

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 05.03.01 Геология
Кафедра Геоэкологии и геохимии

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Особенности геологического строения и критерии, и признаки прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах на примере Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения

УДК 552.578.2.061.4-047.72(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Л31	Чучалина Кристина Юрьевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ГЭГХ	Домаренко Виктор Алексеевич	к. г – м. н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ГЭГХ	Язиков Егор Григорьевич	д. г – м. н., профессор		

Запланированные результаты обучения по ООП

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 геолого-разведочных 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 бюджетное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 05.03.01 Геология
 Кафедра Геоэкологии и геохимии

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

 (Подпись) _____ (Дата) Язиков Е. Г.

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Л31	Чучалиной Кристине Юрьевна

Тема работы:

Особенности геологического строения и критерии, и признаки прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах на примере Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	01.03.2017 г., №1382/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по Новопортовскому нефтегазоконденсатному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, керновый материал из продуктивного горизонта Ю ₂₋₆
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологическая характеристика Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения. 2. Физико-литологические свойства и вещественный состав юрских пластов. 3. Признаки и критерии прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах пластов Ю₂₋₆. 4. Исследования кернового материала из продуктивного горизонта Ю₂₋₆. 5. Концепция отработки низкопроницаемых коллекторов.

Перечень графического материала	Геологическая карта севера Западно-Сибирской плиты, сводный стратиграфический разрез Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения, каротаж скважины 132 Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения, схемы (4), рисунки (26), фото (3), таблицы (10)
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кочеткова Ольга Петровна
Социальная ответственность	Кырмакова Ольга Сергеевна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.03.2017 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ГЭГХ	Домаренко Виктор Алексеевич	к. г – м. н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Л31	Чучалина Кристина Юрьевна		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Л31	Чучалиной Кристине Юрьевна

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГЭГХ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Геология

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы времени на выполнение определенных видов геоэкологических работ, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы расхода материалов, инструмента
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Страховые взносы 30% Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту и объемы проектируемых работ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных работ Налоговые отчисления недропользователем
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Обоснование эффективности инвестиционного проекта

Перечень графического материала:

<ol style="list-style-type: none"> 1. Удельные капитальные вложения в строительство объектов обустройства 2. Капитальные вложения по вариантам разработки 3. Эксплуатационные расходы за проектный период разработки 4. Налоговые отчисления недропользователя 5. Сопоставление расчетных коэффициентов извлечения нефти по вариантам 6. Показатели эффективности вариантов разработки Новопортовского месторождения 7. Сравнение технико-экономических показателей вариантов разработки Новопортовского месторождения

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2017 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЛЗ1	Чучалина Кристина Юрьевна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2ЛЗ1	Чучалиной Кристине Юрьевне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГЭГХ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Геология

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение географически расположено в юго-восточной части полуострова Ямал.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность.</p> <p>1.1. Анализ вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты; <p>1.2. Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по их устранению в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты) 	<p>Рассмотрены вредные факторы такие как: микроклимат, уровень шума, освещенность рабочей зоны и электромагнитное излучение. А также изучены опасные факторы: электрический ток, пожарная и взрывная опасность.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны; - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками 	<p>Проанализированы воздействия Новопортовского НГКМ на поверхностные воды, атмосферных воздух, а также ландшафт и почву.</p>

на НТД по охране окружающей среды.	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий.	Рассмотрены чрезвычайные ситуации на Новопортовском НГКМ такие как паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (-50 °С), метели и снежные заносы, а также аварийные разливы нефти.
4. Организационные мероприятия обеспечения безопасности. - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Изучены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на Новопортовском НГКМ.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2017 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Л31	Чучалина Кристина Юрьевна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 111 с., 36 рис., 10 табл., 23 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: Западная Сибирь, Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение, тюменская и баженовская свиты, песчаники, газ, нефть, низкопроницаемые коллектора, фильтрационно-емкостные свойства, пористость, проницаемость.

Объектом исследования является Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в юго-восточной части полуострова Ямал – в 250 км от Надыма, в 30 км от побережья Обской Губы.

Цель работы – определить критерии и признаки прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах на примере Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения.

В процессе исследования проводились работы, направленные на изучение геологического строения месторождения, определение физико-литологических свойств и вещественного состава юрских отложений, анализ фильтрационно-емкостных свойств по результатам геофизических исследований скважин и исследованию керна.

В результате исследования изучено геологическое строение Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения, изучен керновый материал тюменской свиты.

Область применения: месторождения Западной Сибири, характеризующиеся неоднородными фильтрационно-емкостными свойствами.

Экономическая эффективность/значимость работы показана общей информацией об изучаемом добывающем предприятии.

В будущем планируется дальнейшее изучение геологического строения Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения.

Обозначения и сокращения

ВНК – водонефтяной контакт;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГК – гамма-каротаж;

ГНК – газонефтяной контакт;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ГСМ – горюче-смазочные материалы;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта;

НГК – нейтронный гамма-каротаж;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

ПС - Метод потенциалов самопроизвольной поляризации

УЭС – удельное электрическое сопротивление.

Оглавление

Введение.....	14
1. Физико-географическая характеристика Ямальского района.....	16
1.1. Административное положение района.....	16
1.2. Климатические условия.....	16
1.3. Гидрология.....	18
1.4. Геоморфология.....	19
2. Геологическая характеристика севера Западно-Сибирской плиты.....	21
2.1 Стратиграфия.....	21
2.2. Тектоническое строение.....	33
2.3. История геологического развития.....	38
2.4. Нефтегазоносность.....	39
3. Физико-литологические свойства и вещественный состав юрских пластов.....	44
4. Признаки и критерии прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах пластов Ю ₂₋₆	48
4. 1. Определение исходных геофизических параметров.....	48
4.2. Комплексные исследования кернового материала.....	50
5. Методика исследований.....	56
5.1. Определение минералов под оптическим микроскопом.....	56
5.2. Определение минерального состава рентгеноструктурным анализом.....	56
5.3. Исследование вещества методом растровой электронной микроскопии.....	57
5.4. Люминесцентно-битуминологический анализ.....	58
6. Лабораторные исследования.....	60
6.1. Минералого-петрографическое исследование керна Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения.....	60
6.2. Определение минерального состава рентгеноструктурным анализом.....	62
6.3. Исследование вещества методом растровой электронной микроскопии....	63

6.4. Люминесцентно-битуминологический анализ керна Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения.....	67
7. Концепция отработки низкопроницаемых коллекторов.....	72
8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	81
8.1. Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта...	81
8.2. Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат.....	82
8.3. Налоговая система.....	85
8.4. Обоснование эффективности инвестиционного проекта.....	86
9. Социальная ответственность.....	91
9.1. Производственная безопасность.....	91
9.1.1. Анализ вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	92
9.1.2. Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	96
9.2. Экологическая безопасность.....	98
9.2.1. Анализ влияния объекта исследования на поверхностные воды.....	99
9.2.2. Мероприятия по охране поверхностных вод от загрязнения.....	99
9.2.3. Анализ влияния объекта исследования на атмосферу.....	100
9.2.4. Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения.....	101
9.2.5. Анализ влияния объекта исследования на ландшафт и почву.....	101
9.2.6. Мероприятия по охране ландшафтов и почв от загрязнения.....	102
9.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	102
9.3.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.....	103
9.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	104
9.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	104
9.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	105

Заключение.....	106
Список используемых источников.....	107
Приложение А. Геологическая карта севера Западно-Сибирской плиты.....	110
Приложение Б. Сводный планшет геолого-геофизических материалов скважины 132 Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения. Интервал 315-2674 м.....	111

Введение

Термин «трудноизвлекаемые запасы» возник в конце 1970 года. К категории трудноизвлекаемых запасов углеводородов могут быть приурочены запасы, находящиеся в сложных геолого-физических условиях, характеризующиеся ухудшенными физическими свойствами, извлечение которых связано с повышенными технологическими трудностями и финансовыми затратами.

Актуальность работы обусловлена интересом к нефтеносным отложениям юрского комплекса, характеризующимся крайне низкими фильтрационно-емкостными свойствами. К началу нового тысячелетия стало очевидно, что технологический и геологический потенциал требует внедрения новых технологий разведки, бурения и повышения нефтеотдачи, что позволит приступить к освоению уникальных месторождений в новых регионах. Передовым технологическим решением является бурение горизонтальных и многоствольных скважин, яркий пример, демонстрирующий это решение – Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение. Для повышения рентабельности добычи на Новопортовском месторождении применяют метод гидравлического разрыва пласта.

Цель выпускной квалификационной работы – определить критерии и признаки прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах на примере Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения.

Для решения поставленной цели решались следующие задачи:

1. Выявление особенностей геологического строения Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения.
2. Изучение строения юрского комплекса отложений по площади и в разрезе на основе исследования каменного материала скважины, геофизических данных скважины и интерпретации.
3. Выделение признаков и критериев прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах.
4. Изучение концепции отработки низкопроницаемых коллекторов.

Объектом данного исследования является Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в юго-восточной части полуострова Ямал – в 250 км от Надыма, в 30 км от побережья Обской Губы.

Предметом исследования являются юрские отложения баженовской и тюменской свит.

Научная новизна. Геологическая интерпретация геофизических исследований скважин позволила уточнить интервалы насыщенные газом, нефтью или водой и проследить наличие областей с повышенной радиоактивностью. Показаны распределения коэффициентов пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности, объемной глинистости по результатам определения на керне Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения. По керновому материалу изготовлен шлиф, с помощью которого изучены минералого-петрографический состав и проведена диагностика структуры вещества с помощью рентгеновских лучей. Эти данные увязаны с геофизическими исследованиями скважин, далее по полученным материалам выделены низкопроницаемые коллектора.

Практическая значимость работы состоит в научном обосновании низкопроницаемых юрских коллекторов на севере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Выделены интервалы разреза, наиболее благоприятные для формирования коллекторов с крайне низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Выводы и рекомендации в данной работе могут быть полезны для нефтедобывающих компаний для освоения новых значительных объемов нефти в тех регионах, где добыча традиционных ресурсов снижается.

Апробация работы. Основные результаты докладывались на XXI международном научном симпозиуме имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (ТПУ, Томск, 2017).

1. Физико-географическая характеристика Ямальского района

1.1 Административное положение района

В административном отношении Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение находится в пределах Ямальского района Ямало-Ненецкого автономного округа, площадь которого составляет 659,6 км² [9]. Районным центром является поселок Яр-Сале.

Новопортовское НГКМ географически расположено в юго-восточной части полуострова Ямал между побережьем Обской губы на юго-востоке и системой озер Яррото – на северо-западе (рис. 1).

В геологическом отношении рассматриваемое месторождение находится в Южно-Ямальском нефтегазоносном районе Ямальской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Месторождение расположено в регионе, инфраструктура которого не развита. На территории месторождения населенных пунктов нет.

Административный центр района, п. Яр-Сале, расположен в 120 км к юго-западу от месторождения, окружной центр г. Салехард – в 300 км к юго-западу. Ближайшие населенные пункты расположены: пос. Новый Порт – в 15 км к юго-востоку, пос. Тарко-Сале – 250 км в северном направлении, пос. Порсыяха – 70 км в юго-западном направлении, пос. Мыс Каменный – в 30 км к северо-востоку.

Магистральные нефтегазопроводы на полуострове Ямал отсутствуют. Ближайшее разрабатываемое Ямбургское месторождение расположено на Тазовском полуострове, где проходит система магистральных газопроводов Ямбург-Центр и конденсатопровод Ямбург-Уренгой-Сургут.

1.2 Климатические условия

Климат Ямальского района субарктический [9]. Зима продолжительная, с полярной ночью и низким уровнем суточных температур. Очень часто дуют ветры большой силы, вызывающие метели и пурги. Влажность воздуха высокая, частыми являются туманы. Лето короткое и прохладное с

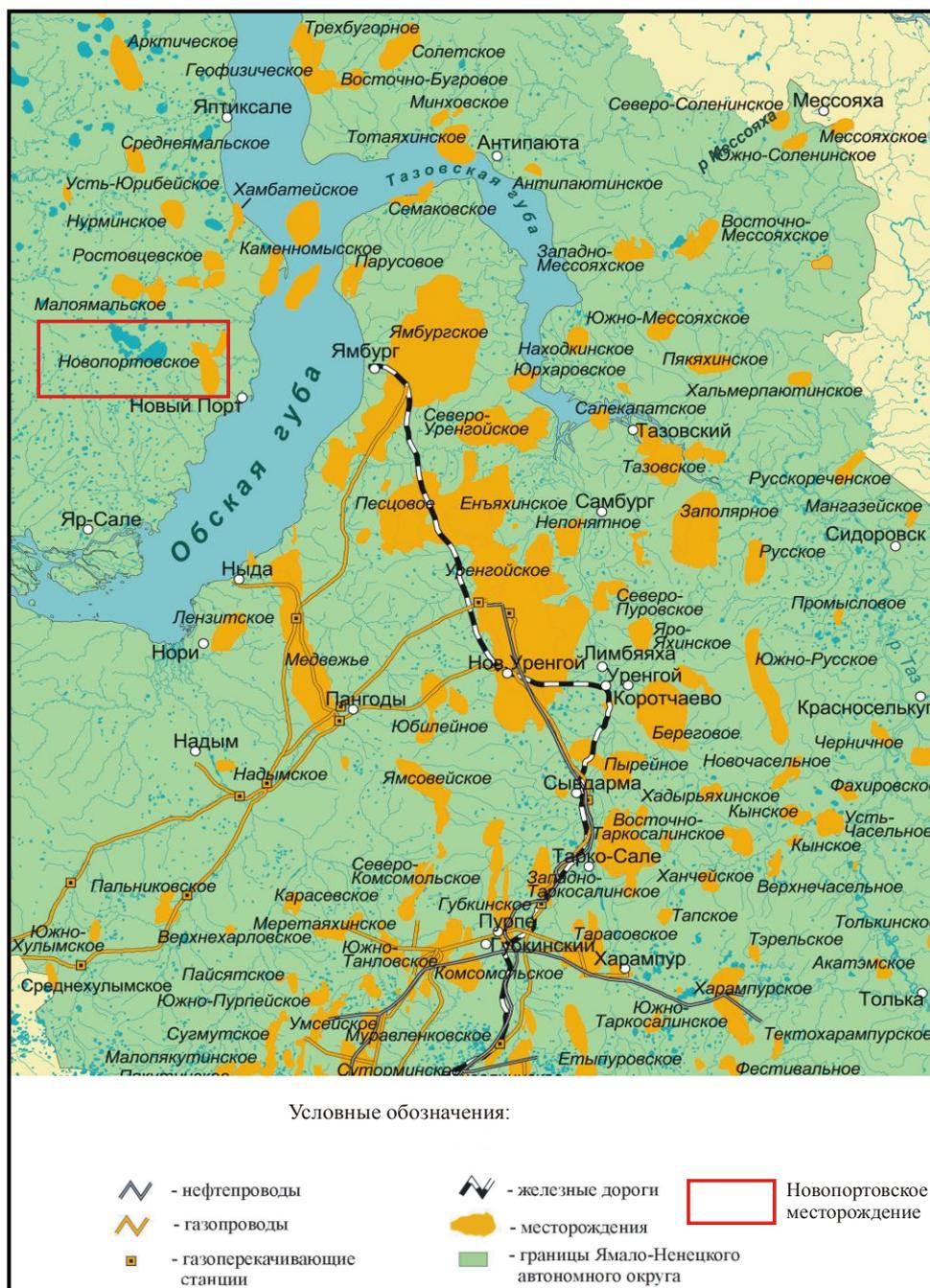


Рисунок 1 - Географическое расположение Новопортвовского месторождения [9] преобладанием пасмурной погоды. Все это говорит о суровости климата и неблагоприятных условиях освоения района.

Среднегодовая амплитуда температуры воздуха - 42.9°C (с. Новый Порт). Среднегодовая температура, зафиксированная по данным наблюдений за 1891-1940 гг., составляет минус 9.1°C, за 1965-1990 г.г. минус 9.4°C. Средние даты летнего сезона составляет в среднем 2.9 месяца. Средняя месячная температура безморозного периода с 25.06 по 2.09.

Средняя продолжительность – 68 дней. Абсолютный минимум температуры воздуха приходится на январь и составляет – 50°C. Продолжительность наиболее теплого месяца - июля – 6.6°C, абсолютный максимум температуры также приходится на июль и составляет +28°C.

Среднее годовое число дней с метелями составляет 80, их суммарная продолжительность - 1153 часов. Объем переносимого метелями снега в среднем составляет 1286 м на 1 м погонной длины.

Устойчивый снежный покров образуется к началу октября. Число дней со снежным покровом - около 247 в году. Средняя высота снегового покрова - 27 см. Плотность снега в связи с сильными ветрами высокая. Число дней с метелями - в среднем 90 в году. При особенно сильных ветрах метели достигают силы пурги, продолжающейся иногда в течение нескольких дней, что существенно сказывается на производстве буровых работ. Разрушение устойчивого снегового покрова происходит обычно в начале июня. Полностью снег сходит к концу первой декады июня.

1.3 Гидрология

Гидрографическая сеть территории месторождения представлена малыми реками Нго-Яха, Сетная, Пяседайеха с их притоками, относящимися к Обскому водосбору. Самой крупной из этих рек является р. Сетная (длина – 101 км, площадь бассейна – 588 км²) [9]. Реки типично равнинные, имеют широкое дельтообразное устье, слабо врезанное русло с корытообразной формой. Для них характерны небольшие глубины (до 1 м), медленное течение (0.3-0.4 м/с), значительная извилистость русел.

Питание рек снеговое и дождевое, доля подземного питания весьма мала. Следует отметить, что дождевое питание рек значительно уступает снежному, но превышает подземное.

Все реки в зимний период промерзают. Ледяной покров на реках, озерах и Обской губе устанавливается в середине октября; вскрытие рек происходит в июне.

Следующим важнейшим элементом гидрографии являются озера. В генетическом плане различаются озера термокарстовые, морские, водно-эрозионные и старичные.

Среди болот наибольшим распространением отличаются осоково-гипновые, сфагновые и комплексные плоскобугристые болота, которые приурочены к плоским поверхностям междуречий и террас, низким берегам озер, долинам рек и другим понижениям рельефа. Почвы торфяно-глеевые и торфяные.

1.4 Геоморфология

В геоморфологическом отношении рассматриваемая территория представляет собой часть огромной ямальской морской равнины, сложенной с поверхности осадками четвертичного возраста [9]. Формирование современного рельефа данной территории происходило в заключительные фазы ямальской (санчуговской) трансгрессии. Дальнейшее понижение уровня моря в верхнем плейстоцене с временными остановками привело к образованию комплекса морских и, соответствующих им, озерно-аллювиальных и аллювиальных террас в речных долинах.

Описываемый район представляет собой слабо приподнятую (50–80 м) пологоволнистую плоскую равнину, значительно переработанную денудацией. Рельеф территории характеризуется слабым и средним эрозионным расчленением. Глубина расчленения варьирует в пределах 10–25 м для террас. При этом линейное расчленение рельефа сильное - расстояние между соседними понижениями рельефа от 1,2 до 0,6 км. На преобладающей площади равнины формы рельефа морской аккумуляции и абразии отсутствуют. Они наблюдаются лишь местами в пределах береговой зоны морского бассейна. Равнина сложена, преимущественно, минеральными осадочными породами.

Таким образом, территория района месторождения характеризуется следующими осложняющими факторами:

- суровые климатические условия,

- площадь практически сплошного распространения многолетнемерзлых пород,
- район является малонаселенным и труднодоступным для освоения,
- полностью отсутствует постоянная дорожная сеть, завоз грузов и оборудования возможны только по временным зимним дорогам,
- полностью отсутствует инфраструктура, ближайший населенный пункт находится в 15 км от месторождения,
- магистральные нефтегазопроводы на месторождении отсутствуют.

2. Геологическая характеристика севера Западно-Сибирской плиты

2.1 Стратиграфия

Стратиграфический разрез территории севера Западно-Сибирской плиты сложен меловыми, палеогеновыми и неогеновыми отложениями (прил. А).

В геологическом строении Новопортовского НГКМ принимают участие породы доюрского складчатого фундамента и осадочные образования – представленные терригенными породами юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возраста (рис. 3) [9]. Максимальная толщина разреза месторождения вскрыта скв.130 и составляет 2855 м.

Юрская система

Образования юрского возраста представлены всеми тремя отделами (нижний, средний и верхний).

Согласно региональной стратиграфической схемы 1990 года в объеме осадков юрского возраста выделяют левинскую, джангодскую, лайдинскую, тюменскую, абалакскую и баженовскую свиты. Необходимо лишь отметить, что некоторые исследователи базальный горизонт раннеюрской трансгрессии обособляют в качестве зимней свиты, возраст которой определяется геттанг-синемюрским. Описываемая толща не содержит фаунистических определений, поэтому доказать или опровергнуть отнесение конгломератовой толщи к зимней свите не представляется возможным.

Нижний и средний отделы

Левинская свита (возраст плинсбахский) выделена А.А. Булынниковой, Н.И. Байбародских, Г.Н. Карцевой, З. З. Ронкиной в 1969 году [4].

Свита выделяется в основании осадочного чехла [9]. Отложения представлены преимущественно сероцветными глинами с маломощными прослоями серых и светло-серых песчаников и алевролитов. Возраст датируется по фауне моллюсков, фораминифер и спорово-пыльцевым спектрам плинсбах-тоарским. Породы накапливались в условиях морского водоема.

Система		Колонка	Индекс	Мощ., м	Описание	
Отдел	Свита (подсвита)					
Палеогеновая	Четвертичная		Q	30-150	Чередуются суглинки, супеси, глины, пески, алевролиты, часто содержащие рассеянные включения, прослои и линзы кристаллических пород складчатого обрамления плиты и подстилающих пород мезозоя и палеогена.	
	Палеоценовый	Тибейса-линская	P ₁	до 100	Глины опоквидные, опоки, диатомиты с прослоями песчаных пород.	
Меловая	Верхний	Ганьминская	K ₂	до 220	Серые и зеленовато-серые алевролитистые глины, часто известковые, с прослоями глинистых мергелей, с обугленным растительным детритом и пиритизированными остатками водорослей.	
		Березовская		200-240	Серые и зеленовато-серые, слабо алевролитистые глины, опоквые лишь в подошве подсвиты.	
		Верн.		до 55	Темно-сер. с зеленовато-голуб. оттенком опоки и опоквидные глины с прослоями глинистых алевролитов и мелкозернистых песчаников. В кровле - пласт органогенных силицитов.	
		Нижн.			Серые, темно-серые и реже бурые глины, иногда известковые, в основании прослой глинистых алевролитов с глауконитом.	
	Нижний	Кузнецовская	K ₁	355-446	Сероцветные алевролиты, уплотненные пески и известковистые песчанники с линзовидными прослоями и невыдержанными пластами серых буровато-серых алевролитистых глин.	
		Марресса-линская		92-160	Глины темно-серые и серые, тонкоотмученные и алевроитовые, участками слабобитуминозные, с пластами песчанников и алевролитов.	
		Яронгская		470-629	Песчанники и алевролиты светло-серые, серые с глинистым, реже карбонатно-глинистым цементом. Глины серые и темно-серые, иногда с буроватым оттенком, углистые, слюдястые.	
		Танопчин-ская		500-700	Песчанники и алевролиты светло-серого и серого цвета с глинистым и карбонатным цементом, массивные и косо-волнистослойчатые, с включениями мелкого углистого детрита слюд. Глины серые и темно-серые, алевролитистые, слюдястые, иногда с прослойками алевроитового материала, часто карбонатизированные.	
	Юрская	Верхний	Ахская	J ₃	30-60	Темно-серые до черных аргилитоподобные глины, грубоплитчатые, с землистой поверхностью излома.
			Баженовская		до 30	Глины темно-серые до серых, тонкоотмученные, однородные.
Нижний-средний		Абалакская	J _{1,2}	246-338	Песчано-алевритовые породы с глинистым цементом. Иногда породы имеют четко выраженный зеленоватый оттенок (глауконит). Темно-серые, серые глины, алевроитовые и тонкоотмученные с фаунистическими остатками.	
		Ср. Вер.		246-338	Глины и аргиллиты темно-серые и серые с буроватым оттенком, в разной степени алевролитистые, слюдястые, плотные. Встречаются прослои черной углистой глины и углей. Песчанники и алевролиты серые мелко- и среднезернистые, плотные, крепкие с глинисто-карбонатным цементом, иногда сидеритизированы. В кровельной части песчанники выветрелые, каолинитизированные.	
		Ниж.		35-100	Темно-серые, реже буровато-серые глины с редкими прослоями серого и светло-серого песчано-алевритового материала. Иногда в низах свиты встречаются прослои гравелитов.	
		Тюменская		100-190	Песчанники и алевролиты мелкозернистые, редко среднезернистые, светло-серые и зеленовато-серые с включениями обугленного растительного детрита, иногда тонких линзочек угля. В песчанниках встречаются прослои (до 5 см) гравелитов, в составе которых присутствуют гальки кварца, кремнистых пород и окатыши аргилитов.	
Ливинская	2-17	Сероцветные глины с маломощными прослоями серых и светло-серых песчанников и алевролитов.				

Рисунок 3 – Сводный стратиграфический разрез Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения (составлена автором с использованием данных [9])

Распределение толщин определяется характером погребенного рельефа фундамента: на северном и южном куполах структуры их значения минимальны (скв.139 – 4 м, скв.109 – 2 м), а на склонах увеличиваются, достигая максимальных значений 12-17 м в восточном направлении. Толщины свиты от 2 м до 17 м.

Джангодская свита (возраст плинсбахский-раннетоарский) впервые описана А.А. Булытниковой, Н.И. Байбародских, Г.Н. Карцевой, З.З. Ронкиной в 1969 году [4].

Свита включает в себя две подсвиты: верхнюю и нижнюю, разделенные глинистыми отложениями тогурской пачки [9]. В пределах верхней подсвиты, выделяются пласты Ю₁₀. Нижняя подсвита, включает песчано-алевритовые фации продуктивных пластов Ю₁₁¹⁻²⁻³, содержащих на месторождении газоконденсатные залежи. Отложения джангодской свиты представляют практически весь разрез нижнеюрских осадков. Состав их преимущественно песчано-алевритовый, подчиненное значение имеют глинистые прослои. Песчаники и алевролиты мелкозернистые, редко среднезернистые, светло-серые и зеленовато-серые с включениями обугленного растительного детрита, иногда тонких линзочек угля. В песчаниках встречаются прослои (до 5 см) гравелитов, в составе которых присутствуют гальки кварца, кремнистых пород и окатыши аргиллитов. Иногда в породах отмечаются конкреции пирита и глинистого сидерита. Глины тогурской пачки в средней части разреза темно-серые и буровато-серые, иногда черные, тонкослоистые, с включениями прослоев глинистого алевролита. Отмечаются флюидалные текстуры. Тогурские глины являются литологическим экраном для пластов Ю₁₁. Возраст пород датируется по находкам фауны, микрофауны и спорово-пыльцевыми спектрами. Осадки свиты накапливались в морских, прибрежно-морских условиях, частично встречаются и субконтинентальные фации. Толщины изменяются от 100 м до 190 м с тенденцией увеличения с запада на восток.

Лайдинская свита (возраст позднеарктический-раннеарктический) впервые описана А.А. Булыниной, Н.И. Байбародских, Г.Н. Карцевой, З.З. Ронкиной в 1969 году [4].

Отложения свиты, представлены темно-серыми, реже буровато-серыми глинами с редкими прослоями серого и светло-серого песчано-алевритового материала [9]. Иногда в низах свиты встречаются прослои гравелитов. Возраст определяется по остаткам фауны, микрофаунистическим и палинологическим ассоциациям. Формировались осадочные образования свиты в условиях морского и прибрежно-морского бассейна. Толщина отложений достигает 35-100 м. Глины лайдинской свиты служат крышкой для пласта Ю₁₀.

Тюменская свита (возраст позднеарктический-раннеарктический) выделена Н.Н. Ростовцевым в 1954 году со стратотипом в Тюменской опорной скважине [4].

В пределах месторождения отложения свиты, представлены преимущественно песчано-алевритовыми породами (пласты Ю₂₋₉, из которых Ю₂₋₆ - продуктивны) с подчиненным значением глинистых разностей [9]. В нижней части свиты встречаются прослои грубозернистых неотсортированных песчаников. Глины и аргиллиты темно-серые и серые, в верхней части свиты с буроватым оттенком, в разной степени алевритистые, слюдяные, плотные. Встречаются прослои черной углистой глины и углей. Песчаники и алевриты, серые мелко- и среднезернистые, плотные крепкие с глинисто-карбонатным цементом, иногда сидеритизированные. В кровельной части свиты песчаники выветрелые, каолинизированные. На большей части исследуемой территории осадочные породы среднеарктического возраста представлены осадками континентального бассейна. Песчаные пласты тюменской свиты индексируются как Ю₂-Ю₉. Постепенно в северном, особенно в северо-восточном направлении, происходит изменение строения этих отложений. Сначала появляются маломощные выдержанные прослои глин, затем глинистый материал начинает играть значительную роль в разрезе: появляются довольно мощные толщи морских и прибрежно-морских

образований. Так, на Новопортовском месторождении достаточно уверенно обособляются байосские морские глины. Мощность свиты достигает 246-338 м.

Верхний отдел с келловейским ярусом

По стратиграфической схеме 1990 года, на юге Ямальского полуострова получили свое развитие глинистые морские образования: абалакская (келловей-оксфорд-кимеридж) и баженовская (титон - низы берриаса) свиты.

В пределах Новопортовского месторождения полный разрез верхней юры зафиксирован только на далеких периклиналях и крыльях складки (скв.151, 210, 213, 58, 103).

Абалакская свита (келловей-оксфорд-кимериджские века) впервые выделена П.Ф.Ли в 1959 году со стратотипом в разрезах скважин Абалакской площади [4].

Абалакская свита, вскрыта в основном в крыльевых частях складок, где подразделяется на три подсвиты: нижнюю – глинистую, среднюю – песчано-алевритовую и верхнюю – сложенную маломощной пачкой глин [9]. Нижняя подсвита, представлена темно-серыми и серыми глинами алевритовыми и тонкоотмученными с фаунистическими остатками келловейского и оксфордского возраста. Средняя подсвита, сложена песчано-алевритовыми породами с глинистым цементом. Иногда породы имеют четко выраженный зеленоватый оттенок за счет глауконита. Здесь обнаружены фаунистические остатки (аммонит) в разрезе скв.103 (инт.2319-2329 м). Возраст их определяется как кимериджский. Верхняя подсвита – это 3-4-метровая пачка глин темно-серых до серых, тонкоотмученных однородных. Сформировались осадки описанной свиты в морских условиях. Толщины достигают до 30 метров.

Абалакская свита на юге Ямальского полуострова, как по литологии, так и по строению, значительно отличается от стратотипических разрезов.

Баженовская свита (возраст титонский-раннеберриасский?) первоначально выделена Ф.Г. Гурари в 1958 году по скважинам Сарагатской площади, как баженовская пачка, а в 1966 году переведена в ранг свиты [4].

Баженовская свита, развита на склонах Новопортовского поднятия и представлена темно-серыми до черных аргиллитоподобными глинами, грубоплитчатыми, с землистой поверхностью излома [9]. В породах отмечено наличие мелких кристаллов пирита и пиритизированных водорослей. Мощность свиты 30-60 м. В присводовой части поднятия битуминозные глины замещаются небитуминозными серыми глинами, алевритистыми и тонкоотмученными, в которых установлены комплексы микрофауны волжского яруса. Формировались осадки свиты в морском бассейне. Мощность изменяется от 0 до 60 м, вероятен размыв волжских слоев в наиболее приподнятых частях структуры.

В западной части Новопортовского поднятия в разрезах над баженовской свитой залегают темно-серые, тонкоотмученные и алевритистые глины, прослоями слабобитуминозные, которые по данным сейсморазведки метода общей глубинной точки слагают клиноформы восточного падения. Их возраст не изучен, но по аналогии с другими площадями Приуралья предполагается, что они имеют берриасский возраст.

Итак, отложения позднеюрского возраста в значительной степени размывы.

Постепенно к присводовой части происходит выклинивание битуминозных пород баженовской свиты, а затем и значительного объема абалакских глин. По каменному материалу в присводовых участках Новопортовского поднятия отмечаются фрагменты верхней юры. Осадки взмучены и перемешаны. Это может говорить о проявлении стратиграфического несогласия между юрой и мелом, что подтверждается иногда и возрастными определениями. Отложения представлены глинами темно-серого, почти черного цвета слабоалевритистыми с прослоями битуминозных глин. Мощность всех отложений колеблется в пределах 8-50 м, хотя выделение верхней границы затруднено в скважинах, где происходит глинизация нижних пластов группы НП новопортовской толщи.

Меловая система

Нижний отдел и сеноманский ярус

В разрезе нижнемеловых отложений выделяются ахская, танопчинская, яронгская и марресалинская свиты.

Ахская свита впервые выделена С.Ф. Ли в 1960 году со стратотипом в скв.1 Уватской площади [4]. В пределах района в ахскую свиту объединяются отложения позднеберриасского-готеривского возраста [9]. Свита, сложена преимущественно глинистыми породами с подчиненным значением песчано-алевритового материала. Ахская свита подразделяется на различные по составу толщи: новопортовскую, сеяхинскую, нулмуяхинскую и арктическую. В разрезе рассматриваемого района в нижней части свиты выделяется крупная песчано-алевритовая толща пород мощностью до 150 м, получившая наименование новопортовской.

Осадочные образования *новопортовской толщи* ограничиваются Новопортовской структурой и восточным ее склоном. С отложениями новопортовской толщи связаны основные залежи УВ Новопортовского месторождения - продуктивные пласты группы НП (НП₁₋₈).

В целом новопортовская продуктивная толща характеризуется весьма сложным распределением песчаного и глинистого материала, сильной изменчивостью толщин, как отдельных пластов, так и пачек. Толща сложена преимущественно песчаниками с прослоями глин. Песчаники и алевролиты светло-серого и серого цвета с глинистым и карбонатным цементом, массивные и косо-волнистослойчатые, с включениями мелкого углистого детрита, слюд. Глины в составе свиты чаще всего серые и темно-серые, в разной степени алевритистые, слюDISTые, иногда с прослойками алевритового материала, часто карбонатизированного.

Кровля новопортовской толщи представлена переслаиванием песчаных и глинистых пород с увеличением доли песчаников вверх по разрезу. В этом же направлении условия осадконакопления изменяются от глубоководно-морских на мелководно- и прибрежно-морские. Формировались осадки, в основном, в

морском бассейне. Возраст определяется по находкам моллюсков, микрофауны и спорово-пыльцевым спектрами.

Венчает разрез ахской свиты *арктическая пачка*, она представлена аргиллитоподобными, тонкоотмученными глинами с нитевидными прослойками от темно-серого до серого алевроитового материала. В восточных районах зоны в разрезе пачки появляется буроватый оттенок, а на Ямбургском, Находкинском и Юрхаровском поднятиях в составе арктической пачки описаны красноцветные породы, литологический состав которых идентичен уренгойской пачке шоколадных глин.

Осадки ахской свиты формировались в условиях морского бассейна. По кровле арктической пачки происходит смена морских образований неокома преимущественно континентальными породами танопчинской свиты. Толщины свиты достигают 500-700 м, изменяясь от 280 м на северо-западе до 700 м на юге.

Танопчинская свита (позднеготеривский-аптский век) выделена Ю.Н. Карагодиным в 1963 году со стратотипом по разрезу Танопчинской разведочной скв.2 [4]. Отложения свиты согласно перекрывают отложения ахской свиты [9].

Нижняя ее часть сложена чередованием песчаников, алевролитов и глин. Песчаники и алевролиты светло-серые, серые с глинистым, реже карбонатно-глинистым цементом. Глины серые и темно-серые, иногда с буроватым оттенком, углистые, слюдистые. В породах встречаются обугленные растительные остатки, конкреции сидерита.

Перекрываются эти осадки *нейтинской толщей*, которая с несогласием залегает на нижележащих горизонтах. Сложена нейтинская толща серыми глинами в разной степени алевроитистыми с пластами тонкозернистого серого песчаного материала (пласты ТП₁₄₋₁₆), а в основании отмечены прослои конгломератов. Отложения, залегающие над нейтинской толщей до кровли танопчинской свиты, представлены чередованием и переслаиванием

песчаников, алевролитов и глин. Мощность танопчинской свиты не превышает 470-629 м.

Яронгская свита выделена в 1975 году Н.Х. Кулахметовым, Ю.В. Бладучаном, М.И. Мишульским со стратотипом в разрезе Новопортовской скв.59, в интервале глубин 867-1000 м [4].

Свита, представлена глинами темно-серыми и серыми, тонкоотмученными и алевроитовыми, участками слабобитуминозными, с пластами песчаников и алевролитов [9]. Отложения свиты содержат растительный детрит, остатки двустворок и комплексы фораминифер альбского яруса. Залегают несогласно с подстилающей танопчинской и согласно с перекрывающей марресалинской свитой. Формировались описанные осадки в морском бассейне. Толщины до 92-160 м.

Марресалинская свита впервые описана в 1975 году Н.Х. Кулахметовым, Ю.В. Бладучаном, М.И. Мишульским и др [4]. Гипостратотип свиты, выделен в Новопортовской скв.59 в интервале глубин 496-867 м [9]. Свита, представлена неравномерным чередованием и переслаиванием сероцветных алевролитов, уплотненных песков и известковистых песчаников с линзовидными прослоями и невыдержанными пластами серых и буровато-серых алевролитистых глин. Текстура пород слоистая, линзовидно-полосчатая, иногда сложная, беспорядочная. Отмечаются чешуйки слюды, мелкий углистый детрит, обломки лигнитизированной древесины, прослой бурого угля. В верхней части свиты встречаются включения янтаря. Толщина свиты до 355-446 м.

Верхнемеловой отдел (без сеноманского яруса)

В соответствии со стратиграфической схемой 1990 г. описываемые отложения на юге Ямальского полуострова подразделяется на три свиты: кузнецовскую, березовскую и ганькинскую.

В начале туронского времени произошла одна из крупнейших трансгрессий в истории развития региона. Море охватило всю территорию Западно-Сибирской провинции, в том числе юг Ямальского полуострова, где на

протяжении всего рассматриваемого отрезка времени образование осадочных пород происходило, в основном, в условиях морского седиментогенеза. Поэтому доля осадков морского генезиса здесь преобладает и это создает предрасположение к охвату большой площади выделенных местных стратиграфических подразделений.

Кузнецовская свита, выделена Н.Н. Ростовцевым в 1954 году со стратотипом в Кузнецовской опорной скв.59, в интервале глубин 435-408 м [4].

Свита, представлена серыми, темно-серыми и реже бурыми глинами, иногда известковыми, в основании свиты нередко с прослоями глинистых алевролитов с глауконитом [9]. В глинах содержатся остатки пиритизированных водорослей, чешуйки рыб, двустворки, богатые комплексы фораминифер, характерные для турон-ранне-коньякских отложений. Мощность свиты до 55 м.

Березовская свита, обособлена Н.Н. Ростовцевым в 1954 году со стратотипом в разрезе Березовской опорной скважины, в интервале глубин 405-237 м [4]. Залегает согласно с подстилающей кузнецовской и перекрывающей ганькинской свитами [9]. Повсеместно четко подразделяется на две подсвиты.

Нижнеберезовская подсвита, характеризующаяся повышенным содержанием кремнистого материала, представлена темно-серыми с зеленовато-голубоватым оттенком опоками и опокovidными глинами с редкими прослоями глинистых алевролитов и мелкозернистых песчаников, развитых обычно в северо-восточных окраинных частях районов. В кровле подсвиты, обособляется регионально прослеживающий пласт темно-серых, почти черных плотных, крепких кремнистых пород - органогенных силицитов мощностью до 25 м. Мощность подсвиты до 50 м.

Верхнеберезовская подсвита, сложена серыми и зеленовато-серыми слабо алевролитистыми глинами, опокovidными лишь в подошве подсвиты. В глинах отмечаются прослои алевролитов и мелкозернистого песчаного материала с глауконитом, пиритизированные остатки водорослей, ходы илоедов, чешуйки рыб. Кампанский возраст верхнеберезовской свиты, установлен по комплексам

фораминифер. Мощность подсвиты с запада на восток изменяется от 200 м до 240 м. Общая толщина березовской свиты составляет 119-239 м.

Ганькинская свита, выделена А.К. Богдановичем под названием ганькинских слоев, позже Н.Н. Ростовцевым переведена в ранг свиты [4].

Свита, представлена серыми и зеленовато-серыми алевритистыми глинами, часто известковыми, с прослоями глинистых мергелей, с обугленным растительным детритом и пиритизированными остатками водорослей [9]. В восточном направлении в глинах возрастает количество алевритового материала, и появляются многочисленные прослои алевролитов в верхней половине свиты. Толщины достигают до 220 м.

Палеогеновая система

Палеогеновые отложения развиты в пределах изученной территории повсеместно. Однако по данным последовательной межрайонной корреляции вскрытых разрезов, тектонических построений и палеотектонических реконструкций полный разрез в объеме всех трех отделов палеогена сохранился лишь в пределах наиболее глубоких депрессий (Парусовый мегапрогиб, Хадуттейская впадина).

На Ямале по керну колонковых скважин в районе пос. Новый Порт установлено распространение диатомитов и опок верхов палеоцена-эоцена, морские глины и параллические угленосные алеврито-глино-песчаные отложения нижней и верхней подсвит тибейсалинской свиты палеоцена. Фрагменты опоковой толщи обнажаются в осевой части полуострова в верховьях р. Мурсыяха и р. Нурмаяха (здесь совместно с подстилающими угленосными песками палеоцена).

В пределах Новопортовского месторождения осадки данной системы подвержены значительному размыву и прослеживаются лишь низы палеогеновых образований, выделяемые в тибейсалинскую свиту.

Тибейсалинская свита впервые выделена Н.Х. Кулахметовым в 1965 году [4]. Сложена глинами опоковидными, опоками, диатомитами с прослоями песчаных пород [9]. Формировались осадки в морском бассейне. Возраст

определен по многочисленным находкам фауны и микрофауны – палеоцен. Толщины достигают 100 м.

На размытой поверхности палеогеновых образований залегают четвертичные осадки.

Четвертичная система

Четвертичные отложения на полуострове Ямал входят в состав ямальской серии. В разрезах названных образований закономерно чередуются суглинки, супеси, глины, пески, алевролиты, часто содержащие рассеянные включения, прослой и линзы кристаллических пород складчатого обрамления плиты и подстилающих пород мезозоя и палеогена. Характерно наличие слоев и пачек суглинистых и супесчаных пород с включениями галек, валунов и других мегапластов. При обнаружении в этих породах остатков морских организмов почти всеми исследователями признается их ледово- или ледниково-морской генезис, а отсутствие или редкая встречаемость таковых принимается в качестве одного из основных доводов в пользу представлений об отложении их континентальным покровом ледников.

На современных междуречьях севера широко развиты пески покровного залегания, местами содержащие гальки и валуны в виде рассеянных включений, линз и прослоев. Мощность прослоев от нескольких метров до первых десятков метров. На площадях, где эти пески не содержат морских организмов, по связям с определенными геоморфологическими уровнями и другими признаками относятся к морским осадкам, выделяется несколько циклов. В результате чего сопоставление разрезов на значительные расстояния, возможно, выполнить с большой степенью достоверности.

Так, комплекс пород четвертичного возраста представлен осадками ледниково-морского, прибрежно-морского генезиса – глинами и суглинками, песками и алевролитами. Толщина до 40 м. Суммарная максимальная мощность четвертичных осадочных образований достигает на склонах поднятия 100–150 м, сокращаясь на своде до 30-40 м.

2.2 Тектоническое строение

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты (рис. 4), составленной под редакцией И. И. Нестерова (1984 г.), площадь месторождения расположена в пределах Новопортовского локального поднятия, занимающего большую часть одноименного вала - структуры II порядка, которая, в свою очередь, подчинена положительной структуре более высокого - I порядка - Южно-Ямальскому мегавалу. Последний располагается на западной оконечности внепорядкового поднятия - Мессояхинской гряде, пересекающей в широтном направлении Западно-Сибирскую геосинеклизу, так что с севера и юга гряда граничит, соответственно, с отрицательными Ямало-Гыданской и Надым-Тазовской синеклизами.

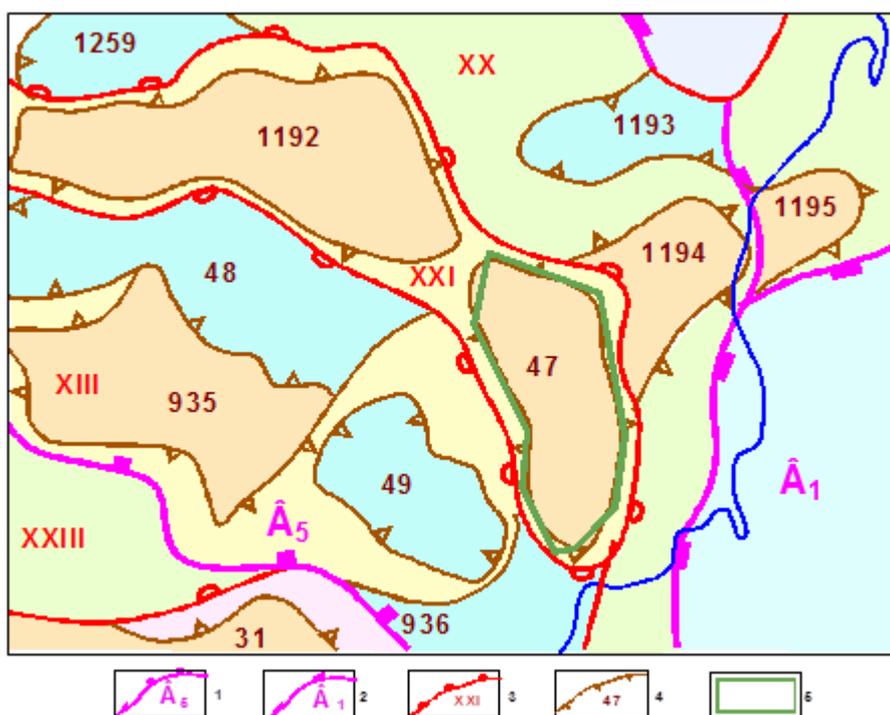


Рисунок 4 - Фрагмент тектонического строения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы [9]

Контур структуры: 1, 2 – надпорядковых (синеклиз, моноклиз);
3 – I порядка средних и малых (сводов, мегавалов, впадин, мегапрогибов, выступов, моноклиналей и др.); 4 – II порядка средних и малых (малых валов, малых прогибов, куполовидных поднятий, структурных мысов, седловин и др.);
5 – контур Новопортовского лицензионного участка.

Тектонические элементы: A_1 – Надым-Тазовская синеклиза, A_5 – Южно-Ямальская моноклиза; средние структуры I порядка: XIII – Рассохинский мегавал, XX – Юрибейская моноклираль, XXI – Южно-Ямальский мегавал, XXIII – Припайхойская моноклираль; средние и малые структуры II порядка: 47 – Новопортовское КП, 48 – Ярротинский малый прогиб, 49 – Западно-Новопортовская малая котловина, 935 – Мантойский структурный мыс, 936 – Южно-Ямальская седловина, 1192 – Малоямальский малый вал, 1193 – Без названия малый прогиб, 1194 – Восточно-Новопортовский структурный Мыс, 1195 – Каменномысский структурный мыс, 1259 – Без названия структурный залив.

Новопортовское НГКМ располагается в центре южной части Ямала, которая относится к зоне сочленения Урало-Монгольского и Арктического складчатых палеозойских поясов (рис. 5), консолидация которых с образованием кратонизированного фундамента произошла в течение позднепермской и раннетриасовой эпох [3]. Время кратонизации традиционно относится большинством исследователей либо к герцинскому периоду, либо – к древнекиммерийскому. Однако, и то и другое весьма не точно, так как герциниды Западной Европы и Аппалачей сформировались в начале ранней перми, то есть приблизительно 270 млн. лет назад, а древние киммериды – в позднепермскую эпоху, приблизительно в конце карнийского века или в начале норийского, то есть 225-210 млн. лет назад.

В распределение площадей, охваченных уральской (герцинской) и другими складчатостями, Новопортовское месторождение попадает в пределы Арктического складчатого пояса, заложившегося на эписалаирском кратоне, сформировавшегося вблизи рубежа, разделяющего раннекембрийскую и среднекембрийскую эпохи - приблизительно 500 млн. лет назад. Тектоническая история района, начиная с аренига (ордовика) и в течение среднего палеозоя, вероятнее всего, протекала в условиях, соответствующих миогеосинклинальным или субплатформенным. Принципиальная схема

формирования Новопортовского вала и слагающих его отложений показана на рисунке 4.

Исходя из общей геологической ситуации и наличия керна материала предполагается, что Новопортовский вал в ордовике существовал как вновь сформированный выступ, сложенный сланцевыми докембрийскими породами различного состава. По данным В.С. Бочкарёва [3], южный купол структуры является более древним.

В ордовике-силуре, при дальнейшем воздымании, в результате процессов денудации происходило разрушение купольной части вала (рис. 5) [9].

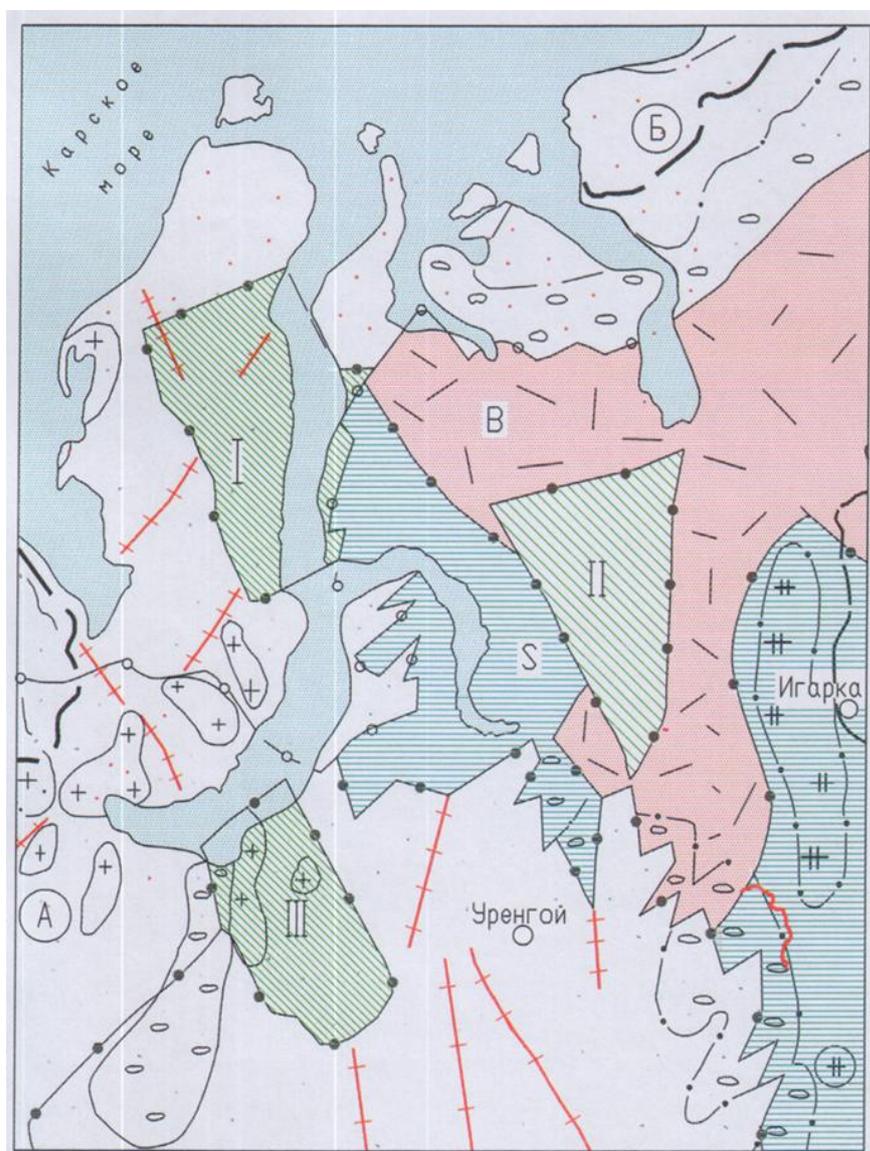


Рисунок 5 - Схема тектоники фундамента северной части Западно-Сибирского бассейна [9]

Позднее, в силур–девоне происходит региональное погружение, вал находится ниже уровня поверхности (линии тектонического базиса). В это время идет процесс накопления продуктов разрушения сланцевого комплекса и привнос песчано-глинистого материала с обрамления структуры.

В девон – карбоне (рис. 6), в пределах площади, ниже линии тектонического базиса, накапливались в основном терригенно–карбонатные породы, которые в более позднее время подвергались интенсивному разрушению и в настоящее время сохранились в купольной части структуры лишь в виде отдельных карбонатных выступов.

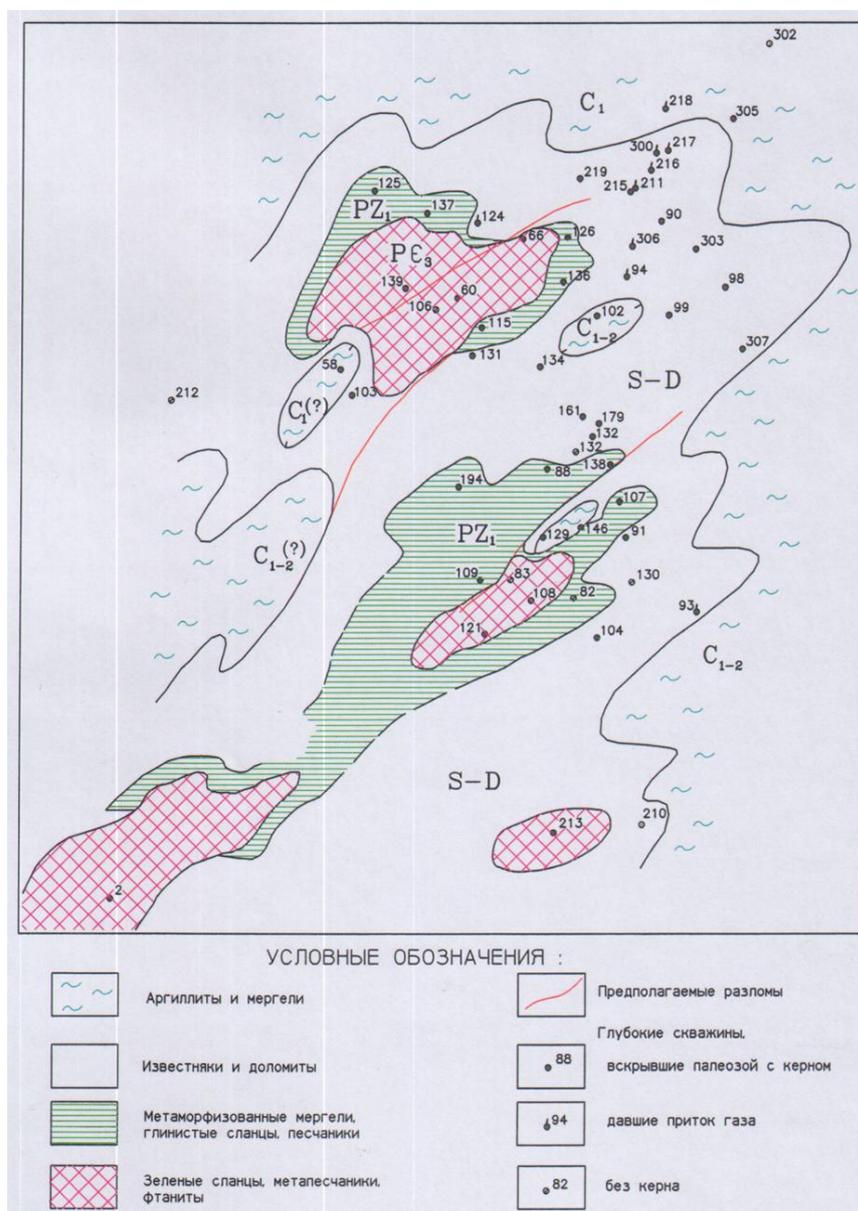


Рисунок 6 - Схема тектоники Новопортовского месторождения [9]

На крыльях структуры отложения распространены сплошным покровом, с увеличением мощности на восток до 1000 м и более (по данным сейсморазведки). На западном борту структуры толщина терригенно-карбонатных образований сокращается до 100 м и менее. На юге в скв. 210 вскрыто более 700 м карбонатного разреза и скважина из них не вышла. В северной части структуры скважинами карбонатные образования не подтверждены.

Таким образом, период активной доюрской тектонической деятельности Новопортовского вала, в основном, заканчивается к концу верхнего девона – нижнего карбона.

Региональный пермо-триасовый период тектогенеза проявляется на площади исследования в виде интрузий базальтового состава. Свидетельство этому поднятый керн в скв. 301 (забой 4007 м), представленный свежими неизменёнными базальтами [3]. В Новопортовском районе развитие магматических образований, выходящих на поверхность и перекрытых нижнеюрскими отложениями, установлено лишь в одной скв. 215, где они представлены габброидами. Такой тип магматической деятельности, соответствующий платформенному типу, вероятнее всего, обусловлен оживлением тектонических движений по разломам.

Юрско-палеогеновый чехол контактирует с фундаментом сложным образом, залегает на большей части территории практически горизонтально, с углами наклона пород менее 1° , местами углы возрастают, картируются разломы. Анализ материалов объемной сейсморазведки в вертикальных сечениях, временных и горизонтальных срезах и картах амплитуд свидетельствует о развитии на площади разнонаправленных разрывных и трещинных нарушений различной амплитуды (рис. 6).

Можно предположить, что начало формирования Новопортовской структуры связано с периодом наиболее активной тектонической деятельности, относящейся к юре-началу мела. Наиболее беспокойная в тектоническом отношении обстановка отмечалась на севере и юге территории.

2.3 История геологического развития

Территория Новопортовского НГКМ в ранней юре представляла собой моноклиальный склон преимущественно северо-восточного падения [9]. На территории северного блока, который характеризуется максимальными толщинами нижнеюрского комплекса отложений и отвечает наиболее прогнутому участку территории, выделяются резкие изменения мощности. Территория южного блока делится на два участка. Наиболее прогнутым является восточный участок, а наиболее приподнятым – западный. Разница в отметках на этих участках составляет порядка 30 м, кроме того, в центральной части южного блока обособляется небольшое локальное поднятие с амплитудой около 20 м.

Таким образом, в раннеюрское время источник сноса обломочного материала располагался на юго-западе, а вся остальная территория представляла собой область седиментации с максимальными глубинами бассейна на северо-востоке. Максимальная амплитуда между повышенными и пониженными участками составляет 80 м.

В плинсбах-ааленское время на изучаемой территории существует моноклиальный склон восточного падения. Основные источники сноса обломочного материала располагаются на юго-западе и северо-западе площади, причем достаточно четко видно, что северная и южная часть Новопортовской структуры имели свои источники сноса.

В промежутке между южным и северным куполом условия седиментации оставались промежуточными, то есть происходило преимущественное накопление обломочного материала, но в меньшей степени, чем на юго-востоке и северо-востоке площади. Северный купол, испытывающий максимальное погружение в ранней юре, в тоар-аалене испытывает воздымание.

Байос-батское время характеризуется изменением тектонического режима описываемой территории. Так, вместо моноклиального склона, который присутствовал на исследуемой площади в ранней юре, в среднеюрское

время отмечается максимальное прогибание центральной и южной частей Новопортовской структуры. Северная часть территории остается наиболее приподнятой. Таким образом, в среднеюрское время начинается обособление южного и северного куполов Новопортовской структуры.

В верхней юре в пределах Новопортовской структуры проходила спокойная седиментация в условиях глубоководного морского бассейна. Об этом свидетельствует, практически неизменная мощность верхнеюрских отложений на всей площади исследования. Небольшая линейная зона увеличенных толщин верхней юры наблюдается в районе скв. 108, а также в пределах разрывного нарушения, делящего структуру на восточную и западную части.

В раннем мелу отмечаются следующие характерные особенности тектонического развития территории. Основным источником сноса является северный купол Новопортовской структуры, который вместе с северной частью центрального купола начал воздыматься на рубеже юры и мела. Максимальное прогибание испытывают западная и южная окраины территории.

В раннем мелу продолжилось деление Новопортовской структуры с обособлением южного, центрального и северного куполов, причем наиболее интенсивный рост палеоструктуры наблюдался в пределах северного купола. В это время происходило накопление и формирование клиноформного комплекса, в пределах которого наблюдается неразрывная толща отложений, в которой песчаные тела фиксируются практически на всем ее протяжении.

К сожалению, дальнейшее рассмотрение истории развития Новопортовской структуры (в верхнем мелу и на современном этапе) по материалам сейсморазведки не представляется возможным в связи с низкой кратностью сейсмических материалов из-за небольших глубин залегания верхнемеловых, палеогеновых, неогеновых и современных отложений.

2.4 Нефтегазоносность

На Новопортовском месторождении отмечается наибольший на севере провинции стратиграфический диапазон нефтегазоносности – от кровли

фундамента до сеномана, в интервале глубин 460-3000 м [9].

Залежи углеводородов установлены в карбонатных толщах палеозоя, в юрских образованиях (пласты Ю₁₁, Ю₂₋₆), в осадках мелового возраста (пласты НП₁₋₈, БЯ₂₂₋₂₄, ТП₁₋₄, ХМ₁₋₃, ПК₁). По характеру насыщения выявлены залежи, в основном, двух типов: газовые и нефтегазоконденсатные. Распределение залежей в разрезе весьма неравномерное по глубине и запасам. Условно выделяют 3 этажа нефтегазоносности. Верхний этаж включает в себя газоконденсатные залежи в пластах ПК₁, ХМ₁, ХМ₃ и ТП₀ и одну газонефтяную в пластах группы ТП₁₋₄. Подавляющая часть углеводородов сосредоточена в залежах пластов нижнемелового возраста, имеющих черты клиноформного строения (группа НП-БЯ) и песчаных пластах тюменской свиты (пласты группы Ю₂₋₆). Всего на Новопортовском месторождении установлено 38 залежей. Основные запасы нефти и газа сосредоточены в пластах группы Ю₂₋₆, а также в пластах НП₂₋₃ и НП₄.

В результате проведения геологоразведочных работ в последующие годы была доказана продуктивность ряда объектов в нижнемеловых - ХМ₁, НП₇, юрских - тюменская свита, Ю₁₋₂ и палеозойских отложениях, которые дополнительно к утвержденным объектам в ГКЗ, числятся в настоящее время на Государственном балансе (всего 13 объектов): пл.ПК₁, пл.ХМ₁, пл.ТП₁, пл.НП₁, пл.НП₂₋₃, пл.НП₄, пл.НП₅₋₆, пл.НП₇, пл.НП₈, пл.НП₉₋₁₀, тюменская свита, пл. Ю₁₋₂, J+PZ.

Далее приведена характеристика геологического строения низкопроницаемых пластов в последовательности снизу вверх по разрезу.

В разрезе юрских отложений тюменской свиты, установлена продуктивность верхней части тюменской свиты пласты Ю₂₋₆, содержащей нефтегазоконденсатные залежи и низов джангонской свиты, где в пластах Ю₁₁¹, Ю₁₁² и Ю₁₁³ распространены газоконденсатные залежи.

Среднеюрские отложения образуют единый гидродинамически связанный массив, поэтому пласты Ю₂₋₆ выделены в единый подсчетный объект.

Пласты Ю₂₋₆

С учетом разницы в газожидкостных контактах выделяется шесть залежей.

Залежь 1 (Северная)

Залежь массивная, подстилаемая водой, тектонически экранированная с востока, по составу флюида нефтегазоконденсатная. Длина залежи 12,5 м, ширина 9,5 км, высота газовой части 66 м, нефтяной 39 м. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 0,8 м до 34,8 м, эффективные нефтенасыщенные от 0,8 м до 30,4 м.

В пределах залежи испытано 13 скважин. Учитывая результаты испытания скважин 143 и 119, газонефтяной контакт принимается как среднее значение на а.о. 1986 м.

По данным геофизический исследований кровля воды определяется на а.о.2021,6 м в скважине 139, подошва нефтенасыщенного пласта по данным геофизический исследований определена на а.о.2026,2 м в скв.87. Таким образом, водонефтяной контакт в залежи принимается как среднее значение на а.о.2025 м.

Залежь 2 (р-н скв.164)

Район скважины 164 выделен в отдельный блок по результатам испытания. Из интервала перфорации а.о. 1997,8-2004,8 м получен приток газоконденсата дебитом 139,44 тыс.м³/сут при dш=8 мм с примесью нефти, конденсат темно-коричневого цвета плотностью 0,782 г/см³ за счет примеси нефти.

Условный уровень газонефтяной контакт принят на а.о. 2005 м, между подошвой испытанного коллектора и кровлей нижнего предположительно нефтяного пласта. ВНК принят как среднее значение на а.о. 2015 м между подошвой продуктивного коллектора на а.о. 2011,8 м и кровлей водонасыщенного по ГИС пласта на а.о. 2018 м.

Эффективная газонасыщенная толщина в скважине составляет 19,2 м, нефтенасыщенная 2,7 м. Залежь небольшого размера - тектонически

экранированная, нефтегазоконденсатная, высота газовой части 66 м, нефтяной 9 м.

Залежь 3 (Восточная)

В контуре залежи находятся три скважины: №№ 66, 156 и 72, из них только скв.66 вскрыла подошву пласта Ю₅₋₆, скв.72 и 156 на полную мощность вскрыли пласт Ю₂₋₃ и кровлю пласта Ю₄.

С запада залежь экранируется региональным разломом, по типу массивная, подстилается водой, по флюидонасыщению нефтегазоконденсатная. Размеры залежи: длина-12 км, ширина 3 км, высота газовой части 81 м, нефтяной 16 м. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 5 м до 22,3 м нефтенасыщенные 9,2 м и 16 м.

ГНК в залежи принят на а.о.2021 м с учетом результатов испытания скв. 156, как среднее значение между подошвой газонасыщенного коллектора на а.о. 2017,5 м и кровлей нефтенасыщенного коллектора на а.о.2023,5 м. ВНК принят на а.о.2037 м по данным обработки ГИС в скважинах 66 и 72.

Залежь 4 (Основная)

В контуре продуктивности залежи расположено 48 скважин, из них 21 скважина не вскрыла подошву пласта Ю₅₋₆, в 47 скважинах коллектор пласта испытан.

Залежь пластовая сводовая, нефтегазоконденсатная, высота газовой части составляет 102 м, нефтяной оторочки 45 м. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 3,8 до 52,7 м, нефтенасыщенные от 1,2 м до 33,4. Размеры залежи следующие: длина 25 км, ширина 9 км.

Приток нефти без газа получен при испытании интервала перфорации а.о.1993,3-2002,2 м в скв.146, а.о.1993,4-2001,4 м в скв.83, а.о.1993,2-1999,2 м в скв.128. Таким образом, газонефтяной контакт по данным испытания находится в интервале отметок -1989-1993 м. С учетом данных испытания ГНК принят на а.о.1992 м.

Самая высокая отметка получения притока воды в скважине 109 а.о.2032,4 м, в скв. 144 кровля водонасыщенного коллектора по данным ГИС

отбивается на а.о.2033,9 м. Таким образом, по данным испытания ВНК находится в интервале а.о.2032-2039 м и принят на а.о. 2037 м с учетом данных испытания и ГИС.

Залежь 5 (р-н скв.107)

Залежь 5 локализована в отдельном блоке в районе скв.107, где в результате испытания получен промышленный приток нефти дебитом 5,2 м³/сут с низкой абсолютной отметки 2092,7 м. Залежь тектонически экранированная, нефтяная, размерами 5х2,5 км. Газовая часть в залежи не выделена, нефтяная оторочка шириной 50 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина равна 10,2 м. ВНК принят по скважине на а.о.2110 м.

Залежь 6 (р-н скв.171)

Залежь 6 выделена в отдельный блок по результатам испытания скв.177, где из интервала перфорации а.о.2056,4-2062,4 м получен промышленный приток нефти дебитом 64,5 м³/сут. Залежь тектонически экранированная, нефтяная, размерами 4,5х2 км.

Газовая часть в залежи также не выделена, условный ВНК принят по скважине на а.о.2063 м по подошве продуктивного коллектора.

3. Физико-литологические свойства и вещественный состав юрских пластов

Вскрытый разрез Новопортовского месторождения представлен породами фундамента (палеозой) и осадочным комплексом, включающим юрские, меловые, третичные и четвертичные отложения [9]. Промышленная нефтегазоносность связана с юрскими и меловыми отложениями. Размещение залежей по разрезу контролируется наличием в разрезе глинистых покрышек, способных удержать скопления углеводородов.

Пласты Ю₂, Ю₃, Ю₄, Ю₅₋₆ выделены на Новопортовском НГКМ в верхней части разреза тюменской свиты (аален–байос–бат–келловей) и характеризуются неоднородным строением, фаціальным взаимозамещением литологических типов пород. Условно пласты объединены в единую продуктивную пачку Ю₂₋₆, физико-литологическая характеристика пород которой приводится целиком.

Пласты представлены песчаниками с прослоями алевролитов, аргиллитов и карбонатных разностей или, что довольно часто, переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с преобладанием первых двух.

Песчаники светло-серые и серые до темно-серых с зеленоватым оттенком (рис. 7), мелкозернистые, реже средне-мелкозернистые, алевритистые и алевритовые с глинистым и карбонатно–глинистым цементом, однородные, с тонкими слойками аргиллитов или прослоями тонкого (1–4 мм до 10 мм) переслаивания алевролитов светло-серых и тёмно-серых аргиллитов.

В однородных песчаниках отмечаются прослои, обогащённые плоскими глинистыми окатышами размером до 7-11 мм. Для песчаников характерна горизонтальная, волнистая (правильного и неправильного рисунка), мультдообразная, косоволнистая слоистость, иногда нарушенная взмучиванием и оползанием осадка и жизнедеятельностью роющих животных, а также микрослоистость, обусловленная ориентированным распределением слюды, выделений сидерита, удлинённых обломков и углистых остатков, наличием намывов акцессорных минералов.



Рисунок 7 - Образец керна пласта Ю₂₋₆ [9]

Нередко в песчаниках и алевролитах встречаются трещины, в основном, вертикальные и крутонаклонные, по некоторым отмечается смещение осадка.

По гранулометрическому составу обломочный материал от хорошо до плохо отсортированного, с преобладающим размером 0,10–0,25 мм среднезернистой песчаной примеси от 1-5% до 20-30%. Состав породообразующих минералов аркозовый, близкий к полимиктовому, и полимиктовый при переменном преобладании кварца или полевых шпатов или преобладанием первого. Кварц (30–60%) чистый прозрачный, в основном, с равномерным угасанием, иногда с неполными регенерационными каёмками. Полевые шпаты (от 25 до 55%) в большинстве выветрелые, часто изменены (пелитизация и серицитизация) в средней или слабой степени, иногда замещаются кальцитом и сидеритом. Обломки пород составляют около 20%, реже 25–35% и представлены глинистыми, слюдисто – глинистыми, кремнистыми разностями и эффузивами. Слюда встречается от единичных пластинок биотита и мусковита до 1–4%, чаще распределена неравномерно, обогащает отдельные слойки. Биотит, в основном, сильно гидратирован, иногда играет роль цемента. Цемент конформно–плёночно–порового, конформно–порового–плёночного и порового типа неравномерного распределения

составляет от 5–10% до 12%, в основном, каолинитового состава с небольшой примесью хлорита и гидрослюда. Плёнки тонкие, прерывистые, развиты не повсеместно, поры чаще выполнены цементом, свободных пор мало. Постоянно присутствует карбонат (кальцит и сидерит) в виде отдельных зёрен и, выполняя единичные поры, нередко составляет 1–3% и играет значительную роль в цементации обломков. Комплекс акцессорных минералов чаще магнетит–гранат–цирконовый, иногда появляются и, в значительном количестве, эпидот, турмалин и амфиболы. Из аутигенных минералов, кроме карбонатов, есть лейкоксен и пирит.

В песчаниках отмечаются углистые остатки, ориентированные по наслоению, иногда отмечаются намывы углистого материала.

Алевролиты от светло-серых до темно-серых, крупнозернистые, в разной степени песчанистые, с глинистым и карбонатно-глинистым цементом, часто со слоями аргиллитов и тонкого переслаивания алевролита и аргиллита. В алевролитах развита микрослоистость, подчеркиваемая наличием намывов углефицированных растительных остатков, углисто-глинистого материала и акцессорных минералов, а также ориентированным распределением слюды, выделений сидерита и углистых остатков. По составу алевролиты аналогичны песчаникам мелкозернистым, часто полимиктовые с преобладанием кварца над полевыми шпатами.

Песчаники, слагающие пласт Ю₃, средне-мелкозернистые и мелкозернистые слабо алевролитистые (алевроитовой примеси не более 10%) с глинистым цементом, иногда с небольшой примесью карбоната. Для этих песчаников характерны однородные текстуры, реже отмечаются горизонтальная, крупная косая и волнистая типы слоистости, обусловленные намывами углистого детрита и слюды. Обломочный материал чаще хорошо, иногда средне отсортирован с преобладающими размерами 0,16–0,20 мм, среднезернистой примеси от 10–15% до 25–35%, преобладают полуугловатые и полуокатанные зёрна. Состав аркозовый с незначительным переменным преобладанием кварца или полевых шпатов. Кварц (35–50%) чистый с

равномерным, иногда волнистым угасанием, есть зёрна с неполными регенерационными каёмками. Полевые шпаты (40–50%) представлены калиевыми разностями и плагиоклазами, часто изменены (пелитизация, серицитизация и каолинизация) от слабой до весьма сильной степени. Обломки пород (15–20%) представлены кремнистыми разностями, сланцами, реже кварцевыми, и эффузивами. Цемент (3–7%) - конформно-плёночно-порового типа неравномерного распределения. Поры, в основном пустые, отдельные выполнены каолинитом, часто крупночешуйчатым, плёнки редкие, плохо развитые, тонкие прерывистые хлоритовые, есть гидрослюдистые. Упаковка зерен не плотная.

Непроницаемые прослойки представлены, в основном, аргиллитами и карбонатными породами. Аргиллиты серые, тёмно-серые с буроватым оттенком тонкоотмученные и алевритистые, обогащённые углистым растительным детритом с выделениями сидерита, с частыми линзами и слойками алевролита и песчаника мелкозернистого (в последних часто цемент карбонатный). Карбонатные разности представлены глинисто-карбонатными породами, песчаниками и алевролитами с карбонатным цементом.

4. Признаки и критерии прогнозирования углеводородов в низкопроницаемых коллекторах пластов Ю₂₋₆

4.1 Определение исходных геофизических параметров

Результаты геофизических исследований и работ в скважинах являются одним из основных критериев прогнозирования углеводородов. Исследования выполняют по всему разрезу, вскрытому бурением. На основе полученных данных определяют пространственное положение и техническое состояние стволов скважин; выделяют стратиграфические реперы и разделяют разрез на литолого-стратиграфические комплексы и типы; идентифицируют литолого-стратиграфических комплексы, к которым приурочены продуктивные и/или перспективные на нефть и газ отложения; расчленяют разрез на пласты, их привязку по относительным и абсолютным отметкам глубин, внутри- и межплощадную корреляцию разрезов; а также привязку интервалов отбора керна по глубине; литологическое изучение интервалов разреза, не охарактеризованных керном [8].

На Новопортовском НГКМ за основу при интерпретации был принят электрический каротаж, основанный на регистрации параметров постоянного искусственного электрического поля, включающий следующие виды: боковое каротажное зондирование, боковой, микробоковой каротаж и метод микрокаротажного зондирования; каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации; кавернометрия и радиоактивный каротаж.

Интерпретация проведена по скважине 132 Новопортовского НГКМ. В приложении Б представлен сводный планшет геолого-геофизических материалов скважины 132 Новопортовского НГКМ. Интервал 315-2674 м.

Скважиной 132 в интервале 315-2674 м вскрыты следующие отложения: уватская свита (911-1009 м), танопчинская свита (1009-1690 м), ахская свита (1796-1940 м), юрские отложения (2015-2520 м), тогурская пачка (2527-2615 м) и палеозойские отложения (2623-2674 м).

Коллектора в отложениях ханты-мансийской и танопчинской свит, вскрыты ниже установленных контактов и характеризуются как водоносные.

Кривая ПС характеризуется значениями 0,35-0,43 мВ, а кривая УЭС = 6-7,8 Омм.

В отложениях ахской свиты вскрыты пласты НП₁, НП₂₋₃, НП₄.

Интервал НП₁ (1810-1812 м) характеризуется как слабопроницаемый с многочисленными уплотнениями. Эффективная мощность составляет 1,5 м; кривая УЭС = 20 Омм. Кривая ГК имеет значение 8 мкР/ч.

Пласты НП₂₋₃, НП₄ характеризуются как мощные, хорошо проницаемые, так как кривая ПС имеет значения 0,81-0,93 мВ; УЭС = 20 Омм; Кн= 71-74%. Кривая ГК изменяется в интервале 7,4-6,6 мкР/ч.

В кровельной части юрских отложений вскрыты мощные хорошо проницаемые пласты.

Коллектора в интервалах 2040-2052 и 2057-2083 характеризуются как продуктивные, потому что кривая ПС имеет значения 0,6-0,63 мВ; кривая УЭС = 22-27 Омм; а Кн=78-82% на фоне водоносных коллекторов юрского возраста. Кривая ГК имеет значения в интервале 7,3-7,8 мкР/ч.

Интервал 2090-2104 характеризуется несколько повышенным сопротивлением. Это обусловлено уплотнением в подошвенной части коллектора, отмечаемым на диаграммах ГК и НГК. Удельное электрическое сопротивление пласта в кровельной части составляет 10 Омм, так как предполагаемая зона водонефтяного контакта скважины проходит на глубине 2095 м, то рекомендуется испытать кровельную часть коллектора в интервале 2090-2095 м для уточнения границы водонефтяного контакта. Ниже по разрезу юрские отложения – водонасыщенные. Коллектора тогурской пачки, вскрытые в интервале 2527-2615,6 м, представляют значения кривой ПС 0,42-0,71 мВ и значения УЭС = 11-15 Омм, что позволяет отнести их к разряду водонасыщенных. Выделение водонасыщенных коллекторов происходило на основе продуктивных отложений тогурской пачки (скв. №107 Новопортовское месторождение), которые имеют значения УЭС 60-80 Омм, хотя по абсолютной отметке находятся на 40 м ниже. Данный факт можно объяснить геологическим строением месторождения. Кривая ГК имеет значение 8,2 мкР/ч.

Палеозойские отложения вскрыты скважиной в интервале 2623-2674 м. Отложения представлены чередованием уплотнений и проницаемых маломощных прослоев от 0,4 м до 3 м.

4.2 Комплексное исследование кернового материала

Основным методом получения достоверных сведений о коллекторских свойствах пород, прямых признаков нефтеносности, свойствах пород-покрышек является керн.

Керн — образец горной породы, извлеченный из скважины посредством специально предназначенного для этого вида бурения. Часто представляет собой цилиндрическую колонку (столбик) горной породы достаточно прочной, чтобы сохранять монолитность [6].

Керн является важнейшим носителем геологической информации при поисковом бурении, значение же шлама возрастает по мере снижения процента выноса керна.

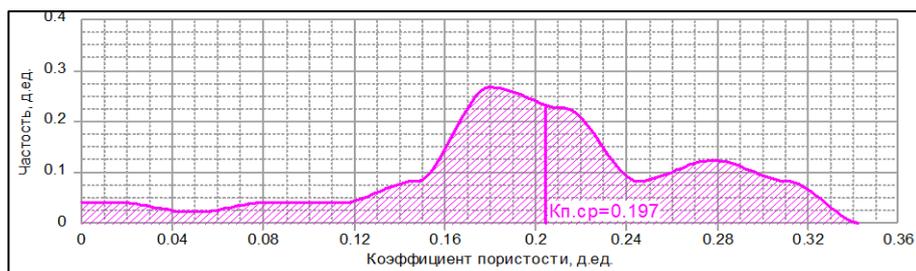
Исходя из того, что на основании данных исследования керна производится оценка подсчетных параметров и литолого-геофизических характеристик коллекторов продуктивных и перспективных пластов, отбор керна должен распространяться на всю нефтенасыщенную толщину каждого пласта.

Изучение пород-коллекторов по керну включает комплексные исследования по определению их пористости, проницаемости по газу и жидкости вдоль и в крест по напластованию, водоудерживающей способности, глинистости, карбонатности, литолого-минералогического и гранулометрического состава пород-коллекторов, порометрической характеристики коллекторов, определения коэффициентов вытеснения нефти, прочностных свойств и определения относительных фазовых проницаемостей на образцах керна во всем диапазоне изменения их коллекторских свойств [9].

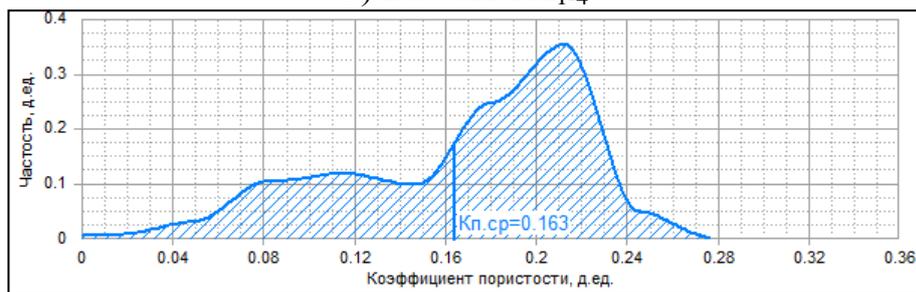
Пористость

Измерение коэффициентов пористости на образцах керна Новопортовского месторождения производилось методом керосинонасыщения

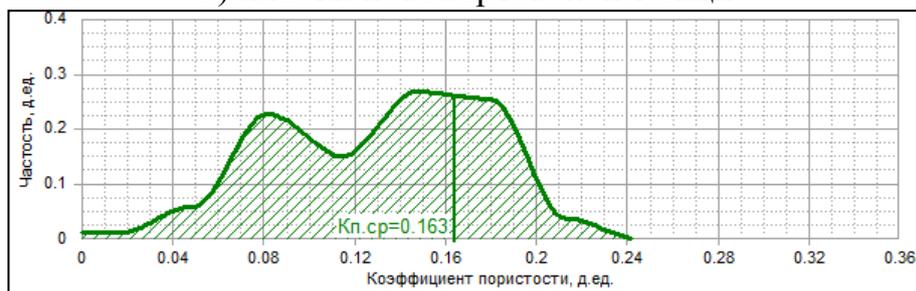
и водонасыщения. Результаты измерения двумя методами хорошо сопоставимы (рис. 8).



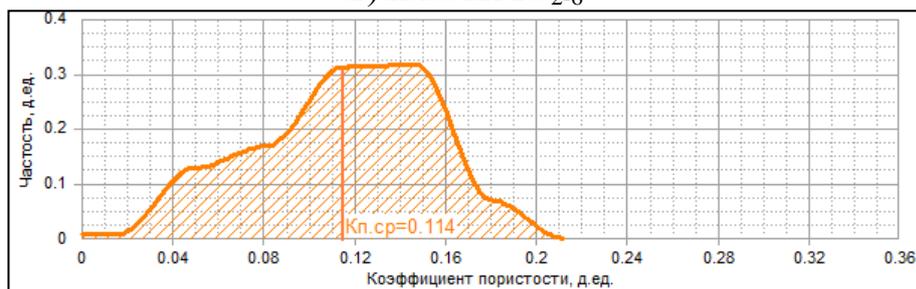
а) пласты ТП₁₋₄



б) пласты Новопортовской толщи



в) пласты Ю₂₋₆



г) пласты Ю₁₁¹-Ю₁₁³

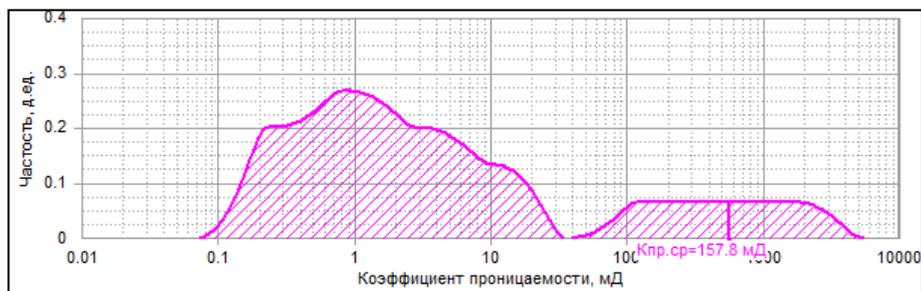
Рисунок 8 - Распределения коэффициентов пористости по результатам определения на керне, меловые и юрские отложения, Новопортовское месторождение [9]

Отмечается закономерное уменьшение коэффициентов пористости с глубиной.

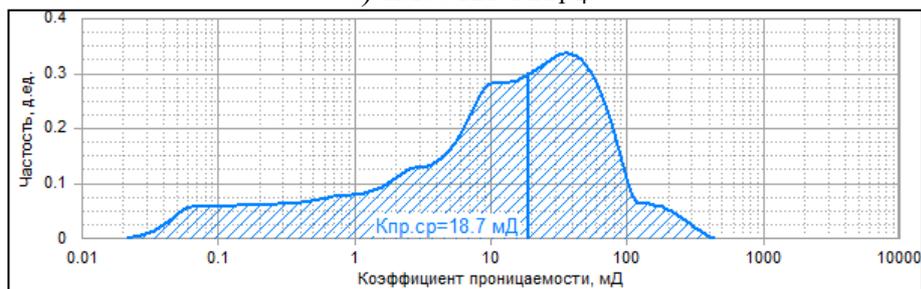
Проницаемость

Проницаемость пород нижнемеловых и юрских отложений по результатам измерения на керне уменьшается с увеличением глубины

залегания пластов (рис. 9).



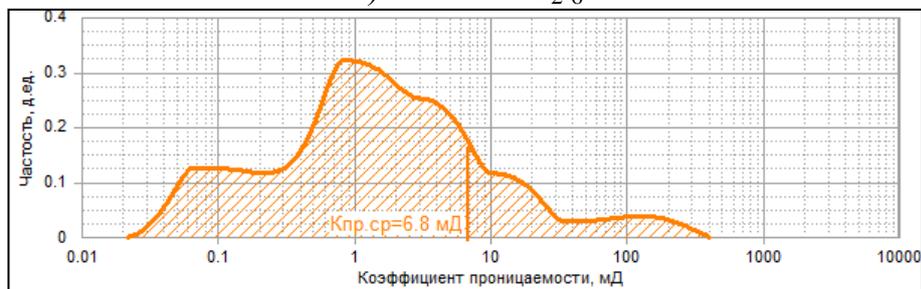
а) пласты ТП₁₋₄



б) пласты новопортовской толщи



в) пласты Ю₂₋₆



г) пласты Ю₁₁¹-Ю₁₁³

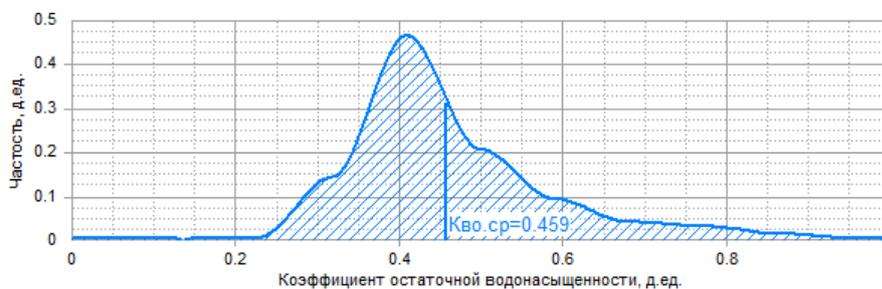
Рисунок 9 - Распределения коэффициентов абсолютной газопроницаемости по результатам определения на керне, меловые и юрские отложения, Новопортовское месторождение [9]

Пласт ТП₁₋₄ несколько отклоняется от закономерности уменьшения проницаемости с увеличением глубины залегания пластов. Коэффициенты проницаемости пласта ТП₁₋₄ хотя и достигают максимальных значений (1781 мД), но в то же время значительная часть образцов низкопроницаемые (от 0,1-0,2 мД до 20-30 мД). Среди пластов новопортовской толщи наибольшая доля

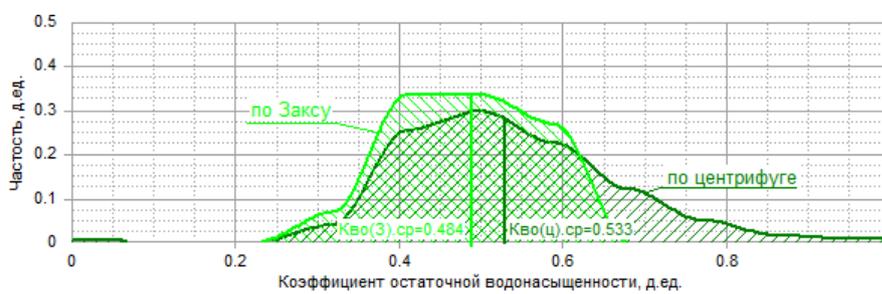
высокопроницаемых коллекторов приурочена к пластам НП₄, НП₅, слабопроницаемые коллекторы характерны для пластов БЯ₂³, БЯ₂⁴, НП₁.

Остаточная водонасыщенность

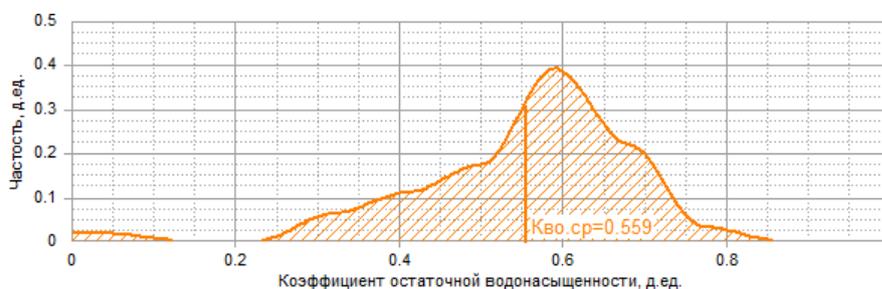
Остаточная водонасыщенность на керне из нижнемеловых и юрских отложений моделировалась методом центрифугирования (рис. 10).



а) пласты новопортовской толщи



б) пласты Ю₂₋₆



в) пласты Ю₁₁¹-Ю₁₁³

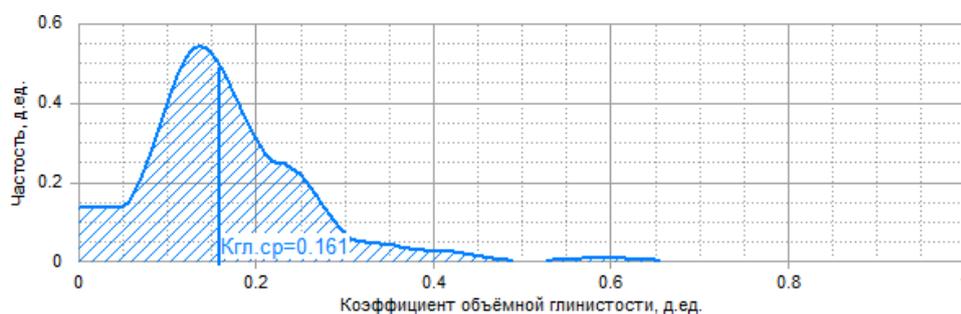
Рисунок 10 - Распределения коэффициентов остаточной водонасыщенности по результатам центрифугирования керна, меловые и юрские отложения, Новопортовское месторождение [9]

Измерения проводились на образцах из новопортовской толщи и юры. По пласту ТП₁₋₄ выполнены единичные определения. На ограниченном количестве образцов, отобранных из пласта Ю₂₋₆ в скв. №128, пробуренной на растворах нефтяной основе, выполнены определения водонасыщенности по Заксу.

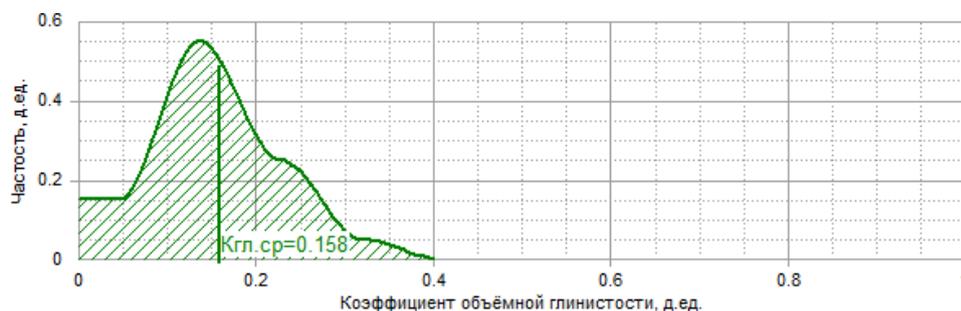
Отмечено увеличение остаточной водонасыщенности с увеличением глубины залегания пород.

Глинистость, карбонатность

Глинистость пород изучалась по данным гранулометрического анализа кернa. Гранулометрические исследования и определения глинистости проводились в основном на образцах из пластов новопортовской толщи и пласта Ю₂₋₆. Диапазоны изменения глинистости и средние значения приведены на рисунке 11.



а) пласты новопортовской толщи



б) пласты Ю₂₋₆

Рисунок 11 - Распределения коэффициентов объемной глинистости по результатам определения на керне, меловые и юрские отложения, Новопортовское месторождение [9]

Отмечается близость нижнемеловых и юрских отложений по величине глинистости. Зависимость применима для образцов с глинистым цементом. В случае карбонатного цемента уменьшение пористости не сопровождается увеличением глинистости пород. Отмечается, что карбонатность пород нижнемеловых и юрских отложений чаще не превышает 10%, отдельные образцы характеризуются повышенными (до 40-50%) значениями. Тесной

взаимосвязи карбонатности и коэффициента пористости пород не наблюдается как для нижнемеловых, так и для юрских отложений.

Анализ результатов измерения на керне показал, что для разреза Новопортовского месторождения характерно закономерное ухудшение ФЕС пород с глубиной: пористость и проницаемость уменьшается в направлении от апт-альбских отложений к пластам новопортовской толщи и далее к среднеюрским (пласты Ю₂₋₆) и нижнеюрским (пласты Ю₁₁¹ – Ю₁₁³) отложениям [9].

5. Методика исследований

5.1 Определение минералов под оптическим микроскопом

Для изучения кернового материала под микроскопом был изготовлен шлиф на базе оптико-шлифовальной лаборатории института природных ресурсов Томского политехнического университета.

Изготовление шлифа состоит из следующих основных операций [25]:

- 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 прозрачного шлифа проводилось под микроскопом Axioskop 40 в проходящем свете, исследование проводилось в учебно-научной лаборатории электронно-оптической диагностики «Международный инновационный научно-образовательный центр» кафедры геоэкологии и геохимии ИПР ТПУ.

5.2 Определение минерального состава рентгеноструктурным анализом

Исследование проводилось в учебно-научной лаборатории электронно-оптической диагностики «Международный Инновационный Научно-

образовательный Центр» кафедры геоэкологии и геохимии.

ДРОН-3М – установка, на которой проводилась диагностика структуры вещества с помощью рентгеновских лучей [25]. 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.

Подготовка образца к исследованию заключалась в измельчении материала 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 гониометрическую приставку.

Перед включением необходимо проверить исходное состояние всех переключателей в соответствии с технической документацией на ИРИС-0 и на КУД-1а и на ДРОН-3М подать холодную воду для охлаждения рентгеновской трубки. Включают установку и в течение одного часа прогревают ИРИС-0. Разогрев рентгеновской трубки проводится постепенным увеличением напряжения и силы тока с 10 кВ и 10 мА до 35 кВ и 25 мА.

В завершении проводится анализ минерального состава образца определенного с помощью рентгеноструктурного анализа, и делаются выводы.

5.3 Исследование вещества методом растровой электронной микроскопии

Исследование проводилось в учебно-научной лаборатории электронно-оптической диагностики «Международный Инновационный Научно-образовательный Центр» кафедры геоэкологии и геохимии. Работа производилась на растровом электронном микроскопе Hitachi S 3400N.

Большинство типов геологических образцов перед установкой в камеру образцов РЭМ требуют предварительной обработки [25]. Часто требуется очистка материала образца от посторонних загрязнений. Обработка образца должна предусматривать его резку на прозрачные шлифы требуемого размера, установку и полировку. Обычно образцы для растровой электронной микроскопии крепятся на «специальном держателе образца» в виде алюминиевого диска диаметром 1 см с короткой «ножкой» для установки (крепления) его на столике в камере микроскопа. 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.

Большинство геологических образцов являются диэлектриками и не проводят электрический ток, а для отвода с поверхности электрического заряда, образующегося при электронной бомбардировке, их требуется напылять электропроводным слоем. Наиболее подходящим элементом для напыления является углерод, так как он имеет минимальный рентгеновский спектр, причем с низкой энергией. В целях идентификации, образцы должны иметь маркировку.

В процессе работы необходимо выполнить изучение образца при различных увеличениях и разном ускоряющем напряжении, познакомиться с работой вакуумной системы.

5.4 Люминесцентно-битуминологический анализ

При наличии нефтенасыщенности пород керн и шлам подвергаются люминесцентно-битуминологическому анализу [5].

Свойство нефти люминесцировать имеет большое практическое значение, оно позволяет: обнаружить весьма незначительные количества ее (следы) в керне (люминесцентно-битуминологический анализ обнаруживает в

породе битумы при их концентрации от 0,005 %); устанавливать (достаточно точно) процент нефтенасыщения в сложнопостроенных коллекторах с неясновыраженным слоистым или пятнистым нефтенасыщением; отбивать слабонефтенасыщенные участки отложений, зачастую не видимых в дневном свете, что немаловажно при подсчете запасов и разработке месторождений; увидеть слабовыраженную или невидимую в дневном свете сложную геометрию текстур и трещин, неравномерную карбонатизацию.

Чтобы получить объективную информации о нефтенасыщении, люминесцентно-битуминологический анализ проводится сразу после подъема и первичной обработки керна и шлама. Это связано с тем, что, попадая из пластовых условий в атмосферные, легколетучие компоненты нефти испаряются (породы, насыщенные более легкими углеводородами, со временем выветриваются и теряют интенсивность окраски, как в дневном, так и в ультрафиолетовом свете), жидкие углеводороды окисляются (породы приобретают более темную окраску, а углеводороды теряют способность люминесцировать). Оперативный анализ позволяет документально подтвердить заключения геологов о нефтенасыщении и уточнить интерпретацию данных геофизических исследований скважин, а также уточнить интервалы отбора образцов на различные виды исследования.

Люминесцентно-битуминологический анализ проводился в тюменском научно-исследовательском центре по изучению керна и пластовых флюидов.

6. Лабораторные исследования

6.1 Минералого-петрографическое исследование керна Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения

Песчаник

Макроскопически порода светло-серая, текстура – массивная, однородная; структура – кристаллическая (рис. 12).



Рисунок 12 – Макрофотография песчаника. Глубина 2013 м.

По гранулометрическому составу обломочный материал от хорошо до плохо отсортированного, с преобладающим размером 0.16–0.20 мм среднезернистой песчаной примеси от 10–15% до 25–35%, преобладают полуугловатые и полуокатанные зёрна. Состав породообразующих минералов аркозовый, близкий к полимиктовому, и полимиктовый при преобладании кварца. Основная масса при изучении под микроскопом состоит из силикатных минералов, таких как, кварц, плагиоклаз и микроклин. Фемические минералы представлены пластинками мусковита.

Количественно-минералогический состав песчаника представлен:

1. Кварц - 53%
2. Плагиоклаз – альбит – 25%
3. Полевой шпат-микроклин - 11%

4. Мусковит - 4%

5. Цемент – 7%

Кварц является преобладающим минералом породы, встречается в виде ксеноморфных зерен. Изредка зерна кварца, имеющие более крупные размеры, чем полевые шпаты, образуют квадратные или прямоугольные разрезы. Минерал чистый прозрачный, иногда с неполными регенерационными каёмками (рис. 13,а), обладает несовершенной спайностью и волнистым погасанием.

Плагиоклаз – альбит, проявляется в виде неправильных, таблитчато-прямоугольных кристаллов, в которых наблюдаются полисинтетические двойники (рис. 13,а). Показатели преломления: $n_g = 1,538$; $n_p = 1,527$; $n_g - n_p = 0,011$.

Калиевый полевой шпат – микроклин, характеризуется неправильными зернами и совершенной спайностью. Микроклиновая решетка хорошо видна (рис 143,б). Показатели преломления: $n_g = 1,525$; $n_p = 1,518$; $n_g - n_p = 0,007$.

Мусковит представлен ксеноморфными пластинками. Форма пластинок удлиненная или изометричная (рис. 13,а). Окраска мусковита слабо зеленовая, как правило, слабо плеохроирует, изменяя цвет и интенсивность. Оптические константы мусковита: $n_g = 1,588$; $n_p = 1,552$; $n_g - n_p = 0,036$. Зерна исследуемого минерала обладают весьма совершенной спайностью.

Цемент конформно–плёночно–порового типа неравномерного распределения составляет до 7%, в основном, каолинитового состава с небольшой примесью хлорита и гидрослюды. Плёнки тонкие, прерывистые, развиты не повсеместно, поры чаще выполнены цементом, свободных пор мало.

Происхождение - химический осадок.

Все полевые шпаты легко подвергаются вторичным изменениям – появлению каолинита и серицита. Последние окрашивают минералы в буроватые и сероватые окраски, что видно на рисунке 13.

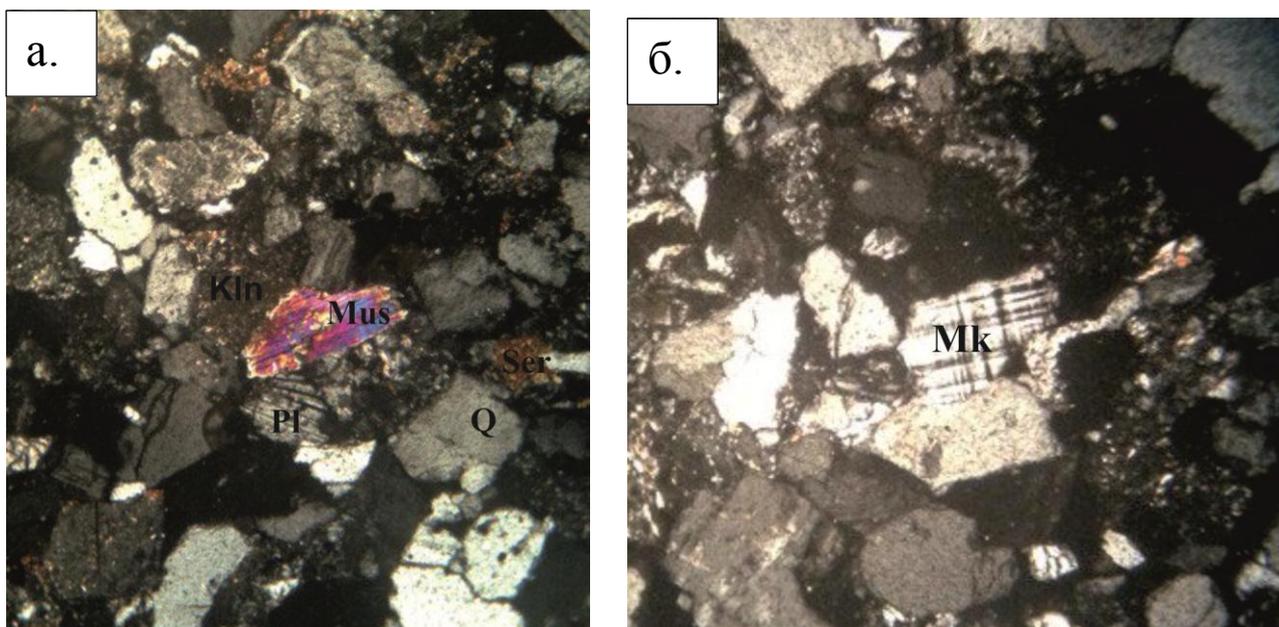


Рисунок 13 – Песчаник. Микрофотография в скрещенных николях. Глубина 2013 м: а - Q-кварц, Pl-плагиоклаз, Mus-мусковит, Ser-серицит, Kln-каолинит;

б- Mk-микроклин

6.2 Определение минерального состава рентгеноструктурным анализом

Анализ рентгеновской дифрактограммы (рис. 14) позволяет выделить резкое преобладание в пробе мусковита.

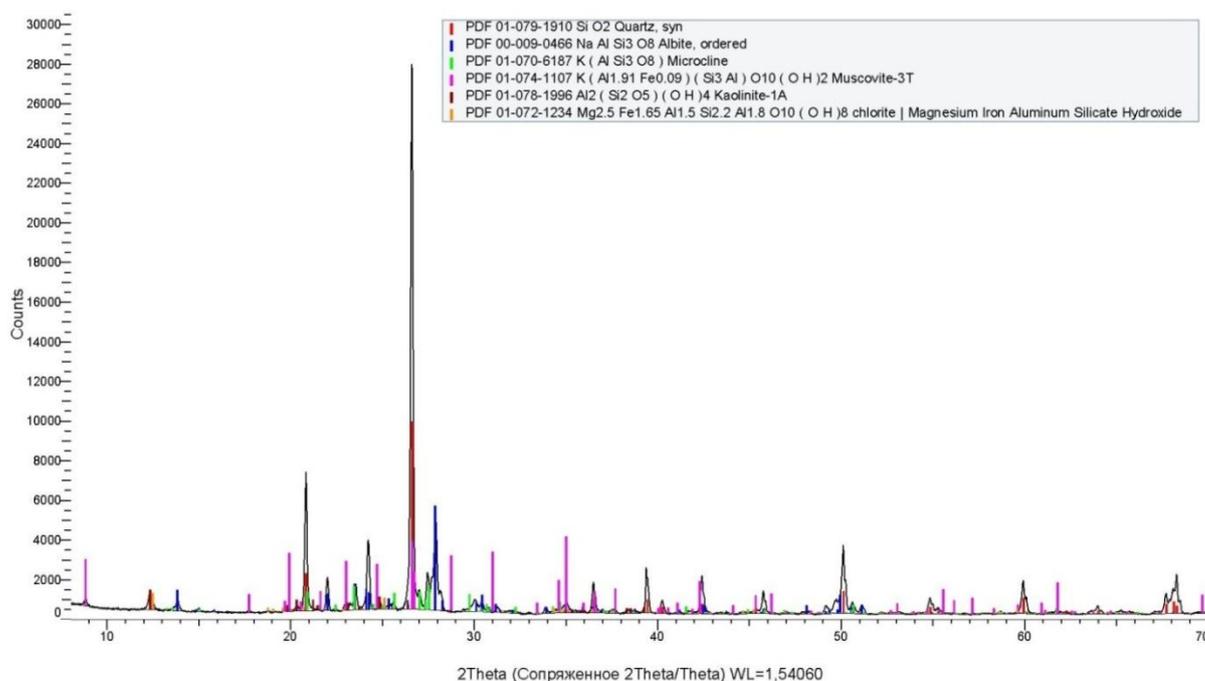


Рисунок 14 – Дифрактограмма ядра пластов Ю₂₋₆

В сочетании с данными петрографического исследования шлифа рентгеноструктурный анализ дает возможность отметить проявление в составе зерна тонкозернистой белой слюды - серицит.

Рентгеноструктурный анализ показал, что процентное распределение слагающих песчаника минералов следующее: мусковит 38,0%, кварц 19,2%, микроклин 16,4%, альбит 15,6%, каолинит 6,2%, и хлорит 4,6% (рис. 15).

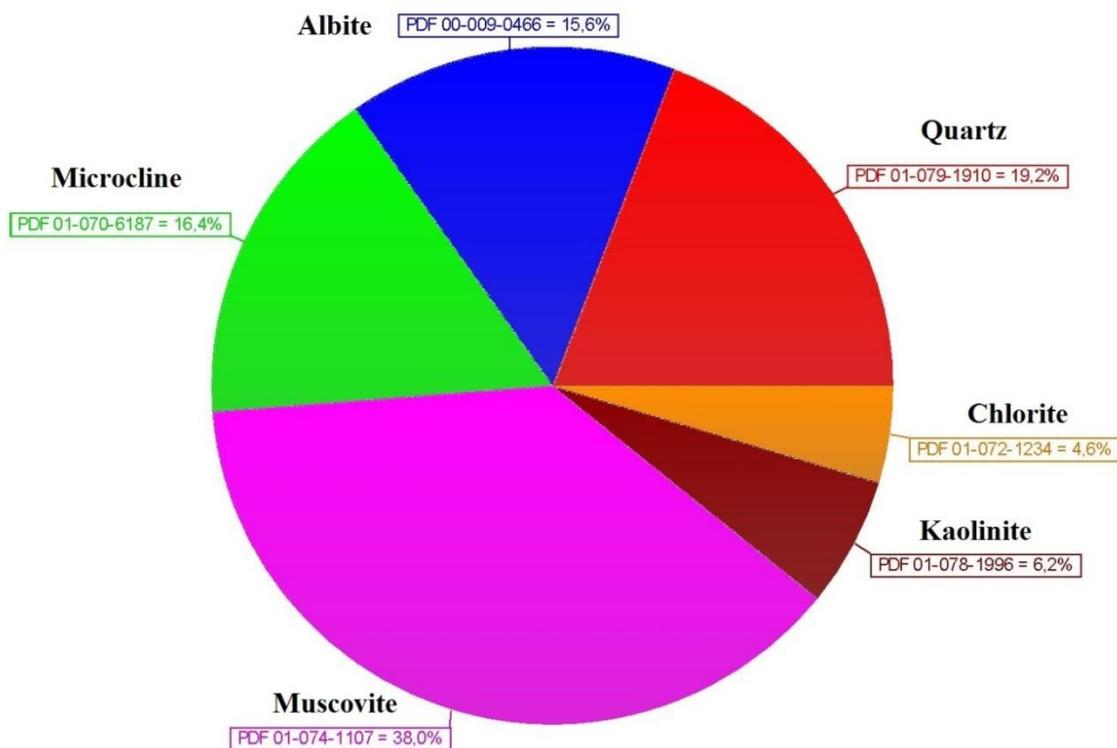


Рисунок 15 – Круговая диаграмма процентного содержания минералов

6.3 Исследование вещества методом растровой электронной микроскопии

При детальном электронно-микроскопическом исследовании шлифа установлены включения альбита, кварца, монацита, апатита, пирита, окислов железа и меди.

Как известно, кластогенные, или обломочные, породы, более чем на 50% состоят из зерен аллотигенных минералов или обломков материнских пород. Образование кластогенных пород обусловлено выпадением обломочного материала из путей переноса под влиянием силы тяжести. Обломочные компоненты переходят в осадок, как только энергия среды-транспортера (вода,

ветер) перестает поддерживать их во взвешенном состоянии или перемещать путем волочения или перекачивания.

По результатам анализа минеральный состав кластогенного компонента, представлен апатитом (рис. 16), альбитом (рис. 17), кварцем и фосфорсодержащим минералом (рис. 18) и монацитом (рис. 19).

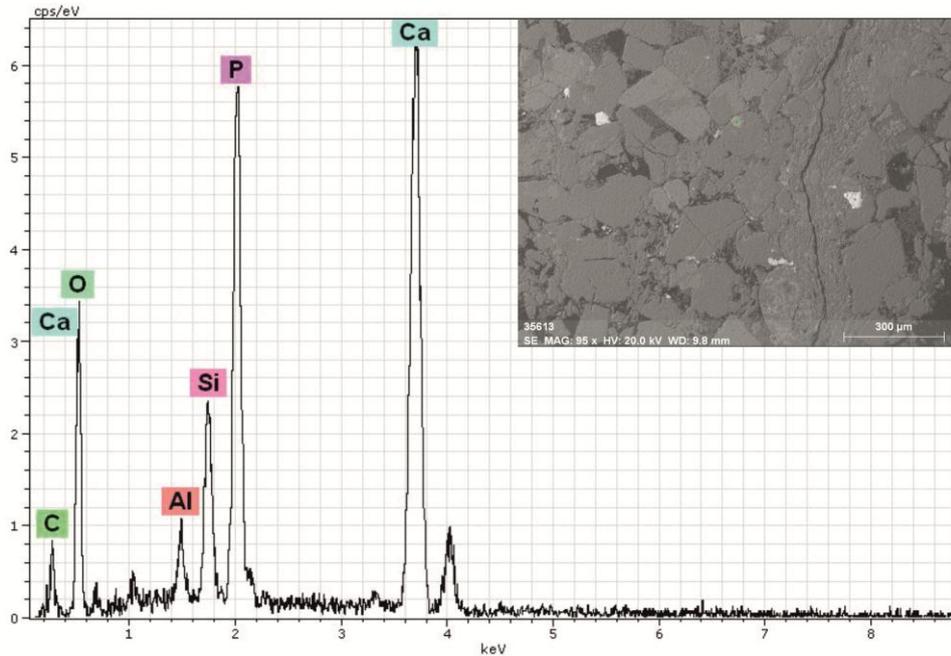


Рисунок 16 – Фотография и аналитический спектр образования апатит

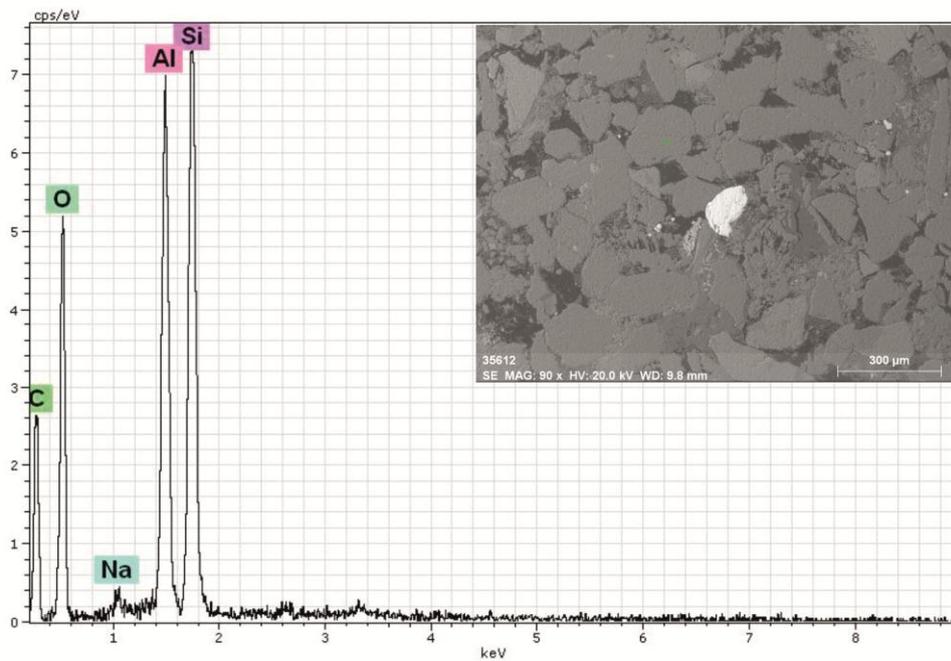


Рисунок 17 – Фотография и аналитический спектр образования альбит

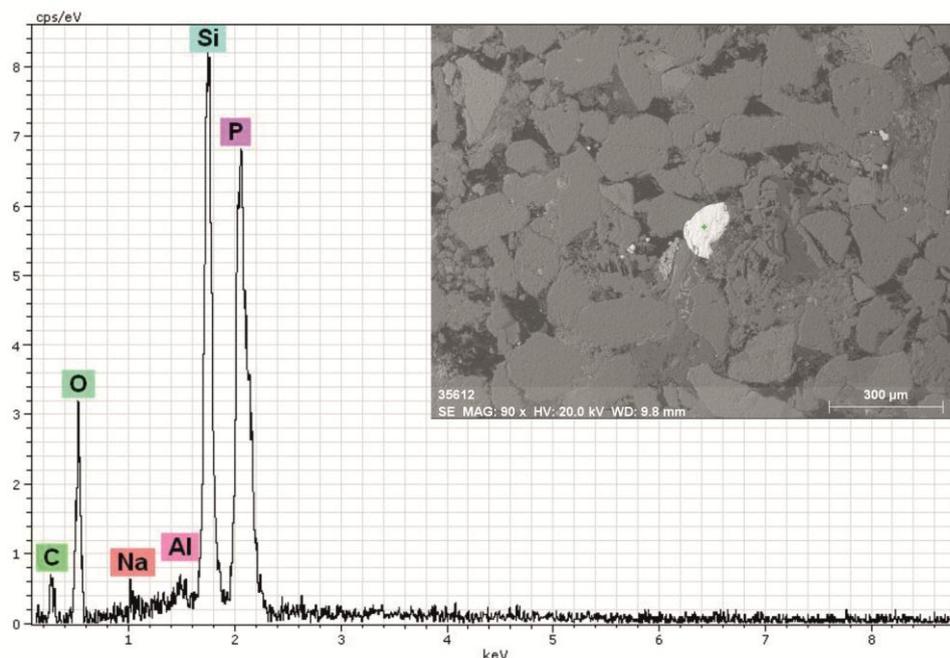


Рисунок 18 – Фотография и аналитический спектр образования кварца и фосфор содержащего минерала

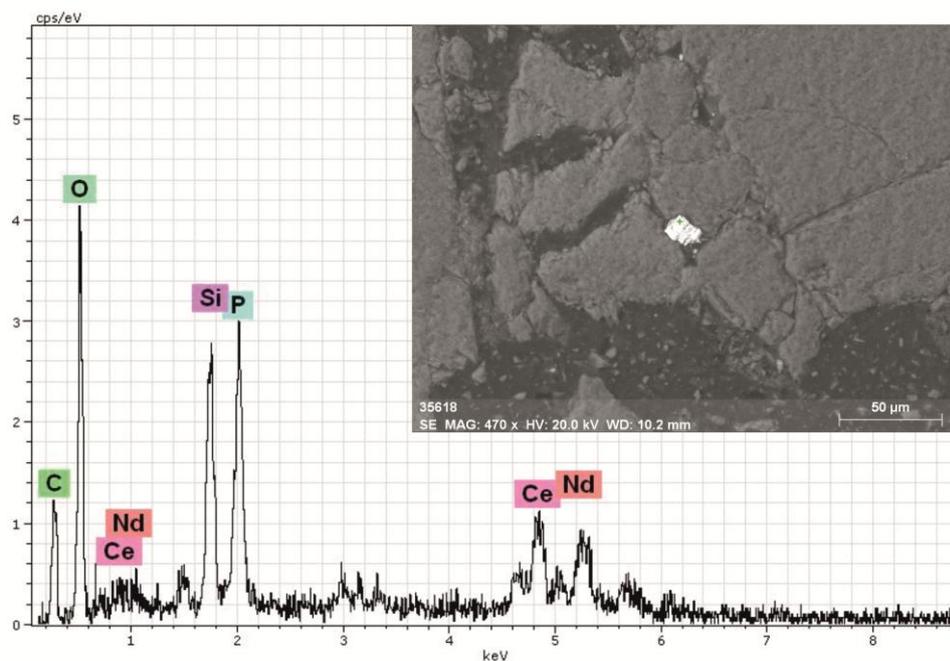


Рисунок 19 – Фотография и аналитический спектр образования монацита

Из вторичных минералов в отложениях тюменской свиты, выделены гидроокислы железа (рис. 20) и пирит (рис. 21).

Образование гидроокислов железа происходит, как правило, в углублениях поверхности. Однако есть основание полагать, что гидроокислы железа являются в данном случае результатом окисления пирита в процессах гипергенеза, поскольку выше по разрезу скважины в баженовской свите

встречаются мелкие кристаллы пирита, возможно метасоматического происхождения. Таким образом, пирит является эпигенетическим минералом.

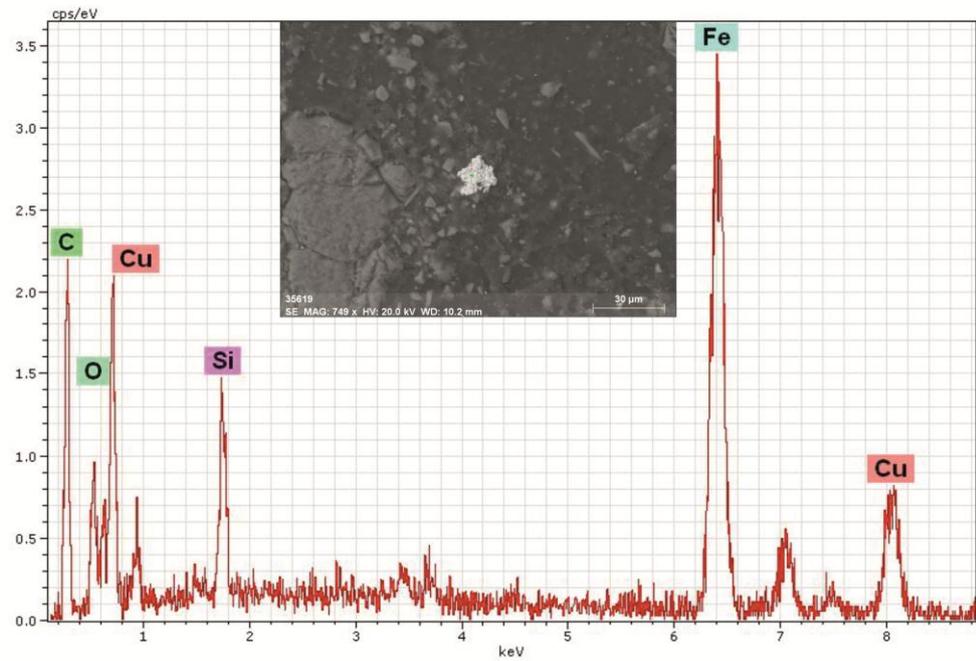


Рисунок 20 – Фотография и аналитический спектр образований гидроокислов железа и меди

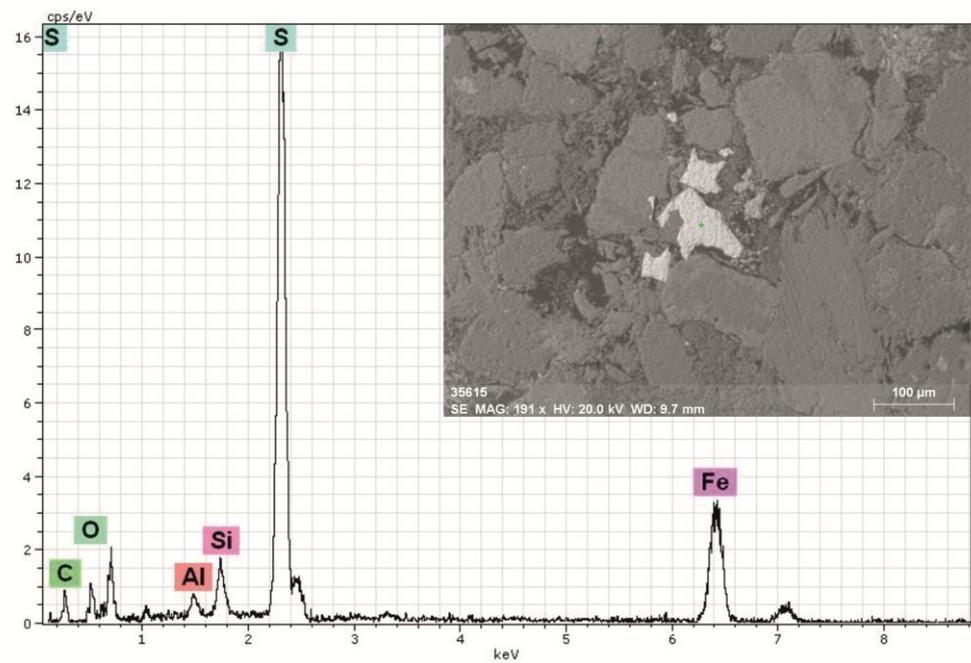


Рисунок 21 – Фотография и аналитический спектр образования пирита

6.4 Люминесцентно-битуминологический анализ керна Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения

Керновый материал для люминесцентно-битуминологического исследования был отобран из низкопроницаемых пластов Ю₂₋₆. Интервал отбора керна составил 2130-2136,45 м.

Анализ данных люминесцентно-битуминологического исследования проводился по классификации битумоидов, предложенной В. Н. Флоровской [5]. На рисунке 22,а представлен алевролит серый, сильноглинистый, средней крепости, слабослюдистый. Без запаха углеводородов

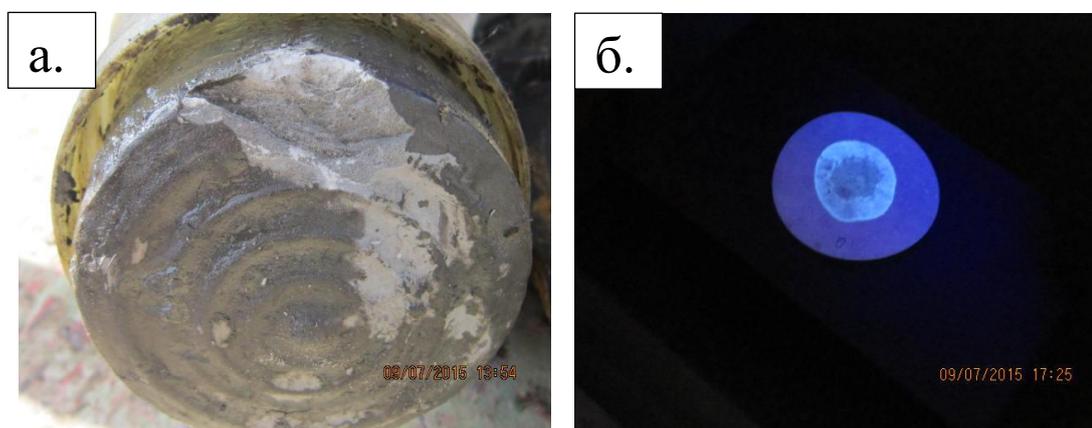


Рисунок 22 – Алевролит, глубина 2130-2131 м: а-срез керна; б-люминесцентно-битуминологическое фото керна [9]

Рисунок 22,б представлен бело-голубоватый цвет люминесценции, углеводородные флюиды не содержат смол и асфальтенов, тип битумоида-легкий.

На рисунке 23,а изображено переслаивание песчаника светло-серого,

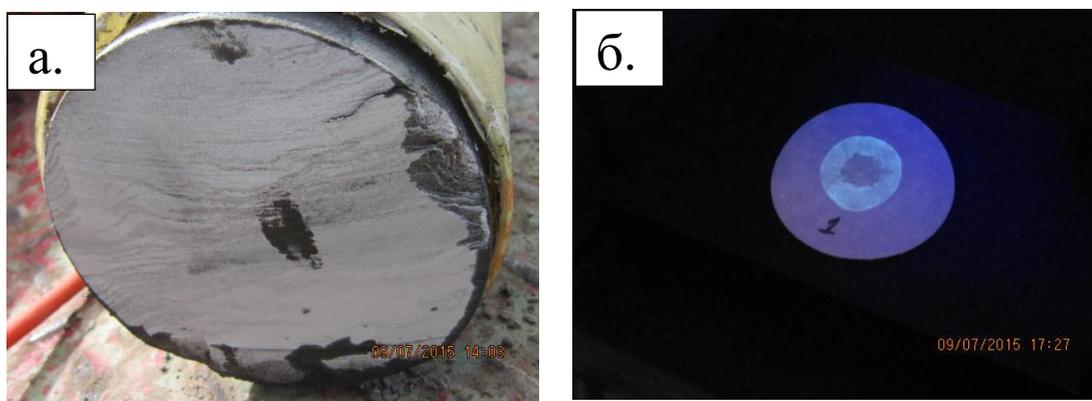


Рисунок 23 – Песчаник, глубина 2131-2132 м: а-срез керна; б-люминесцентно-битуминологическое фото керна [9]

мелкозернистого, средней крепости с алевролитом темно-серым, сильноглинистым, средней крепости с мелкими вкраплениями углефицированного растительного остатка, слабослюдистый. Без запаха углеводородов.

На рисунке 24,а изображен песчаник серый, мелкозернистый, средней крепости, слабослюдистый со слабым запахом углеводородов.

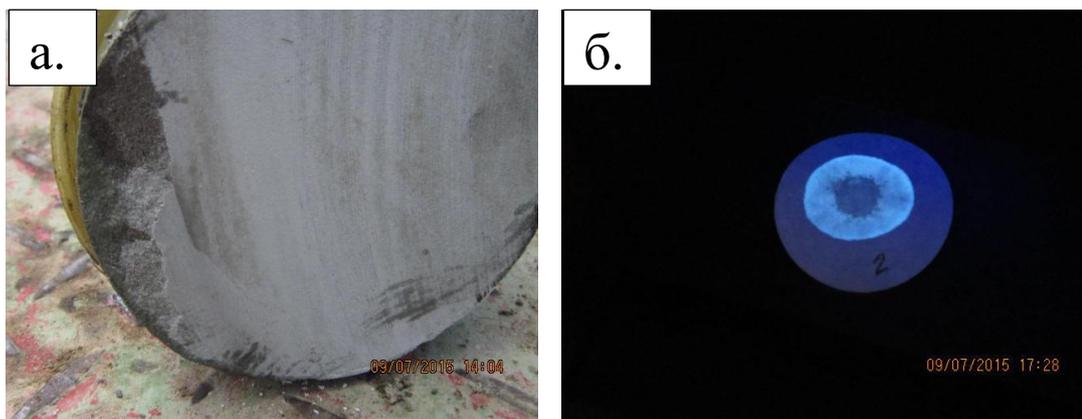


Рисунок 24 – Песчаник, глубина 2132-2133 м: а-срез керна; б-люминесцентно-битуминологическое фото керна [9]

Рисунок 24,б представлен бело-голубоватый цвет люминесценции, углеводородные флюиды не содержат смол и асфальтенов, тип битумоида-легкий.

На рисунке 25,а зафиксирован песчаник светло-серый, мелкозернистый, однородный, средней крепости, слабослюдистый со слабым запахом углеводородов.

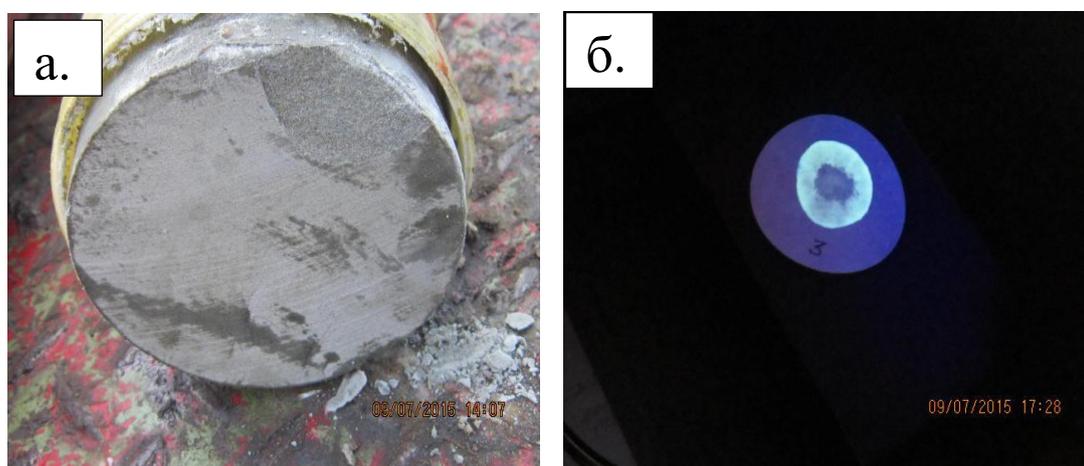


Рисунок 25 – Песчаник, глубина 2133-2134 м: а-срез керна; б-люминесцентно-битуминологическое фото керна [9]

Рисунок 25,б представлен беловато-желтый цвет люминесценции, нефть и битумоиды с низким содержанием смол, с отсутствием асфальтенов, тип битумоида-масляный.

На рисунке 26,а представлен алевролит темно-серый, сильноглинистый, средней крепости с редкими, мелкими вкраплениями углефицированного растительного остатка. Без запаха углеводородов.

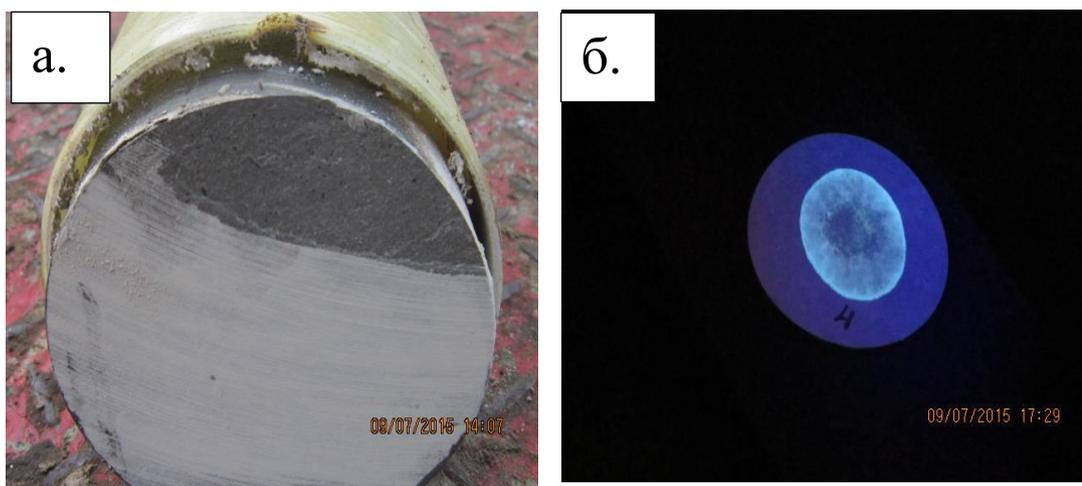


Рисунок 26 – Алевролит, глубина 2134-2135 м: а-срез керна; б-люминесцентно-битуминологическое фото керна [9]

Рисунок 26,б представлен беловато-желтый цвет люминесценции, нефть и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содержанием асфальтенов, тип битумоида- масляный.

На рисунке 27,а представлен песчаник светло-серый, мелкозернистый, однородный, средней крепости, слабослюдистый с запахом углеводородов.

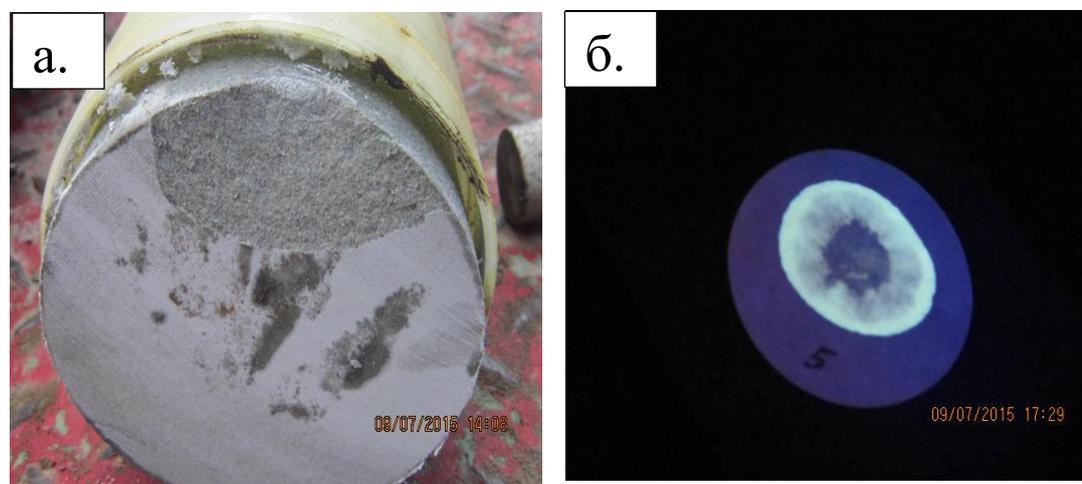


Рисунок 27 – Песчаник, глубина 2135-2136 м: а-срез керна; б-люминесцентно-битуминологическое фото керна [9]

Рисунок 27,б представлен беловато-желтый цвет люминесценции, нефть и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содержанием асфальтенов, тип битумоида- масляный.

На рисунке 28,а изображено переслаивание песчаника светло-серого, мелкозернистого, средней крепости с нитьевидными прослоями алевролита темно-серого с мелкими углефицированными растительными остатками, слабослюдистый. Без запаха углеводородов.

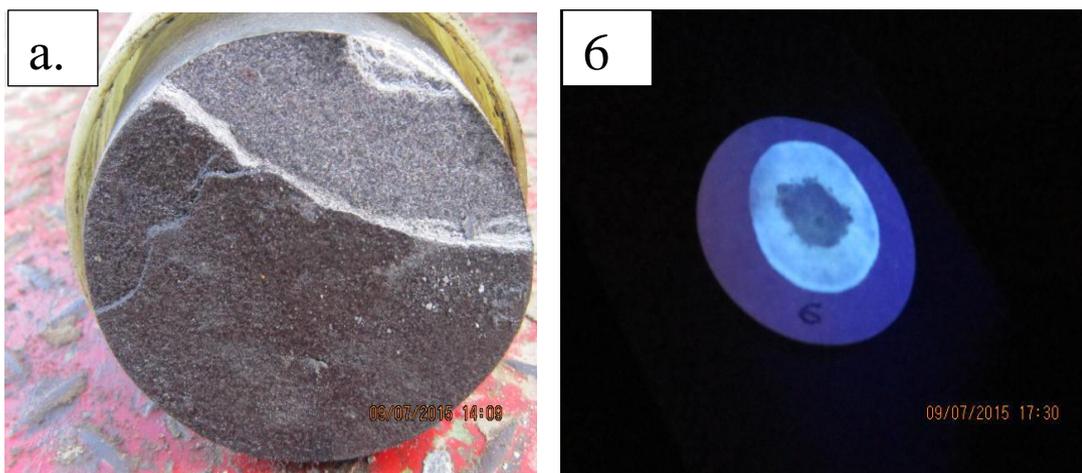


Рисунок 28 – Песчаник, глубина 2136-2136,45 м (верх): а-срез керна; б- люминесцентно-битуминологическое фото керна [9]

Рисунок 28,б представлен беловато-желтый цвет люминесценции, нефть и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содержанием асфальтенов, тип битумоида- масляный.

На рисунке 29,а изображено переслаивание песчаника светло-серого, мелкозернистого, средней крепости с нитьевидными прослоями алевролита темно-серого с мелкими углефицированными растительными остатками, слабослюдистый. Без запаха углеводородов.

Рисунок 29,б представлен беловато-желтый цвет люминесценции, нефть и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содержанием асфальтенов, тип битумоида- масляный.

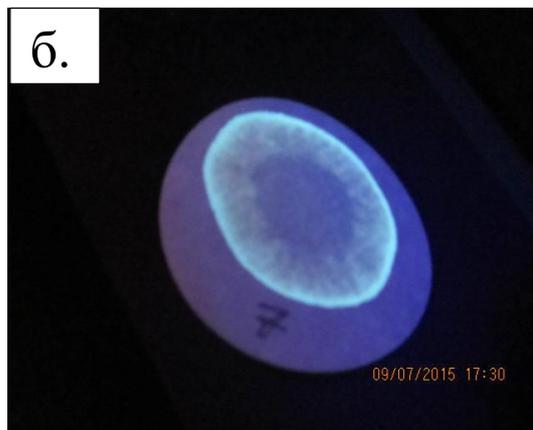


Рисунок 29 – Песчаник, глубина 2136-2136,45 м (низ): а-срез керна; б-люминесцентно-битуминологическое фото керна [9]

7. Концепция обработки низкопроницаемых коллекторов

Сегодня в горнодобывающей промышленности обращено пристальное внимание на необходимость разработки месторождений с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, содержащих многие полезные ископаемые. Для разработки таких коллекторов требуются новые подходы и инновационные технологии.

Основным критерием эффективности разработки низкопроницаемых залежей является строительство скважин. Необходимо бурить сложные горизонтальные многоствольные скважины (рис. 30).

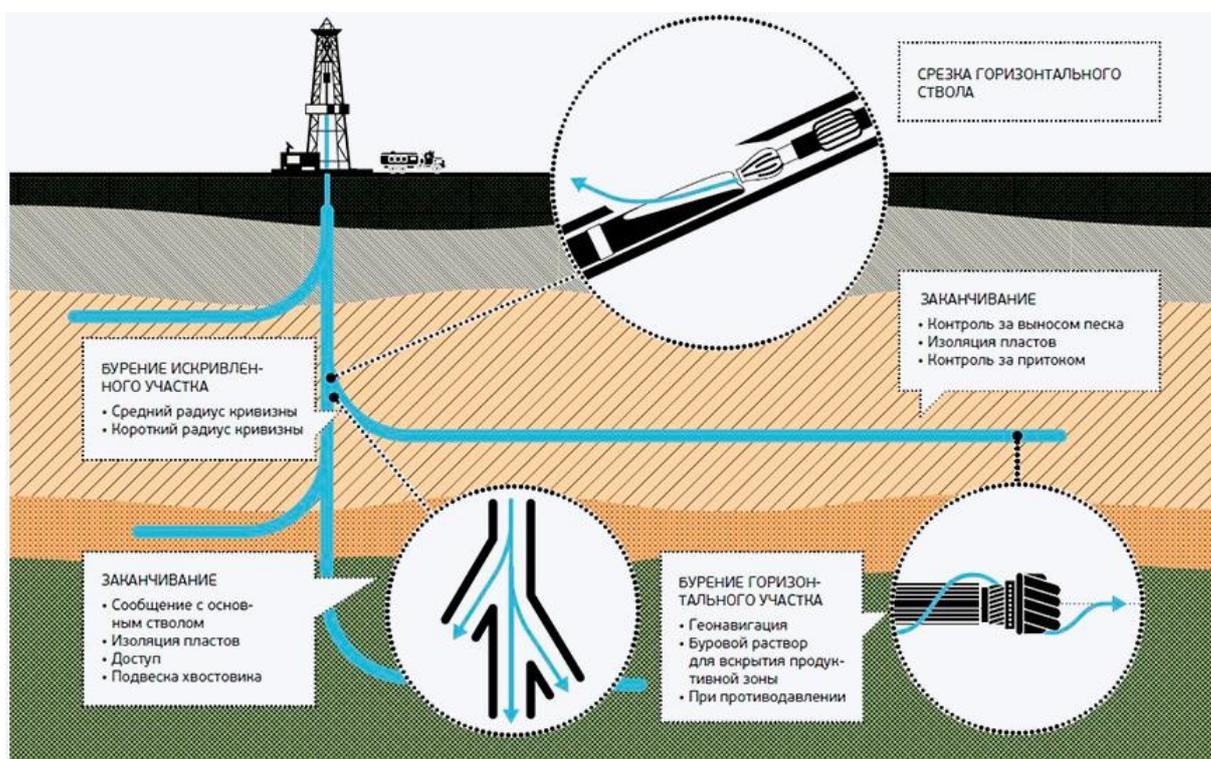


Рисунок 30 – Схема горизонтальной многоствольной скважины [27]

Бурить высокотехнологичные скважины гораздо сложнее традиционных скважин. При переходе из вертикальной плоскости в горизонтальную добавляется множество технологических параметров, которые необходимо постоянно контролировать. При горизонтальном бурении десятки тонн веса бурового оборудования нужно толкать внутри скважины преодолевая трение горных пород. Внедрение новых технологий создаст прочный фундамент для повышения добычи на зрелых месторождениях и развития новых регионов.

На увеличение зоны охвата пласта направлена и технология строительства горизонтальных скважин с множественными ответвлениями, получившая название «Рыбья кость» (рис.31).

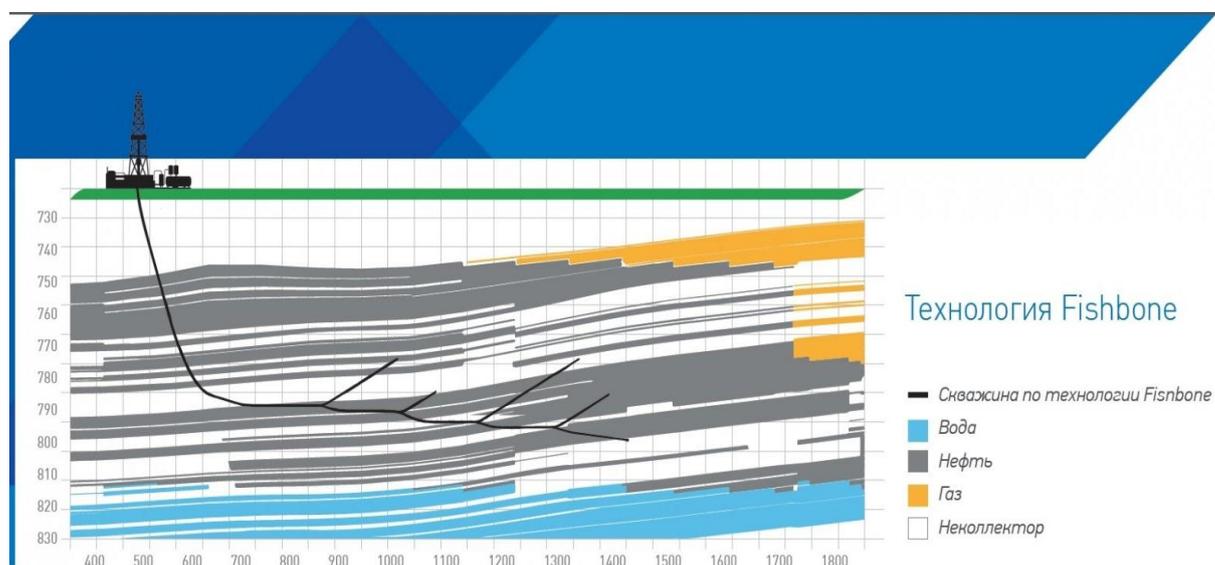


Рисунок 31 – Схема горизонтальной скважины с множественными ответвлениями [27]

Такая конструкция позволяет существенно увеличить охват нефтенасыщенных участков, но при этом требует меньшего объема буровых работ, чем при создании многоствольной скважины. Каждое из ответвлений направляется в отдельные нефтяные участки, не задевая соседние пласты с газом или водой. Данная технология позволит не только повысить нефтедачу пласта и обеспечить равномерную разработку пласта, но и попутно добыть металл.

Основной рецепт, сотворивший сланцевую революцию в США, является многостадийный гидравлический разрыв пласта. Как известно, метод гидравлического разрыва пласта активно применяется на месторождениях Западной Сибири, крупнейшей нефтегазоносной провинции мира с площадью более 1 млн. км². Эффективность разработки пластов достигается за счет увеличения площади дренирования скважины посредством создания крыльев трещин, которые позволяют гидродинамически сообщать проницаемые пропластки в высокорасчлененном разрезе. Метод ГРП (рис. 32) заключается в создании в продуктивном пласте искусственных трещин высокой

проводимости путем закачки в пласт жидкости под давлением, превышающим минимальное региональное горное напряжение, и заполнения созданных трещин, закрепляющим зернистым материалом – проппантом.

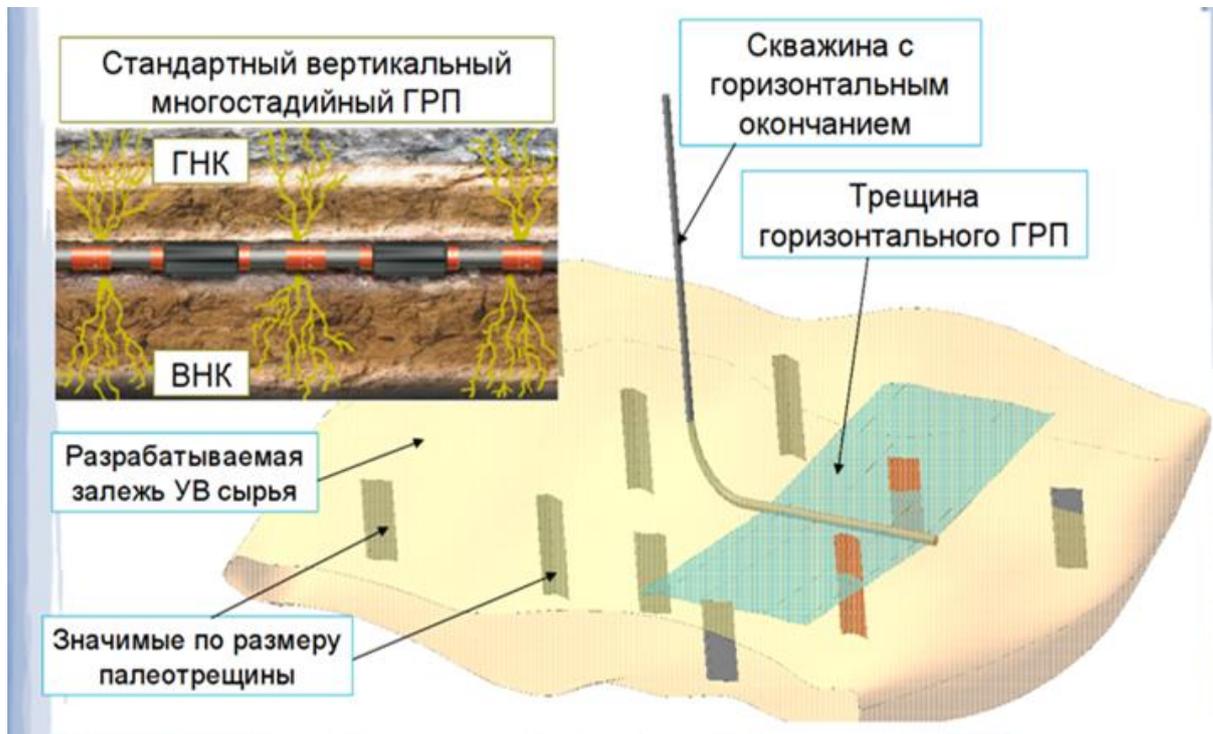


Рисунок 32 – Метод гидравлического разрыва пласта [27]

На Новопортовском НГКМ применяется зернистый материал, который изготавливается на заводе в Красноярском крае в городе Ачинске (рис. 33).



Рисунок 33 – Фото проппанта

В учебно-научной лаборатории электронно-оптической диагностики «Международный инновационный научно-образовательный центр» кафедры геоэкологии и геохимии было проведено исследование внешней структуры проппанта (рис. 34). Работа производилась на растровом электронном микроскопе Hitachi S 3400N.

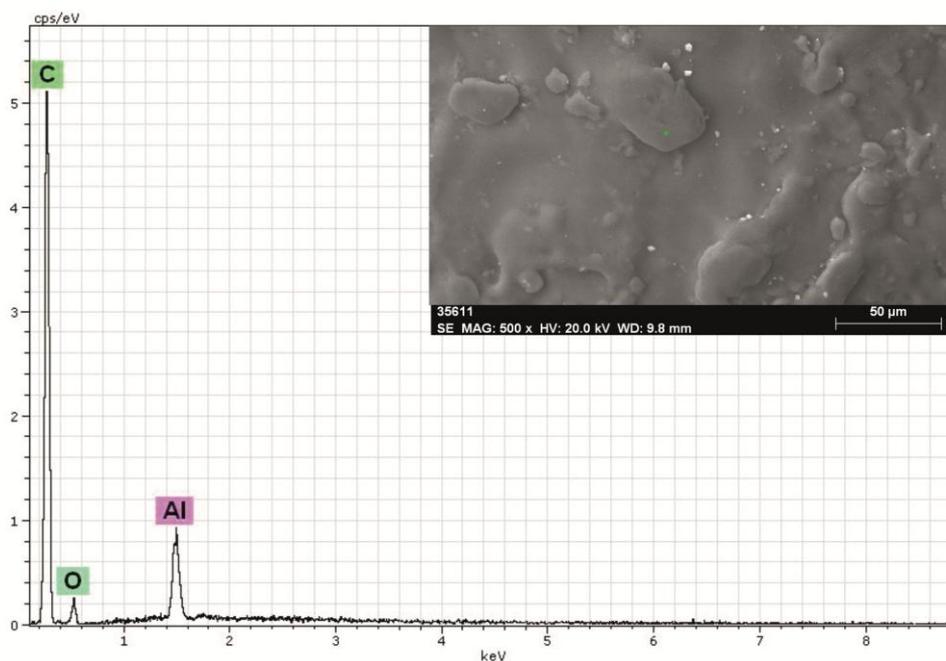


Рисунок 34 – Фотография и аналитический спектр проппанта

Исследование гранулообразного материала показало, что проппант - алюмосиликатный. Применение данного материала на месторождении обосновывается его отличительными особенностями: химическая инертность; устойчивость к воздействию, как кислот, так и щелочей; нерастворимость в солевых растворах; совместимость с жидкостями ГРП, а также отсутствие химического взаимодействия с компонентами песконесущих жидкостей гидравлического разрыва пласта.

В качестве рабочей жидкости ГРП обычно применяют растворы с использованием высокомолекулярных полимеров (для снижения потерь давления) на водной основе, в том числе техническую или пластовую воду, к тому же солянокислотные растворы (для карбонатных пород) или сырую нефть.

На Новопортовском нефтегазоконденсатном месторождении состав химического реагента представлен: биоцид, Formic Acid/Муравьиная кислота,

WCS/Стабилизатор глин, WNE/Понизитель трения, DBXL/Сшиватель, брейкер WBCap-LT, WGB/Брейкер, Сшиватель WGXL (табл. 1) [9].

Таблица 1 – Состав химического реагента на Новопортовском нефтегазоконденсатном месторождении

Химический реагент	Назначение
1	2
WG – гуаровая смола – природный полимер	Обеспечивает быстрое диспергирование и самогидрирование.
WCS/Стабилизатор глин - жидкий заменитель KCL	Сильноконцентрированный жидкий заменитель хлорида калия для использования на нефтяных месторождениях. В отличие от других заменителей KCl, WCS характеризуется крайне низкой токсичностью и не содержит ПАВ.
WNE/Понизитель трения - высокоэффективный деэмульгатор	Обеспечивает разрушение эмульсий с получением чистой водной фазы.
DBXL/Сшиватель - боратный сшиватель с задержкой	Представляет собой безвредный для окружающей среды раствор на масляной основе, обеспечивающий замедленную сшивку жидкостей разрыва пласта на основе гуара и его производных.
Брейкер WBCap-LT - инкапсулированный брейкер для низких температур	WBCap – LT медленно высвобождает персульфат аммония в жидкость гидроразрыва. Это позволяет замедлить ее деструкцию.
WGB/Брейкер - персульфатный деструктор	Обеспечивает контролируемое понижение вязкости жидкости

1	2
Сшиватель WGXL – боратный сшиватель	Высокоэффективный и экономичный сшиватель на основе слабой неорганической кислоты. Используется в жидкостях разрыва пласта на основе гуара, гидроксипропилгуара и других производных. Не требует добавок для регулирования уровня pH, обеспечивая таким образом экономичность и простоту использования.
Биоцид	Предотвращает бактериальное разложение гуарового полимера
Formic Acid/Муравьиная кислота	Растворитель различных минеральных и органических кислот

С развитием горизонтального бурения широкое применение получила технология МГРП (рис. 35), предполагающая создание трещин сразу на нескольких участках скважины.

На Новопортовском НГКМ проводят бесшаровый МГРП в качестве изолятора используются многоразовые уплотняющиеся «подушки» — пакеры, которые увеличиваются в размере при сдавливании и отделяют зоны с уже проведенными гидроразрывами. После выполнения работ пакер возвращается к исходному размеру, и оборудование транспортируется к следующему порту.

Рассмотренный в данной главе способ создания фильтрационных каналов в горном массиве для движения рабочих и продуктивных флюидов является ГРП, который широко используется в нефтяной и газовой промышленности для повышения дебита добычных скважин, а также при подземном выщелачивании скважин для повышения зоны

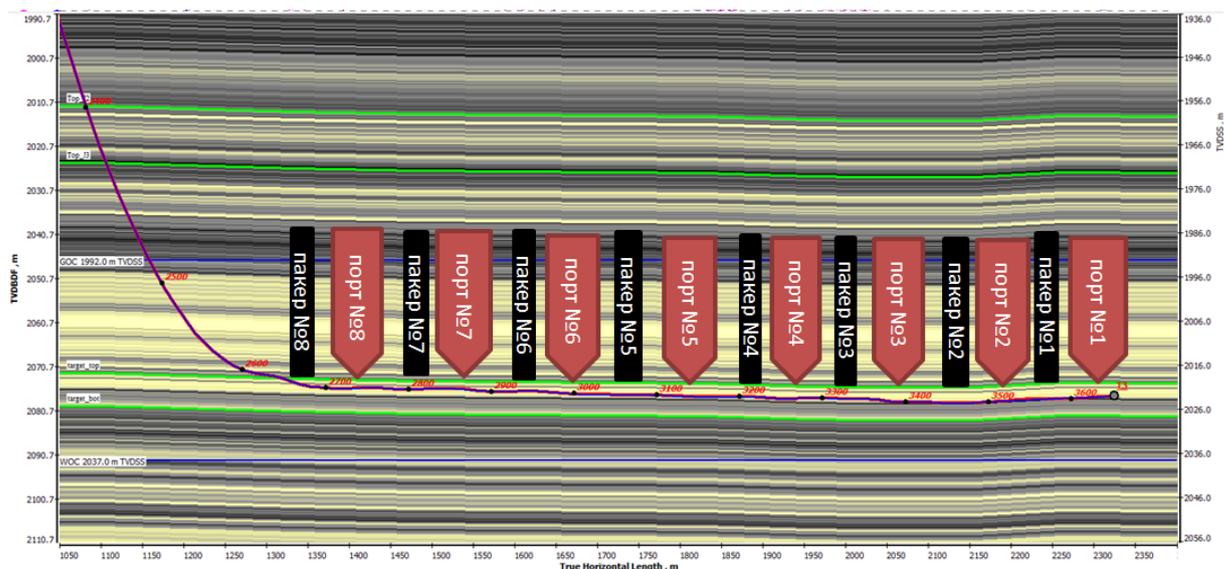


Рисунок 35 – Многостадийный гидроразрыв пласта на Новопортовском нефтегазоконденсатном месторождении. Интервал перфорации: от 2469,73 до 3615,87 м [9]

охвата слабопроницаемых серных руд; при подземном растворении солей для начальной площади растворения соли; при подземной газификации угля для создания каналов газификации; при подземном выщелачивании металлов, как для повышения фильтрационных свойств массива, так и для создания кольматационных экранов для рабочих и продуктивных флюидов.

Между формированием рудных и углеводородных месторождений, Лебедев Б. А. и Аглонов С. В., выделили семь «принципов аналогии». На основе этих принципов, путем обобщения весьма значительных материалов по всему миру удалось показать, что нефтегазонакопление как бы готовит осадочный бассейн к будущему рудообразованию – формированию многообразных рудных, главным образом стратиформных месторождений. По мере эволюции нефтегазонаосного бассейна, в нем проявляются процессы тектоно-магматической активизации и реювенации, что приводит к рассеянию углеводородов. Однако природа проявляет «экономия» и не создает новых путей миграции для рудоносных флюидов – используя пути былой миграции углеводородных флюидов [1].

Для извлечения металлов в настоящее время широко применяется метод подземного выщелачивания из полиэлементных руд, руд цветных металлов и

золота [2]. С начала 1960 годов метод начал применяться для добычи урановых руд в СССР, а затем и золота.

Подземным выщелачиванием называют метод добычи полезного ископаемого избирательным химическим растворением его на месте залегания и последующего извлечения, образованных в зоне реакции химических соединений на поверхность.

В зависимости от геотехнологических свойств и горно-геологических условий обрабатываемых месторождений подземное выщелачивание осуществляется через скважины, пробуренные с поверхности к рудам, обладающих естественной проницаемостью, или из выработок, созданных путем обычной шахтной подготовки месторождения с отработкой отдельных блоков руды системами с выщелачиванием. В качестве показателя, характеризующего эффективность отработки месторождения методом подземного выщелачивания, можно использовать отношение Ж/Т - массу рабочего раствора, приходящуюся на единицу массы обрабатываемого полезного ископаемого (при заданном коэффициенте извлечения). На основании величины отношения Ж/Т определяется удельный расход реагента.

Для подземного выщелачивания перспективны:

1. Месторождения в сильно обводненных и неустойчивых осадочных породах; сюда следует отнести большое число эпигенетических месторождений урана, сформировавшихся в зоне перехода от окислительной к восстановительной среде.

2. Рудные зоны окисления сульфидных месторождений, где уран и медь находятся в форме легкорастворимых минералов.

3. Крупные и глубокозалегающие месторождения с бедными рудами.

В практике подземного выщелачивания в зависимости от вещественного состава руд используются водные растворы минеральных кислот или солей карбонатов щелочных металлов. В России используют – растворы серной кислоты. В США при подземном выщелачивании урана в основном применяют карбонатное выщелачивание, когда используется карбонат и бикарбонат натрия

или аммония. При подземном выщелачивании применяют в большинстве случаев две схемы подачи растворителя в залежь – орошение разрыхленных скальных руд и замена пластовых вод растворением. При второй схеме движение растворов представляет собой напорную фильтрацию между взаимодействующими выработками. Гидродинамическое поле в этом случае определяется расположением скважин и фильтрационными свойствами рудовмещающего водоносного горизонта, а также теми изменениями, которые происходят при взаимодействии руды с рабочим раствором. Следовательно, данная технология является аналогом метода гидравлического разрыва пласта по следующим показателям: наличие скважин, рабочие растворы и соответственно наличие проницаемости.

Любые месторождения полезных ископаемых исчерпываются. Новые месторождения будут во многом сложнее и труднее для эффективной разработки. Поэтому горнодобывающей промышленности необходимы новые высокоэффективные технологии добычи или использование технологии в комплексе, то есть выявить необходимые кондиции для рабочих растворов, которые одновременно будут добывать рудные минералы и углеводороды.

Получается, что при ГРП подготавливается почва для подземного выщелачивания металлов из нефтематеринских пород, если они содержат повышенные концентрации рудных элементов. На принципиальную возможность выщелачивания урана из высокорadioактивных нефтематеринских отложений баженовской свиты неоднократно указывали Нестеров И. И., Плуман И. И., Турышев В. В., Рихванов Л. П., Усольцев Д. Г., Ильенок С. С. и многие другие.

8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

8.1 Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта

Новопортовское НГКМ находится в разработке с 2012 г. В работе проведена оценка экономической эффективности вариантов разработки Новопортовского месторождения в целом [10].

Вариант 1 – Предполагает разбуривание месторождения наклонно-направленными скважинами по обращённой семиточечной системе. Разработка месторождения осуществляется с поддержанием пластового давления. Плотность сетки скважин для пластов новопортовской толщи 31,2 га/скв, для юрского горизонта 21,7 га/скв. Разработка газовых объектов начинается после отработки нефтяных оторочек. Фонд нефтяных скважин, предусмотренных к строительству, составляет 2436 скважины, из которых 2429 наклонно-направленные, 5 горизонтальные и 2 двуствольные. Перевод с другого горизонта – 327 скважин, вывод из консервации – 5 скважин. Фонд газовых скважин – 112. Коэффициент извлечения нефти за проектный период – 0,322 при утвержденном 0,322.

Вариант 2 – (рекомендуемый). Предполагает разбуривание месторождения полого-направленными скважинами с горизонтальным окончанием по обращённой семиточечной системе. Разработка месторождения осуществляется с поддержанием пластового давления. Плотность сетки скважин для пластов новопортовской толщи 42,4 га/скв, для юрского горизонта 31,2 га/скв, длины горизонтальных стволов равны половинерасстояния между забоями скважин. Разработка газовых объектов начинается после отработки нефтяных оторочек. Фонд нефтяных скважин, предусмотренных к строительству, составляет 1419 скважин, из которых 1416 горизонтальных, 1 наклонно направленная скважина и 2 двуствольные. Перевод с другого горизонта – 327 скважин, вывод из консервации – 5 скважин. Фонд газовых скважин – 112. КИН за проектный период – 0,322 при утвержденном 0,322.

Вариант 3 – Предполагает разбуривание месторождения полого-направленными скважинами с горизонтальным окончанием по обращённой семиточечной системе. Разработка месторождения осуществляется с поддержанием пластового давления. Плотность сетки скважин по пластам 86,6 га/скв, длины горизонтальных стволов равны половине расстояния между забоями скважин. Разработка газовых объектов начинается после отработки нефтяных оторочек. Фонд нефтяных скважин, предусмотренных к строительству, составляет 591 скважину, из которых 588 горизонтальных, 1 наклонно направленная скважина и 2 двуствольные. Перевод с другого горизонта – 327 скважин, вывод из консервации – 5 скважин. Фонд газовых скважин – 112. КИН за проектный период – 0,235 при утвержденном 0,322.

8.2 Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат

В экономической оценке учтены будущие капитальные вложения в освоение Новопортовского месторождения по направлениям:

- Бурение скважин
- Оборудование, не входящее в сметы строек
- Инженерная подготовка и обустройство кустов скважин
- Подъездные автомобильные дороги
- Система сбора и подготовки нефти
- Система сбора и подготовки газа
- Система поддержания пластового давления
- Энергообеспечение промысла
- Объекты внешнего транспорта
- Объекты вспомогательного назначения
- Природоохранные мероприятия, прочие инвестиции

Инвестиции в строительство кустовых оснований и линейных объектов обустройства определены в соответствии с принятой величиной удельных расходов и физическим объемом планируемого строительства. Капитальные вложения в строительство площадочных объектов приняты в соответствии со сметными расчетами СТО-103/10Д-ТЭР «Обустройство Новопортовского

нефтегазоконденсатного месторождения» и планируемой к вводу мощности объектов. Нормативы капитальных вложений представлены в таблицах 2-3.

Таблица 2. Удельные капитальные вложения в строительство объектов обустройства

Направление инвестиций	Ед.изм.	Значение
Инженерная подготовка кустов	тыс.руб./куст	79941
Обустройство нефтяных скважин	тыс.руб./скв.	17118
Обустройство газовых скважин	тыс.руб./скв.	18830
Подъездные дороги	тыс.руб./км	27576
Нефтесборные сети	тыс.руб./км	39712
Газосборные сети	тыс.руб./км	32618
Высоконапорные трубопроводы	тыс.руб./км	30042
ВЛ6	тыс.руб./км	3803
ВЛ35	тыс.руб./км	11672
ДНС, ЦПС	тыс.руб./тыс.т-год	1354
УПГ, КС	тыс.руб./тыс.м ³ -год	2380

Затраты на природоохранные мероприятия, прочие капитальные вложения приняты в размере 10% от затрат на строительство.

Таблица 3. Капитальные вложения по вариантам разработки, тыс.руб.

Направление инвестиций	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Бурение скважин	299 513	225 117	118 275
Обустройство	161 820	128 494	101 264
Оборудование НВСС	9 888	6 087	2 993
Прочие	16 182	12 849	10 126
ВСЕГО	487 403	372 547	232 658

Общая сумма капитальных вложений на освоение Новопортовского месторождения в зависимости от рассматриваемого варианта разработки составит от 232658 тыс.руб. до 487403 тыс.руб.

Оценка эксплуатационных расходов осуществлялась по нормативам, сформированным на основе анализа результатов хозяйственной деятельности

предприятий ООО «Газпромнефть» в первом полугодии 2011 г. с учетом особенностей территориального расположения Новопортовского месторождения. Совокупные эксплуатационные затраты в разрезе вариантов представлены в таблице 4.

Таблица 4. Эксплуатационные расходы за проектный период разработки

Направление затрат	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Производственные затраты	795 337	441 959	274 759
Расходы по транспорту продукции	692 661	697 547	505 018
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	903 543	881 892	676 454
Амортизация	341 182	260 783	162 861
Страховые отчисления	18 097	7 113	4 333
Полная себестоимость	2 750 820	2 289 294	1 623 425

Ожидаемые ежегодные эксплуатационные затраты по каждому направлению в работе оценены следующим образом:

1. Переменные расходы определены с учетом проектных объемов добычи жидкости, нефти, газа, закачки воды и удельных затрат по соответствующим направлениям.
2. Постоянные расходы определены в соответствии с проектным фондом действующих добывающих скважин и удельными затратами по фонду заработной платы и обслуживанию скважин.
3. Затраты на проведение текущих и капитальных ремонтов скважин рассчитаны в соответствии нормативом отчислений на проведение ТКРС и проектным фондом действующих добывающих скважин.
4. Прочие расходы определены в удельном отношении от суммы прямых затрат на нефтегазодобычу.

5. Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из проектных объемов капитальных вложений и принятых среднегодовых норм амортизации.

6. Налоги в себестоимости (НДПИ, страховые взносы) – согласно налоговому законодательству РФ.

Ликвидационные затраты определены по мере выбытия скважин из эксплуатации в соответствии с планируемыми расходами на проведение данной операции и доли затрат по обустройству, приходящейся на одну скважину.

Анализируя себестоимость добычи нефти можно отметить, что наибольший удельный вес в структуре расходов занимает налог на добычу нефти.

8.3 Налоговая система

Оценка экономической эффективности разработки месторождения проведена с учетом выплаты недропользователем налогов (табл. 5), сборов и пошлин в федеральный, региональный и местный бюджеты, а также во внебюджетные фонды, установленных действующим законодательством на 2011 год (и далее):

- Таможенная пошлина при экспорте нефти – закон РФ «О таможенном тарифе».
- Налог на добычу полезных ископаемых – глава 26 части 2 НК РФ.
- Налог на добавленную стоимость – глава 21 части 2 НК РФ.
- Страховые взносы – Федеральный Закон № 212-ФЗ от 24.07.09.
- Отчисления на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний – закон РФ № 183-ФЗ от 29.12.2001 г.
- Налог на имущество организаций – глава 30 части 2 НК РФ и налог на прибыль организаций – глава 25 части 2 НК РФ.

Совокупные затраты недропользователя по реализации предложенных в варианте 2 (рекомендуемом) технологических решений за проектный период оцениваются в 4885 тыс.руб. Из указанной суммы на капитальные вложения

приходится 373 тыс.руб., текущие производственные расходы – 442 тыс.руб., транспортные издержки – 698 тыс.руб., налоги – 3372 тыс.руб.

Таблица 5. Налоговые отчисления недропользователя, тыс.руб.

Вид налога	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
НДПИ	903 543	881 892	676 454
Налог на прибыль	589	104 849	90 057
НДС	59 441	77 326	61 716
Экспортная пошлина	2 280 913	2 280 913	1 645 796
Налог на имущество	26 401	20 336	13 253
Страховые взносы	18 097	7 113	4 333
Всего налогов:	3 288 985	3 372 430	2 491 608

8.4 Обоснование эффективности инвестиционного проекта

В результате гидродинамических расчетов технологических показателей разработки Новопортовского месторождения по размещенному в категориях C_1+C_2 фонду скважин были определены значения коэффициентов нефтеизвлечения по трем вариантам для первоочередных объектов НП₂₋₃, НП₄, НП₅¹, НП₈ и Ю₂₋₆. КИН и составляющие его расчетные коэффициенты приведены в таблице 6.

Расчеты технологических вариантов разработки по объектам показали, что наибольший КИН достигается по вариантам 1 и 2, однако вариант 1 убыточен. Вариант 1 предполагает плотную сетку наклонно-направленных скважин. Вариант 3 не достигает утвержденного КИН.

Рекомендуемый вариант по месторождению, вариант 2, достигает величины утвержденного КИН.

По каждому из вариантов разработки определены интегральные показатели эффективности: чистый дисконтированный доход, внутренняя норма рентабельности, индексы доходности затрат и инвестиций, срок окупаемости инвестиций.

Таблица 6. Сопоставление расчетных коэффициентов извлечения нефти по вариантам

Объект	Варианты	КИН расчет	КИН утв.	Квыт	Кохв	ПСС
ТП ₁₋₄	1	0,184	0,184	0,5	0,368	31,2
БЯ ₂₃	1	0,286	0,286	0,5	0,572	31,2
НП ₁	1	0,395	0,395	0,5	0,790	31,2
НП ₂₋₃	1	0,347	0,347	0,5	0,694	31,2
	2	0,347	0,347	0,5	0,694	42,4
	3	0,285	0,347	0,5	0,570	86,6
НП ₄	1	0,379	0,379	0,54	0,702	31,2
	2	0,379	0,379	0,54	0,702	42,4
	3	0,270	0,379	0,54	0,500	86,6
НП ₅ ¹	1	0,285	0,285	0,5	0,570	31,2
	2	0,285	0,285	0,5	0,570	42,4
	3	0,203	0,285	0,5	0,405	86,6
НП ₅ ²	1	0,204	0,204	0,5	0,408	31,2
НП ₇	1	0,386	0,386	0,5	0,772	31,2
НП ₈	1	0,345	0,345	0,5	0,690	31,2
	2	0,345	0,345	0,5	0,690	42,4
	3	0,251	0,345	0,5	0,503	86,6
Ю ₂₋₆	1	0,312	0,312	0,5	0,624	21,7
	2	0,312	0,312	0,5	0,624	31,2
	3	0,199	0,312	0,5	0,397	86,6
Месторождение	1	0,322	0,322			
	2	0,322	0,322			
	3	0,235	0,322			

В таблице 7 представлены основные показатели эффективности проектных решений.

Таблица 7. Показатели эффективности вариантов разработки Новопортовского месторождения

Показатели	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Продолжительность разработки, годы			
Расчетный технологический период	125	97	111
Рентабельный период	-	85	111
Добыча нефти, тыс.т			
Расчетный технологический период	233685	233685	170392
Рентабельный период	-	233397	170392
КИН			
Расчетный технологический период	0,322	0,322	0,235
Рентабельный период	-	0,321	0,235
Средняя обводненность к концу периода, %			
Расчетного технологического	98	98	90
Рентабельного	-	97	90
Выручка от реализации, тыс.руб.			
Расчетный период	5184462,5	5301711,1	3864269,5
Рентабельный период	-	5283264,6	3864269,5
Транспортные расходы, тыс.руб.			
Расчетный период	692661,2	697546,6	505018,4
Рентабельный период	-	695818,7	505018,4
Капитальные вложения, тыс.руб.			
Расчетный период	487403,2	372547,5	232658,1
Рентабельный период	-	372547,5	232658,1
Эксплуатационные затраты, тыс.руб.			
Расчетный период	795336,8	441959,3	274759,4

Рентабельный период	-	431735,6	274759,4
Доход государства, тыс.руб.			
Расчетный период	3288985,4	3372429,7	2491607,5
Рентабельный период	3288985,4	3363766,9	2491607,5
Поток наличности, тыс.руб.			
Расчетный период	-79924,1	417227,9	360226,1
Рентабельный период	-	419395,9	360226,1
Ставка дисконтирования 10%			
Чистый дисконтированный доход, тыс.руб.			
Расчетный период	-38829,4	14387,9	3541,8
Рентабельный период	-	14388,2	3541,8
Внутренняя норма рентабельности, %			
Индекс доходности полных затрат, д.ед.	0,82	1,05	1,02
Индекс доходности инвестиций, д.ед.	0,69	1,11	1,03
Срок окупаемости, лет	не окуп.	19	27
Ставка дисконтирования 15%			
Чистый дисконтированный доход, тыс.руб.			
Расчетный период	-34861,3	-6740,3	-12838,2
Рентабельный период	-	-	-
Внутренняя норма рентабельности, %	не опр.	12,8	10,7
Индекс доходности полных затрат, д.ед.	0,73	0,96	0,91
Индекс доходности инвестиций, д.ед.	0,60	0,93	0,85
Срок окупаемости, лет	не окуп.	не окуп.	не окуп.

По представленным результатам можно отметить следующее:

1. Экономически целесообразна (при дисконте 10%) реализация вариантов 2 и 3, вариант 1 – нерентабелен (рис. 36).

2. Из двух экономически целесообразных вариантов наибольшим значением показателя NPV (14387,9 тыс.руб.) характеризуется вариант 2. Данный вариант обеспечивает достижение утвержденного КИН (0,322).

3. Вариант 2 (рекомендуемый) характеризуется продолжительным сроком окупаемости – 19 лет и невысокими значениями относительных показателей: IRR = 12,8%, индекс доходности полных затрат составит 1,05, индекс доходности инвестиций – 1,11.

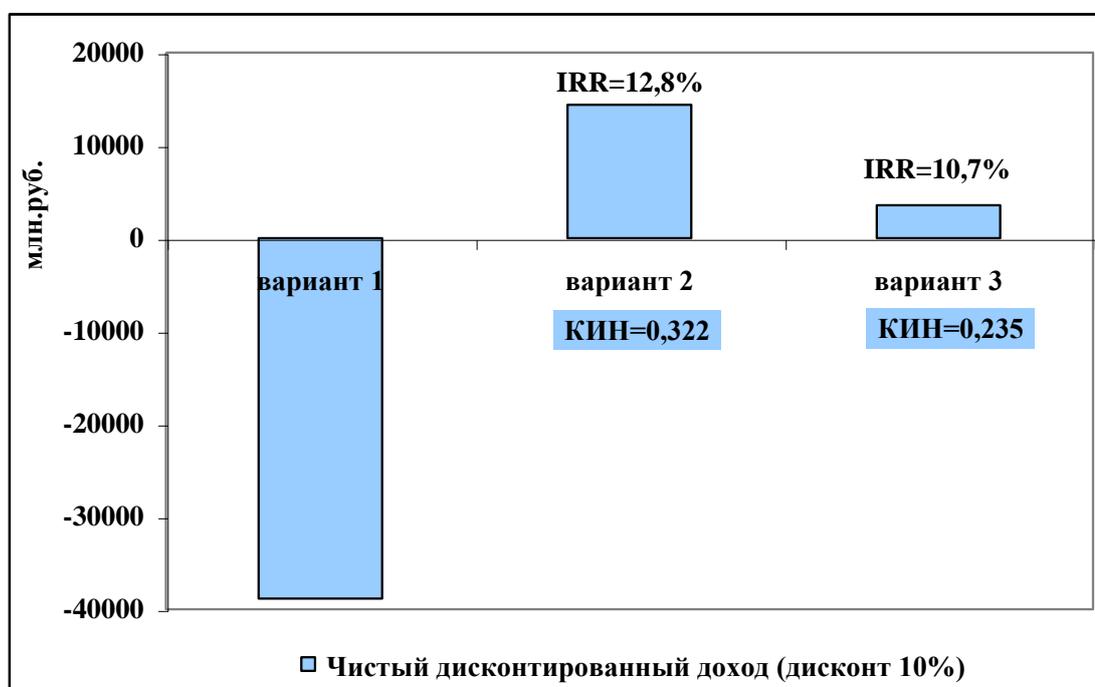


Рисунок 36 - Сравнение технико-экономических показателей вариантов разработки Новопортовского месторождения

Таким образом, эффективность проекта будет зависеть от благоприятной ценовой конъюнктуры, а также подтверждения запроектированных объемов добычи нефти, газа и конденсата.

9. Социальная ответственность

9.1 Производственная безопасность.

В полевых условиях одним из главных приоритетов в работе является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности, что требует постоянного соблюдения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении полевых работ описаны в таблице 8 в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74 [12].

Таблица 8 – Основные элементы производственного процесса полевых работ, формирующие опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) [12]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: - проводятся на Новопортовском НГКМ в геологическом вагончике; - осуществляется контроль за бурением высокотехнологичных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта;	1. Отклонение параметров микроклимата в помещении; 2. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 3. Отсутствие или недостаток естественного света; 4. Электромагнитное излучение; 5. Нервно-психические перегрузки	1. Электрический ток; 2. Пожарная и взрывная опасность	СанПиН 2.2.4.548-96 [19] СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [21] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [18] СНиП 23-05-95 [22] СП 51.13330.2011 [23] ГОСТ 12.1.038–82 [13] Р 2.2.2006–05 [16] Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ [24]

9.1.1 Анализ вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Субъективные ощущения человека меняются в зависимости от изменения параметров микроклимата. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [18] необходимо соблюдать конкретные санитарно-гигиенические требования к микроклимату в помещениях. В производственных помещениях, в которых работа с использованием ПК является основной и связана с нервно-эмоциональным напряжением, должны обеспечиваться оптимальные параметры микроклимата для категории работ 1а и 1б в соответствии с действующими санитарно-эпидемиологическими нормативами микроклимата производственных помещений. Оптимальные нормы микроклимата для помещений:

а) в холодный период года: температура воздуха – не более 22 – 24С°; относительная влажность воздуха – 40 – 60%; скорость движения воздуха – 0,1м/сек.;

б) в теплый период года: температура воздуха – не более 23 – 25С°; относительная влажность воздуха – 40 – 60%; скорость движения воздуха – 0,1м/сек.

Необходимые микроклиматические условия создаются отоплением, обменной вентиляцией и кондиционированием воздуха. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [18] на одно рабочее место пользователей ПК с ВДТ на базе плоских дискретных экранов (жидкокристаллические, плазменные) отводится 4,5 м². Вычислительная техника является источником существенных тепловыделений, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении.

Не соблюдение параметров микроклимата происходит негативное воздействие на организм человека, снижается уровень работоспособности и мыслительной деятельности. А также приводит к простудным и сердечно-сосудистым заболеваниям.

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [21] предельно допустимый уровень (ПДУ) шума - это уровень фактора, который при ежедневной (кроме выходных

дней) работе, но не более 40 часов в неделю в течение всего рабочего стажа, не должен вызывать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья. К источникам шума необходимо отнести звуковоспроизводящую аппаратуру, технологическое оборудование и автотранспорт. Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для напряженности легкой степени трудового процесса соответствует 80 дБА, для напряженности средней степени трудового процесса соответствует 70 дБА, а для напряженного трудового процесса соответствует от 60 до 50 дБА [21]. Согласно СП 51.13330.2011 [23] в общем случае мероприятия по защите от шума должны предусматривать рациональное объемно-планировочное решение общественного здания.

Постоянное воздействие шума может привести к агрессивному поведению, депрессивному состоянию и прочим психическим нарушениям. Шум может повлиять на развитие гипертензии, различные нарушения ритма сердца, на обменные процессы в организме, в том числе и снижение уровня глюкозы в периферической крови.

Недостаточная освещенность может возникать при неправильном выборе осветительных приборов при искусственном освещении и при неправильном направлении света на рабочее место при естественном освещении. Естественное освещение осуществляется через светопроемы (окна). Согласно СНиП 23-05-95 [22] рекомендуется левое расположение рабочих мест ПК по отношению к окнам. Искусственное освещение подразделяется на общее и местное. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения. При общем освещении рекомендуется устанавливать светильники в верхней части помещения параллельно стене с оконными проемами, что позволяет их включать и отключать последовательно в зависимости от изменения естественного освещения. Выполнение таких работ, как, например, обработка документов, требует дополнительного местного освещения, концентрирующего световой поток непосредственно на орудия и предметы труда. Согласно СНиП 23-05-95 [22] освещенность на

поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должен быть 300-500 лк. Местное освещение не должно создавать блики на поверхности экрана и увеличивать освещенность экрана более 300 лк. А яркость светящихся поверхностей (окна, светильники и др.), находящихся в поле зрения, должна быть не более 200 кд/м². В качестве источников света при искусственном освещении должны применяться преимущественно люминесцентные лампы типа ЛБ. Допускается применение лампы накаливания в светильниках местного освещения.

Недостаточная освещенность рабочей зоны несет в себе опасность чрезмерного утомления, развития близорукости, профессиональных заболеваний глаз, а также вызывает усталость центральной нервной системы. В ряде случаев, работая при освещении плохого качества, это может привести к головным болям.

Согласно СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 [19] устанавливают предельно допустимые уровни (ПДУ) воздействия на людей электромагнитных излучений (ЭМИ РЧ) в диапазоне частот 30 кГц - 300 ГГц и основные санитарно-гигиенические требования к разработке, изготовлению, приобретению и использованию источников ЭМИ РЧ в процессе работы людей. ПДУ воздействия ЭМИ РЧ на человека представлены в таблице 9.

Таблица 9. Предельно допустимые значения энергетической экспозиции

Диапазоны частот	Предельно допустимая энергетическая экспозиция		
	По электрической составляющей, (В/м) ² · ч	По магнитной составляющей, (А/м) ² · ч	По плотности потока энергии (мкВт/см ²) · ч
30 кГц – 3 МГц	20000,0	200,0	–
3 – 30 МГц	7000,0	Не разработаны	–
30 – 50 МГц	800,0	0,72	–
50 – 300 МГц	800,0	Не разработаны	–
300 МГц – 300 ГГц	–	–	200,0

Максимальное сокращение времени пребывания в зоне действия электромагнитного излучения является одним из наиболее эффективных

способов защиты организма от негативного воздействия электромагнитного излучения. Также следует отметить, что степень влияния электромагнитного излучения на организм человека напрямую зависит не только от времени пребывания в зоне его действия, но и от расстояния до источника излучения. То есть в процессе использования того или иного электроприбора или электрического устройства, например, монитор и системный блок, следует по возможности увеличивать расстояние до источника. Очень часто на рабочем месте, включены в сеть электроприборы, которые в данный момент не используются. Отключение данных электроприборов позволяет значительно снизить уровень электромагнитного излучения и соответственно степень его негативного воздействия, а также необходимо проветривать помещение.

Электромагнитное излучение наибольшее влияние оказывает на нервную систему, признаками расстройства являются раздражительность, быстрая утомляемость, ослабление памяти, нарушение сна и общая напряженность. Также излучение воздействует на иммунную систему, которая уменьшает выброс в кровь специальных ферментов, выполняющих защитную функцию, происходит ослабление системы клеточного иммунитета.

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 нервно-психические перегрузки подразделяются на умственное напряжение, монотонность труда и эмоциональные перегрузки. Данные факторы имеют место при работе по напряженному графику, в потенциально опасных условиях в связи с возможностью аварийных ситуаций и риском для собственной жизни и здоровья. Нервно-психические перегрузки характеризуются длительностью сосредоточения наблюдения, числом объектов одновременного наблюдения, плотностью сигналов и сообщений. Данные факторы отрицательно влияют на организм человека, вызывают изменения функционального состояния центральной нервной системы, а также психической и сердечнососудистой систем.

9.1.2 Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасность поражения людей электрическим током на производстве появляется при несоблюдении мер безопасности, а также при отказе или неисправности электрического оборудования. Основная потенциальная опасность для человека исходит от электрических установок, такие как компьютер, принтер, сканер, настольные лампы, розетки, провода и многие другие. Согласно ГОСТ 12.1.038–82 [13] проходя через организм человека, электрический ток оказывает термическое действие (ожоги, нагрев до высоких температур внутренних органов); электролитическое действие (разложение органических жидкостей тела и нарушение их состава) и биологическое действие (раздражение и возбуждение живых тканей организма, что сопровождается непроизвольными судорожными сокращениями мышц).

Согласно ГОСТ 12.1.038–82 [13] опасным напряжением для человека является 42 В, а опасным током – 0,01 А. В компьютерных помещениях отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (высокая влажность и температура, токопроводящая пыль и полы, химически активная или органическая среда, разрушающая изоляцию и токоведущие части электрооборудования). Защита от электрического тока заключается в защите от прикосновения к токоведущим частям электроустановок (изоляция проводов, ограждения, блокировка, пониженные напряжения, сигнализация, знаки безопасности и плакаты) и в защите от поражения электрическим током на электроустановке (защитное заземление, защитное отключение, молниезащита). Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [18], помещения, где размещаются рабочие места с ПК, должны быть оборудованы защитным заземлением (занулением) в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации. Во избежание несчастных случаев от действия электрического тока более эффективным средством защиты является увеличение влажности воздуха до 65%. Для предотвращения электротравматизма большое значение имеет правильная организация работ, т.е. соблюдение правил технической эксплуатации

электроустановок потребителей, правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей и правил устройства электроустановок (ПУЭ) [13]. К работе с электроустановками должны допускаться лица, прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью и выполняемой работой. Согласно ГОСТ 12.1.038-82 [13] необходимо соблюдать установленные требования электробезопасности.

К опасными факторами, воздействующими на людей и материальные ценности при пожаре относят пламя и искры; повышенная температура окружающей среды; токсичные продукты горения и термического разложения; дым и пониженная концентрация кислорода. К вторичным проявлениям опасных факторов пожара, воздействующим на людей и материальные ценности, относятся: осколки, части разрушившихся аппаратов, конструкций; радиоактивные и токсичные вещества и материалы, вышедшие из разрушенных аппаратов и установок; электрический ток, возникший в результате выноса высокого напряжения на токопроводящие части конструкций, аппаратов, агрегатов. Общие требования пожарной безопасности к объектам защиты различного назначения на всех стадиях их жизненного цикла регламентируются Федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ [24]. Согласно НПБ 105-03 по пожарной и взрывной опасности, помещения с ПК относятся к категории В1-В4 (пожароопасные): твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [18] в зданиях, в которых расположены помещения с ПК необходимыми условиями являются: наличие инструкций о мерах пожарной безопасности; наличие схем эвакуации людей в случае пожара и система оповещения людей о пожаре. Необходимые требования безопасности во время работы заключаются: постоянно содержать в чистоте и порядке свое рабочее

место; проходы, выходы не загромождать различными предметами и оборудованием; не подключать самовольно электроприборы, исправлять электрическую сеть и предохранители; не пользоваться открытым огнем в служебных и рабочих помещениях; не курить, не бросать окурки и спички в служебных и рабочих помещениях; не накапливать и не разбрасывать бумагу и другие легковоспламеняющиеся материалы и мусор; не хранить в столах, шкафах и помещениях ЛВЖ (бензин, керосин и др.); не пользоваться электронагревательными приборами в личных целях с открытыми спиралями; не оставлять включенными без присмотра электрические приборы и освещение. Обязательным требованием к помещениям с ПК является наличие огнетушителя, который должен висеть на доступном месте.

Все работники предприятия допускаются к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении специфики работы проводится дополнительное обучение по предупреждению и тушению возможных пожаров. О проведении противопожарного инструктажа делают запись в журнале регистрации противопожарного инструктажа с обязательной подписью инструктируемого и инструктирующего.

9.2 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 [9].

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 оказывается 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 [17] Новопортовское НГКМ 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.

9.2.1 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 [9].

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.

9.2.2 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 [9].

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.

9.2.3 Анализ влияния объекта исследования на атмосферу

Процесс воздействия на атмосферу при строительстве скважин включает влияние выбросов силовых и энергетических [9]. 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_6) 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, 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 3.

Согласно ГН 2.2.5.1313 – 03 [11] и перечню основных вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, к чрезвычайно опасным относятся бенз/а/пирен, свинец и его соединения, а к малоопасным относится оксид углерода.

Таблица 10. Перечень основных вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу

Наименование загрязняющих веществ	ПДКм.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³	ПДК среднесуточная, мг/м ³	Класс опасности
Железа оксид	-	0.04	3
Марганец и его соединения	0.01	0.001	2
Бенз/а/пирен	-	0.00001	1
Мазутная зола	-	0.002	2
Свинец и его соединения	0.001	0.0003	1
Азота диоксид	0.085	0.04	2
Азота оксид	0.4	0.06	3
Сажа	0.15	0.05	3
Ангидрид сернистый	0.5	0.05	3
Углерода оксид	5	3	4
Углеводороды (по метану)	50/ОБУВ/	-	-
Растворители (по ксилолу)	0.2	0.2	3
Химреагенты (по метанолу)	1	0.5	3

9.2.4 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» [9].

9.2.5 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 [9].

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.

9.2.6 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 натурального обследования земельных участков; нефтепромысловые объекты разместить вне земель с ограничениями хозяйственной деятельности (места нагула, гнездования птиц, пути миграции животных), а при невозможности этого обеспечить соблюдение дополнительных мероприятий по согласованию с природоохранными органами; земли, занимаемые во временное пользование, восстановить; предусмотреть конструкции трубопроводных систем, обеспечивающие безаварийную работу, и возможность применения диагностических устройств с целью проверки толщины стенок трубопроводов [9].

Работники предприятия должны следить за состоянием технологического оборудования, иметь график планово-предупредительных ремонтов оборудования и трубопроводов и строго соблюдать его. В ООО «Газпромнефть - Ямал» 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.

9.3 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 [9].

9.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

На данном участке работ, где ведется разработка Новопортовского НГКМ, могут произойти такие чрезвычайные ситуации как паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (-50 °С), метели и снежные заносы, а также аварийные разливы нефти [9].

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 [13].

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.

9.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

9.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Новопортовское НГКМ расположено в юго-восточной части полуострова Ямал [9]. Месторождение находится в районе Крайнего Севера. Работа сотрудниками ООО «Газпромнефть-Ямал» 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.

9.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Согласно ГОСТ 12.2.032-78 [14] конструкция рабочего места и взаимное расположение всех его элементов (сиденье, органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы. Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Выполнение трудовых операций "часто" и "очень часто" должно быть обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля. Конструкцией производственного оборудования и рабочего места должно быть обеспечено оптимальное положение работающего, которое достигается регулированием: высоты рабочей поверхности, сиденья и пространства для ног. Высота сиденья и подставки для ног при нерегулируемой высоте рабочей поверхности, устанавливается для работающего ростом 1800 мм – 655 мм. Оптимальная рабочая поза для работающих более низкого роста достигается за счет увеличения высоты рабочего сиденья и подставки для ног на величину, равную разности между высотой рабочей поверхности для работающего ростом 1800 мм и высотой рабочей поверхности, оптимальной для роста данного работающего. Высота сиденья должна быть 420 мм. Форму рабочей поверхности различного оборудования следует устанавливать с учетом характера выполняемой работы. Она может быть прямоугольной, иметь вырез для корпуса, работающего или углубление для настольных машин и т.д. При необходимости на рабочую поверхность следует устанавливать подлокотники. Часто используемые средства отображения информации, требующие менее точного и быстрого считывания показаний, допускается располагать в вертикальной плоскости под углом $\pm 30^\circ$ от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm 30^\circ$ от сагиттальной плоскости.

Заключение

Проведенный комплекс изучения геологического строения и исследований физико-литологических свойств резервуаров юрского возраста северной части Западной Сибири на примере Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения на основе каротажного и кернового материала позволил: показать строение разреза в пределах месторождения и выделить интервалы низких фильтрационно-емкостных свойств коллекторских горизонтов.

В результате проделанной работы были сделаны следующие выводы:

1. В северной части Западной Сибири юрский комплекс отложений имеет региональное распространение. Юрские отложения выдержаны по площади, и их мощность достигает 1600 м.

2. Анализ мощности, условий формирования и закономерностей распространения по площади юрских отложений позволил выделить пласты Ю₂, Ю₃, Ю₄, Ю₅₋₆ в верхней части разреза тюменской свиты (аален–байос–бат–келловей) перспективные для поиска углеводородов в юрском комплексе. Отложения характеризуются неоднородным строением, фаціальным взаимозамещением литологических типов пород. Условно пласты объединены в единую продуктивную пачку Ю₂₋₆, физико-литологическая характеристика пород которой приводится целиком в данной работе.

3. Основными критериями прогнозирования низкопроницаемых коллекторов являются геофизические исследования скважин и керновый материал, а признаки – пористость и проницаемость.

3. Изучение концепции низкопроницаемых коллекторов показало, что при гидравлическом разрыве пласта подготавливается почва для подземного выщелачивания металлов из нефтематеринских пород, если они содержат повышенные концентрации рудных элементов.

Список используемых источников

а. Опубликованная

1. Аплонов С.В. Нафторудогенез: пространственные и временные соотношения гигантских месторождений. – М.: Научный мир, 2010. - 224 с.
2. Аренс В.С. Физико-химическая геотехнология: Учебник для вузов. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, издательство «Горная книга», 2010. – 575 с.
3. Бочкарев В. С. Природа карбонатных отложений девона на правобережье р. Щучья и Новопортовское месторождение П-ов Ямал/ В. С. Бочкарев, А. М. Брехунцов, Л. Г. Перегоедов и др. //Стратиграфия и палеонтология Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2000. – 100-104 с.
4. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. М.: Недра, 1996. - 367 с.
5. Резников А.Н. Учебно-методическое пособие. – Ростов-на-Дону: Изд-во Ростовского университета, 2006. – 19 с.
6. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. М.: Недра, 1983. - 455 с.
7. Техничко-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти, конденсата, свободного и растворенного газа Новопортовского месторождения. Тюмень: ООО «Сибирский научно-аналитический центр (СибНАЦ)», 2005. - 165 с.
8. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М.: Недра, 2001. – 271 с.

б. Фондовая

9. Технологическая схема ОПР Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения/Сост. Константинов Н. М. – Тюмень, 2010. – 237 с.

10. Экономический анализ вариантов разработки Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения/Сост. Константинов Н. М. – Тюмень, 2010. – 35 с.

с. Нормативная

11. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
12. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
13. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
14. ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
15. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.
16. Р 2.2.2006–05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
17. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984.00. Санитарно – эпидемиологические правила и нормативы проектирования, строительства, реконструкции и эксплуатации предприятий, планировки и застройки населенных мест.
18. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».
19. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)».
20. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
21. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.

22. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.– Введен: 01.01.1995. М.: Издательство стандартов –1995. –27 с.
23. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
24. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

d. Интернет-ресурсы

25. Волостнов А.В. Методы исследования вещественного состава природных объектов [Электронный ресурс] // Корпоративный портал ТПУ:[сайт]. URL: http://portal.tpu.ru:7777/SHARED/i/IVANOVAYU/Ucheb_rabota/Research_methods_of_natural_environments/Tab/VSP0.pdf (дата обращения: 15.04.2017).
26. Государственная геологическая карта СССР дочетвертичных образований (листы Q-42,43) [Электронный ресурс] // Геокнига: [сайт]. URL: http://www.geolkarta.ru/list_200.php?idlist=Q4243_&idlist_d=G&gen=1&g=1 (дата обращения: 29.05.2017).
27. Проект «НОВЫЙ ПОРТ» [Электронный ресурс] // Газпромнефть: [сайт]. URL: http://www.gazprom-neft.ru/company/business/exploration-and-production/new_projects/new-port (дата обращения: 15.04.2017).