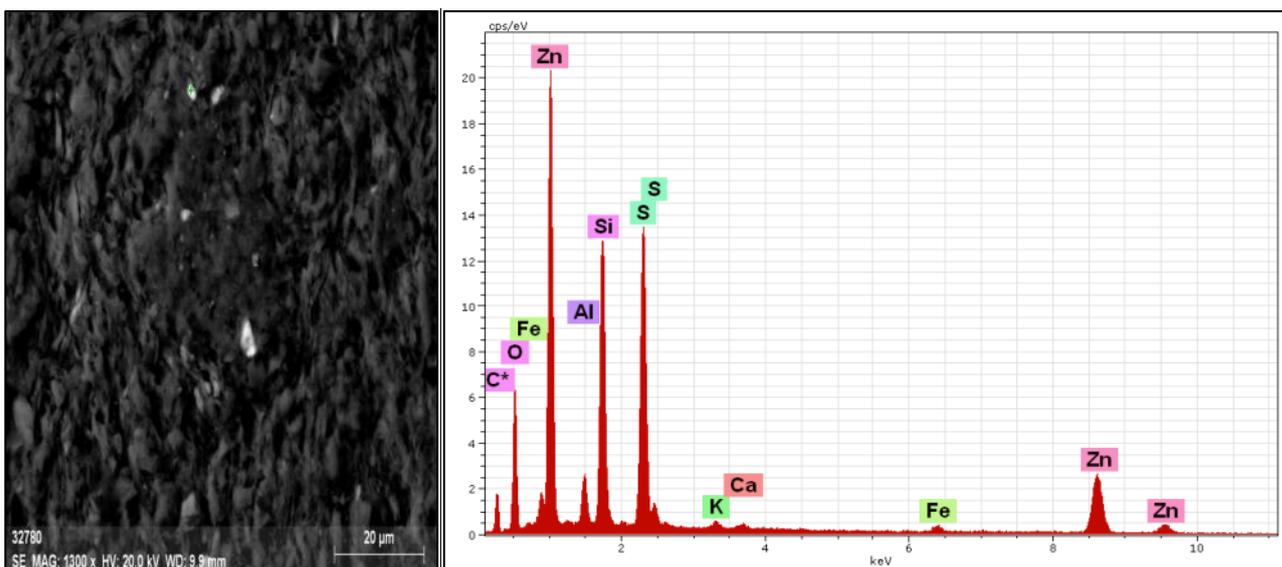


Рисунок 36 и 37 – Сфалерит

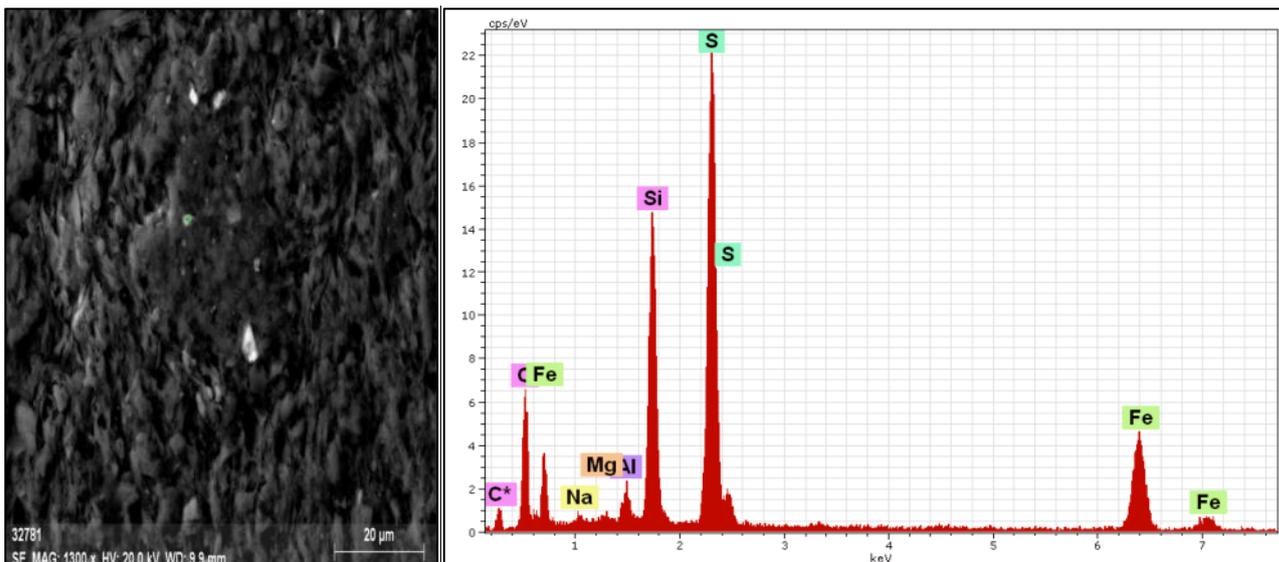


Рисунок 38 и 39 – Пирит

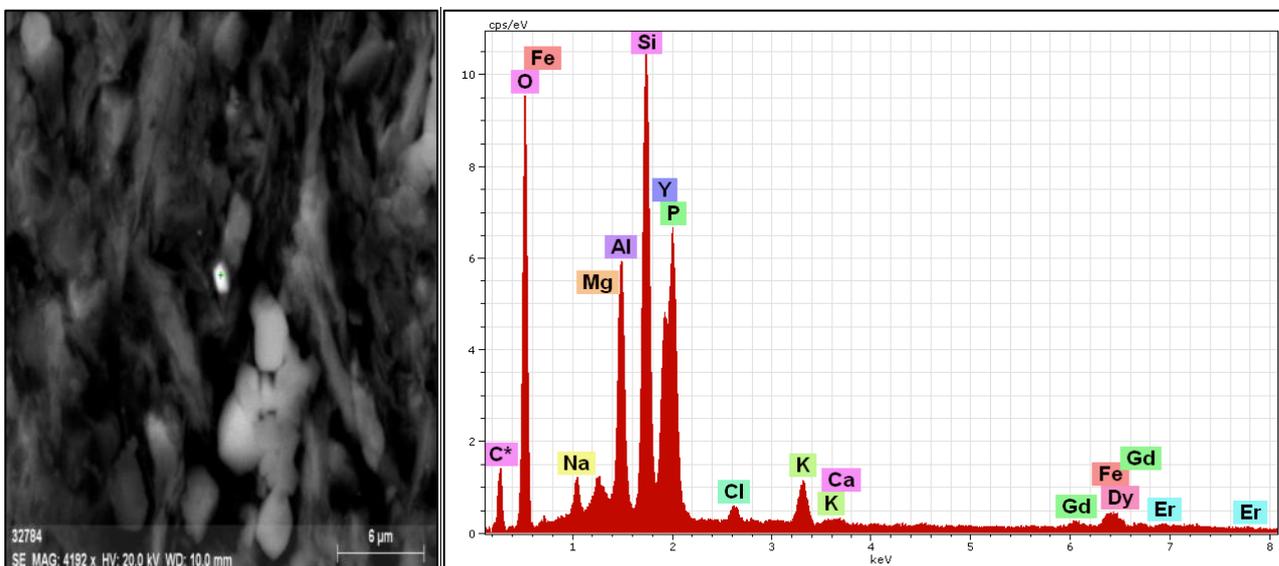


Рисунок 40 и 41 – Кластогенный ксенотим

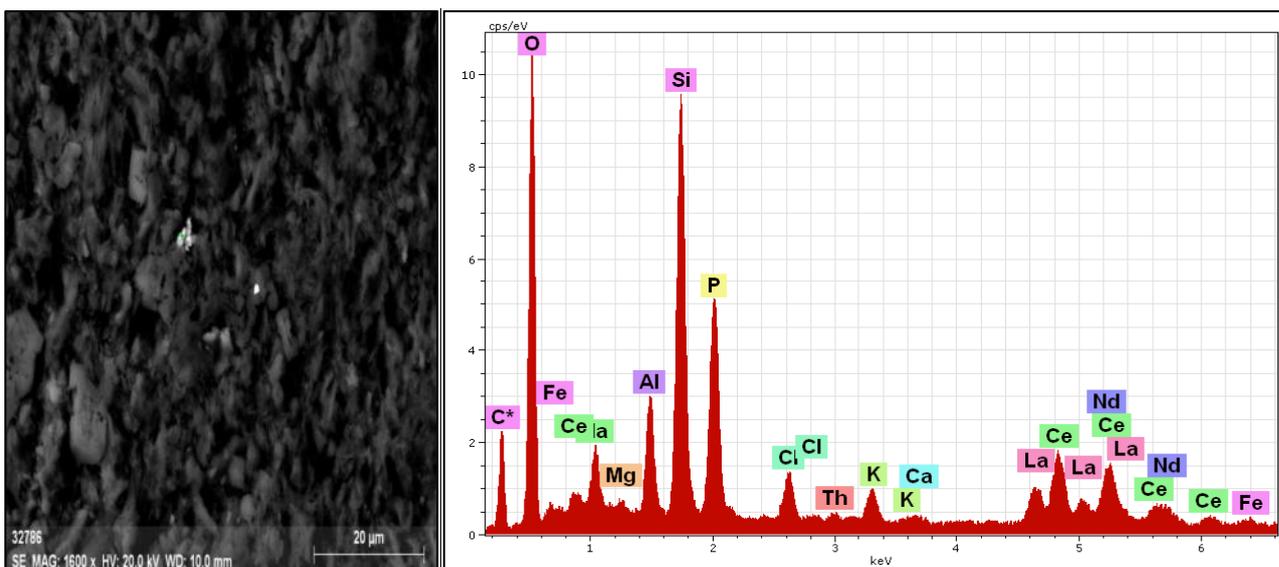


Рисунок 42 и 43 – Кластогенный монацит

### 5.3.2. Васюганская свита (пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>)

На растровом электронном микроскопе были исследованы шлифы образцов №2-4, результаты представлены ниже (рис. 44-69).

#### Образец №2

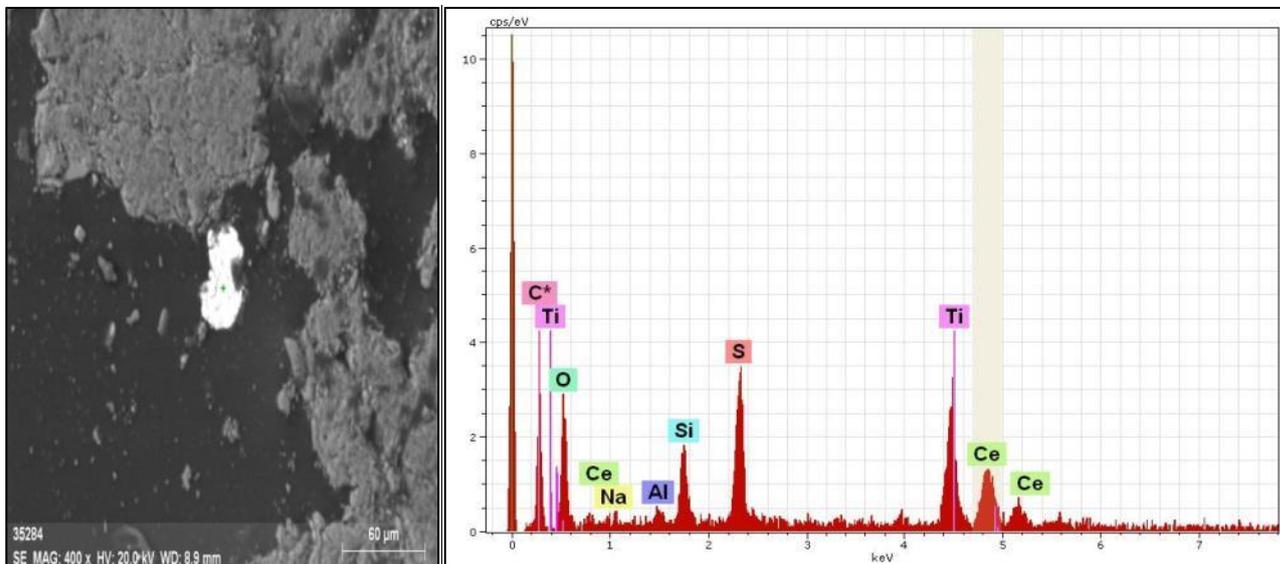


Рисунок 44 и 45 – Пироклор

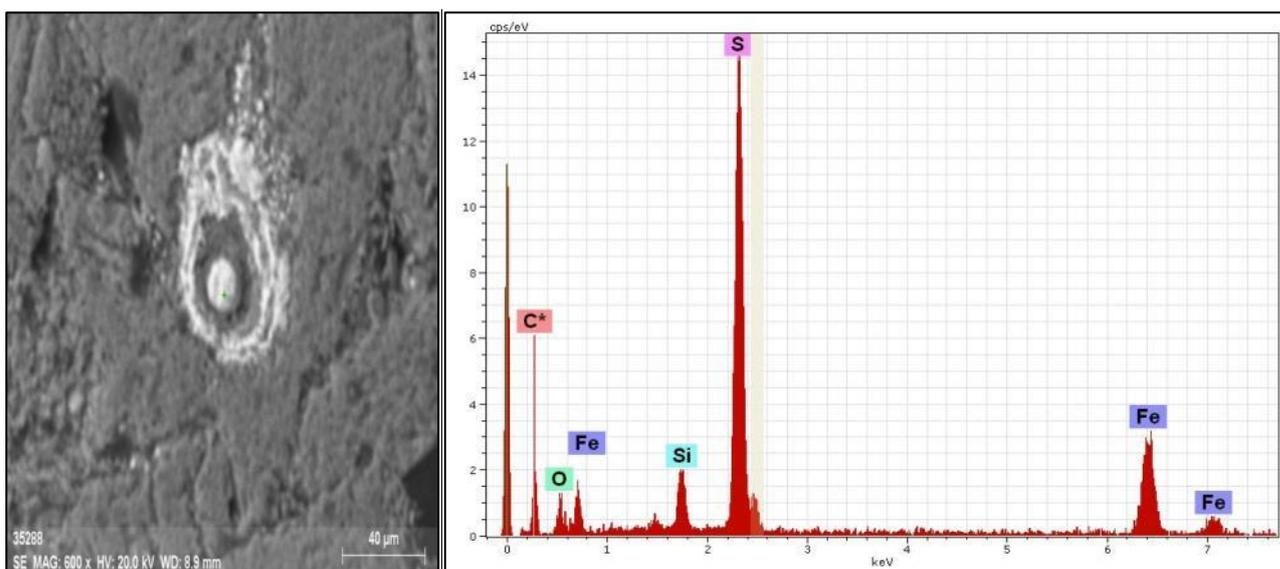


Рисунок 46 и 47 – Пирит

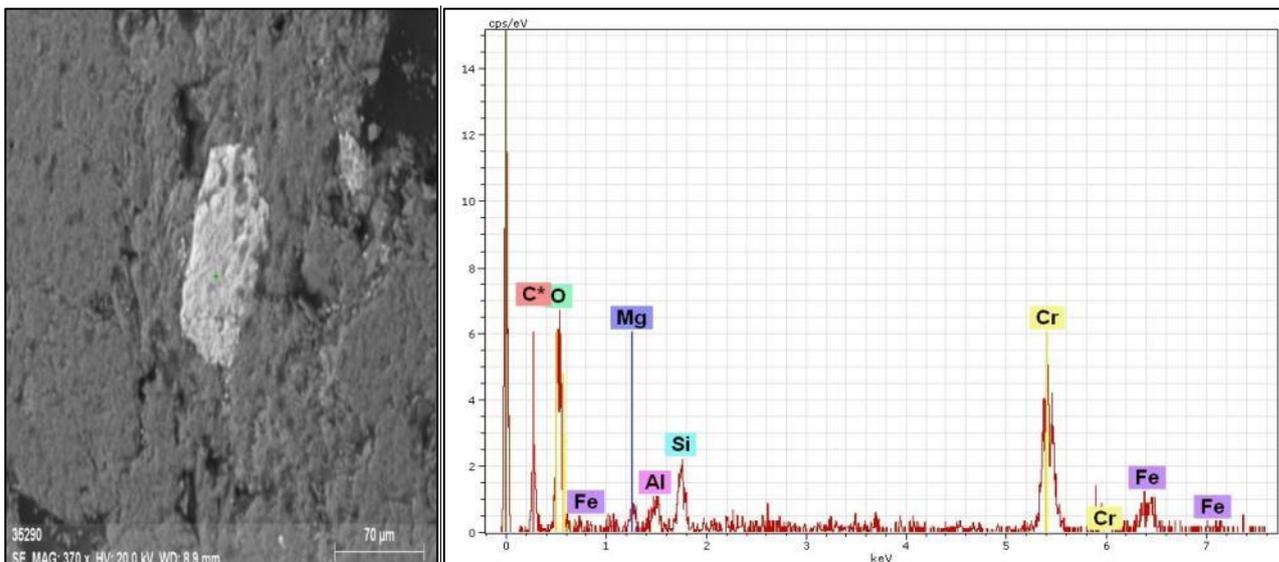


Рисунок 48 и 49 – Хромит

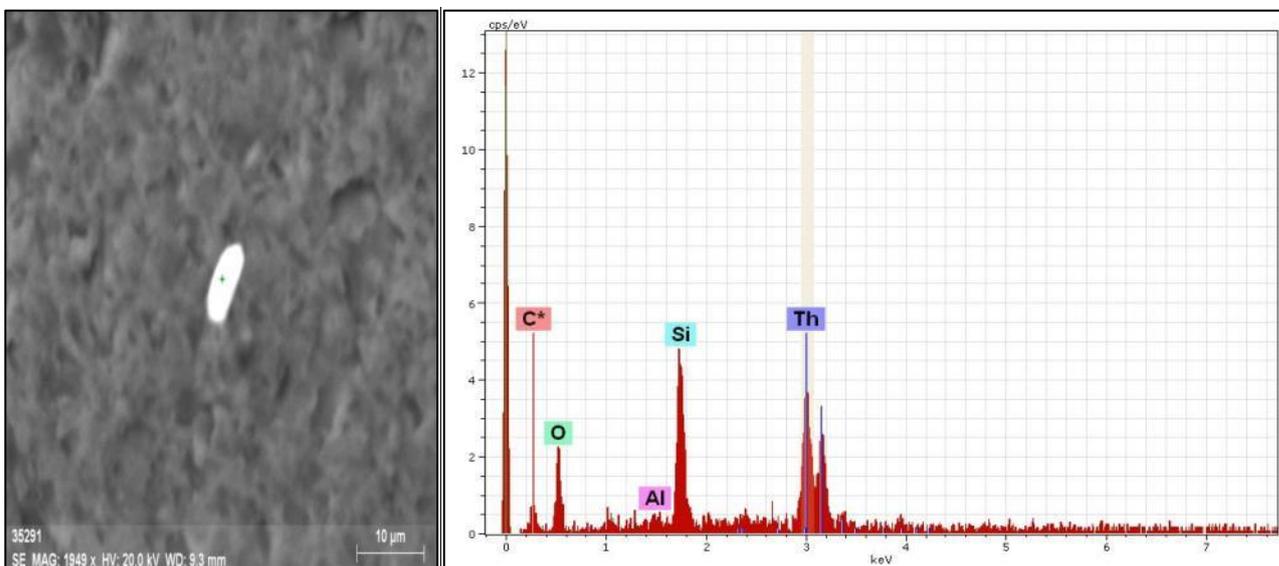


Рисунок 50 и 51 – Торит

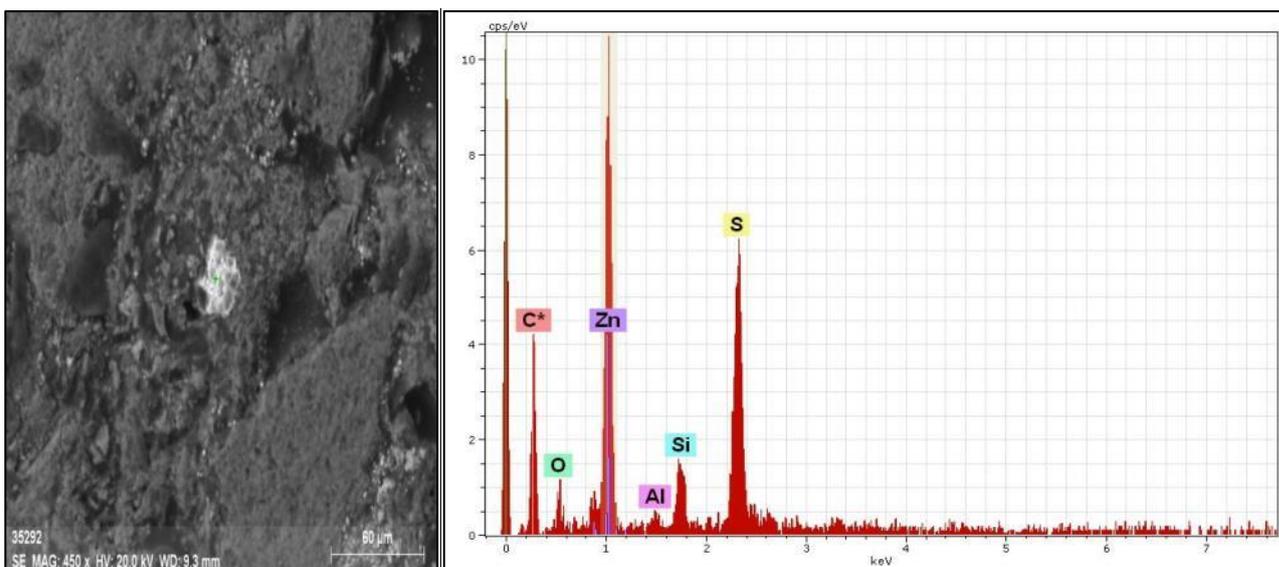


Рисунок 52 и 53 – Сфалерит

Образец №3

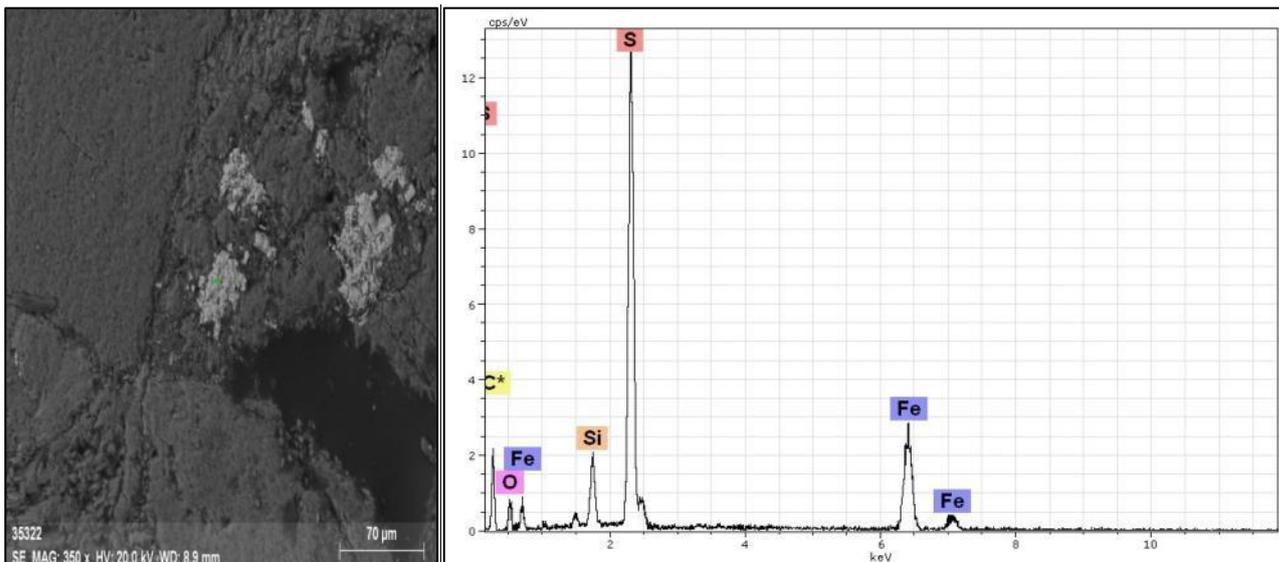


Рисунок 54 и 55 – Пирит

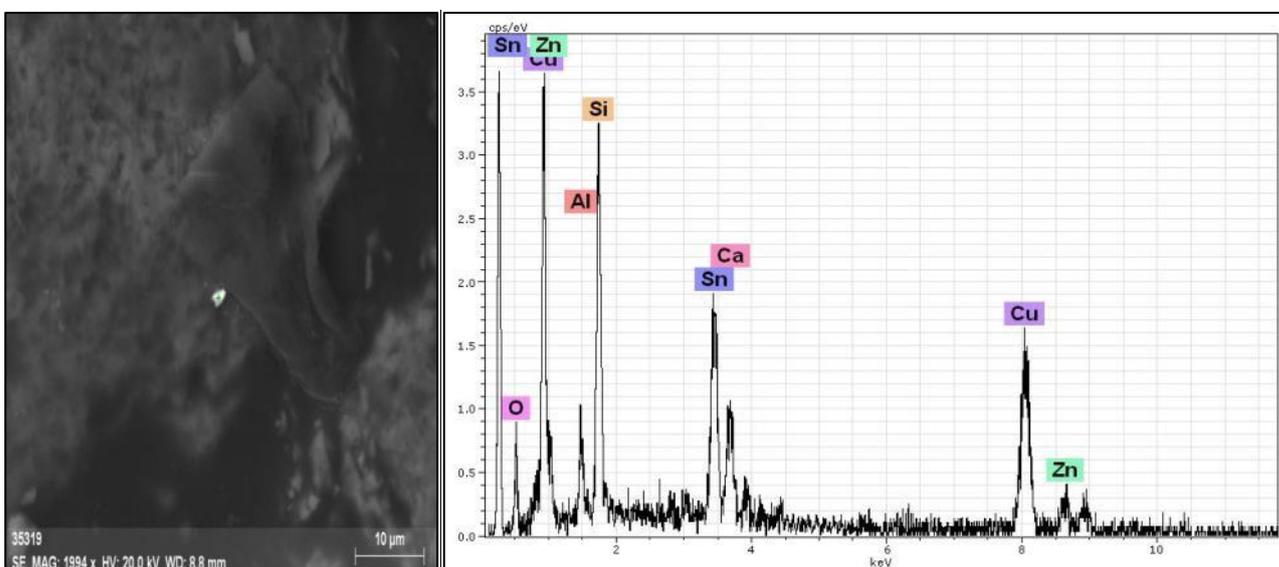


Рисунок 56 и 57 - ?

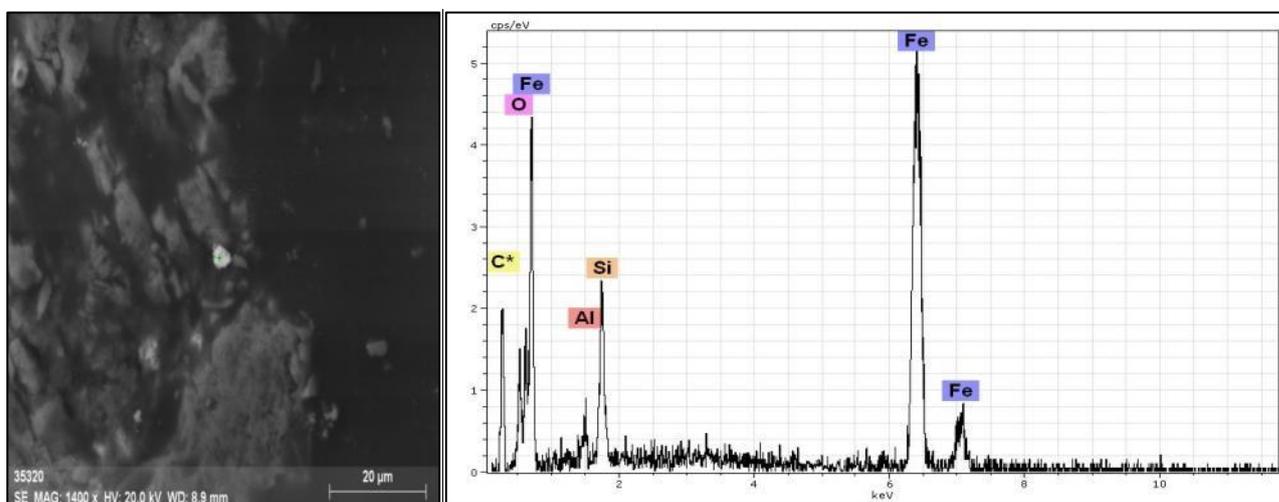


Рисунок 58 и 59 – Гетит

Образец №4

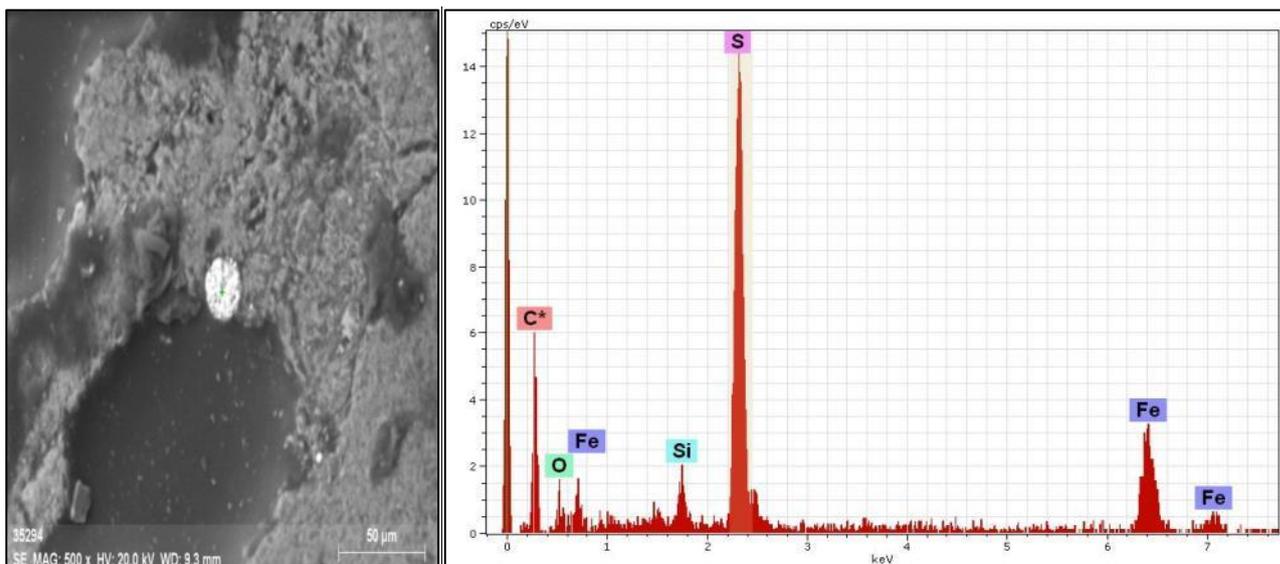


Рисунок 60 и 61 – Пирит

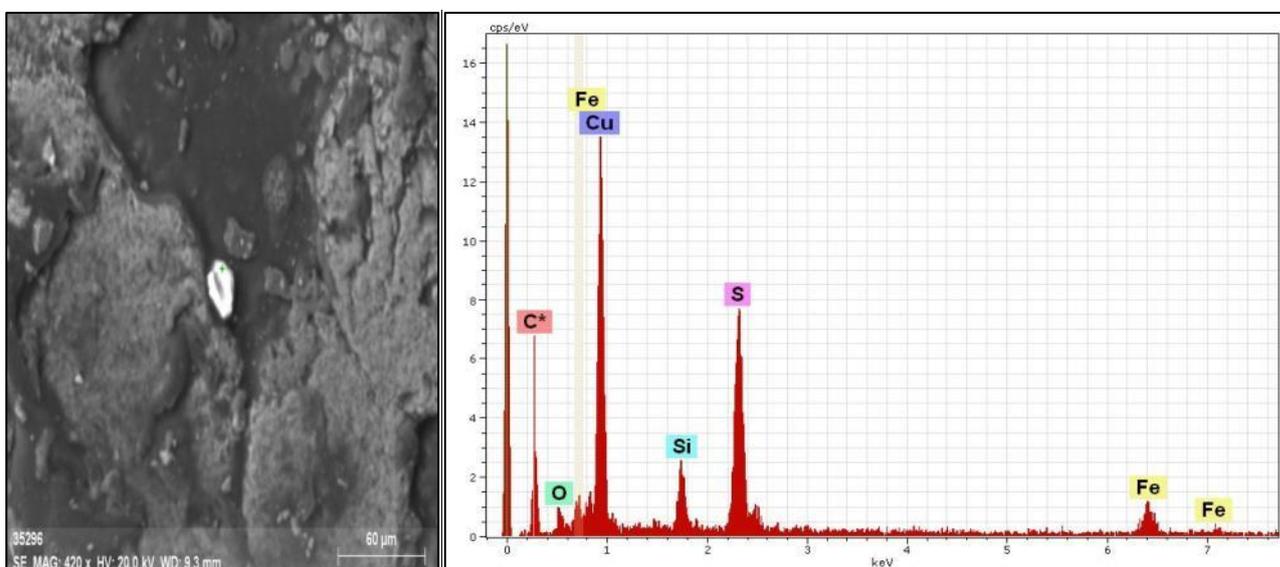


Рисунок 62 и 63 – Халькопирит

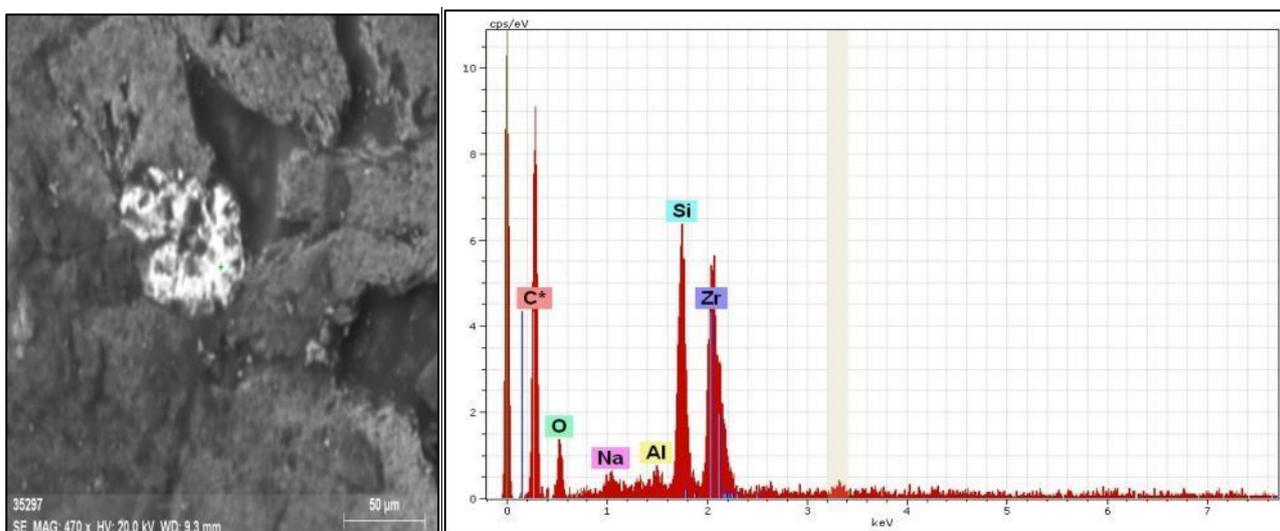


Рисунок 64 и 65 – Циркон

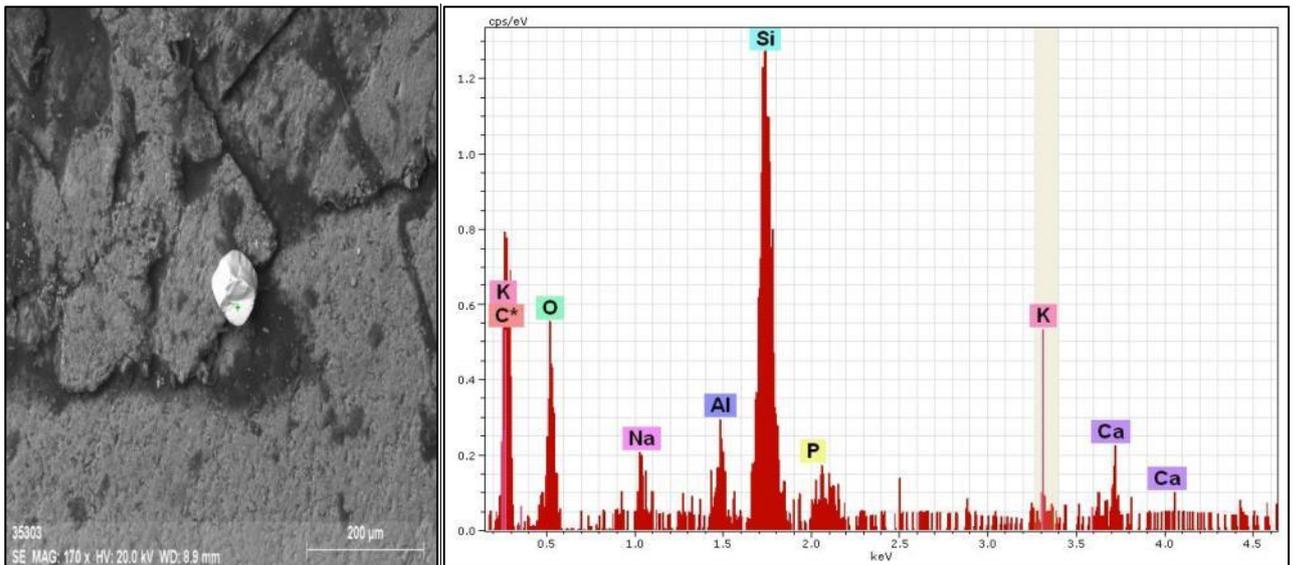


Рисунок 66 и 67 – Каолинит

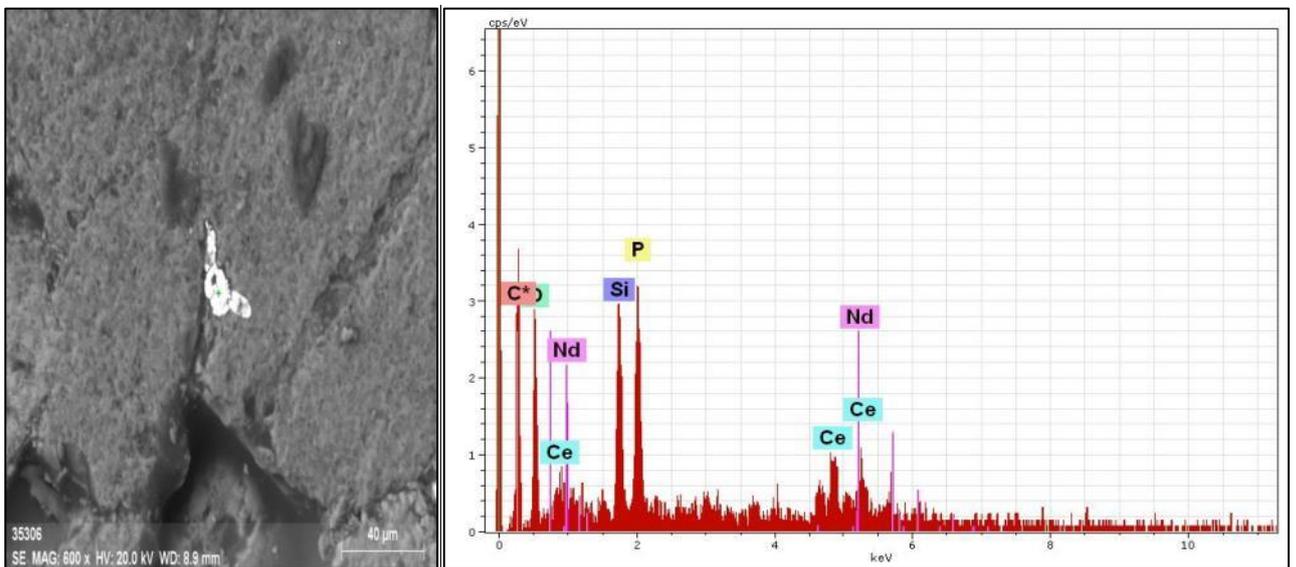


Рисунок 68 и 69 – Монацит

В таблице 6 представлена кластогенная и аутигенная минерализация в образцах №1-4 с указанием содержания (много, мало).

Таблица 6 – Кластогенная и аутигенная минерализация образцов №1-4

<i>Минералы</i>	<i>Содержание</i>
<i>Кластогенные</i>	
Кварц	Много
Циркон	Мало
Монацит	Мало

Окончание таблицы 6

Альбит	Много
Хромит	Мало
Ильменит	Мало
Апатит	Мало
Микроклин	Много
Касситерит	Мало
Ксенотим	Мало
Мусковит	Много
Торит	Мало
Пирохлор	Мало
<i>Аутигенные</i>	
Сфалерит	Мало
Пирит	Мало
Каолинит	Мало
Гетит	Мало

Исходя из таблицы 6, можно сделать следующие выводы: 1) около 90% пород данных образцов составляют кластогенные минералы (кварц, микроклин, альбит, мусковит и другие); 2) на долю аутигенных минералов приходится около 10% пород данных образцов (сфалерит, пирит, гетит, каолинит).

## 5.4. Возможность извлечения рудных компонентов из НК месторождения

### 5.4.1. Способ увеличения нефтеотдачи путем гидроразрыва пласта (ГРП)

В современной отрасли нефтедобычи гидроразрыв пласта (ГРП) представляет собой эффективный метод воздействия на призабойную область скважины [23]. Этот способ необходим для увеличения продуктивной отдачи от месторождения нефти или газа, степени поглощения нагнетательных разновидностей скважин, а также в рамках работ по изоляции грунтовых вод. Сам процесс гидравлического разрыва пласта включает создание новых трещин и увеличение уже имеющихся, которые пролегают в призабойной породе. Воздействие на трещины происходит посредством регулировки давления жидкости, подаваемой в скважину. В результате гидроразрыва пласта из скважины становится возможно добывать ценные ресурсы, расположенные на удаленном расстоянии от ствола.

Разработки по увеличению производительности нефтедобычи из готовых скважин проводились в Штатах уже в конце XIX века: тогда был опробован способ стимулирования посредством взрыва нитроглицерина, который разбивал твердые породы и позволял получать оттуда ценные ресурсы [1]. В тот же период производились испытания по разработке призабойной зоны при помощи кислоты, и последний метод получил активное распространение в 30-е годы прошлого века.

В ходе применения кислоты для стимулирования продуктивности скважин было установлено, что повышение давления может привести к разрывам пластов. С этого началось развитие идеи гидроразрыва пластов породы, и первую попытку предприняли уже в 1947 году. Несмотря на неудачу, исследователи продолжали разработку метода, и их работы увенчались успехом спустя два года. В 50-е годы в Штатах все чаще стали проводиться разработки с применением метода гидравлических разрывов пласта, и к последней трети XX века число таких операций превысило миллион только в самой Америке.

Гидравлический разрыв пласта как методика разработки скважин стал использоваться и в СССР: первые попытки отмечены 1959 годом. После этого наступил период угасания популярности этого способа, поскольку на территории Сибири стали разрабатывать скважины, которые и без дополнительных манипуляций обеспечивали бесперебойную добычу нефти и газа в нужных объемах. С конца 80-х методика вновь получила распространение, когда прежние месторождения перестали давать такое же количество ценных ресурсов, но еще не могли быть сочтены полностью исчерпанными. В настоящее время методика гидравлического разрыва пласта применяется на территории всей России, а также в других государствах.

В современной области разработки ресурсов различают два вида гидравлического разрыва:

- пропантный гидроразрыв пласта. При этом методе применяется специальный материал для расклинивания. Во время процедуры пропант заливают внутрь для того, чтобы создаваемые от давления трещины не соединялись обратно. Такая разновидность способа хорошо подходит для песчаников, алевролитных и других терригенных пород. Гидравлический разрыв с пропантом используется чаще всего;

- гидроразрыв пласта с применением кислоты. Такой метод более приемлем для карбонатных пород, и трещины, которые получаются при сочетании повышения давления и добавления разрушающей жидкости, не нуждаются в дополнительном закреплении, как в первом случае. Главное отличие кислотного гидравлического разрыва от обычной обработки той же кислотой заключается в количестве материала и степени давления.

Гидроразрыв пласта целесообразно проводить для скважин с невысокой продуктивной способностью, которая происходит из-за естественной плотности слоев или при снижении качества фильтрации после вскрытия очередного слоя [3].

При небольшой глубине гидроразрыв пласта может быть осуществлен без труб НКТ либо без предохранителя. В первой ситуации нагнетание производится по обсадным трубам, а во второй оно может быть организовано и по кольцу вокруг них. Данная методика позволяет минимизировать потери в показателях давления, если в процессе используется жидкость очень густой консистенции. Кроме того, для некоторых скважин проводят многоступенчатый разрыв, при котором разные пласты получают трещины, благодаря чему их проницаемость сильно возрастает. На рисунке 70 представлена схема многостадийного ГРП в горизонтальной скважине.

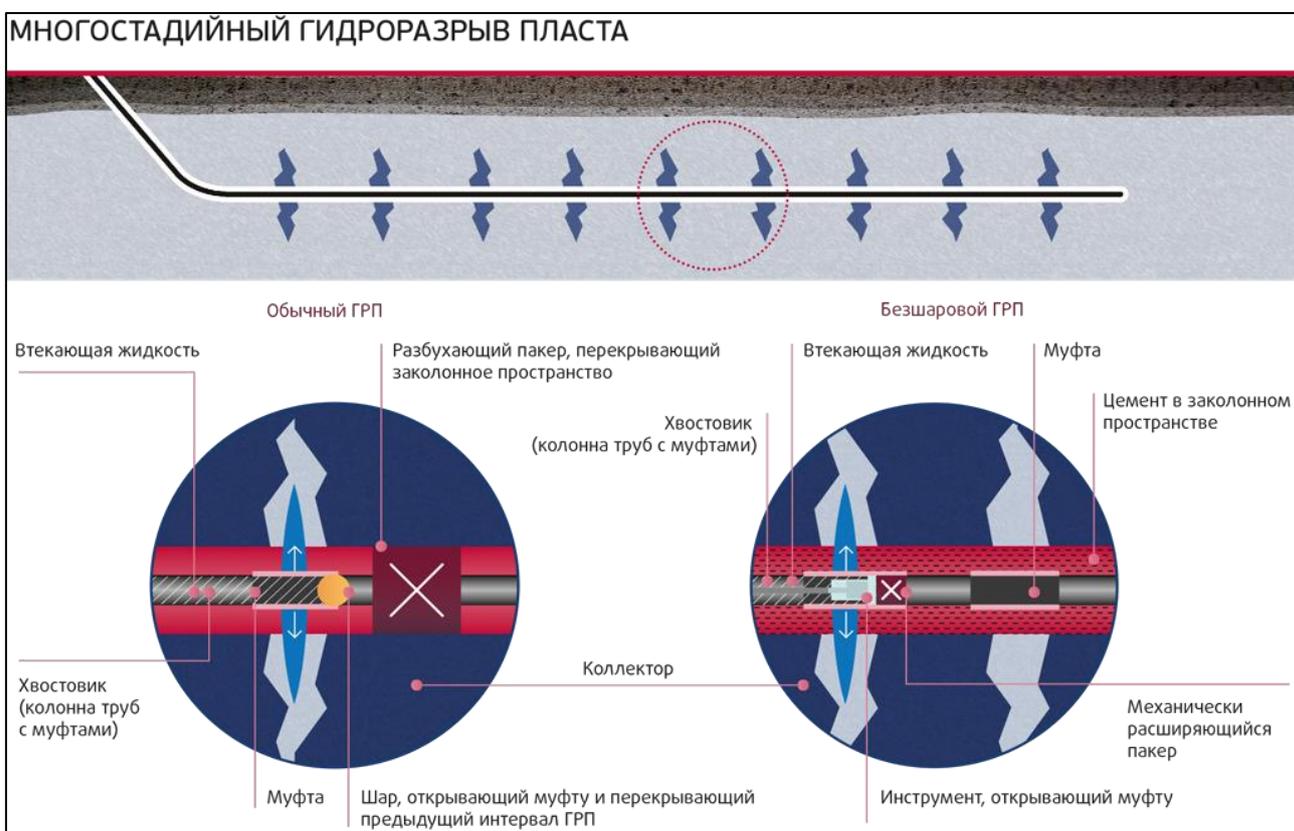


Рисунок 70 – Схема многостадийного ГРП в горизонтальной скважине [25]

#### 5.4.2. Перспективы извлечения рудных компонентов

В качестве извлечения рудных компонентов Орехово-Ермаковского месторождения будет приемлем метод ГРП с использованием кислоты.

Целью кислотной обработки в песчаниках является восстановление или увеличение проницаемости пласта путем растворения различных частиц, закупоривающих уже существующие в пласте поры [2]. Кислотная обработка песчаника направлена на повышение проницаемости в радиусе первых 0,9-1,5 м от ствола скважины – в области, испытывающей наибольшее падение давления во время добычи и критически важной для обеспечения притока. Понижение проницаемости этой области, как правило, вызывается закупориванием ее пор мигрирующими мелкими частицами, набухающим глинистым материалом породы коллектора и бурового раствора и различными отложениями. Реакции кислотной обработки песчаников происходят в областях, где кислота вступает в контакт с минералами, которые она может растворить. В результате первичных реакций растворения глин и полевого шпата типичными смесями *плавиковой (HF) и соляной (HCl) кислотами* образуются алюмосиликаты.

Хелаторы, обычно используемые в нефтегазовой отрасли, представляют собой сложные органические кислоты. Эти соединения не только связывают металлы, но и могут служить активными растворяющими агентами при кислотной обработке призабойной зоны пласта. Медленные реакции при высоких температурах, характерные для хелаторов *гидроксиаминополикарбоновых кислот (ГАКА)*, имеют большое значение – в песчаниках уменьшается риск понижения проницаемости чувствительных пластов. Низкая коррозионная активность еще одна важная характеристика хелаторов ГАКА. Например, при высоких температурах гидроксиэтилэтилендиаминтриуксусная кислота (ГЭДТА) вызывает на порядок меньшую коррозию, чем обычные минеральные кислоты. С точки зрения охраны труда и защиты окружающей среды преимущества новых кислот заключаются в их низкой токсичности, меньшей необходимости нейтрализации возвратных жидкостей, выходящих из скважины, и пониженного содержании в

них продуктов коррозии. Из всех преимуществ хелаторов ГАКА наиболее важным считается пониженная скорость реакции при повышенных температурах.

Также для низкопроницаемых терригенных коллекторов месторождения возможно использование кислотных композиций Химеко ТК-2, Химеко ТК-3 [4]. Кислотная композиция Химеко ТК-2 представляет собой водно-спиртовой раствор солей с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ). Кислотная композиция Химеко ТК-3 представляет собой водно-гликолевый раствор борофтористоводородной кислоты с добавлением ПАВ. Эти композиции обеспечивают: 1) эффективное растворение песчано-терригенной составляющей пласта; 2) низкую тенденцию к осадкообразованию; 3) сохранение реакционной способности в течение длительного времени; 4) легкость проникновения в пласт; 5) низкую скорость коррозии; 6) низкую тенденцию к образованию эмульсий с пластовыми флюидами.

Можно сделать вывод о том, что для извлечения рудных компонентов из низкопроницаемых коллекторов месторождения целесообразнее использовать метод кислотного ГРП. Кислоты, которые возможно использовать при данном методе:

- 1) грязевая кислота ( $\text{HCl} + \text{HF}$  в различных соотношениях);
- 2) хелаторы ГАКА, ГЭДТА;
- 3) кислотные композиции Химеко (ТК-2 и ТК-3).

Использование кислотного ГРП позволит извлекать рудные компоненты не только из отработанных, законсервированных скважин, но и рабочих (совместно с добычей нефти).

## 6. Практические выводы и рекомендации

На Орехово-Ермаковском месторождении эксплуатация скважин происходит, в основном, насосным способом, т.е. извлечение нефти с помощью насосов различных типов: штанговые глубинные насосы (ШГН) и электроцентробежные насосы (ЭЦН).

Проведенные исследования позволили выявить следующую рудную минерализацию: пирит, халькопирит, ильменит, галенит, касситерит, циркон, барит, сфалерит, кластогенный ксенотим и монацит, пирохлор, торит, гетит.

При дальнейшей эксплуатации возможно извлечение углеводородов с помощью кислотного гидроразрыва пласта. Кислоты, которые возможно использовать при данном методе: 1) грязевая кислота ( $\text{HCl} + \text{HF}$  в различных соотношениях); 2) хелаторы ГАКА, ГЭДТА; 3) кислотные композиции Химеко (ТК-2 и ТК-3). Данный метод будет приемлем как для действующих, так и для отработанных (законсервированных) скважин.

Использование кислотного ГРП позволит на завершающих стадиях разработки месторождения (третьей и четвертой) увеличить дебит скважин, что позволит максимально эффективно и полно использовать имеющиеся ресурсы.

Также не исключается возможность извлечения рудных компонентов из отработанных и законсервированных скважин, что может быть экономически целесообразно в связи с подготовленной инфраструктурой месторождения, и данный факт позитивно скажется на экономической составляющей.

## 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 7.1. Нормативная продолжительность бурения поисковой скважины №501П

#### Орехово-Ермаковского нефтегазового месторождения

Поисковые скважины бурятся с целью открытия скоплений нефти и газа на подготовленной геологическими и геофизическими методами площади. Поисковыми считаются все скважины, пробуренные на поисковой площади до получения промышленного притока нефти или газа. Разрезы поисковых скважин детально изучаются (отбор керна, ГИС, опробование, отбор проб флюидов и др.).

Глубина поисковых скважин соответствует глубине залегания самого нижнего перспективного горизонта и в зависимости от геологического строения разных регионов и с учетом технических условий бурения колеблется от 1,5-2 до 4,5-5,5 км и более.

Поскольку бурение скважин чрезвычайно дорого и трудозатратно, непосредственно к бурению в процессе поиска нефтяных месторождений приступают на как можно более поздней стадии изучения недр, когда шансы на открытие нового месторождения наиболее высоки. При этом как бы тщательно ни были проведены предварительные исследования, всегда остается достаточно высокая вероятность, что скважина окажется «сухой».

В таблице 7 представлены работы, которые предусмотрены при бурении поисковой скважины №501П.

Таблица 7 – Работы, предусмотренные по проекту при бурении скважины №501П

<b>Дни (проект)</b>	<b>Кол-во часов</b>	<b>Наименование</b>
8 окт 15 г.	0,0	ПЗР к бурению
	0,0	Бурение до глубины направления

Продолжение таблицы 1

8 окт	0,5	СПО – шаблонировка
	1,5	Разборка КНБК
	1,0	ПЗР к спуску направления
	0,0	Спуск направления
	0,5	ПЗР к цементированию
8 окт	2,0	Цементирование направления 426 мм
	6,0	ОЗЦ направления, оборудование устья
9 окт	4,0	Сборка КНБК, спуск
	0,0	Бурение под кондуктор
10 окт	0,0	Бурение под кондуктор
	0,0	Бурение под кондуктор
	0,0	Промывка на забое=1ч
11 окт	0,0	Подъем КНБК
	0,0	СПО-шаблонировка=1ч, промывка на забое=1,5ч.
	0,0	СПО - подъём
	4,0	Разборка КНБК
	11,0	ГИС стандартный каротаж
	1,5	Сборка КНБК
12 окт	0,0	Шаблонировка + промывка на забое
	1,5	Разборка КНБК
	1,0	ПЗР к спуску
	0,0	Спуск 324мм кондуктора=12ч, промежуточная промывка 0,5ч
	0,0	Промывка перед цементированием=1ч
	0,5	ПЗР к цементированию

Продолжение таблицы 1

12 окт	3,0	Цементирование
13 окт	7,0	ГИС-ЦМ
14 окт	26,0	ОЗЦ - 8ч, (ориент. по пробам) монтаж ПВО-18ч (отворот допускного, монтаж КГ, опрессовка ПВО)
	4,0	Сборка КНБК
14 окт	0,0	Спуск КНБК
	7,0	Опрессовка ПВО, разбур цемент стакана, опрессовка цем. камня, чистка ЦСГО
	0,0	Бурение под тех.колонну
15 окт	0,0	Бурение под тех.колонну
16 окт	0,0	Бурение под тех.колонну
	0,0	Промывка на забое=1,5ч
	0,0	Подъем до 700м
	0,0	Спуск=1ч, промывка на забое=1,5ч.
	0,0	СПО подъем КНБК=3ч + промывка 0,5 часа перед БК кондуктора
17 окт	4,0	Разборка КНБК
	16,0	ГИС ФКД кондуктора=5ч + ГИС стандартный каротаж=11ч
	1,5	Сборка КНБК
18 окт	0,0	Шаблонировка + промывка на забое
	1,5	Разборка КНБК
	1,0	ПЗР к спуску техн. колонны 245 мм
	0	Спуск 245мм тех.колонны=11ч с промежуточной промывкой 0,75ч
	0,0	Промывка на забое

Продолжение таблицы 1

18 окт	3,0	Цементирование
20 окт	40,5	ОЗЦ (оборудование устья+перетяжка т.к=4ч)=16ч, ГИС-ЦМ + РК=10ч.; Демонтаж ПВО-350/Монтаж ПВО-700 =14ч; Опрессовка ПВО (глухие плашки) - 0,5ч
	4,0	Сборка КНБК
20 окт	0,0	Спуск КНБК
21 окт	6,0	Опрессовка ПВО-0,5ч, разбур цемент стакана, опрессовка цем камня-1ч, перевод на раствор
26 окт	0,0	Бурение под экс. колонну с записью ГК
	0,0	Промывка на забое=2ч
	11,0	СПО подъем КНБК=7ч. Разборка КНБК=4ч.
	1,5	Сборка роторной КНБК
28 окт	30,0	СПО - проработка ствола скважины
	1,5	Разборка роторной КНБК
	4,0	Сборка КНБК на отбор керна (2х6м)
	0	СПО спуск керноотборного снаряда
	4,0	Бурение с отбором керна АчБВ10(1) + промывка
29 окт	0	СПО подъем
	4,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
	4,0	Сборка КНБК на бурение
	0	СПО спуск КНБК
	1,0	Расширение интервала отбора керна
30 окт	0,0	Бурение под экс. колонну с записью ГК
	0,0	Промывка
31 окт	11,5	СПО подъем КНБК=7,5ч. Разборка КНБК=4ч.

Продолжение таблицы 1

31 окт	1,5	Сборка роторной КНБК
1 ноя	36,0	СПО - проработка ствола скважины
	1,5	Разборка роторной КНБК
	4,0	Сборка КНБК на отбор керна (2х6м)
2 ноя	0,0	СПО спуск керноотборного снаряда
	6,0	Бурение с отбором керна ЮВЗ+промывка
	0,0	СПО подъем
	4,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
3 ноя	4,0	Сборка КНБК на отбор керна (2х6 м)
	0,0	СПО спуск керноотборного снаряда
	6,0	Бурение с отбором керна ЮВ4 + промывка
4 ноя	0,0	СПО подъем
	4,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
	4,0	Сборка КНБК на бурение
	7,5	СПО спуск КНБК
	1,0	Расширение интервала отбора керна
5 ноя	0,0	Бурение под экс. колонну с т/с
	0,0	Промывка
6 ноя	11,5	СПО подъем КНБК до башмака технической колонны
	0,0	СПО спуск шаблонировка + промывка на забое 2,5ч
	0,0	СПО подъем
7 ноя	4,0	Разборка КНБК
11 ноя	96,0	ГИС-ОК расширенный каротаж на бурильном инструменте

Продолжение таблицы 1

11 окт	4,0	ГИС-ФКД в тех колонне
	3,0	Сборка КНБК
	9,0	СПО-шаблонировка=7ч + промывка на забое 2ч
12 ноя	0,0	СПО-подъём
12 ноя	3,0	Разборка КНБК
	1,0	ПЗР к спуску ЭК 168 мм
13 ноя	27,0	Спуск ЭК 168 мм=23,6ч, + промежуточные промывки 3ч
	0,0	Промывка перед цементированием=1,5ч
	0,5	ПЗР к цементированию
	3,5	Цементирование ЭК-168 мм
14 ноя	16,0	ОЗЦ=4ч. ГИС РК=12ч
	9,0	Перемонтаж ПВО. Заготовка раствора, чистка емкостей. Опрессовка ПВО.
	2,0	Сборка роторной КНБК
	0	СПО спуск роторной КНБК на разбуривание оснастки до гл. 1695м
	0,0	СПО спуск роторной КНБК на разбуривание оснастки с гл. 1695м
15 ноя	1,0	Опрессовка Э.К. и ПВО
	5,0	Разбуривание оснастки + Промывка
	0,0	СПО подъем роторной КНБК
16 ноя	14,0	ГИС АКЦ, РК на жестком кабеле
	4,0	Сборка КНБК на бурение
	11,0	СПО спуск КНБК+Перетяжка т.к 4ч
17 ноя	0,0	Бурение под хвостовик с записью ГК

Продолжение таблицы 1

18 ноя	10,0	СПО подъем КНБК (шаблонировка пробуренного интервала=2,5ч)
	4,0	Разборка КНБК
	4,0	Сборка КНБК на отбор керна (6х2м)
	0,0	СПО спуск керноотборного снаряда
19 ноя	18,0	Бурение с отбором керна ЮВ10(2) + промывка
	0,0	СПО подъем
	2,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
20 ноя	4,0	Сборка КНБК на отбор керна (6х2м)
	0,0	СПО спуск керноотборного снаряда
21 ноя	18,0	Бурение с отбором керна ЮВ10(2) + промывка
	0,0	СПО подъем
	2,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
	4,0	Сборка КНБК на бурение
22 ноя	0,0	СПО спуск КНБК
	1,00	Расширение интервала отбора керна
	0,0	Бурение под хвостовик
	0,0	Промывка
23 ноя	11,0	СПО подъем КНБК (шаблонировка пробуренного интервала=2ч)
	4,0	Разборка КНБК
	4,0	Сборка КНБК на отбор керна (6х2м)
	0,0	СПО спуск керноотборного снаряда
24 ноя	18,0	Бурение с отбором керна ЮВ10(3) + промывка

Продолжение таблицы 1

25 ноя	2,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
	4,0	Сборка КНБК на отбор керна (6х2м)
	0,0	СПО спуск керноотборного снаряда
26 ноя	18,0	Бурение с отбором керна ЮВ10(3) + промывка
26 ноя	0,0	СПО подъем
	2,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
27 ноя	4,0	Сборка КНБК на бурение
	0,0	СПО спуск КНБК
	1,0	Расширение интервала отбора керна
28 ноя	0,0	Бурение под хвостовик
	2,0	Промывка
	10,0	СПО подъем КНБК
	4,0	Разборка КНБК
	1,5	Сборка роторной КНБК
29 ноя	0,0	СПО-спуск до башмака ЭК
	8,0	Проработка ствола скважины
	0,0	СПО-подъём
	1,5	Разборка роторной КНБК
30 ноя	4,0	Сборка КНБК на отбор керна
	10,0	СПО спуск керноотборного снаряда
1 дек	24,0	Бурение с отбором керна КВ + промывка
	10,0	СПО подъем
	2,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна

Продолжение таблицы 1

2 дек	2,0	Сборка КНБК на отбор керна
	10,0	СПО спуск керноотборного снаряда
3 дек	32,0	Бурение с отбором керна КВ + промывка
4 дек	10,0	СПО подъем
4 дек	2,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
	2,0	Сборка КНБК на отбор керна
	10,0	СПО спуск керноотборного снаряда
5 дек	24,0	Бурение с отбором керна КВ + промывка
6 дек	10,0	СПО подъем
	2,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
	2,0	Сборка КНБК на отбор керна
	10,0	СПО спуск керноотборного снаряда
7 дек	24,0	Бурение с отбором керна КВ + промывка
8 дек	10,0	СПО подъем
	2,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
	2,0	Сборка КНБК на отбор керна
	10,0	СПО спуск керноотборного снаряда
9 дек	24,0	Бурение с отбором керна КВ + промывка
10 дек	10,0	СПО подъем
	2,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
	2,0	Сборка КНБК на отбор керна
	10,0	СПО спуск керноотборного снаряда
11 дек	24,0	Бурение с отбором керна КВ + промывка

Продолжение таблицы 1

12 дек	10,0	СПО подъем
	2,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
	2,0	Сборка КНБК на отбор керна
	10,0	СПО спуск керноотборного снаряда
13 дек	24,0	Бурение с отбором керна КВ + промывка
14 дек	10,0	СПО подъем
	2,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
	2,0	Сборка КНБК на отбор керна
	10,0	СПО спуск керноотборного снаряда
16 дек	30,0	Бурение с отбором керна КВ + промывка
	10,0	СПО подъем
	2,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
	2,0	Сборка КНБК на отбор керна
17 дек	10,0	СПО спуск керноотборного снаряда
18 дек	30,0	Бурение с отбором керна КВ + промывка
	10,0	СПО подъем
	2,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
	2,0	Сборка роторной КНБК
19 дек	0,0	СПО спуск до башмака э/к
	15,0	Проработка ствола скважины + промывка на забое
20 дек	0,0	СПО подъём
	2,0	Разборка роторной КНБК
	2,0	Сборка КНБК на отбор керна

Продолжение таблицы 1

20 дек	10,0	СПО спуск керноотборного снаряда
22 дек	30,0	Бурение с отбором керна КВ + промывка
	10,0	СПО подъем
	2,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
22 дек	2,0	Сборка КНБК на отбор керна
23 дек	10,0	СПО спуск керноотборного снаряда
24 дек	32,0	Бурение с отбором керна КВ + промывка
	10,0	СПО подъем
	2,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
25 дек	2,0	Сборка КНБК на отбор керна
	10,0	СПО спуск керноотборного снаряда
26 дек	35,0	Бурение с отбором керна КВ + промывка
27 дек	10,0	СПО подъем
	2,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
	2,0	Сборка КНБК на отбор керна
	10,0	СПО спуск керноотборного снаряда
29 дек	35,0	Бурение с отбором керна КВ + промывка
	10,0	СПО подъем
	2,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
	2,0	Сборка КНБК на отбор керна
30 дек	10,0	СПО спуск керноотборного снаряда
31 дек	28,0	Бурение с отбором керна КВ + промывка
	10,0	СПО подъем

## Окончание таблицы 1

1 янв 16 г.	2,0	Разборка керноотборного снаряда, извлечение керна
	4,0	Сборка КНБК на бурение
	9,0	СПО спуск КНБК
	2,0	Расширение интервала отбора керна
2 янв	0,0	Бурение под хвостовик
	3,0	Промывка
	11,5	СПО подъем КНБК (шаблонировка пробуренного интервала=2,5ч)
	4,0	Разборка КНБК
7 янв	108,5	ГИС ОК Расширенный ГИС на бурильном инструменте - FMI-SSCAN-HNGS 15ч, PEX-CMR-RT-NEXT 20ч
	3,0	Сборка КНБК на шаблонировку
8 янв	11,5	СПО спуск КНБК
	3,0	Промывка
	12,0	СПО подъем КНБК
9 янв	0,0	Сборка и спуск хвостовика
	0,0	Промывка
	5,0	Цементирование хвостовика 114мм
	2,0	Промывка
10 янв	16,0	СПО подъем инструмента в безопасную зону с выбросом
	8,0	ОЗЦ
	2,5	Опрессовка э.к. + хвостовика
11 янв	20,0	СПО выброс инструмента
	4,0	Демонтаж ПВО

В таблице 8 представлены сводные данные о работах, которые проводились при бурении скважины №501П (план).

Таблица 8 – Наименование работ и кол-во затраченного времени

Наименование работ	Кол-во часов
Спуско-подъёмные операции	812,0
Бурение с отбором керна	484,0
Бурение без отбора керна	295,0
Геофизические исследования скважины	256,5
Работы с компоновкой низа бурильной колонны	162,5
Ожидание затвердевания цемента	96,5
Промывка	52,0
Опрессовка	16,5
Цементирование	16,5
Подготовительно-заключительные работы	6,0

В таблице 9 представлены общие сведения о времени, скорости и проходке скважины №501П (план).

Таблица 9 – Сведения о бурении скважины №501П

Сумма часов	План, дни	Проходка, м	Коммерческая скорость бурения, м/станко-месяц	Скорость, сут/1000м
2291,7	95,5	3700,0	1162,5	18,0

В таблице 10 представлен план по объему отходов, их транспортировке и утилизации.

Таблица 10 – План по объему отходов, их транспортировке и утилизации

Объем бурового шлама на 1 метр проходки, м <sup>3</sup>	0,45	
Ориентировочный расчет отходов м <sup>3</sup>	1650	
В том числе	Раствор, м <sup>3</sup>	1155
	Шлам, м <sup>3</sup>	495
Транспортировка	Раствора, м <sup>3</sup>	1155
	Шлама, м <sup>3</sup>	-
Откачка из амбара, м <sup>3</sup>	1155	
Переработка м <sup>3</sup>	495	

## 7.2. График выполнения работ

На рисунке 71 представлен график выполнения работ при бурении скважины №501П

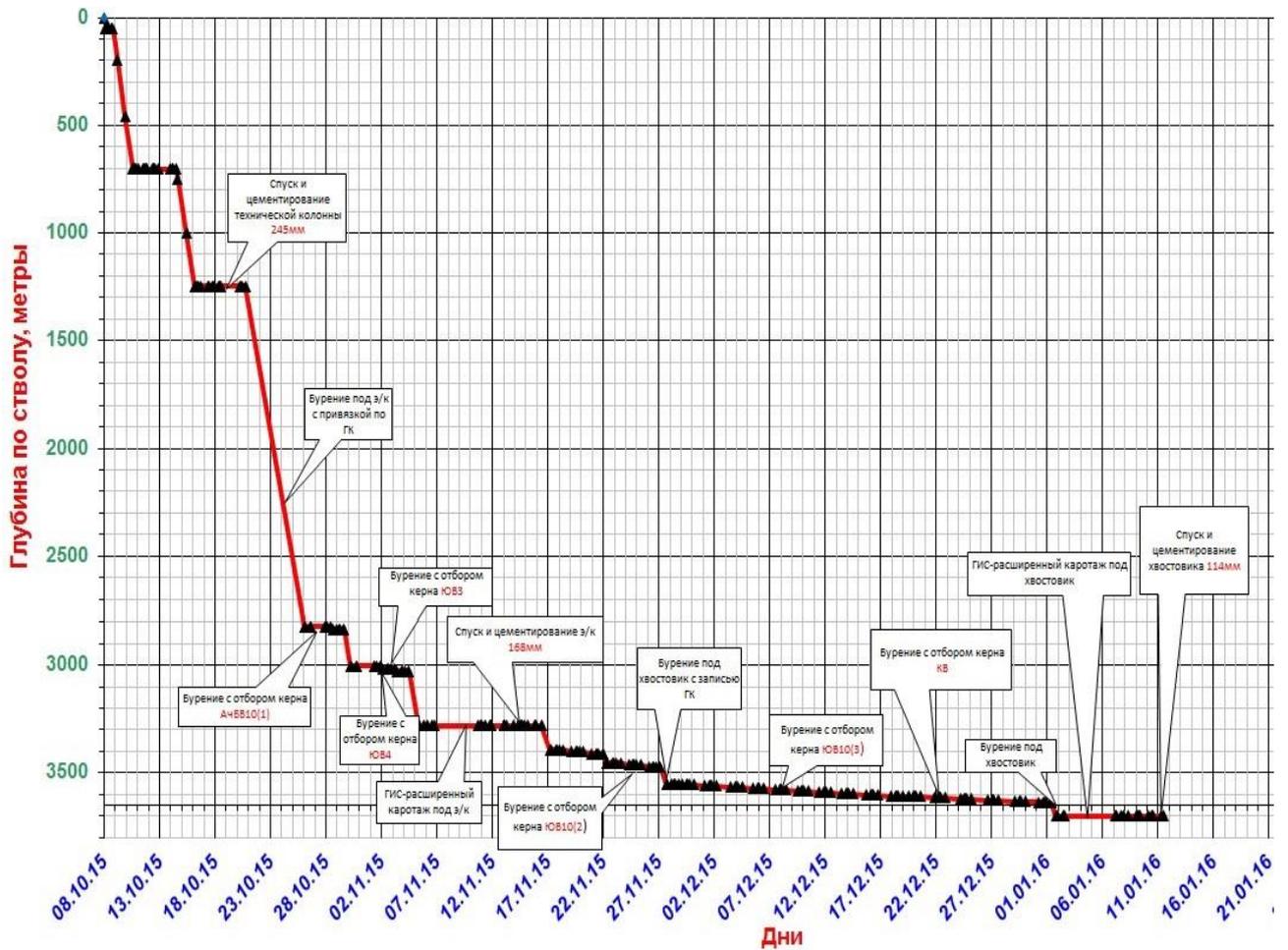


Рисунок 71 – График выполнения работ при бурении скважины №501П

Начало работ – 8 ноября 2015 года; окончание работ – 11 января 2016

года.

### 7.3. Сметная стоимость выполнения работ

В таблице 11 представлена сметная стоимость выполнения работ при бурении скважины №501П

Таблица 11 – Сметная стоимость выполнения работ

№ п/п	Наименование работ	Сметная стоимость, тыс. руб
<b>Глава 1. Ставки</b>		
1	Бурение	650
2	Долота	0,173
3	Растворы	0,55
4	Телеметрия	1,90
5	Цементирование	4 897
6	Завоз МТР	1 719
	<b>Итого по главе 1</b>	<b>7 269</b>
<b>Глава 2. Вышкомонтажные работы</b>		
7	Первичный монтаж БУ с ПНР	-
8	Повторный монтаж БУ с ПНР	13 410
9	Передвижка 5-10 м	-
10	Передвижка 15 м-25 м	-
11	Передвижка 50 м	-
12	Сдвижка БУ	164
13	Демонтаж БУ	2 479
14	Артезианская скважина	458
15	Мобилизация\демобилизация	6 461
	<b>Итого по главе 2</b>	<b>22 970</b>
<b>Глава 3. Буровые работы</b>		
16	Бурение	42 912
17	Долота	653
18	Раствор	5 000
19	Телеметрия для набора параметров кривизны	7 959
	Керн	3 350
	<b>Итого по главе 3</b>	<b>59 875</b>
<b>Глава 4. Цементирование</b>		
20	Направление	480
21	Кондуктор	950
22	Техническая колонна	1 250
23	Эксплуатационная колонна	4 250
24	Мосты	-
	<b>Итого по главе 4</b>	<b>6 930</b>

Окончание таблицы 3

<b>Глава 5. Геолого-технологические исследования</b>		
25	Геолого-технологические исследования	1115
<b>Глава 6. Геофизические исследования скважины</b>		
26	Геофизические исследования скважины	900
27	Специальные геофизические исследования	17 110
<b>Глава 7. Утилизация отходов</b>		
28	Вывоз жидкой фракции	1 134
29	Откачка жидкой фракции	152
30	Утилизация отходов	1 584
	<b>Итого по главам 5-7</b>	<b>21 995</b>
<b>Глава 8. Освоение скважины</b>		
31	Капитальный ремонт скважины	5796
32	Супервайзинг КРС	580
33	Глушение	150
34	Бустер	150
35	Геофизика	8700
	<b>Итого по главе 8</b>	<b>15376</b>
<b>Глава 9. Прочие расходы и затраты</b>		
36	Горюче-смазочные материалы	3010
37	Супервайзинг	11 766
38	Материально-технические ресурсы	12 381
39	Охрана окружающей среды	150
40	Проектно-изыскательские работы	3 800
41	Регистрация объекта	100
42	Налоги	100
43	Подготовительные работы	24 441
	<b>Итого по главе 9</b>	<b>55748</b>
	<b>Итого по главам 1-9</b>	<b>182893,87</b>

Таким образом, стоимость поисковой скважины №501П Орехово-Ермаковского нефтегазового месторождения составила сто восемьдесят два миллиона восемьсот девяносто три тысячи восемьсот семьдесят рублей (182 893 870 рублей).

## 8. Социальная ответственность

### 8.1. Производственная безопасность

При проведении работ на месторождении обязательно нужно учитывать опасные и вредные факторы (ГОСТ 12.0.003-74 [6]), для данного проекта приведенные в таблице 12.

Таблица 12 – Основные элементы производственного процесса на территории месторождения, формирующие опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) [6]		Нормативные документы
	Опасные	Вредные	
<p>Добыча нефти:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- проводится на Орехово-Ермаковском нефтегазовом месторождении;</li> <li>- контроль в процессе бурения скважины;</li> <li>- контроль работы скважины, ее ремонт и техническое обслуживание;</li> <li>- отбор проб нефти из скважины;</li> <li>- контроль над состоянием куста.</li> </ul>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</p> <p>2. Электрический ток</p> <p>3. Пожарная и взрывная опасность.</p>	<p>1. Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе;</p> <p>2. Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте;</p> <p>3. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p>	<p>ГОСТ 12.2.003-91 [13]</p> <p>ГОСТ 12.1.019-79 [12]</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83 [7]</p> <p>ГОСТ 12.1.012-90 [11]</p> <p>ГОСТ 12.1.038-82 [16]</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88 [9]</p> <p>ГОСТ 12.1.004-91 [8]</p> <p>ГОСТ 12.1.010-76 [10]</p> <p>ГОСТ 12.4.024-86 [15]</p> <p>СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [17]</p>

### 8.1.1. Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

#### *1) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования*

При работе используются движущиеся механизмы буровой установки, а также оборудование, которое имеет острые кромки (породоразрушающий инструмент), используются различные виды электрооборудования, а также легковоспламеняющиеся жидкости (дизельное топливо, смазки). Все эти опасные факторы могут привести к несчастным случаям, поэтому очень важным считается проведение различных мероприятий и соблюдение техники безопасности. Непосредственными причинами травм могут служить вращающиеся части различных устройств, износ каната, воздействия гидравлического масла под давлением, неправильная эксплуатация или неисправное оборудование, механизмы, инструменты, устройства блокировки, сигнализирующие приспособления и приборы. Монтажно-демонтажные работы осуществляются в соответствии со схемой и технологическими регламентами, утвержденными главным инженером. Буровая установка должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91 [13].

Мероприятия по устранению опасного фактора:

- направлять буровой снаряд при спуске его в скважину, а также удерживать от раскачивания и отгаскивания его в сторону руками, для этого следует пользоваться специальными крюками или канатом;
- стоять в момент свинчивания и развинчивания бурового снаряда в радиусе вращения ключа и в направлении вытянутого каната;
- производить бурение при неисправном амортизаторе ролика рабочего каната.

На рабочих местах организуют уголки по охране труда, вывешивают инструкции по ТБ, плакаты, предупредительные надписи и знаки безопасности, а так же используются сигнальные цвета.

## *2) Электрический ток*

Электронасыщенность геологоразведочного производства формирует электрическую опасность, источником которой могут быть электрические сети, электрифицированное оборудование и инструмент (электроуровнемер, электронасосы, компрессор и другие).

Поражение электрическим током может произойти при прикосновениях: к токоведущим частям, находящимся под напряжением; отключенным токоведущим частям, на которых остался заряд или появилось напряжение в результате случайного включения; к металлическим нетоковедущим частям электроустановок после перехода на них напряжения с токоведущих частей.

Нормативными документами являются ГОСТ 12.1.019-79 [12]; ГОСТ 12.1.038-82 [16].

### *Мероприятия по устранению опасного фактора*

К защитным мерам от опасности прикосновения к токоведущим частям электроустановок относятся: изоляция, ограждение, блокировка, пониженные напряжения, электрозщитные средства, сигнализация и плакаты. Для обеспечения недоступности токоведущих частей оборудования и электрических сетей применяют сплошные ограждения (кожухи, крышки, шкафы и т.д.). Для защиты от поражения электрическим током, при работе с ручным электроинструментом, переносными светильниками применяют пониженные напряжения питания электроустановок: 42, 36 и 12 В. При обслуживании и ремонте электроустановок и электросетей обязательно использование электрозщитных средств, к которым относятся: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками, диэлектрические перчатки, боты, калоши, коврики, указатели напряжения.

## *3) Пожарная опасность*

Пожарная безопасность обеспечивается с помощью реализации организационно-технических мероприятий по предупреждению пожаров, организации оповещения и их тушения. Основой организационно-технических

мероприятий являются следующие нормативные документы: ГОСТ 12.1.004-91 [8].

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность и неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей, разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего, происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса. Особую опасность при геологоразведочных работах представляют лесные пожары, вызывающие не только уничтожение больших лесных массивов, но и гибель людей. Около 90% лесных пожаров возникает из-за неосторожного обращения с огнем.

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории работ располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91 [8].

#### *4) Взрывная опасность*

Основой организационно-технических мероприятий являются следующие нормативные документы: ГОСТ 12.1.010-76 [10].

Взрыв или возгорание газообразных или смешанных горючих химических веществ наступает при определенной концентрации этих веществ в воздухе, что приводит к разрушению и повреждению зданий и сооружений, технологических установок, емкостей и трубопроводов.

К взрыву могут привести нарушения нормальной эксплуатации сосудов и установок, работающих под давлением.

#### Мероприятия по устранению опасного фактора

На каждом объекте при возникновении пожара должна быть обеспечена безопасность людей и дорогостоящей техники.

На объектах должны быть разработаны положения об общей организации пожарной безопасности и назначены лица, ответственные за пожарную безопасность, которые утверждаются руководителем предприятия, а

также инструкции о мерах противопожарной безопасности. С работниками предприятия один раз в год (повторный инструктаж) проводится противопожарный инструктаж лицом, ответственным за обеспечение пожарной безопасности в подразделении, с целью закрепления знаний мер пожарной безопасности.

Для определения автоматической системой подачи сигнала наличия в производственных помещениях (компрессорных, насосных и др.) взрывоопасных газов и паров применяют сигнализаторы СВК-3М1, СГП-1ХЛ4 и др.

На нефтедобывающих предприятиях для предотвращения образования взрывоопасных концентраций в помещениях и других закрытых местах герметизируют оборудование и все пути передвижения нефти и газа, осуществляют эффективную вентиляцию помещений, проводят мероприятия по предотвращению появления огня во взрывоопасных местах. Во взрывоопасных помещениях допускаются только безопасные в пожарном отношении приборы, тип или защита которых полностью соответствуют степени пожарной опасности процесса. Во всех производственных, административных, складских и вспомогательных помещениях вывешиваются таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны.

#### 8.1.2. Анализ вредных факторов воздействия и мероприятия по их устранению

##### *1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе*

Климатические параметры района: климат резко континентальный, среднемесячная температура воздуха в январе – 20<sup>0</sup>С, минимальная – 35<sup>0</sup>С; в июле +12<sup>0</sup>С, максимальная +22<sup>0</sup>С, максимальная месячная сумма осадков не превышает 162 мм.

##### Мероприятия по устранению вредного фактора

Предотвращение переохлаждения и его последствий осуществляется разными способами. В условиях Крайнего Севера это: рациональный режима труда и отдыха, сокращение рабочего дня и введение перерывов для отдыха в

зонах с благоприятными метеорологическими условиями, а также использование средств индивидуальной защиты (спецодежды, специальной обуви, средств защиты рук и головных уборов). Организация рационального питьевого режима. При работе на открытом воздухе для людей используют тепляки, утепленные жилые и производственные вагончики.

## 2) Повышенный уровень шума и вибрации

Основные источники шума в газовой и нефтяной промышленности - буровые установки, нефте- и газоперекачивающие агрегаты, компрессорное хозяйство. Воздействие шума наиболее сильно на предприятиях транспортирования газа, так как обслуживающий персонал проводит в шумном помещении от одного до четырех часов. Наибольшему воздействию подвергаются ремонтные рабочие.

Наиболее интенсивны уровни шума при авариях, когда газ выходит из отверстий, щелей и скважин под высоким давлением. Характеристика шума в этих случаях зависит от диаметра выходного отверстия. Особенно раздражающий и опасный шум возникает при выходе газа из отверстий малого диаметра под большим давлением, так как в нем велика доля высокочастотных составляющих.

Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость (таблица 13).

Таблица 13 – Допустимые и фактические уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука [7]

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ., в октавных							Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
	87	82	78	75	73	71	69	80

Вибрация возникает при работе буровым оборудованием, при движении по дорогам в автомобиле, при нахождении вблизи кранов, станков и др. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [11], следует, что при 16 Гц допустимый уровень виброскорости будет равен 101 дБ. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов (таблица 14).

Таблица 14 – Допустимые и фактические уровни виброскорости [11]

Вид вибрации	Уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц и звука и эквивалентные уровни звука, дБА									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

#### Мероприятия по устранению вредного фактора

Профилактика вибрационной болезни включает в себя ряд мероприятий технического, организационного и лечебно-профилактического характера. Это уменьшение вибрации в источниках, т.е. применение пружинных, резиновых и других амортизаторов или упругих прокладок, виброгасителей, своевременная смазка и регулировка оборудования и внедрение рационального режима труда и отдыха. В качестве средств индивидуальной защиты применяются рукавицы с прокладкой на ладонной поверхности и обувь на толстой мягкой подошве согласно ГОСТ 12.4.024-86 [15]. Основные мероприятия по борьбе с шумом: виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума по ГОСТ 12.1.003-83 [7].

СИЗ от шума: 1) ушные вкладыши вставляют в слуховой канал уха. Их изготавливают из легкого каучука, эластичных пластмасс, резины, эбонита и ультратонкого волокна. Они позволяют снизить уровень звукового давления на 15 дБ; 2) в условиях повышенного шума рекомендуется применять наушники, которые обеспечивают надежную защиту органов слуха; 3) для предохранения от воздействия шума с общим уровнем 120 дБ и выше рекомендуется применять шлемофоны, которые герметично закрывают всю околоушную область и снижают уровень звукового давления на 40 дБ в диапазоне частот 125÷8000 Гц.

### 3) Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оценка освещенности рабочей зоны необходима, для обеспечения нормативных условий работы в помещениях проводится в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [17]. Естественная освещенность нормируется коэффициентом естественного освещения (КЕО). Недостаток света на рабочем месте приводит к ухудшению концентрации внимания, снижению работоспособности мозга и общей усталости организма.

Мероприятия по устранению вредного фактора: производственное освещение должно отвечать следующим требованиям (таблица 15):

Таблица 15 – Параметры систем естественного и искусственного освещения на рабочих местах [17]

Наименование рабочего места	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г–горизонтальная, В–вертикальная) и высота плоскости над полом, м света	Коэффициент естественной освещенности, КЕО, %		Освещенность при совмещенной системе освещенности, КЕО, %	
		При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении	Фактически	Норм. значение
1	2	3	4	5	6
Рабочий кабинет	Г-0,8	3,0	1,0	1,8	≥ 300

#### Окончание таблицы 4

Аналитические лаборатории	Г-0,8	4,0	1,5	2,4	$\geq 300$
Помещения для работы с дисплеями, залы ЭВМ	Г-0,8	4,0	1,5	2,4	$\geq 300$

1) спектральный состав света, создаваемого искусственными источниками, должен приближаться к естественному;

2) уровень освещенности должен соответствовать гигиеническим нормам;

3) должна быть обеспечена равномерность и устойчивость уровня освещения.

Мероприятия по обеспечению нормативных уровней освещенности: 1) установка более мощных ламп в светильник; 2) установка дополнительного количества светильников; 3) установка дополнительного светильника для местного освещения рабочей поверхности; 4) использование маломощных и более эффективных люминесцентных ламп.

#### 8.2. Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды предусматривает мероприятия, направленные на обеспечение безопасности населенных пунктов, рациональное использование земель и вод, предотвращение загрязнения поверхностных и подземных вод, воздушного бассейна, сохранения лесных массивов, заповедников, охранных зон.

По уровню отрицательного воздействия на окружающую природную среду нефтегазодобывающее производство занимает одно из первых мест среди отраслей промышленности и это влияние обусловлено его особенностями. Оно загрязняет практически все элементы окружающей среды - атмосферу, поверхностные и подземные воды, земли и почвы.

При разработке месторождения воздействие на недра оказываться в период строительства нефтепромысловых наземных объектов, при бурении

скважин, при промышленной добыче нефти. Бурение и эксплуатация нефтяных скважин, утилизация жидких отходов бурения и попутных пластовых вод (закачка в недра), сбор и транспортировка добытых флюидов сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды, в том числе на недра. Согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00 [18] Орехово-Ермаковское нефтегазовое месторождение по санитарной классификации относится к предприятию третьего класса с размером нормативной санитарно-защитной зоны (СЗЗ) 300 метров.

Так как, максимальные концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на границе СЗЗ не превышают ПДК для населенных мест, санитарно-защитная зона корректировке не подлежит.

#### 8.2.1. Анализ влияния объекта исследования на поверхностные воды

Непосредственное воздействие на качество поверхностных вод при бурении скважин, строительстве и эксплуатации объектов может оказывать перенос вредных веществ с загрязненных участков ливневыми и талыми водами по ложбинам стока; перенос вредных веществ грунтовыми водами, питающими реки; а также прямые выбросы вредных веществ в водоемы.

На состояние поверхностных и подземных вод также будут оказывать влияние забор воды из артезианских скважин для хозяйственно-питьевого и производственного водоснабжения и забор воды для системы ППД (поддержания пластового давления).

#### 8.2.2. Мероприятия по охране поверхностных вод от загрязнения

При проектировании дообустройства месторождения рекомендуется: по возможности вынести все проектируемые объекты за пределы водоохраной зоны (трубопроводы, кусты скважин) или предусмотреть дополнительные мероприятия по повышению их надежности; предусмотреть водопропускные сооружения, которые обеспечат регулирование водного режима рек, проток и внутриболотного стока.

Для предотвращения загрязнения поверхностных вод при эксплуатации площадочных объектов необходимо: организовать сбор поверхностных и

аварийных, загрязненных нефтью стоков с территории площадок в дренажные емкости; предусмотреть устройство приустьевых площадок скважин; предусмотреть обвалование кустовых площадок.

### 8.2.3. Анализ влияния объекта исследования на атмосферу

Процесс воздействия на атмосферу при строительстве скважин включает влияние выбросов силовых и энергетических. Котельных установок и транспорта, а также возможных неконтролируемых утечек углеводородов при нарушении технологии бурения, крепления и испытания скважин, что ведет к межпластовым перетокам пластовых флюидов с возможным выходом их на поверхность.

Для регистрации уровня загрязнения атмосферы выбросами различных агрегатов объекта планируется отбор газов приземной атмосферы в барбатыры. В отобранных газах будут определены газы углеводородного ( $C_1-C_{10}$ ) и неуглеводородного ( $CO_2, H_2, O_2, N_2, He$ ) рядов.

В течение цикла строительства скважин загрязнение атмосферы происходит в результате выделения продуктов сгорания топлива, углеводородов от емкостей горюче-смазочных материалов (ГСМ), углеводородов от емкостей для нефти и загрязняющих веществ при сварочных работах. При строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы происходит в результате выделения продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт), растворителей (окрасочные работы) и сварочных аэрозолей (сварочные работы). При эксплуатации объектов загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения продуктов сгорания попутно добываемого газа на факеле, углеводородов от технологического оборудования (скважины, сепараторы, емкости, насосы) и продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт). Перечень основных вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве и эксплуатации объектов по добыче нефти, приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Перечень основных вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу [5]

<i>Наименование загрязняющих веществ</i>	<i>ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м<sup>3</sup></i>	<i>Класс опасности</i>
Сырая нефть (аэрозоли)	10	3
Бензин	100	3
Керосин (в виде паров)	300	3
Углеводороды C <sub>1</sub> и C <sub>10</sub>	300	3
Конденсат	100	4
Сероводород	10	2
Двуокись серы	10	3
Окись углерода	20	2
Серная кислота (аэрозоли)	1	2
Диэтиленгликоль	10	3
Метанол	5	3
Метилмеркаптан	0,8	2
Этилмеркаптан	1	2

#### 8.2.4. Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха на предприятии должны быть проведены мероприятия по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу: доставка и хранение ГСМ должны осуществляться в герметичных емкостях, необходимо вести учет расходуемых и отработанных ГСМ; оснащены предохранительными клапанами все аппараты, в которых может возникнуть давление, превышающее расчетное, с учетом требований «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

#### 8.2.5. Анализ влияния объекта исследования на ландшафт и почву

К основным источникам воздействия на ландшафт и почву относятся буровые и строительно-монтажные работы, передвижной транспорт, отходы производства и бытовые отходы, аварийные разливы нефти и пожары.

В основном при строительстве происходит механическое нарушение компонентной структуры ландшафта, за счет вырубki леса; нарушения напочвенных покровов – мохово-лишайникового и снежного (их удаление или

уплотнение); изменения состава поверхностных горизонтов пород: срезание торфа, выемка песка, отсыпка площадок; а также засорения территории порубочными остатками, строительным мусором и отходами производства.

#### 8.2.6. Мероприятия по охране ландшафтов и почв от загрязнения

При проектировании дообустройства месторождения необходимо предусмотреть мероприятия, позволяющие снизить воздействие строящихся объектов на окружающую среду: сформировать единый коридор коммуникаций (автодорога, трубопроводы, ЛЭП), что позволит снизить площадь занимаемых земель на 30-35%; отвод земельных участков под трассы и площадки производить в соответствии с действующими нормами отвода земель на основании акта выбора площадок и трасс под строительство и актов натурного обследования земельных участков; нефтепромысловые объекты разместить вне земель с ограничениями хозяйственной деятельности (места нагула, гнездования птиц, пути миграции животных, ВОЗ), а при невозможности этого обеспечить соблюдение дополнительных мероприятий по согласованию с природоохранными органами; земли, занимаемые во временное пользование, восстановить (рекультивировать); предусмотреть конструкции трубопроводных систем, обеспечивающие безаварийную работу, и возможность применения диагностических устройств с целью проверки толщины стенок трубопроводов.

Работники предприятия должны следить за состоянием технологического оборудования, иметь график планово-предупредительных ремонтов оборудования и трубопроводов и строго соблюдать его. В АО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» проводится ряд мероприятий по уменьшению воздействия на почвенно-растительный покров. К основным мероприятиям относятся рекультивация и возврат земель из временного пользования; рекультивация и сдача нефтезагрязненных земель; восстановление кустовых площадок и осмотр дренажных емкостей; техническое обследование трубопроводов и рекультивация шламовых амбаров.

### 8.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Технологические процессы добычи, сбора, подготовки нефти и газа, их техническое оснащение, выбор систем управления и регулирования, места размещения средств контроля, управления и противоаварийной защиты должны учитываться в проектах обустройства и обеспечивать безопасность обслуживающего персонала и населения.

#### 8.3.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

На данном участке работ, где ведется добыча, могут произойти такие чрезвычайные ситуации как паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы ( $-50^{\circ}\text{C}$ ), метели и снежные заносы, а также аварийные разливы нефти.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует принять необходимые меры для организации спасения людей, вызвать скорую медицинскую помощь, известить непосредственно начальника и организовать охрану места происшествия до прибытия помощи. Действия регламентированы инструкцией по действию в чрезвычайных ситуациях, хранящейся у инженера по технике безопасности и изученной при сдаче экзамена и получении допуска к самостоятельной работе.

В случае возникновения пожара в результате различных чрезвычайных ситуаций на установке подготовки нефти предусмотрены средства пожаротушения. К ним относятся: лафетные стволы, пожарные гидранты, огнетушители ОП, песок, лопаты, ведра, пожарные краны. Все средства пожаротушения должны быть проверены и постоянно находится в исправном состоянии [8].

В случае получения ожога поверхности кожного покрова необходимо жертве оказать доврачебную помощь. Необходимо высвободить часть тела с ожогом из одежды и на покрасневшую кожу наложить марлевую повязку, смоченную спиртом, стоит помнить, что такой метод применим для ожогов

частей тела первой степени. А при более сильных ожогах, необходимо наложить обильное количество марлевых повязок, также можно напоить пострадавшего горячим чаем, укутав в теплое одеяло или одежду и как можно скорее доставить пострадавшего в больницу.

#### 8.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

##### 8.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Орехово-Ермаковское нефтегазовое месторождение расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 20-25 км на юго-запад от г. Нижневартовска. Месторождение находится на территории, приравненной к районам Крайнего Севера. Работа сотрудниками АО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302), лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера имеют соответствующие компенсации и гарантии. Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы. Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст.117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера - 24 календарных дня;
- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников;
- обеспечение средств индивидуальной защиты;

- выплаты в результате производственных травм и профессиональных заболеваний.

#### 8.4.2. Организация труда операторов по добыче нефти и газа

Рабочие места операторов должны быть обеспечены инструментами и расходными материалами, необходимыми для выполнения конкретных работ с соблюдением требований действующих санитарных норм. Рабочее место оператора должно быть изолировано от превышающих нормы избытков теплоты, влаги, пыли, вредных газов, дыма, излучений. Необходимо тщательно следить за тем, чтобы были закрыты токоведущие и движущиеся части механизмов; ликвидированы вибрация, шум, падающие и отлетающие предметы, другие потенциально опасные факторы воздействия. На рабочих местах должны быть обеспечены: благоприятный микроклимат, хорошее освещение, необходимая вентиляция, при необходимости воздух должен быть кондиционирован. Нормативным документом является ГОСТ 12.2.049-80 [14].

## Заключение

Результаты выполненной работы:

- изучены особенности геологического строения Орехово-Ермаковского месторождения;
- изучены критерии и признаки прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах месторождения;
- изучен минералого-петрографический и вещественный состав керна скважин №501П, №3341 – керн представлен тонкозернистыми *алевролитами* (мусковит, кварц, альбит, органика, рудные минералы) и *песчаниками* (кварц, мусковит, альбит, микроклин, каолинит, рудные минералы);
- выявлен характер рудной минерализации месторождение – пирит, халькопирит, ильменит, галенит, касситерит, циркон, барит, сфалерит, кластогенный ксенотим и монацит, пирохлор, торит, гетит;
- сделаны выводы о возможности использования кислотного гидроразрыва пласта для извлечения углеводородов и рудных компонентов.

## Список использованной литературы

### А. Опубликованная:

1. Некрасов В.И. Гидроразрыв пласта: внедрения и результаты, проблемы и решения / Некрасов В.И., Глебов А.В., Ширгазин Р.Г., Вахрушев В.В. – Лангепас-Тюмень, ГУП «Информационно-издательский центр ГНИ по РБ», 2001. — 240 с.
2. Салах Аль-Харти. Возможности интенсификации притока в высокотемпературных скважинах // Салах Аль-Харти, Оскар А. Бастос, Мэтью Сэмюэл, Джон Стилл. — 2008. — № 4. — С. 66-70.
3. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. – М.: Недра, 1986. – 165 с.
4. Халид С. Асири. Кислотная обработка трещинных карбонатных коллекторов // Халид С. Асири, Мохаммед А. Атви, Тим Леско, Фред Мюллер. — 2013. — № 2-3. — С. 48-65.

### Б. Нормативная:

5. ГН 2.2.5.1313-03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
6. ГОСТ 12.0.003-74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
7. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
8. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01. 07. 92).
9. ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01. 01.89).
10. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
11. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
12. ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
13. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

14. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
15. ГОСТ 12.4.024-86 ССБТ. Обувь специальная виброзащитная.
16. ГОСТ.12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
17. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.
18. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

В. Фондовая:

19. Дополнение к проекту разработки Орехово-Ермаковского нефтяного месторождения / Сост. Висленко Е.А. – ЗАО «СТЭМ», Уфа, 2012. – 417 с.
20. Проект развития Орехово-Ермаковского месторождения / Сост. Новиков А.П. - Нижневартовск, 2004. – 163 с.

Г. Интернет-ресурсы:

21. Волостнов А.В. Методы исследования вещественного состава природных объектов [Электронный ресурс] // Волостнов А.В., Таловская А.В. URL: [http://portal.tpu.ru:7777/SHARED/i/IVANOVAYU/Ucheb\\_rabota/Research\\_methods\\_of\\_natural\\_environments/Tab/VSP0.pdf](http://portal.tpu.ru:7777/SHARED/i/IVANOVAYU/Ucheb_rabota/Research_methods_of_natural_environments/Tab/VSP0.pdf) (дата обращения: 06.08.2016)
22. Газпромнефть-Хантос [Электронный ресурс] // О предприятии. URL: <http://hm.gazprom-neft.ru/about> (дата обращения: 06.08.2016)
23. Гидроразрыв пласта: технология проведения ГРП [Электронный ресурс] // СНК. URL: <http://snkoil.com/press-tsentr/polezno-pochitat/gidrorazryv-plasta-tekhnologiya-provedeniya-grp> (дата обращения: 08.06.2017)
24. Государственная геологическая карта СССР дочетвертичных образований (листы Р-42,43) [Электронный ресурс] // Геокнига. URL: <http://www.geokniga.org/maps/1610?page=8> (дата обращения: 08.06.2017)
25. Работа на разрыв [Электронный ресурс] // Газпром нефть. URL: <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2015-december/1110279/> (дата обращения: 08.06.2017)

26. Google Maps [Электронный ресурс] // Google карты. URL: <https://www.google.ru/maps/@60.8433972,76.4408745,24944m/data=!3m1!1e3?hl=ru> (дата обращения: 06.08.2016)