

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

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело

Кафедра Проектирования объектов нефтегазового комплекса

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Оценка ресурсного потенциала отложений березовской свиты на нефтяных месторождениях Пуровского региона Ямало-Ненецкого АО</b>

УДК 553.982.04(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Носкова Евгения Геннадьевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко М.В.	К.Г.-М.Н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ПОНК	Меркулов В.П.	К.Г.-М.Н., доцент		



<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Найти подход, позволяющий геометризовать залежь</li> <li>2. Обосновать подсчетные параметры, необходимые для оценки ресурсного потенциала изучаемой свиты</li> <li>3. Оценить ресурсы свиты</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<b>Профессор Белозеров В.Б.</b>
<b>Социальная ответственность</b>	<b>Доцент Мищенко М.В.</b>

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

6 Well-logging measurements and methods of interpretation

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н		28.06.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Носкова Евгения Геннадьевна		28.06.2017

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ЦМ51	Носкова Евгения Геннадьевна

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ПОНК
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01.Нефтегазовое дело

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

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Рабочая зона – объекты группы месторождений</p> <p>Вредные факторы – метеоусловия, вредные вещества, освещение, электромагнитные поля.</p> <p>Опасные факторы – взрыв, пожар, высокое давление.</p> <p>Негативные воздействия на окружающую среду – загрязнение атмосфер, гидросферы и литосферы.</p> <p>Чрезвычайные ситуации – пожары, взрывы, химические отравления.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Нормативно-правовые акты международного сообщества, нормативно-технические документы, «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»</p>

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

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Неправильное использование вредных реагентов может стать причиной химического отравления организма человека</p> <p>Безопасное использование растворителей подразумевает использование средств индивидуальной защиты и коллективной защиты</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Пожароопасность, взрывоопасность, опасность поражения молнией, поражение электрическим током (защитное заземление и зануление), работа с химическими реагентами, механические травмы.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> </ul>	<p>Оценка воздействия месторождения на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние поверхностных вод.</p> <p>Характеристика месторождения как</p>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>источника образования отходов производства и потребления. Комплекс мер по охране окружающей среды.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Возможные ЧС на объектах месторождения : пожары, взрывы, отравления вредными веществами.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов. Организация работ с органическими растворителями.</p>
<p><b>Перечень графического материала:</b></p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко М.В.	к.г.-м.н.		28.06.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Носкова Е.Г.		28.06.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ЦМ51	Носкова Евгения Геннадьевна

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ПОНК
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. нефтегазовое дело

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Материальные затраты</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Эксплуатационные затраты</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоги НДС, ставка дисконтирования 10 %</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Экономические расчеты затрат и прибыли от внедрения различных способов решения исходной проблемы</i>
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>Методическая рекомендация по оценке эффективности инвестиционных проектов</i>
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Анализ целесообразности применения различных методов решения проблемы</i>
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Сравнительная характеристика</i>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		28.06.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Носкова Евгения Геннадьевна		28.06.2017

## Результаты обучения

Код	Результаты обучения
1	2
P1	Способность использовать естественнонаучные, математические, экономические, юридические и инженерные знания в области геологии, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
P2	Способность определять, формулировать и решать междисциплинарные инженерные задачи в области нефтегазовых технологий с использованием профессиональных знаний и современных методов исследования
P3	Способность планировать и проводить исследования в сложных и неопределённых условиях с использованием современных технологий, а также критически оценивать полученные данные
P4	Способность анализировать нестандартные ситуации и быстро выбирать оптимальные решения при разработке нефтяных и газовых месторождений
P5	Способность использовать творческий подход для разработки новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса, а также модернизировать и совершенствовать применяемые технологии нефтегазового производства
P6	Способность разрабатывать многовариантные схемы для достижения поставленных производственных целей, с эффективным использованием имеющихся технических средств
P7	Способность анализировать и систематизировать современные технологические и научные достижения нефтегазовой отрасли, а также выявлять их актуальные проблемы
P8	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, а также руководить командой, формировать задания, распределять обязанности и нести ответственность за результаты работы
P9	Способность самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в своей профессиональной деятельности
P10	Владеть иностранным языком как средством профессионального общения, на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ПС - метод потенциалов самопроизвольной поляризации

ГК, GR – гамма каротаж

ИК – индукционный каротаж

ГЗЗ – градиент зонд средней длины

БК – боковой каротаж

НК – нейтронный каротаж

АК – акустический каротаж

ГГКп – плотностной гамма-гамма каротаж

МБК – микробоковой каротаж

ГИС – геофизические исследования скважин

ЯМК – ядерно-магнитный каротаж

МОГТ – метод общей глубинной точки

МОВ – метод отраженных волн

Апс – нормированная кривая метода СП

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

А – площадь залежи

Н – мощность залежи

NTG - песчанистость

Sg - газонасыщенность

GIP – геологические ресурсы газа

## Реферат

**Ключевые слова:** свита Б, пласт К2-2, Пуровский район, низкопроницаемый коллектор, высокая остаточная водонасыщенность, нетрадиционный коллектор.

**Объектом исследования** является свита Б, точнее пласт К2-2, Пуровского района.

**Цель работы:** изучить и оценить ресурсные перспективы свиты Б на территории деятельности ООО «П».

**В процессе исследования** были получены зависимости петрофизических параметров, которые используются для подсчета ресурсов, также был найден подход, который позволил геометризовать залежь, используя сейсмические данные.

**В результате исследования** был предложен подход к подсчету ресурсов нетрадиционного коллектора Западной Сибири.

**В будущем планируется** предложить мероприятия, направленные на уточнение границ залежи.

**Область применения:** подсчет ресурсов нетрадиционных коллекторов.

## **Abstract**

**Key words:** suite B, formation K2-2, Purovsky District, low-permeability reservoir, high residual water saturation, unconventional reservoir.

**Subject of investigation:** suite B, K2-2 formation.

**Objective of investigation:** study and evaluate resources of the suite B within the territory LLC «P».

**During investigation** approach was found in order to geometrized of deposits using seismic data.

**Application:** calculation of resources of unconventional reservoir.

**The results of investigation** can be applied to evaluate resources of unconventional reservoir.

## Оглавление

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки.....	8
Реферат .....	9
Abstract .....	10
Введение.....	13
Литературный обзор .....	15
1 Общие сведения об изучаемой территории.....	16
1.1 География.....	16
1.2 Орогидрография .....	18
1.3 История геологического исследования отложений березовской свиты ...	20
1.3.1 Сейсморазведочные работы.....	20
1.3.2 Изученность ГИС в интервале свиты Б.....	21
1.3.3 Отбор керна в интервале свиты Б.....	22
2 Геологическое строение района .....	23
2.1 Стратиграфия.....	23
2.2 Тектоника .....	32
3 Исследование керна .....	37
3.1 Фациальный анализ.....	37
4 Физико-литологическая характеристика пласта К2-2.....	40
5 Фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта свиты Б .....	44
6 Well-logging measurements and methods of interpretation .....	48
6.1 Volume and quality of well logs materials .....	48
6.2 Определение исходных геофизических параметров .....	50
6.3 Determination of volume of shale and cut off values .....	51
6.4 Determination of the porosity .....	52

6.5 Determination of reservoir saturation .....	56
6.6. Determination of effective thicknesses .....	57
7 Обоснование подсчетных параметров (анализ полученных результатов определения подсчетных параметров по данным ГИС) .....	59
7.1 Определение площади залежи .....	61
7.2 Мощность.....	65
7.3 Песчанистость.....	67
7.4 Пористость .....	68
7.5 Насыщенность .....	69
8 Оценка ресурсов березовской свиты.....	71
9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	72
10 Социальная ответственность .....	74
Заключение .....	82
Список литературы .....	83

## Введение

Изучаемая свита Б является уникальным и сложным геологическим объектом. На сегодняшний день свита характеризуется слабой степенью изученности, что обуславливает актуальность данной работы.

Свита представляет собой прибрежно-морские отложения, сложенные преимущественно глинами слабоалевритистыми, опоковидными глинами и опоками морского генезиса. Опока – это микропористая горная порода, сложенная преимущественно опалом, содержание которого может достигать 98%. С точки зрения фильтрационно-емкостных свойств пористость опок может достигать 40%, однако ввиду их малого размера (от  $<0,005$  до  $0,06$  мм) и большого количества связанной воды, проницаемость данных отложений очень мала и колеблется от  $0,01$  до  $1,61$  мД. Таким образом, специфичность литологического состава, а также низкая проницаемость отложений вызывают большие сложности оценки коллекторских свойств изучаемой свиты, которые возникают ввиду трудности построения корректной петрофизической модели пласта.

Ограниченности исследований, проведенных в изучаемом интервале, также вызывают дополнительные трудности при построении петрофизической модели отложений.

Целью данного исследования является изучение и оценка ресурсных перспектив свиты Б на территории деятельности ООО «П».

Предпосылки к изучению: необходимость в восполнении ресурсной базы углеводородов в связи с истощением основных объектов разработки на месторождениях.

Для достижения поставленной цели предлагается решить следующие задачи:

- Найти подход, позволяющий геометризовать залежь
- Обосновать подсчетные параметры, необходимые для оценки ресурсного потенциала изучаемой свиты
- Оценить ресурсы свиты Б

Практическая значимость данного проекта заключается в том, что предполагаемый подход к подсчету ресурсов свиты можно использовать также и для других пластов, ресурсы которых относятся к трудноизвлекаемым.

## Литературный обзор

По перспективам нефтегазоносности отложений свиты Б опубликовано большое количество статей. Интерес к отложениям свиты Б вызван многочисленными газопроявлениями, которые были получены на территории Западной Сибири. Также отложения свиты являются нетрадиционными коллекторами, как с точки зрения литологии, так и со стороны фильтрационно-емкостных свойств.

В.В.Черепанов в своей статье, посвященной изучению нефтегазоперспективных отложений свиты Б, рассмотрел потенциальные возможности ресурсной базы углеводородов для свиты Б на территории севера Западной Сибири.

А.С.Пережогин описал метод определения контура продуктивности сенонских газовых залежей по ряду месторождений на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Также Пережогин разработал методику прогноза продуктивных зон сенонских газовых залежей с учетом литологической особенности коллекторов.

С. Е. Агалаков, В. А. Стариков предложили методику оценки запасов газа в нетрадиционных коллекторах для Западной Сибири, основанную на расширенном комплексе геофизических исследований скважин. В результате были получены низкие значения газонасыщенности, что негативно сказывается на подсчете запасов углеводородов.

В.Л.Бондарев оценил потенциальные возможности газоносности разных литолого-стратиграфических подразделений. В результате определил, что такие породы как опоки являются перспективными отложениями нетрадиционных газов.

# 1 Общие сведения об изучаемой территории

## 1.1 География

В административном отношении свита Б расположена на территории Пуровского административного района, который входит в состав крупнейшего нефтеносного региона Российской Федерации - Ямало-Ненецкого автономного округа.



Рисунок 1.1- Административная карта Российской Федерации.

### Тюменская область[1]

Климат в районе изучаемой группы месторождений резко континентальный. Количество дней с метелями более 30. Средняя температура с метелями более 30. Среднее температура воздуха самого холодно месяца января –  $29,8^{\circ}\text{C}$  –  $31^{\circ}\text{C}$  (абсолютный минимум –  $58^{\circ}\text{C}$  –  $60^{\circ}\text{C}$ ). Зимой господствуют ветра южного и юго-восточного направлений, летом – северо-западного направления[1]. Переходные сезоны (весна, осень) непродолжительны и прохладны.

С середины октября устанавливается снежный покров высотой около 50 – 60 см. Продолжительность периода с устойчивыми морозами составляет около 189 – 206 дней[1]. С декабря по март отмечаются частые метели (60 – 70 дней в году).

Снежный покров сохраняется 210 дней, а высота покрова в зимнее время года может достигать 0,6 м на водоразделах и до 2-2,5 м в долинах рек и обрывов.

Лето достаточно короткое и прохладное. Средняя температура самого теплого месяца июля +18+ 20 ° С.

Среднегодовая температура на поверхности почвы - 9°С - 4°С. Лето короткое (50 – 60 дней), относительно тёплое и влажное с 15 июня по 15 августа[1].

Осадки преимущественно мало интенсивные, наибольшее количество их выпадает в июле, августе.

Годовые нормы осадков на изучаемой территории составляют 394 – 461 мм.

Наибольшая относительная влажность воздуха достигается осенью в октябре месяце и составляет 85%.

Площадь изучаемых месторождения приурочена к Пурской низменности на севере Западно-Сибирской равнины и представляет собой пологоволнистую заболоченную равнину с абсолютными отметками рельефа от +30 до +80 м[1].

Господствующим ландшафтом являются северная тайга, в которой, преобладают лесотундровые и безлесные участки, заселенность площади составляет около 40-60%[1].

Рельеф имеет слабое эрозийное, долинно-болотное и сильно озерное расчленение осложнен речными террасами, буграми пучения.

Район густонаселен – город Тарко-Сале, поселки Уренгой, Пурпе, Ханымей, Пуковск, села Самбург и Халясавэй, деревня Харампур, с населением более 52 тысяч человек. Население, в основном русскоязычное, занято в строительной, газо- и нефтедобывающей промышленности. Местное население - ненцы, селькупы-малочисленно и занимается, в основном, охотничьим и рыбным промыслами и оленеводством.

Город Тарко-Сале связан воздушным транспортом с Тюменью (1120 км), Сургутом (465 км), Салехардом (550 км). Железнодорожная станция Пурпе расположена в непосредственной близости от базы компании ООО "П".

Сравнительно недалеко от изучаемой территории проходят трасса автомобильной дороги Новоаганск - Тарко-Сале. В 9 км к востоку от месторождения D проходит трасса газопровода Уренгой-Челябинск, южнее - ветка нефтепровода соседних месторождений.

Группа месторождений расположена в районе с достаточно развитой сетью коммуникаций. Электроснабжение осуществляется по ЛЭП от Сургутской ГРЭС Месторождения в западном и восточном направлениях связаны бетонной дорогой с другими разрабатываемыми месторождениями района[1].

Трасса железной дороги Сургут - Новый Уренгой проходит через станцию Пурпе, которая располагается в 15 км от города Губкинский.

## **1.2 Орогидрография**

Гидрографическая сеть Пуровского района представлена реками, формирующими бассейн реки Таз - это верхняя течение реки Часелька и левый участок реки Толька, а также бассейна реки Пур - реки Харампур и Пюхятяха, правые притоки реки Айвоседур[1]. Все эти реки не являются судоходными, имеют сильно извилистые русла.

В орографическом отношении изучаемая площадь представляет собой полого-холмистую равнину, переработанную эрозионными и криогенными процессами[1]. Значительная часть территории заболочена и покрыта озерами. Размеры наиболее значительных озер составляют 2-3 км в поперечнике с глубиной 0,8-1,0 м. Существенную заболоченность района работ можно объяснить выровненностью рельефа местности и широким распространением слоя многолетнемерзлых пород, которые препятствуют циркуляции поверхностных вод в летний период. Болота открытые, с торфяной подушкой, достигающей толщины 7 м.

Гидрографическая сеть представлена реками Пур-Пе, Айваседа-Пур, Пяку-Пур, относящихся к бассейну реки Пур, которая делит район почти на две равные по площади части.

## 1.3 История геологического исследования отложений березовской свиты

### 1.3.1 Сейсморазведочные работы

Изучение геологического строения, а также оценка перспектив нефтегазоносности на рассматриваемой территории начались в 70-е годы прошлого века. Плановые геолого-геофизические исследования территории Пур-Тазовской нефтегазоносной области условно можно разделить на три этапа: прогнозно-поисковый, поисково-разведочный и этап освоения. В первом этапе проведены региональные съемки (геологическая, аэромагнитная, гравиметрическая, электроразведочная, сейсмозондирования МОВ) масштабов 1:1000000 и 1:500000. Этот этап исследований ориентировался на поиск крупных структурно-тектонических элементов и выявление общих закономерностей в геологическом строении района. Второй этап (1972 -1990 г.г.) охарактеризован началом площадных сейсморазведочных работ, поискового и разведочного бурения. Третий этап освоения - в начале 1990-х г. началась расширенная опытно-промышленная эксплуатация залежей на территории исследования.

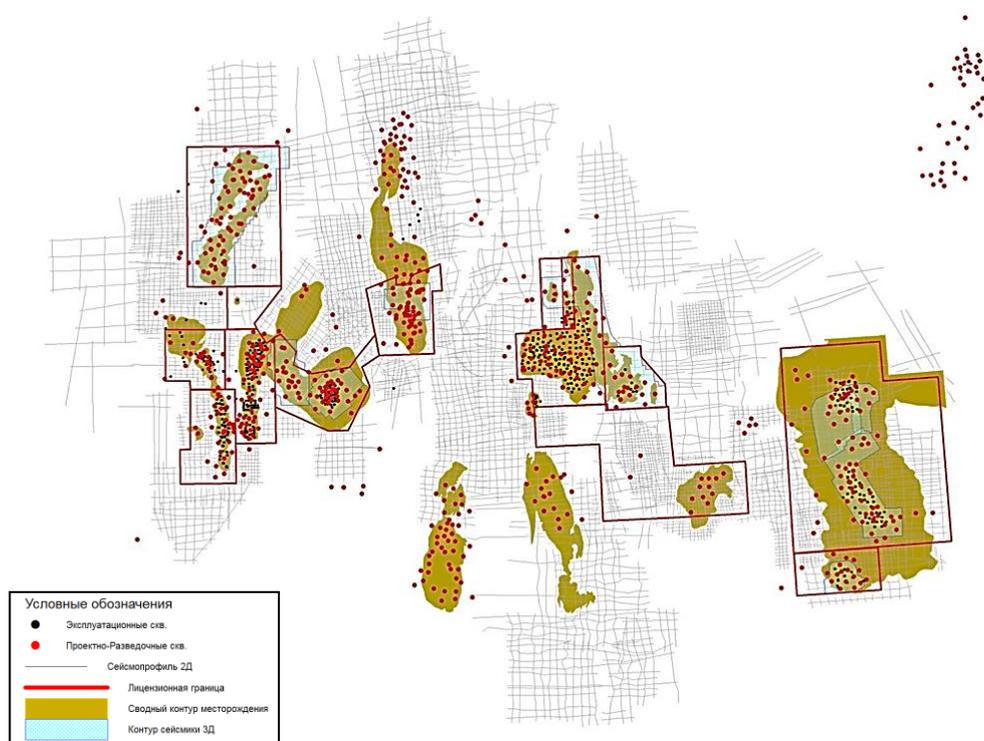


Рисунок 1.3.1 - Схема изученности сейсморазведочными работами МОВТ-2D, 3D на лицензионных участках ООО «П»

В пределах Пуровского региона проводились работы как 2Д, так и 3Д съёмки. Для получения максимально полного результата были использованы все имеющиеся сейсмические материалы.

Сопоставляя материалы съемок 2Д и 3Д можно отметить, что качество сейсмического материала 2Д значительно ниже по сравнению с материалами кубов 3Д. На сейсмических материалах 2Д не полностью учтены составляющие статических поправок, не убраны помехи. Возможно, это приведет к снижению точности структурных построений и выделению «ложных» тектонических нарушений в пределах съемки 2Д. Существенные вариации частотного состава и интенсивности записей, определяемые как различными типами источников возбуждения, так и изменчивостью условий возбуждения и приема колебаний, заметно влияют на динамические особенности отражений, что не позволяет провести корректную динамическую интерпретацию материалов съемок 2Д.

Анализ динамических атрибутов сейсмической записи в пределах съемок 3Д проведен как на качественном уровне, так и с применением количественных оценок на основе статистической обработки с целью выявления особенностей волнового поля и установления корреляционных связей их с геологическими свойствами изучаемой продуктивной толщи.

### **1.3.2 Изученность ГИС в интервале свиты Б**

Свита Б Пуровского региона слабо охарактеризована комплексом ГИС. Типичный набор кривых: ПС, РК, ИК, ГЗЗ. В некоторых скважинах есть только РК, либо ПС с ГЗЗ. Статистика по пластам и методам ГИС приведена в таблице.

Таблица 1.3.1 - Объем геофизических исследований скважин

Метод	ЯМК	РК	ИК	ГЗЗ	РК+ИК	РК+ГЗЗ	Всего
Количество скважин	4	685	659	617	302	258	1143

### **1.3.3 Отбор керн в интервале свиты Б**

На территории деятельности ООО «П» керн из отложений изучаемой свиты отобран из одной скважины месторождения L. Изученность керновыми данными свиты Б можно охарактеризовать как плохую. Наиболее представительной скважиной с керновыми данными в регионе является 106Н месторождения L, однако ввиду значительной разницы изменения ФЕС по региону, она не позволяет охарактеризовать большую часть территории.

В интервале свиты имеются 3 опробованные скважины с притоками газа. Также в заключении по ЯМК характер насыщенности коллектора К2-2 – газ.

## 2 Геологическое строение района

### 2.1 Стратиграфия

Геологический разрез группы месторождений представлен мощной толщей осадочного чехла толщиной 3965 м. Разрез характеризуется породами двух структурных подразделений: метаморфизованными складчатыми – доюрских образований фундамента и терригенными – платформенного чехла мезозойско-кайнозойского возраста.

#### Палеозойский фундамент

В Пуровском районе, где расположена изучаемая группа месторождений, доюрские отложения вскрыты 4 скважинами.

По материалам отбора керн породы фундамента, в основном, представлены сильно метаморфизованными, кавернозными и трещиноватыми образованиями: выветрелыми базальтами, порфиритами и туфогенными породами с редким включением миндалевидного материала (кальцит, серый опал). Возраст пород был определен В. С. Бочкаревым как нижнесреднедевонский. Отложения карбона вскрыты в районе месторождения К (вскрытая толщина составила 860 м). Породы представлены довольно однообразно: глинистыми сланцами, темно-серыми до черных, местами кремнисто-глинистыми, с тонкими прослоями светло-серых разностей, трещиноватыми, местами кливажированными. Признаков пластового флюида не было обнаружено.

#### Юрская система

Юрская система делится на три отдела: нижний, средний и верхний. Отложения юрской системы несогласно залегают на размытых породах складчатого фундамента.

Отложения нижнего и нижней части среднего отделов, сложены близкими по генезису осадками, которые были сформированы в условиях раннеюрского морского бассейна, выделены в котухтинскую свиту, которая, в свою очередь, подразделяется на верхнюю и нижнюю подсвиты.

Нижняя подсвита включает в себя две пачки: песчаную, наблюдается содержание растительного детрита, а также остатки листовой флоры, споры и пыльцу плинсбахского возраста.

Верхняя подсвита в свою очередь подразделяется на две пачки: песчаную, представленную песчаниками серыми, зеленовато-серыми с карбонатными прослоями, чередующимися с алевролитами и аргиллитами местами биотурбированными, имеются включения пирита, растительного детрита.

Общая толщина котухтинской свиты в пределах района изменяется от 220 до 380 м.

Основная толща пород среднего отдела выделена в тюменскую свиту, которая представлена в основном осадками континентального происхождения, которые накапливались в условиях плитной стадии платформенного развития, за исключением самых верхних отложений, связанных с келловейской трансгрессией. С литологической точки зрения разрез свиты представлен переслаиванием аргиллитов темного цвета, алевролитов, песчаников серых, часто глинистых, отложения которых имеют включения растительного детрита, корней растений, пирита, спорово-пыльцевой комплекс аален-байос-батского возраста, в верхней части - встречаются фораминиферы раннекелловейского уровня.

Полностью тюменская свита вскрыта в скважине месторождения L, где общая толщина свиты достигает 597 м.

Граница смены континентальных отложений на прибрежно-морские отождествляется с сейсмическим горизонтом "Т". К песчаникам, залегающим в верхней части свиты, обладающими хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, приурочен пласт Ю2, нефтенасыщенный месторождении L.

Породы среднеюрского отдела заканчиваются прибрежно-морскими отложениями нижней подсвиты васюганской свиты, которая представлена аргиллитами, преимущественно тонкоотмученными, слабоалевритистыми,

служащими региональным флюидоупором для коллекторов тюменской свиты. В породах имеются включения пирита, также встречаются остатки аммонитов, двустворок и флоры келловейского возраста. Общая толщина осадков лежит в диапазоне от 40 до 46 м.

Верхний отдел юрских отложений включает в себя морские осадки верхневасюганской подсвиты, георгиевской и баженовской свит, сформировавшиеся в условиях значительного опускания плиты по крупным разломам земной коры, вызвавших региональную трансгрессию, пик которой пришелся на позднюю юру и валанжин.

Верхняя подсвита васюганской свиты представлена песчаниками среднезернистыми с прослоями карбонатных разностей, алевролитов и аргиллитов, к отложениям которой приурочен горизонт Ю1. Породы в значительной степени биотурбированы, характеризуются обилием белемнитов, остатками аммонитов, двустворок оксфордского возраста.

Общая толщина васюганской свиты изменяется от 92 до 96 м.

Георгиевская свита сложена аргиллитами темно-серыми, преимущественно тонкоотмученными, неравномерно глауконитовыми: от единичных зерен до прослоев, как в кровле, так и в подошве свиты, что отображается на диаграммах резким повышением значений индукционного каротажа и является характерным репером при корреляции разреза. Отложения свиты характеризуются содержанием белемнитов, двустворок и фораминифер кимериджского возраста. Толщина свиты хорошо выдержана как по площади, так и по разрезу месторождения, варьируется в небольших пределах от 27 до 29 м.

Отложения баженовской свиты представляют собой наиболее глубоководные морские осадки верхней юры: аргиллиты черные и буровато-черные, плитчатые, битуминозные, прослоями известковистые и кремнистые, обогащенные растительным детритом, характеризуются аномальным содержанием пиритизированных остатков фауны (ростры белемнитов, отпечатки аммонитов, остатки раковин пелеципод) волжского и

раннеберриасского возраста. Отложения свиты являются регионально распространенным отражающим сейсмическим горизонтом “Б” и на каротажных диаграммах выделяются по высоким значениям кажущегося электрического сопротивления и естественной радиоактивности. Толщина свиты варьируется по району в небольших пределах и может достигать 96 м.

#### Меловая система

Породы мелового возраста согласно залегают на нижележащих породах верхней юры. Стратиграфически меловая система подразделяется на два отдела: нижний и верхний.

#### Нижний отдел меловой системы

В нижней части отдела залегают глубоководные морские осадки, которые были сформированы в условиях региональной трансгрессии в берриас-валанжинское время. Выше по разрезу залегают осадки мелководно-морского и континентального генезиса валанжин-альбского времени, которые приурочены к верхней части таких свит как тангаловской, сортымской и покурской.

Сортымскую свиту, с точки зрения литологии, можно разделить на несколько толщ. Подачимовская толща осадков лежит в основании свиты, и толща представлена аргиллитами темно-серыми прослоями слабобитуминозными. Выше по разрезу свиты выделяют невыдержанную по простиранию и разрезу ачимовскую толщу пород, представленную песчаниками серыми, мелкозернистыми, крепкими, часто известковистыми, сформировавшуюся в условиях свала осадочного материала у подножия шельфа. Общая толщина пачки составляет 93-100 м.

Песчаники ачимовской толщи перекрываются аргиллитами серыми, тонкоотмученными, алевритистыми с прослоями песчаников серых, часто алевритистых, слюдистых с глинистым или глинисто-карбонатным цементом, сформировавшимися в условиях шельфа, к которым приурочен горизонт БП14, который является продуктивным на месторождении Т.

Выше по разрезу залегает мощная толща, сложенная песчаниками с прослоями аргиллитов в сложном сочетании с алевролитами, к отложениям которой приурочены нефтяные залежи пластов БП<sub>11</sub><sup>2</sup> - БП81 и водонасыщенный горизонт БП<sub>7</sub>.

Отложения продуктивного горизонта БП10-11 представлены неравномерным переслаиванием: песчаников мелкозернистых, часто слюдистых, средней крепости; алевролитов серых, темно-серых; аргиллитов с углистыми остатками. Толщина горизонта в среднем изменяется по площади от 45 до 55 м.

Горизонт БП9 литологически представлен песчаниками мелко-, средне-зернистыми, местами крепкоцементированными с включениями слюдистых образований и присутствием обуглившихся органических остатков. Толщина горизонта в среднем изменяется от 50 до 60 м.

Горизонт БП8 литологически представлен неоднородным переслаиванием песчаников светло-серых, мелкозернистых и аргиллитов темно-серых, с плотными тонкими прослойками глинистых образований, с редкими включениями обуглившихся органических остатков. Толщина горизонта в среднем изменяется от 20 до 30 м.

В кровле сортымской свиты залегает чеускинская пачка, литологически представленная аргиллитами в разной степени алевролитистыми с прослоями песчаников, с содержанием в породе обугленного растительного аттрита. Отложения поздневаланжинского возраста. Общая толщина свиты достигает 589 м.

Тангаловская свита на месторождении L вскрыта на полную толщину всеми разведочными скважинами и представлена нижней, средней и верхней подсвитами.

Нижняя подсвита представлена отложениями мелководно-морского генезиса, которые являются неоднородными с точки зрения литологии, с характерным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. К отложениям подсвиты приурочены следующие пласты: БП6 - БП5. Выше по

разрезу залегают аргиллиты серые небольшой толщины, слабо оскольчатыми, перекрывающие песчаные пласты, однако достаточно хорошо выдержанными по площади, приуроченными к кровле подсвиты. Отложения подсвиты содержат единичные фораминиферы и спорово-пыльцевой комплекс поздне-валанжинского возраста.

Средняя подсвита представлена глинами зеленовато-серыми с прослоями с песчаников серых и алевролитов. Подсвита имеет достаточно мощную толщу. В разрезе подсвиты встречаются растительный детрит, редкие корневые остатки и единичные фораминиферы готеривского возраста. С отложениями подсвиты связаны песчаные породы горизонтов БП4 - БП1, последний приурочен к кровле подсвиты.

Верхняя подсвита представлена глинами серыми, редко зеленоватыми, встречается чередование песчаников серых и алевролитами. В осадках присутствуют отпечатки флоры, растительные остатки и СПК позднего готеривского, барремского и раннеаптского возраста. К отложениям подсвиты приурочены водоносные породы горизонтов АП11-АП7.

Общая толщина свиты на рассматриваемой территории варьируется от 496 до 519 м.

Покурская свита сложена преимущественно породами, образовавшиеся в континентальной обстановке. Свиту условно можно разделить на три подсвиты.

Отложения нижней подсвиты могут быть охарактеризованы присутствием в основании евояхинской толщи, литологически представленной песчаниками серыми, мелко-, среднезернистыми с единичными мелкими прослоями алевроитовых глин, обогащенными растительным детритом. В верхней части подсвиты залегают песчаники светло-серые с зеленоватым оттенком, наблюдается чередование с глинами, алевролитами темно-серыми. Породы с разнообразной слоистостью.

Характерен растительный детрит, стяжения сидерита, углистые прослои, отмечается пирит, окатыши глин, СПК аптского возраста.

Средняя подсвета литологически представлена крупными пачками глин, глинистых алевролитов, преимущественно темно-серого цвета, иногда зеленовато-бурого оттенка, чередующимися с песчаниками серыми, светло-серыми, с окатышами глин в основании отдельных пластов, с присутствием в породах СПК альбского возраста. Породы преимущественно горизонтально-слоистые. Характерен растительный детрит, остатки растений, сидерит, единичные прослои бурых углей. К кровле подсветы приурочена условная граница нижнего и верхнего отделов меловой системы (в силу отсутствия резкой смены характерных комплексов, верхнемеловые отложения в нижней своей части практически не отличаются от нижнемеловых).

Верхняя подсвета сложена преимущественно континентальными осадками с маломощными мелководными образованиями. Литологически представлена песчаниками зеленовато-серыми, алевролитистыми, темно-серыми нередко углистыми. В отложениях подсветы отмечаются прослои гравелитов и конгломератов, содержащих иногда бобовины бокситов. Характерен растительный детрит, обрывки растений и СПК сеноманского времени, которые отличаются от апт-альбского СПК преобладанием пыльцы голосемянных растений.

В разрезе покурской свиты выделяются песчаные пласты от ПК22 до ПК1, на Северо-Тарасовском месторождении – водонасыщенные. Общая толщина покурской свиты изменяется в среднем от 930 до 951 м. К кровле покурской свиты приурочен сейсмогоризонт “Г”.

Верхнемеловые отложения (без сеномана) представлены осадками морского происхождения, формировавшиеся в процессе крупной морской трансгрессии, длившейся с туронского по датское время, и служат регионально распространенной покрывкой для углеводородных залежей сеномана, стратиграфически подразделяются на кузнецовскую, березовскую, ганькинскую свиты.

Осадки кузнецовской свиты сложены глинами серыми, зеленовато-серыми с включениями зерен глауконита; по всему разрезу были найдены остатки пиритизированных водорослей, чешуя рыб, моллюски, фораминиферы турон-раннеконьякского возраста. Граница между покурской и кузнецовской свит хорошо прослеживается из-за резкой смены обстановки осадконакопления, с континентальных осадков на морские. Толщина свиты на рассматриваемой площади может достигать 16 м.

Отложения березовской свиты можно разделить на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита сложена опоками серыми, голубовато-серыми, в своем составе имеют монтмориллонит, характеризуется содержанием двустворок, агглютинирующих фораминифер, радиолярий. В кровле подсвиты выделяется пласт глин кремнистых трещиноватых, известен как сейсмогоризонт "С".

Верхняя подсвита представлена глинами серыми, зеленовато-серыми с редкими прослоями опоквидных глин и опок, с содержанием фораминифер, радиолярий.

Общая толщина свиты варьируется на месторождении от 216 до 236 м.

Завершает отложения меловой системы ганькинская свита, литологически представленная глинами серыми, редка с зеленоватым оттенком, имеются известковистые прослои, алевролитистыми с пиритизированными водорослями, встречаются обломки гастропод, фораминифер позднекампанского-маастрихт-датского возраста. Толщина свиты достигает 268 м.

#### Палеогеновая система

Отложения этой системы формировались в условиях окончания последнего этапа длительной морской трансгрессии и развивающейся региональной регрессии и представлены тремя отделами: палеоценовым, эоценовым, олигоценовым.

Палеоценовый отдел представлен отложениями морского генезиса, которые выделены в отдельную свиту - талицкую, осадки которой еще подразделяются на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижняя подсвита литологически представлена глинами темно-серыми, с буроватым оттенком, алевритистыми с присутствием фораминифер и палинокомплекса инкерман-раннекачинского времени.

Верхняя подсвита сложена глинами темно-серыми с мелкими линзами алевритов и кварцево-глауконитовых песчаников с палинокомплексом позднекачинского времени.

Общая толщина талицкой свиты может достигать 145 м.

Эоценовый отдел включает в себя морские отложения (люлинворская свита) и прибрежно-морские (тавдинская свита).

Люлинворская свита сложена на рассматриваемом месторождении отложениями нижней, средней и верхней подсвит, которые представлены опоками, глинами опокovidными с прослоями глауконитовых песчаников; глинами серыми, опокovidными с прослоями диатомитов; глинами желтовато-зеленоватыми тонкоотмученными. Встречаются включения радиолярий, диатомей и фораминифер. Толщина свиты может изменяться от 187 до 207 м.

Тавдинская свита (нижняя подсвита) сложена глинами серовато-зелеными, листоватыми, алевритистыми с прослойками алевритов. В породах присутствуют: единичные песчаные известковистые фораминиферы и палинокомплекс. Толщина нижней подсвиты достигает 34 м.

Олигоценый отдел представлен отложениями прибрежно-морского генезиса, приуроченные к верхней подсвите тавдинской свиты, а также озерно-болотного, речного и делювиального генезиса, толща которых подразделяется на атлымскую и новомихайловскую свиты.

Тавдинская сложена глинами зеленовато-серыми, листоватыми, алевритистыми с прослоями алевритов. В породах имеются остатки

фораминиферы и палинокомплекс. Общая толщина свиты варьируется в пределах от 73 до 80 м.

Атлымская свита представлена песками кварцевыми с прослоями алевритов и глин, толщиной 65-83 м. В отложениях свиты присутствует палинокомплекс, на основании которого породы свиты приурочены к нижней и средней частям олигоценового отдела.

Новомихайловская свита литологически сложена глинами, алевритами с прослоями песков и бурых углей. Встречаются отпечатки листьев, семена, макроспоры и палинокомплекс среднеолигоценового времени. Толщина свиты достигает 47 м.

Туртасская свита сложена глинами листоватыми, алевритами зеленовато-серыми, тонкоотмучеными с прослоями диатомитов и кварцевых песков. В породах присутствуют диатомовые водоросли и палинокомплекс верхнеолигоценового времени. Толщина свиты – от 40 до 70 м.

#### Антропогеновая система

Четвертичные отложения несогласно залегают на размытой поверхности олигоцена в виде сплошного покрова по всей Западно-Сибирской плите. С литологической точки зрения состав достаточно разнообразен, в основном, это ледниковые, озерно-болотные, аллювиальные отложения пойм и террас рек: супеси, пески, илистые глины, суглинки, имеются включения гравия и гальки, торфа. Толщина четвертичных отложений на рассматриваемом месторождении достигает 60 м.

## 2.2 Тектоника

В геологическом разрезе Западно-Сибирской плиты выделено три структурно-тектонических этажа.

Нижний этаж – это складчатый фундамент, который был сформирован в палеозойское и допалеозойское время, соответствует геосинклинальному этапу развития современной плиты. Он сложен

эффузивными, интрузивными и осадочными сильно дислоцированными и метаморфизированными породами. Многочисленные разломы, установленные в фундаменте, обусловили блоковый характер строения его поверхности. Блоковое строение фундамента подтверждено региональными работами МОВ ОГТ. Отдельным блокам фундамента соответствуют поднятия II и III порядков в платформенном чехле. Предполагаемая глубина залегания поверхности фундамента составляет 4175 м в сводовых частях, достигая 4550 м на его погруженных участках.

Промежуточный структурный этаж пермо-триасового возраста характеризует собой парагеосинклинальный этап в истории развития плиты. Его формирование происходило в погруженных частях фундамента. Ближайшей скважиной, вскрывшей отложения пермо-триаса (глубина 4502 м), является скважина 99 Западно-Таркосалинской площади. Вскрытые на соседних площадях отложения и характер сейсмической записи указывают на то, что он сложен терригенными породами, сходными со среднеюрскими. На Айваседапуровском куполовидном поднятии по сейсмическим данным этот структурный этаж не выделяется.

Верхний структурно-тектонический этаж сложен мощной толщей мезозойских и кайнозойских образований, накопившихся в условиях длительного и стабильного прогибания фундамента. Этот этаж, или собственно осадочный чехол плиты, изучен наиболее полно. Он характеризуется слабой дислоцированностью, полным отсутствием метаморфизма пород, контролирует основные известные в пределах плиты скопления углеводородов.

Согласно тектонической схемы мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла изучаемая площадь находится в пределах Верхне-Пурского крупного вала Варьёганско-Пурпейской зоны линейных структур – крупной антиклинальной зоны I порядка.

С запада Айваседапуровское куполовидное поднятие ограничено Восточно-Пурпейским малым прогибом, с востока примыкает к Восточно-

Варьёганско-Пурскому поясу мегапрогибов – крупной отрицательной структуре I порядка.

В пределах Верхне-Пурского вала, севернее Айваседапуровского куполовидного поднятия, расположено Западно-Таркосалинское куполовидное поднятие, а в южном направлении – Етыпурский малый вал.

Айваседапуровское куполовидное поднятие представляет собой антиклинальную складку ассиметричной формы, вытянутую в субмеридиональном направлении, осложненную на юге Айваседапуровским крупным куполом – крупной структурой III порядка, на севере – Северо-Айваседапуровским локальным поднятием (структура IV порядка). Восточнее Северо-Айваседапуровского поднятия по нижележащим горизонтам выделяется структурный выступ северо-восточного простирания, являющийся тектоническим элементом, в пределах которого было сформировано месторождение Т.

Согласно текущему представлению тектонического строения верхнемелового комплекса Западной Сибири Конторовичем А.Э.(рис.2.1) в пределах изучаемой территории выделяются надпорядковые структурные элементы, I-го и II-го порядков, а так же промежуточные тектонические элементы. В восточной части находится Среднепурский наклонный мегажелоб, переходящий в Среднепурский наклонный мегапрогиб к центру изучаемого района сменяющийся Надымской мегамоноклизой, на юге территории располагаются Етыпуровский и Вэнгапуровский мезовалы, в северо-западной части находится Среднепурпейское куполовидное мезоподнятия. Формирование структурных элементов завершено в верхнеюрский период геологического времени. Основываясь на первичном анализе сейсмопрофилей региона, подтверждается местоположение структур и геологическая модель вышеуказанного автора.

Согласно текущему представлению тектонического строения верхнемелового комплекса Западной Сибири Конторовичем А.Э. в пределах изучаемой территории выделяются надпорядковые структурные элементы, I-

го и II-го порядков, а так же промежуточные тектонические элементы. В восточной части находится Среднепурский наклонный мегажелоб, переходящий в Среднепурский наклонный мегапрогиб к центру изучаемого района сменяющийся Надымской мегамоноклизой, на юге территории располагаются Етыпуровский и Вэнгапуровский мезовалы, в северо-западной части находится Среднепурпейское куполовидное мезоподнятие. Формирование структурных элементов завершено в верхнеюрский период геологического времени.

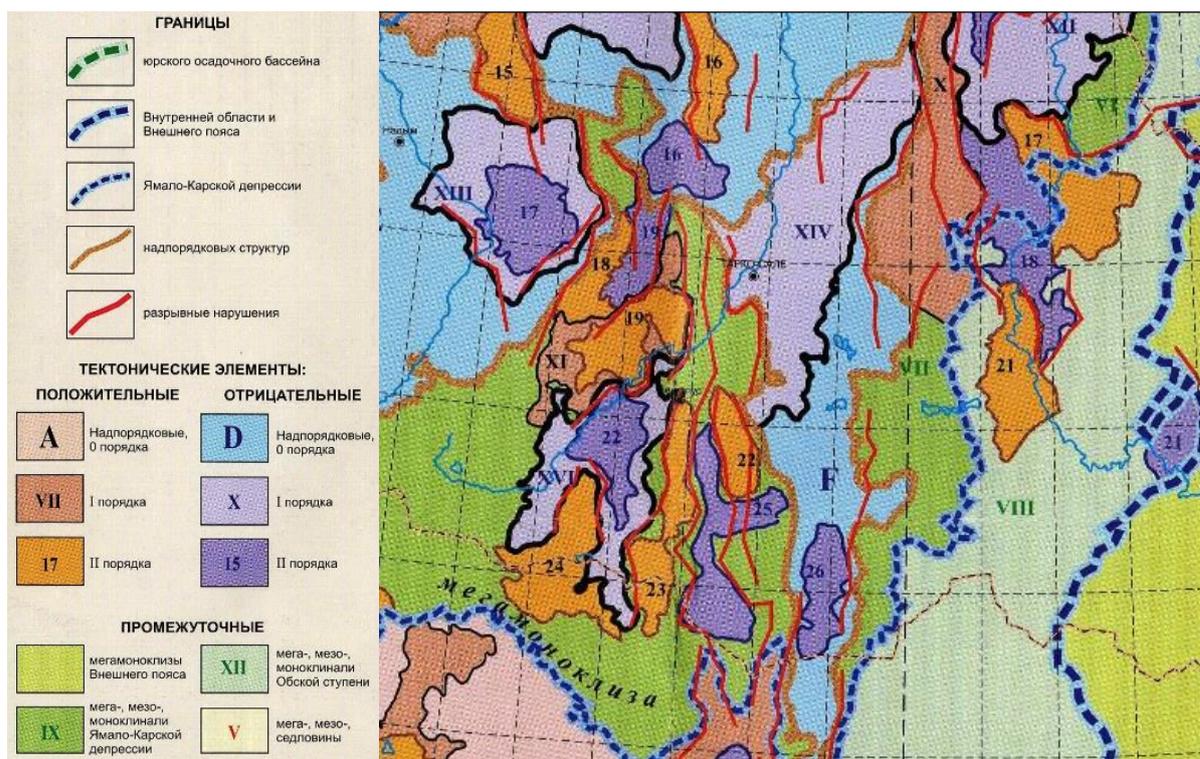


Рисунок 2.2. - Выкопировка из тектонической карты Юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Условные обозначения:

Положительные тектонические элементы:      Отрицательные тектонические элементы:

I-го порядка:

X – Часельский наклонный мегавал

XI – Северный свод

Надпорядковые

F – Среднепурский наклонный мегажелоб

II -го порядка:

I-го порядка:

15 – Медвежий мезовал	XII – Тазовский структурный
16 – Центрально-Уренгойский мезовал	мегазалив
17 – Северо-Красноселькупский мезовыступ	XIII – Верхнетанловская мегавпадина
18 – Ярэйский наклонный мезовал	XIV – Среднепурский наклонный мегапрогиб
19 – Среднепурпейское куполовидное мезоподняtie	XVI – Пякупуро-Ампутинский наклонный мегапрогиб
21 – Южно-Красноселькупский выступ	II -го порядка:
22 – Етыпуровский мезовал	15 – Нижнетазовская мезовпадина
23 – Вэнгапуровский мезовал	16 – Ягенеттинская мезовпадина
24 – ортыгунский мезомыс	17 – Маретаяхинская мезовпадина
	18 – Среднетазовский наклонный мезопрогиб
	19 – Южно-Ягенеттинский наклонный мезопрогиб
	22 – Пякупурский мезопрогиб
	23 – Налимья мезовпадина
	24 – Ляминско-Танловская мезовпадина
	Промежуточные тектонические элементы:
	I-го порядка:
	VI – Восточно-Тазовская мезомоноклиналь
	VII – Восточно-Пурская Мегамоноклиналь
	VIII – Шингинская мезоседловина

Территория изучаемого района осложнена многочисленными поднятиями и прогибами, относящимися к Ямало-Карской региональной депрессии, приуроченной к внутренней области Западно-Сибирской геосинеклизы.

Ямало-Карская региональная депрессия и все осложняющие ее отрицательные надпорядковые структуры были сформированы в результате активного погружения северной части геосинеклизы в ранний мел-туронский этап развития.

### 3 Исследование керна

#### 3.1 Фациальный анализ

Электрометрической моделью называется отрезок кривой ПС, образованный одной или несколькими аномалиями, увязанными с граничными значениями  $A_{пс}$  и отражающими изменения литофизических свойств пород, обусловленные характерной последовательностью смены палеогидродинамических уровней среды седиментации во времени.

Для выделения электрофаций была рассмотрена традиционная методика определения электрометрических моделей фаций по форме и характеру кривых ГИС, представленная Муромцевым В.С. Данная методика, основанная на анализе форм кривых ПС и ГК, позволяет определить фациальную природу песчаных тел коллекторов, в то время как глинистые отложения воспринимаются как экранирующие толщи.

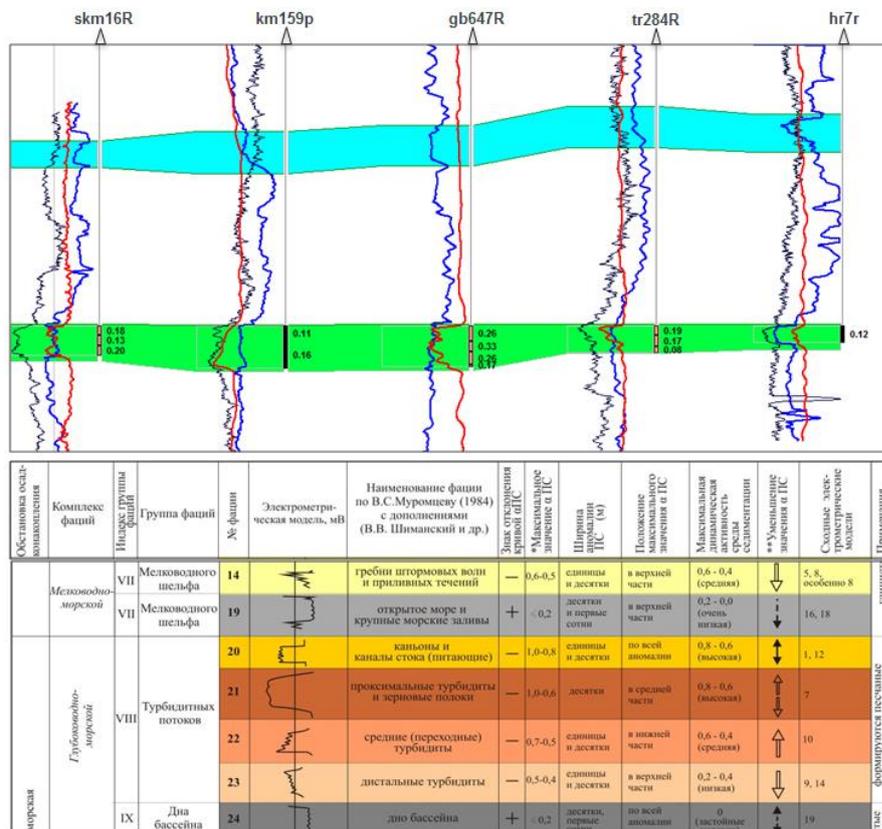


Рисунок 3.1 - Пример сопоставления пластов К2-2 с электрометрическими моделями песчаных тел коллекторов по Муромцеву В.С.

Ввиду нецелесообразности использования электрометрических моделей, фации определялись исходя из палеотектонических обстановок осадконакопления, представленных у А.Э.Конторовича и И.И.Нестерова, а так же по характеру поведения кривых ГИС.

Кроме того по данным интерпретации ГИС удалось рассчитать значения пористости и сопротивлений по пласту К2-2, для более успешного расчленения территории на фациальные зоны.

Проанализировав керновые данные, была предложена концептуальная седиментологическая модель (рис.3.2), согласно которой, начиная с раннего турона до сантона, на фоне общей трансгрессии Западно-сибирского палеобассейна, шло формирование изучаемой свиты.

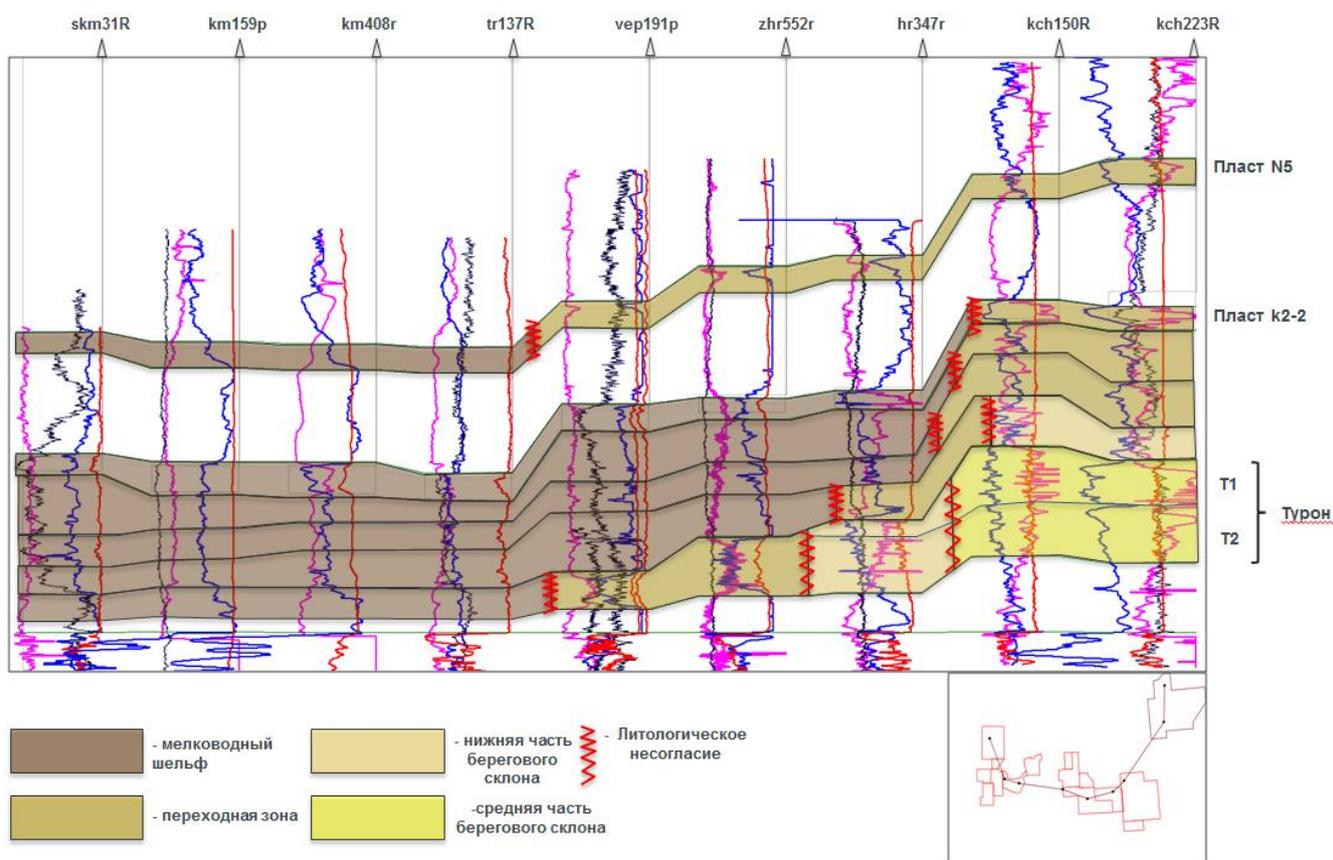


Рисунок 3.2 - Седиментологическая модель

По описанию керна туронские отложения представлены алевролитами и песчаниками биотурбированными, с углисто-слюдистыми включениями и

раковинным детритом на N месторождении и алевролитами биотурбированными, с раковинным детритом и углефицированными растительными остатками на месторождении L, отложения русско-реченской пачки – алевролитами крупно-мелкозернистыми, глинистыми с единичными включениями раковинного детрита, биотурбированными, с углисто-слюдистыми включениями на месторождении N, глинами серыми, слабо-окремненными с содержанием тонкорассеянного пирита, глинами опоковидными, опоками кремнистыми на месторождении, пласт K2-2 на месторождении N характеризуется как аргиллит алевритовый, опоковидный, слабо биотурбированный, на месторождении L – глина темно-серая, массивная, кремнистая, опоковидная, на месторождении K – опока глинистая, что говорит о том, что бассейн испытывал постепенное погружение со смещением фаций в сторону суши.

В кампане бассейн начал постепенно мелеть, что подтверждается керновыми данными из скважины месторождения L, где пласт, залегающей выше изучаемого пачка, представлен глинами темно-серыми тонкослоистыми и глинами алевритистыми, а также поведением форм кривой ПС, где она имеет повышенные значения отрицательной аномалии.

#### 4 Физико-литологическая характеристика пласта К2-2

Физико-литологические свойства пород пластов даются по данным исследований керна материала.

В пределах свиты Б выделяют три продуктивных пласта – N5, К2-2 и РР. Пласт N5 относится к верхней подсвите, а пласты К2-2 и РР – к нижней подсвите. В данной работе будет рассмотрен только один пласт нижней подсвиты – пласт К2-2.

Пласт К2-2 на территории Пуровского региона сложен опокой глинистой. В пределах же соседней группы месторождений пласт представлен аргиллитами алевритовыми и опоковидными.

Как видно на рисунке 4.1 пласт К2-2 в Пуровском регионе выдержан достаточно хорошо и является региональным маркером на данной территории.

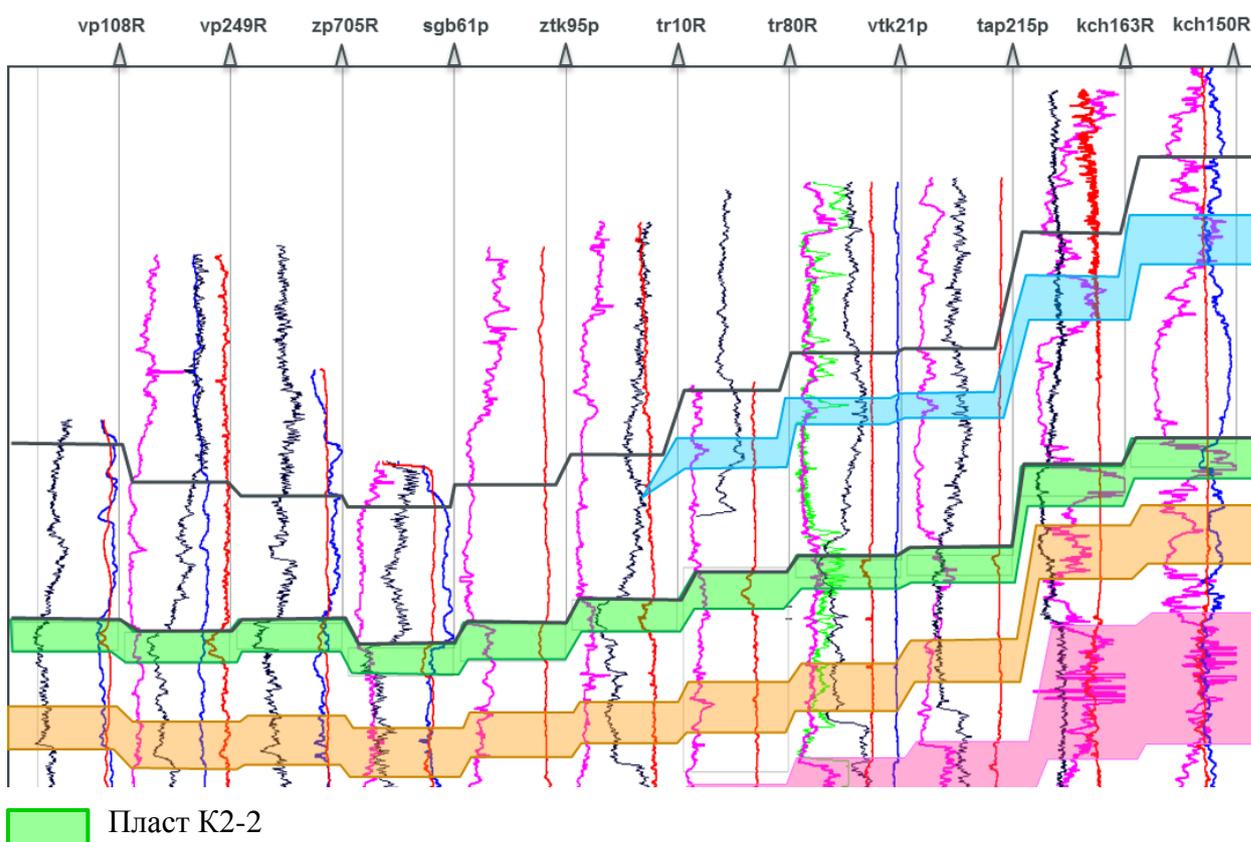


Рисунок 4.1 – Скважинная корреляция верхнемелового комплекса: красная линия – ПС, темно-синяя – ГК, синяя – ИК, розовая – Г33, светло-зелёная – Г33кр

По петрографическому описанию кернового материала пласт К2-2 месторождения L сложен опокой глинистой. Описание было выполнено по 7 пришлифованным кусочкам керна.

Структура – скрыто-микросталлическая, пелитовая. Текстура различная:

- деформационная, почеркнутая волнисто-бугорчатыми прослойками и прожилками глинистого состава;

- микрослоистая и слабовыраженная микрослоистая, за счет агрегатной поляризации чешуек глинистого состава;

- тонкая волнисто-слоистая, подчеркнутая волнистыми, часто прерывистыми прожилками глинистого состава.

Порода состоит из основной глинисто-кремневой массы, имеются включения пирита (1-3 %), терригенных обломков (0,5-4 %), глауконита (от единиц до 4-5 %) и в половине образцов наблюдаются органических остатков (3-5%).

Основная масса породы представлена тонкой агрегатной смесью аморфного изотропного опала и кристобалита, а также микрочешуйчатой агрегатной смесью глинистых минералов. Преобладает кремневый материал.

Терригенный материал представлен преимущественно мелкоалевритовыми обломками кварца, полевого шпата, реже – обломками пород и чешуек слюд, размером 0,01-0,08 мм, реже до 0,14 мм.

Включения глауконит встречаются в виде зерен округлых, овальных и неправильных форм, с микрочешуйчатым строением, длиной примерно 0,01-0,22 мм. Глауконит распределен неравномерно по всей площади шлифа.

В качестве аутигенного минерал выступает пирит: рассеянный в виде глобул и кристаллических агрегатов размером от менее 0,01 до 0,09 мм. Акцессорные минералы – редкие зерна сфена, циркона и турмалина.

Органическое вещество представлено в половине шлифах реликтами диатомовых водорослей (от доли до 5 %) и во всех шлифах –

углефицированным растительным детритом (доли процента) равномерно рассеянным по массе породы.

Открытые поры отсутствуют, однако в ряде шлифованных кусочках пятнами наблюдается микропористость по ходам илоедов.

На востоке от Пуровского региона верхний пласт нижней подсвиты сложен аргиллитами слабо углистыми или аргиллитами алевритовыми, опоковидными. На западе же литология меняется и пласт представлен опоковидными аргиллитами или аргиллитами. Изменение литологических свойств по латерали объясняется постепенной сменой условий осадконакопления в регионе, с запада на восток в сторону более глубоководной части бассейна(рис.4.2).

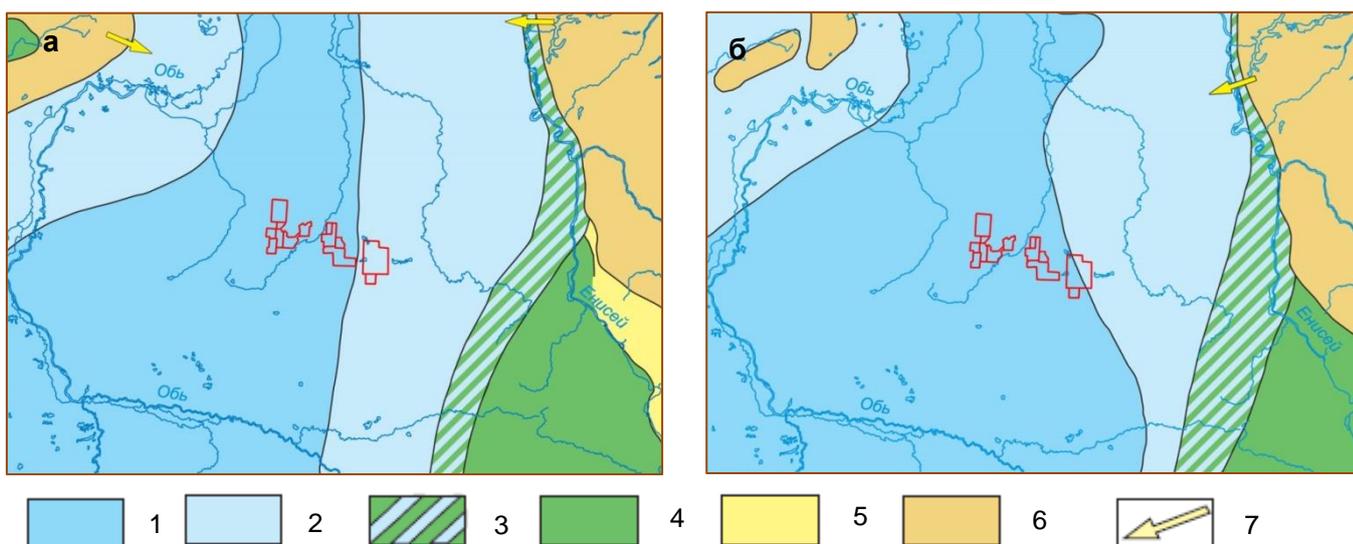


Рисунок 4.2- Палеогеографическая схема Западной Сибири

[3]:

а - средний-поздний турон, б – кампан , 1 - мелкое море, 25-100 м; 2 – мелкое море, менее 25 м; 3 – области переходного осадконакопления: равнина прибрежная, временами заливавшаяся морем; 4 – равнина низменная, аккумулятивная; 5 – равнина денудационно-аккумулятивная, области размыва; 6 – равнина возвышенная; 7 – главные направления сноса обломочного материала.

По гранулометрическому составу преобладает алевролитовая фракция, хотя к западу в сторону месторождения М увеличивается доля песчаной фракции. Наблюдаются изменения и по минеральному составу пород – в Пуровском регионе большая доля кварца «трансформируется» в опал; также и минеральному составу глин – в отличие от месторождения L с преобладающим глинистым минералом монтмориллонитом.

Из выше приведённых литолого-петрографических описаний, гранулометрии и минералогических составов следует, что пласт хоть и выдержан на большой площади территорий, но отличается по условиям осадконакопления. Так на территории Пуровского региона это морские условия, а на территории группы месторождений N – прибрежно-морские. Условия осадконакопления месторождения М – морские [4].

## 5 Фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта свиты Б

Петрофизические свойства нижнего пласта К2-2 изучены на 231 образце: на месторождении К исследовано 8 образцов, на месторождении L – 50 образцов, на месторождении М – 156 образцов.

### 5.1 Статистический анализ

Статистический анализ был проведен по керновым данным по одному месторождению L.

В результате анализа были определены средние значения (арифметическое, гармоническое и геометрическое), медиана и мода. Расчеты были произведены только для одного пласта нижней подсвиты К2-2 по двум основным параметрам, такие как пористость и проницаемость.

Средние значения были рассчитаны по следующим формулам:

$$k_{ar} = \frac{\sum_{i=1}^N k_i}{N} \quad (5.1)$$

$$k_{geom} = \sqrt[N]{\prod_{i=1}^N k_i} \quad (5.2)$$

$$k_{harm} = \frac{N}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{k_i}} \quad (5.3)$$

Существует несколько методов расчета степени неоднородности коллектора: коэффициент Лоренца ( $L_c$ ), стандартное отклонение от среднего ( $SD$ ), коэффициент вариации ( $C_v$ ).

$$SD = \sqrt{\sum_{i=1}^N \frac{(k_i - \bar{k})^2}{N-1}} \quad (5.4)$$

$$C_v = \frac{SD}{k_{ar}} \quad (5.5)$$

Результаты расчетов представлены в таблице ниже.

Таблица 5.1- Результаты статистического анализа

Пласт	К2-2	
Параметр	Пористость	Проницаемость
Среднее арифметическое	27.72	0.34
Среднее геометрическое	27.67	0.18
Среднее гармоническое	27.62	0.08
Стандартное отклонение от среднего	1.71	0.35
Коэффициент вариации	0.1	1.04

По полученным данным можно сделать вывод о том, что пласт К2-2 можно охарактеризовать как: значения по проницаемости очень неоднородны, так как коэффициент вариации больше единицы ( $1.0 < C_v$ ), а значения по пористости, наоборот, очень однородны ( $0.0 < C_v < 0.5$ ).

Другой способ оценить степень неоднородности пласта – это коэффициент Лоренца, который может быть получен по графику Лоренца. Неупорядоченный график Лоренца используется для того, чтобы определить высокопроницаемые зоны.

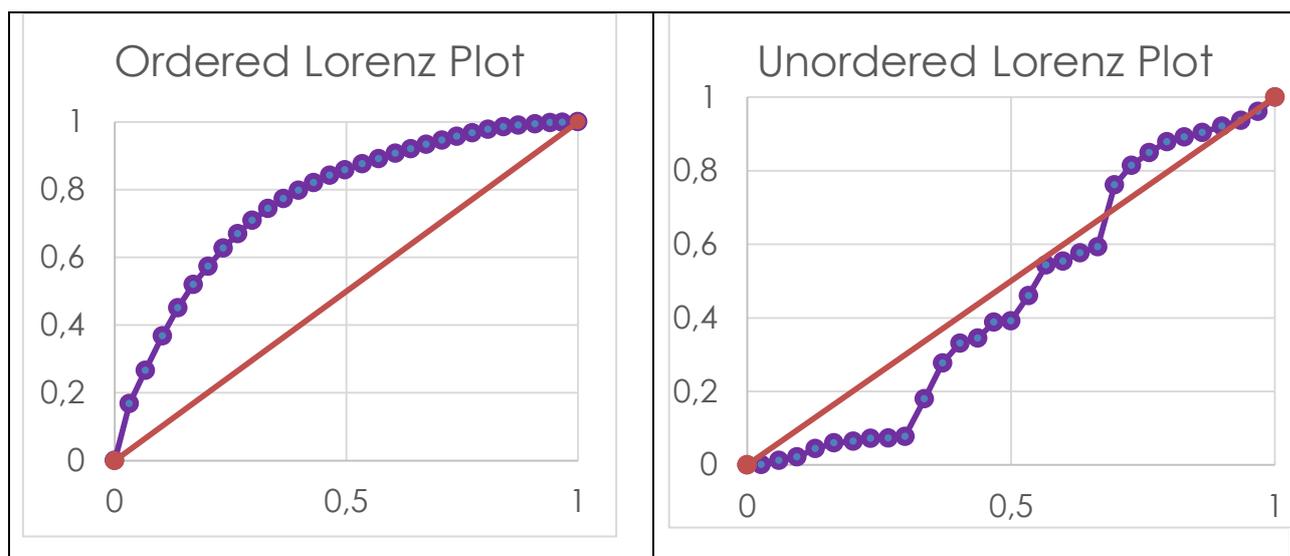


Рисунок 5.1 - Лоренц плоты для пласта К2-2

Следующий этап статистического анализа – это расчет оптимального количества образцов необходимого для детального исследования.

Оптимальное количество образцов может быть рассчитано по следующей формуле:

$$N_o = (10 \cdot C_v)^2 \quad (5.6)$$

Для пласта К2-2 оптимальное количество образцов для определение пористости и проницаемости составило 109 образцов. На данный момент имеется 31 образец по пористости и 36 образцов по проницаемости.

Также по керновым данным были определены значения объемной и минеральной плотности, получены значение остаточной водонасыщенности. Диапазон изменения этих параметров, а также их средние значения представлены в таблице ниже.

Таблица 5.2 – Фильтрационно-емкостные свойства пласта К2-2

Параметр	Пласт К2-2			
	Количество образцов	Минимальное значение	Среднее значение	Максимальное значение
Пористость, %	31	22,2	27,7	31,1
Проницаемость, мД	36	0,01	0,34	1,61
Остаточная водонасыщенность, %	4	92,1	96,2	98,6
Объемная плотность, г/см <sup>3</sup>	36	1,55	1,62	1,69

Значения пористости были определены тремя методами: по гелию, керосину и по воде. Распределение пористости при исследовании по гелию и керосину схожи. Значения пористости по воде завышены, скорее всего, из-за высокого содержания набухающих глинистых минералов, поэтому основной пористость принята пористость определенная по керосину.

Большие значения пористости месторождения L могут быть связаны с изменениям условий осадконакопления, что требует дополнительных исследований керна материала.

Значения по проницаемости изменяются в диапазоне от 0,01 до 1,61 мД, имея среднее значение 0,34 мД, что характеризует породу как низкопроницаемую. По классификации Ханина А.А. такой тип коллектора относится к VI типу [4].

Распределение проницаемости по месторождению аналогу N и месторождению L схожи, а средние значения близки. На месторождении M значения проницаемости на порядок выше, среднее значение составляет примерно 27 мД.

Остаточная водонасыщенность изучена всего лишь по 4 образцам. Среднее значение остаточной воды по результатам ЯМР составляет 96,2 %, по капилляриметрии – 98,1 %. Результаты экспериментов по капилляриметрии и по ЯМР согласуются и расхождение не превышает допустимую погрешность.

Среднее значение объемной плотности составляет  $1,62 \text{ г/см}^3$ , что сопоставимо с кернами данными по месторождению M. Плотность по месторождению аналогу N выше, что говорит о различиях с точки зрения литологии и разных условиях осадконакопления.

В результате статистической обработки керна данных пласта K2-2 изучаемой свиты можно отметить, что петрофизические свойства улучшаются с востока на запад с локальным повышением на месторождении L.

## 6 Well-logging measurements and methods of interpretation

### 6.1 Volume and quality of well logs materials

Well-logging measurements were carried out by a number of methods, which were approved on the basis of typical complexes taking into account the specific character of drilling exploration and production wells in the region.

In the paper, all wells were analyzed where records of logs in the interval of the formation K2-2 under study were preserved. In total, 1791 wells from more than 8,200 have been processed. Well-logging measurements carried out in many wells in the formation K2-2 of the Purovsky region is incomplete (Table 6.1). The most common methods are SP, GR and Neutron log. A full range of standard and especially special well logs (such as density log and sonic log) were conducted in a several wells. In four wells of the field L, the NMC was conducted, in one of which the method was rejected.

Table 6.1 – Well logging in suite B

Number of	Well logging							
	SP	IL	Laterolog	GR	NL	Density	Sonic	NMC
	1143	927	600	1596	1397	38	131	4
%	63,8	51,8	33,5	89,1	78,0	2,1	7,3	0,2

It should be noted that in a sufficient number of wells, the curves are recorded either from the K2-2 formation or from the formation that lies below the K2-2 formation. Wells are also present with the transition of the record from the production column to the open barrel, and a difference in the amplitude of the PK curves is observed. In 677 wells, instead of a set of Side-Wall Resistivity Log curves, one curve lateral logging sonde was recorded.

In general, the quality of logging can be assessed as good and satisfactory.

Background measurements of temperatures throughout the study area in the interval of the formation K2-2 are available for 204 wells, but it is impossible to determine the nature of the influence of drilling mud on the seams and the change in reservoir temperature, since most of the measurements were carried out long after the formation was opened.

In spite of this, the conditional average reservoir temperatures that were determined for the K2-2 is 25 ° C.

It should be noted that the results of reservoir pressure measurements are available only in one well of the field L, and for the K2-2 formation, the reservoir pressure is 10.3 MPa.

From the conclusions of the NMR method for two wells, the K2-2 layer is composed of strongly clayey medium- and fine-grained aleurolite. The formation K2-2 can be characterized as low permeable reservoir. By comparison of the methods of IL and NMR, NMR and Density log, the reservoir is productive gas saturated.

Based on the results of the interpretation of the NMC in the well of the L deposit, the K2-2 formation is represented by flasks, opoka (the main rock-forming mineral is opal). Average value of porosity is 27.7%. According to the lithoscanner, the lithological composition of the investigated interval of deposits of the B suite, and this large volume content of organogenic opal (shell detritus), the presence of a large volume of dead-end fine pores filled with residual gas seems quite possible.

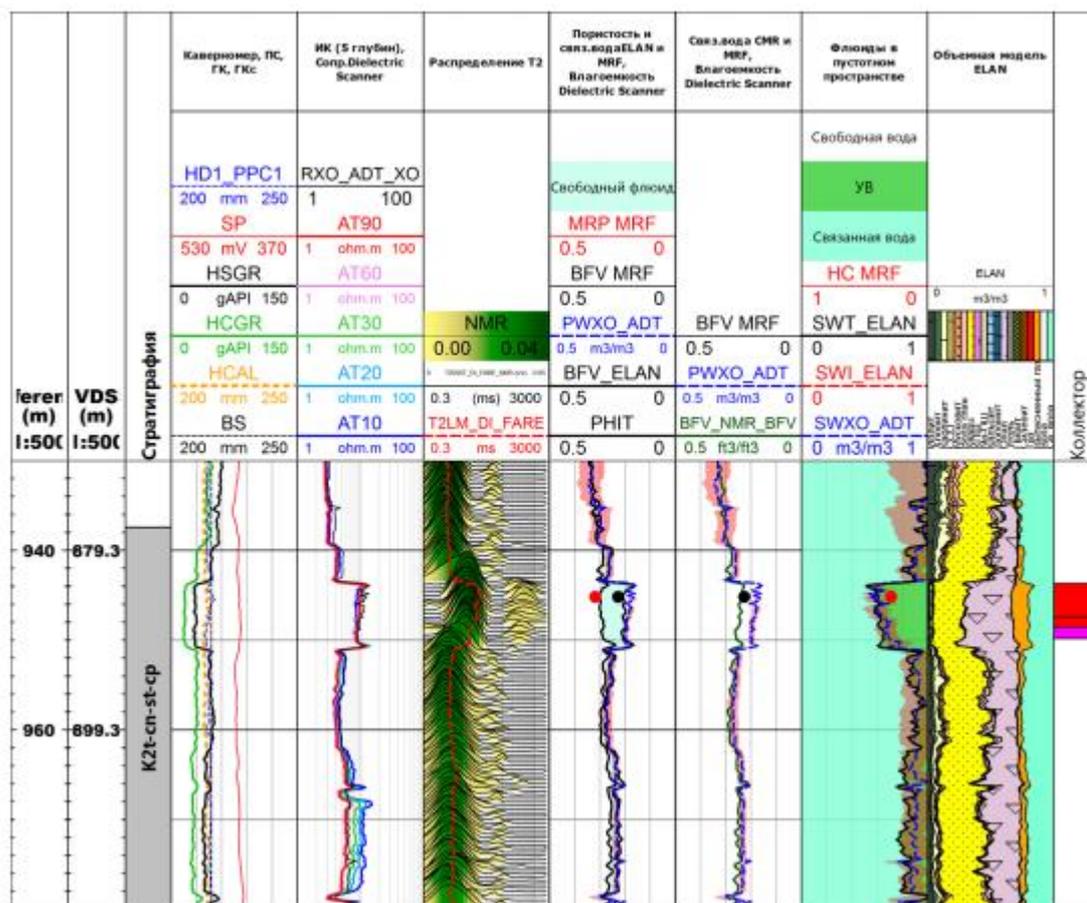


Figure 6.1 - Characterization of the K2-2 formation in the NMC in one of the wells in the L field

In the well of the L deposit, the method record was recognized as a marriage, it is probably due to the use of a low-mineralized solution, which led to the penetration of the mud filtrate into the formation and the swelling of clays. Thus, all the parameters determined under NMR could be distorted.

## 6.2 Определение исходных геофизических параметров

The relative amplitude of the SP  $\alpha_{\text{ПС}}$  was calculated as the ratio of the potential amplitude versus the investigated interval to the maximum amplitude in the borehole section:

$$\alpha_{\text{ПС}} = \Delta U_{\text{ПС.пл}} / \Delta U_{\text{ПС.оп}}, \quad (6.1)$$

where  $\Delta U_{\text{сп.пл}}$  and  $\Delta U_{\text{сп.оп}}$  are the static amplitudes of the potentials of intrinsic polarization in the investigated formation and supporting layer. A non-

clayey, powerful water-bearing collector was used in the reservoir PK1 for the reference stratum. The values of  $\Delta U_{sp}$  are obtained as a result of introducing corrections to the amplitudes of the SP (measured from the clay line) for the effect of limited thickness, resistivity of the formation, and parameters of the penetration zone.

Gamma ray index  $\Delta GR$  was calculated using the following formula:

$$\Delta GR = (GR - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min}). \quad (6.2)$$

To calculate the, Gamma ray index  $\Delta GR$  a clay layer, located in the upper part of the K2-2 formation, was selected as the reference layer with the maximum value. As the reference formation, characterized by the minimum values, the K2-2 layer itself was chosen.

First of all, the quality of all electrometry methods was determined in each well. For this purpose, a comparison of the measurement results with all the probes against the reference layers was carried out, together with the determination of their electrical parameters. As support, impenetrable, powerful clay layers with a thickness of more than 4 m and a shallow penetration zone were chosen. In the indications of induction logging, a correction was made for the zero-line offset, which was not more than  $\pm 20 \text{ mCim} / \text{m}$ .

### **6.3 Determination of volume of shale and cut off values**

The volume of shale was calculated using the curve of the GR formula 6.2.

To calculate the Gamma ray index, a clay layer, located in the upper part of the K2-2 formation, was selected as the reference layer with the maximum value. As the reference formation, characterized by the minimum values, the K2-2 layer itself was chosen.

The obtained shale volume curve was divided into two groups: reservoir and a non-reservoir. The critical value for shale volume was determined from the graph of the dependence of the shale volume versus frequency, which was 0.32 for the K2-2 formation.

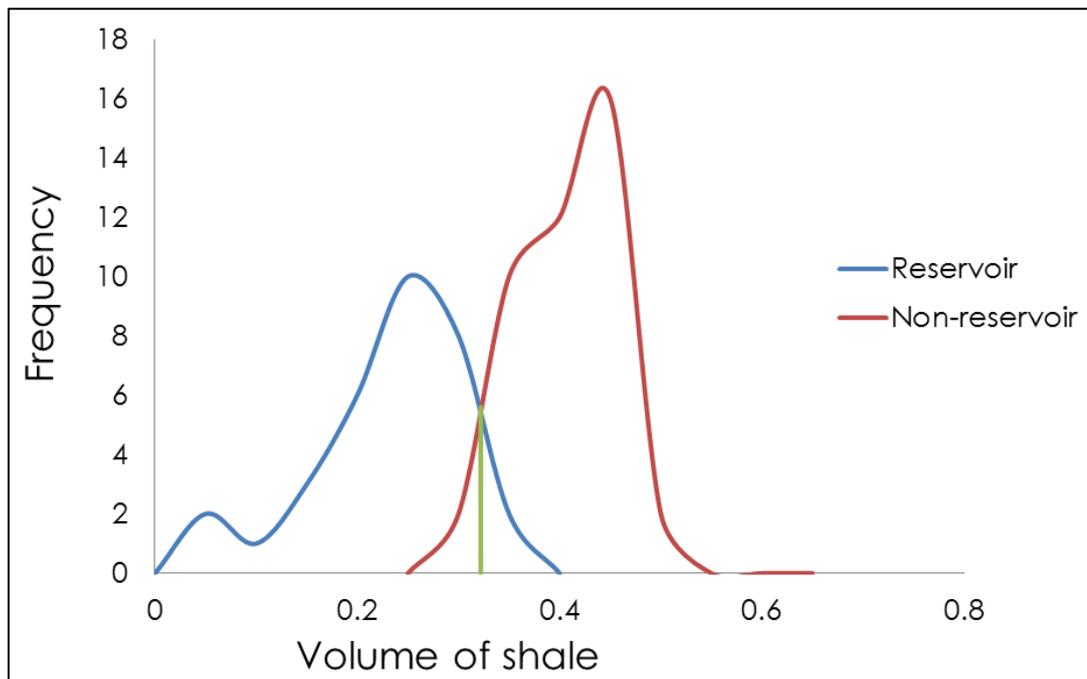


Figure 6.2 - Determination of the critical value for shale

#### **6.4 Determination of the porosity**

To assess the porosity, a number of methods can be used: acoustic logging, gamma-gamma density logging, nuclear magnetic logging (NMR), neutron logging (NC), and the method of self-polarization (SP) Natural radioactivity (GR).

##### **Determination of porosity by Acoustic logging**

The method of acoustic logging in the interval of the formation K2-2 is not informative. The best results in determining the porosity for the given logging are obtained for hard-cemented differences lying at depths of more than 1500 m, which is lower than the studied formation [8].

##### **Determination of porosity by Density log**

The method based on density log was carried out in 38 wells, of which 3 measurements of this log were rejected. The quality of density logging measurements in most wells is rather low, there are disruptions and "ruggedness", which may be associated with poor centering of instruments. Density logging can

be affected by unevenness of the borehole wall, caverns. In 5 wells, the curve is cut off for the studied formation K2-2.

An equation was obtained that relates porosity and bulk density (Fig. 6.3)

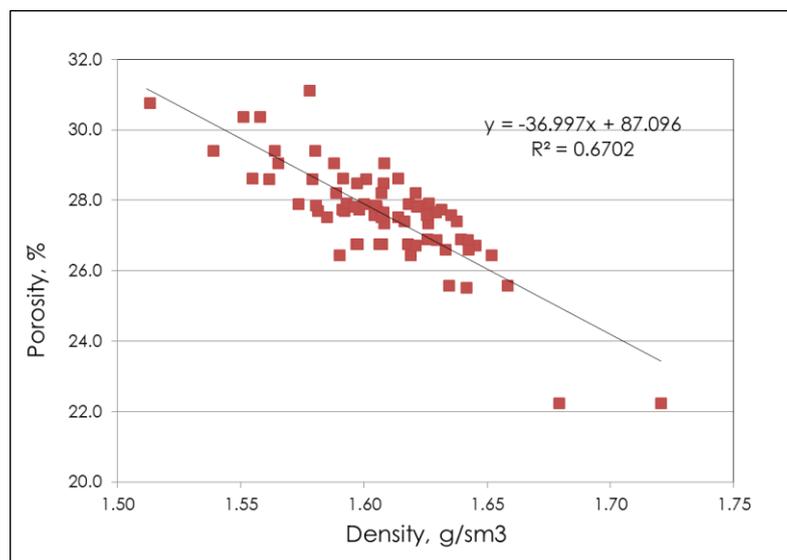


Figure 6.3 - Dependence of porosity on bulk density

When evaluating the porosity in the well with the core and the density curve, the porosity values obtained were found to exceed the density method (fig. 6.4). However, at this stage it is not possible to reliably estimate the results obtained because of the limited amount of information.

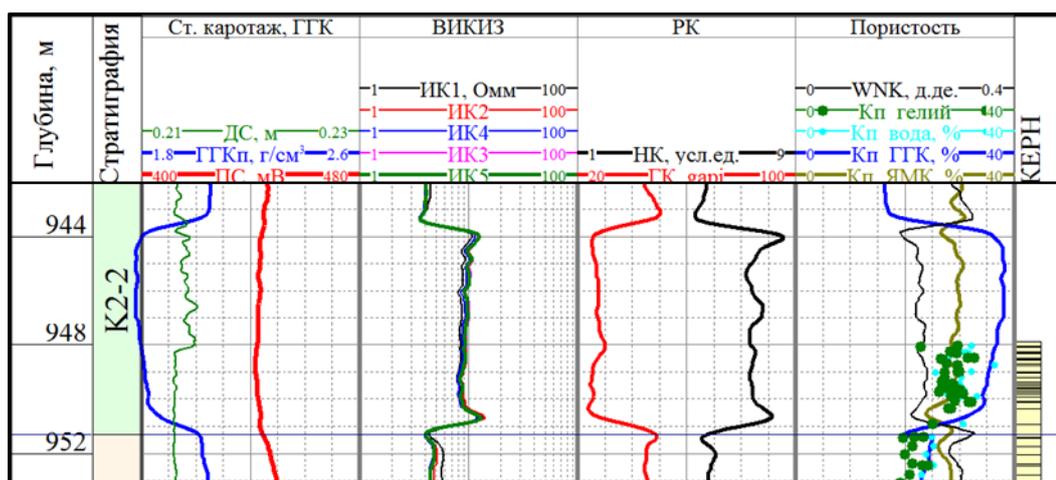


Figure 6.4 - Comparison of porosity, determined by well log methods and core porosity in Formation K2-2

## **Determination of porosity using NMR**

Measurements of nuclear magnetic logging were carried out in 4 wells of the L field, in one of which the results were rejected. Quality of NMC in two wells can be attributed to good.

A comparison of the NMR data with the core data in the interval of the investigated formation K2-2 is possible only in one well of the L deposit. In the K2-2 formation, the values of the core porosity and the values obtained by the NMR method are in good agreement with each other. (Figure 6.4)

## **Determination of porosity from Neutron log**

In the paper, the neutron method was not used to determine porosity for several reasons:

1. Almost all the neutron logs were conducted by unequal equipment.
2. In exploratory wells, in most cases, the recording was conducted by the NGK probe. This modification of neutron logging in fresh formation waters practically does not differentiate clay and sand deposits. In some wells, a neutron log was recorded only in the column, this greatly reduces the informativity of the curve and introduces an error for the effect of the cement stone.
3. In the context of suite B, it is difficult to find sustained support beds for recalculating the values of neutron logging into porosity. As reference strata, it is necessary to choose a coal layer and a carbonatized sandstone layer.

The combination of all these causes will lead to a large error in the determination of porosity by neutron logging.

## **Determination of porosity using SP method**

The section of the B suite is very difficult to interpret well log materials, especially for solving the problem of estimating reservoir properties. Traditional for Western Siberia, the method of estimating the reservoir properties in the sediments of the underlying suites cannot be used, since the PS curve has a smoothed shape and a slight amplitude.

The method of potentials of intrinsic polarization was chosen to be the main one for determination of porosity values, since this is one of the methods that is present in most wells, the porosity of the core was also correlated with the values of the PS curve (Fig.6.5). Another advantage of the chosen method is that, unlike the GR method, it is not affected by the content of potassium feldspar.

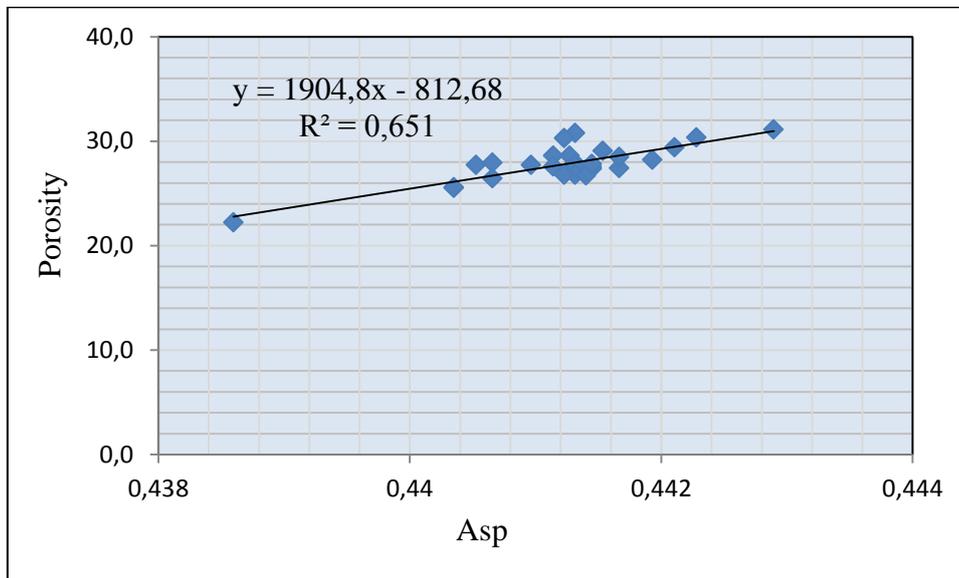


Figure 6.5 - Dependence of porosity on the SP index

The resulting correlation between the logging and porosity SP values was used in this group of deposits to determine the porosity coefficient.

The average relative error in determining the coefficient of porosity by the SP method is less than 2% and is the lowest error in comparison with the GR method.

### Determination of porosity using GR method

The method of natural radioactivity to evaluate porosity was not selected as the main one, since the content of potassium feldspar can influence this logging. However, this method has its advantages: it will conduct in almost all wells and this curve is not affected by the gas saturation of the collectors.

Based on the well log data and the core data, a correlation relationship was obtained, shown in Fig. 6.6, and the expression for estimating the porosity from the GR data has the form:

$$\text{PORO} = -7,3677 * \text{GR} + 46,565 \quad (6.3)$$

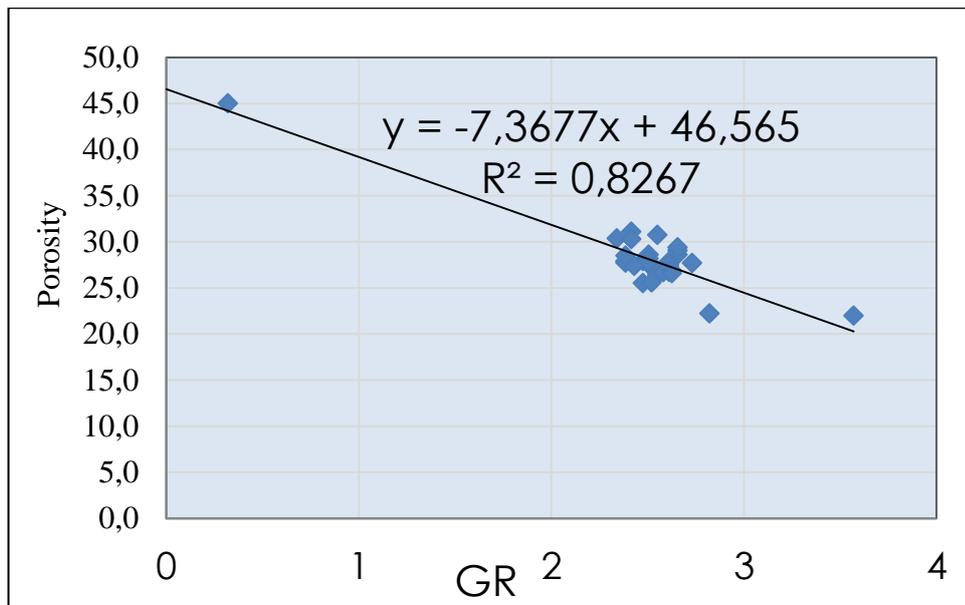


Figure 6.6 - Porosity versus Gamma ray index for K2-2 formation

The average relative error in determining the coefficient of porosity by this method is 4.9%.

The formula used to estimate the average relative error:

$$\sigma = \Sigma(|K_{\Pi}^{\text{керн}} - K_{\Pi}^{\text{ГИС}}|/K_{\Pi}^{\text{ГИС}})/n.$$

### 6.5 Determination of reservoir saturation

The character of the saturation of the reservoir was estimated from the data of sampling, core and well log data.

On the wells, with the saturation character, known from the test results, graphs of the comparison of the specific electrical resistances with the collector characteristic for their own and neighboring deposits are constructed. As parameter characterizing the petrophysical properties of rocks, the parameter  $\Delta\text{GR}$  is used. Also during the construction, the data of the comparison of the well log curves with each other were used: NMR, Density log, Sonic and Neutron logs.

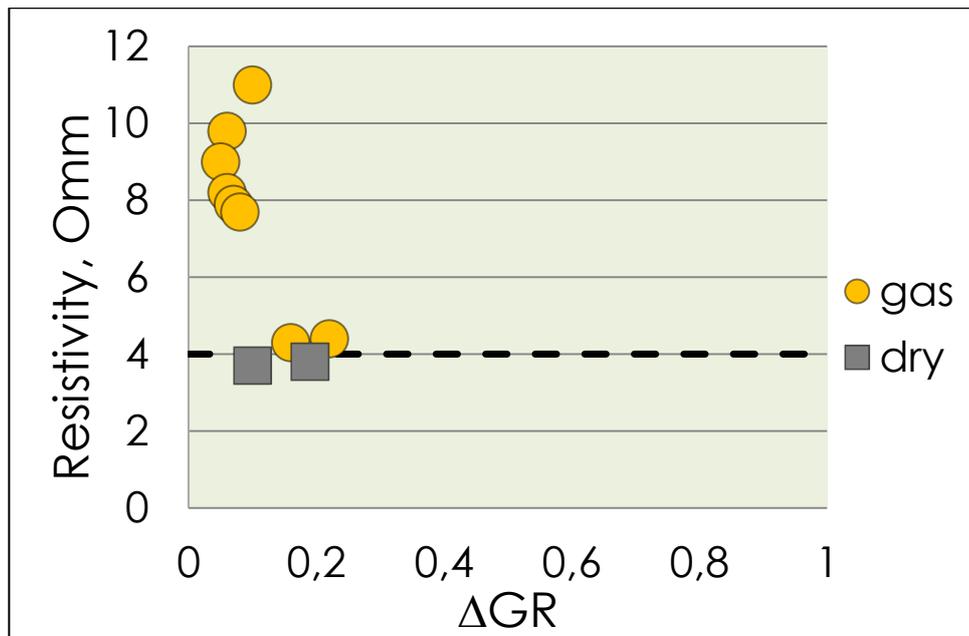


Figure 6.7 - Comparison of the geophysical parameters  $p_n$  and  $\Delta GR$  with the results of the well test for the layers of the K2-2 formation

According to the graph obtained, gas inflows can be obtained from the formation if the resistance is above a critical value of 4 Ohm.

To obtain reliable values of the boundary resistances, it is necessary to continue the exploration of the formation at the deposits of the Purovsky region.

### 6.6. Determination of effective thicknesses

The section of the suite of the Purovsky region is composed of argillites, clayey flocks, clay-flint rock and siltstones. Formation K2-2 is represented by one lithotype-clay moldings, opoka.

The selection of reservoir rocks in the context of this suite is quite a challenge. Difficulties are caused by the following reasons:

1. the presence of subcapillary and fine pores in the rock;
2. swelling of clay minerals, which leads to the closure of cracks and pore channels;
3. low permeability values;
4. High values of residual water.

The following qualitative features were used to determine the effective thicknesses:

- decrease GR curve,
- average values of neutron logging;
- critical value of shale volume.

The section of the formation is characterized by low permeable rocks with a large number of subcapillaries, the informativity of the SP method under these conditions can be reduced, so it is proposed to solve the separation of reservoirs using the double difference parameter GR -  $\Delta$ GR. The GR method was also chosen as the basis for estimating possible productive thicknesses as the most common in the explored area of the Purovsky region.

In the course of the work, conditional quantitative criteria were established on the test well array. Potential strata of the reservoirs should be attributed to the interlayers, characterized by values on the curve  $\Delta$ GR below 0.3 for the K2-2 formation.

## 7 Обоснование подсчетных параметров (анализ полученных результатов определения подсчетных параметров по данным ГИС)

Одной из задач данной работы является определение геологических запасов газа в пределах продуктивного пласта К2-2 свиты Б на изучаемой территории.

Геологические запасы газа могут быть рассчитаны по следующей формуле:

$$GIP = \frac{A \times h \times NTG \times \phi \times Sg}{Bg} \quad (7.1)$$

где GIP – запасы газа;

A – площадь залежи;

H – мощность пласта;

NTG – песчанистость;

Sg – газонасыщенность;

Bg – объемный коэффициент газа.

С целью прогнозирования сильно заглинизированных участков коллектора, проницаемость которых значительно ухудшена из-за большого количества глин и связанной воды, был проведен комплексный анализ керновых, геологических и геофизических данных.

В частности для прогнозирования относительно низкопроницаемых зон коллектора были построены и проанализированы карты радиоактивности и карты потенциала собственной поляризации. Данные карты были построены с применением программного комплекса Schlumberger Petrel.

Первым этапом было произведено нормирование кривых ГИС с целью приведения их к одному уровню измерений. Каротажные диаграммы были нормированы классическим методом. За основу нормировки были выбраны

максимальные и минимальные значения показаний ГК и ПС, а именно глины и чистые песчаники соответственно.

Следующим этапом определения глинистых низкопродуктивных зон, было построение кубов радиоактивности и потенциалов собственной поляризации. Для этого первым этапом было построение сетки грида, латеральные параметры которого выбирались в соответствии с протяженностью геологических тел, установленной на основании седиментологической концепции, а вертикальные параметры которой определялись на основании разрешающей способности соответствующих методов каротажа. Основным параметр сетки – минимальный размер ячейки - представлен в таблице ниже.

Таблица 7.1 - Параметры сетки

X	Y	Z
50 м	50 м	0.2 м

Для определения параметра вариограмм, которые будут использованы при построении данных кубов, использовался инструмент data analysis программного комплекса Schlumberger Petrel. Данные вариограммы представлены в таблице ниже.

Таблица 7.2 - Данные вариограммы

Порог	Эффект самородка	Ранг	Тип вариограммы
1,0	0,01	10000	Гауссово распределение

Распределение параметров выполнялось методом гауссового моделирования (sequence Gaussian simulation).

Результатом построения кубов явились карты радиоактивности и потенциалов собственной поляризации.

Следующим этапом было произведено прогнозирование коллекторских свойств. Используя петрофизические зависимости, полученные на этапе анализа керновых данных, были получены карты таких параметров как пористость, проницаемость и остаточная водонасыщенность. Принимая допущение о том, что поры, не занятые водой, полностью заняты газом, также была получена карта газонасыщенности и карты распространения запасов.

В ходе анализа керновых данных была произведена привязка данных керн-керн и керн-гис.

### **7.1 Определение площади залежи**

Для этого был проведен комплексный анализ данных сейсморазведочных работ и геофизических исследований скважин.

В результате анализа карт сейсмических атрибутов, построенных по данным 3Д сейсморазведочных работ, были установлены аномалии вида «Яркое пятно» в пределах изучаемого пласта К2-2. В пределах сейсмических кубов на территории месторождения К прослеживается изменение значений атрибута, которое классически связывают с резким изменением литологической характеристики пород и часто интерпретируют как углеводородонасыщение. При этом необходимо учесть, что на месторождении К в пределах нижней подсвиты были проведены испытания в скважинах с получением дебитов газа от 4,5 до 20 тыс.м<sup>3</sup>/сут. При этом форма аномалии «Яркое пятно», зафиксированной в пределах лицензионного участка, на котором находится месторождение К, совпадает с формой структурного плана. Эти обстоятельства дают возможность предположить наличие газовой залежи в пределах пласта.

При этом по результатам AVO-анализа, а именно атрибутов флюид-факторов, карт амплитуд и карт произведения интерсепта и градиента, были выделены зоны газонасыщенности по пласту К2-2 (рис. 7.2).

По всем исследуемому пласту на картах атрибутов AVO-анализа отчетливо выделяются аномалии «Яркое пятно», карта флюид фактора уверенно указывает на характер насыщения пласта. Данные газонасыщенности интервалов пласта K2-2 опробованиями скважины месторождения L, в результате которого был получен дебит газа 52 тыс.м3/сут.

По результатам построения карт атрибутов, для пласта K2-2, были получены схожие результаты, зафиксированные аномалии совпадают с аномалиями зафиксированными по результатам AVO-анализа.

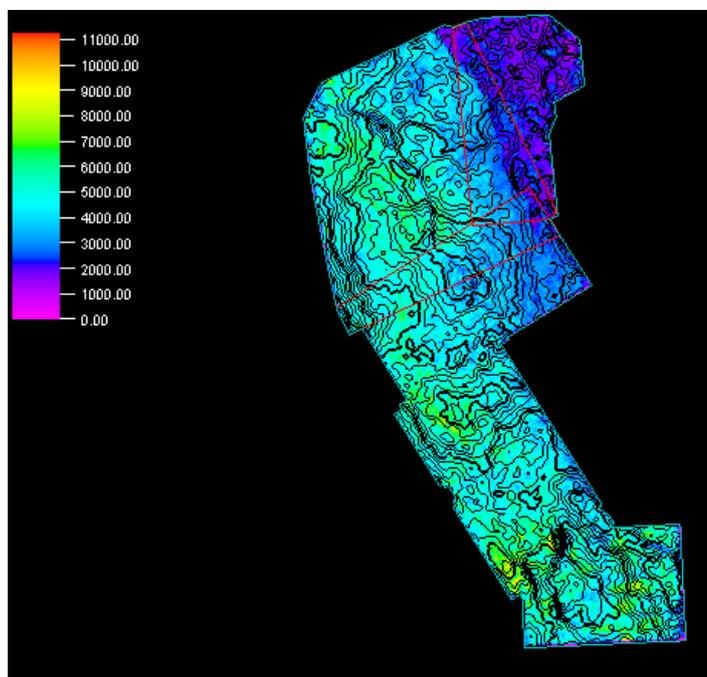


Рисунок 7.1 – Карта атрибута RMS amplitude для пласта K2-2 месторождения L

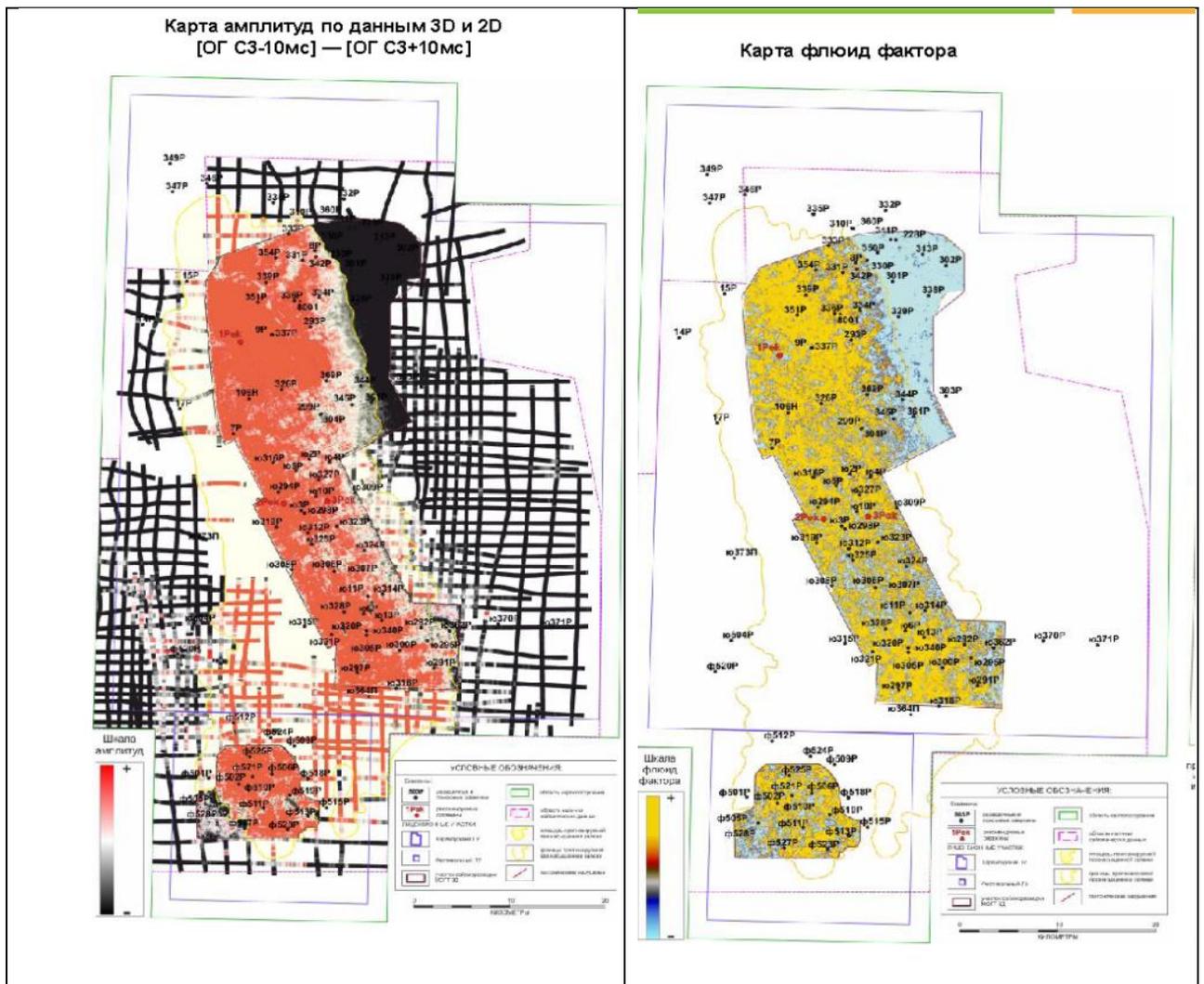


Рисунок 7.2 - Результаты AVO для пласта K2-2 месторождения L

В качестве дополнительной информации была проанализирована карта удельных электрических сопротивлений (рис 7.3). В ходе проведенного анализа было установлено, что данные геофизических исследований скважин не противоречат данным сейсморазведочных работ.

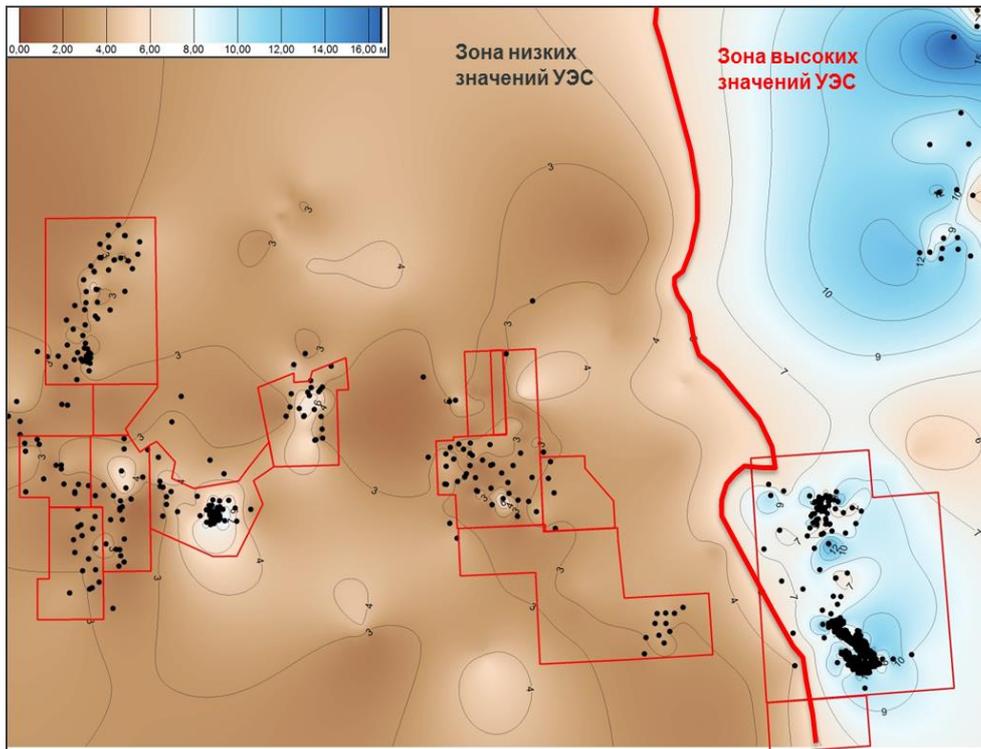


Рисунок 7.3 – Карта удельных электрических сопротивлений для пласта К2-2

Таким образом, был определен газоводяной контакт, определена площадь различных категорий ресурсов в пределах залежи (P10, P50, P90).

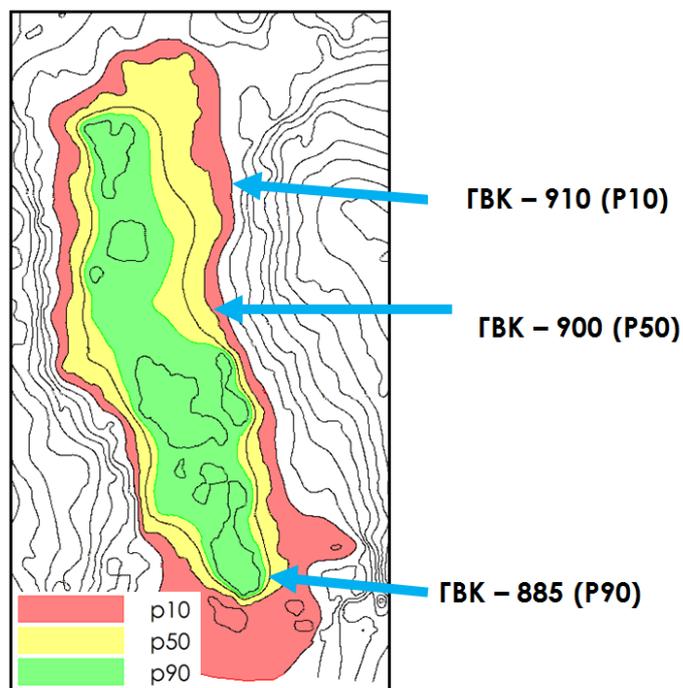


Рисунок 7.4 – Определение площади по месторождению L

Таблица 7.3 – Значения площади для месторождения L

Степень вероятности	Площадь, км2
P90	117.5
P50	223.3
P10	424.5

## 7.2 Мощность

Комплексный анализ данных геофизических исследований скважин позволяет четко выделить пласт K2-2 на всей территории Пуровского района. Пласт является региональным репером внутри свиты Б и четко фиксируется на кривых ПС, ГК и ГГК-п в виде резкой отрицательной аномалии (рис.7.5, 7.6).

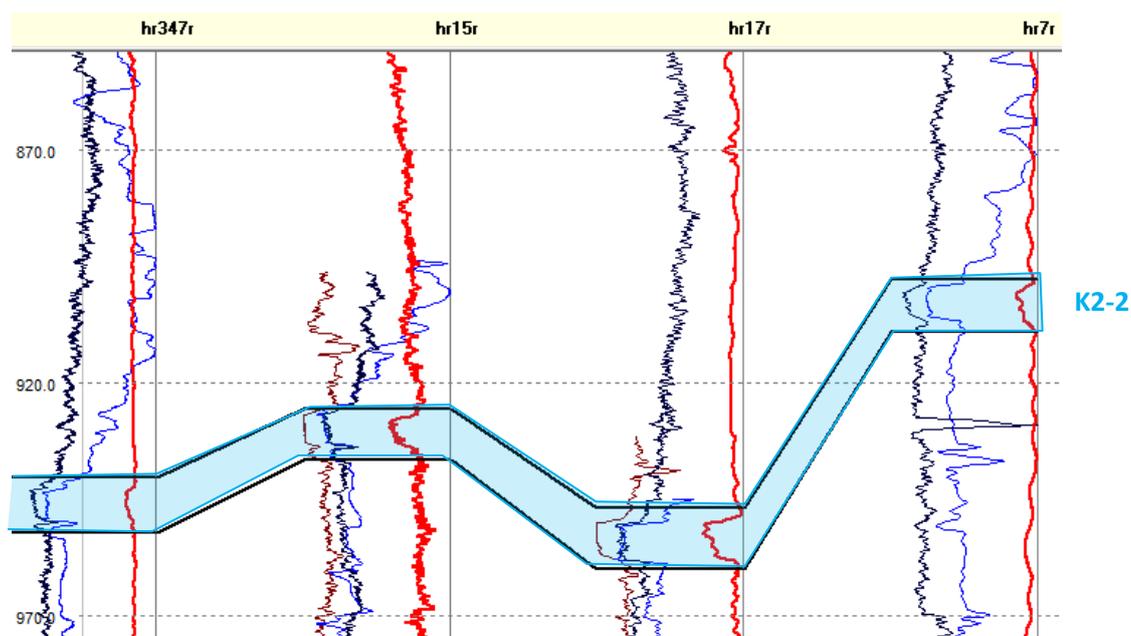


Рисунок 7.5 - Корреляционная схема пласта K2-2

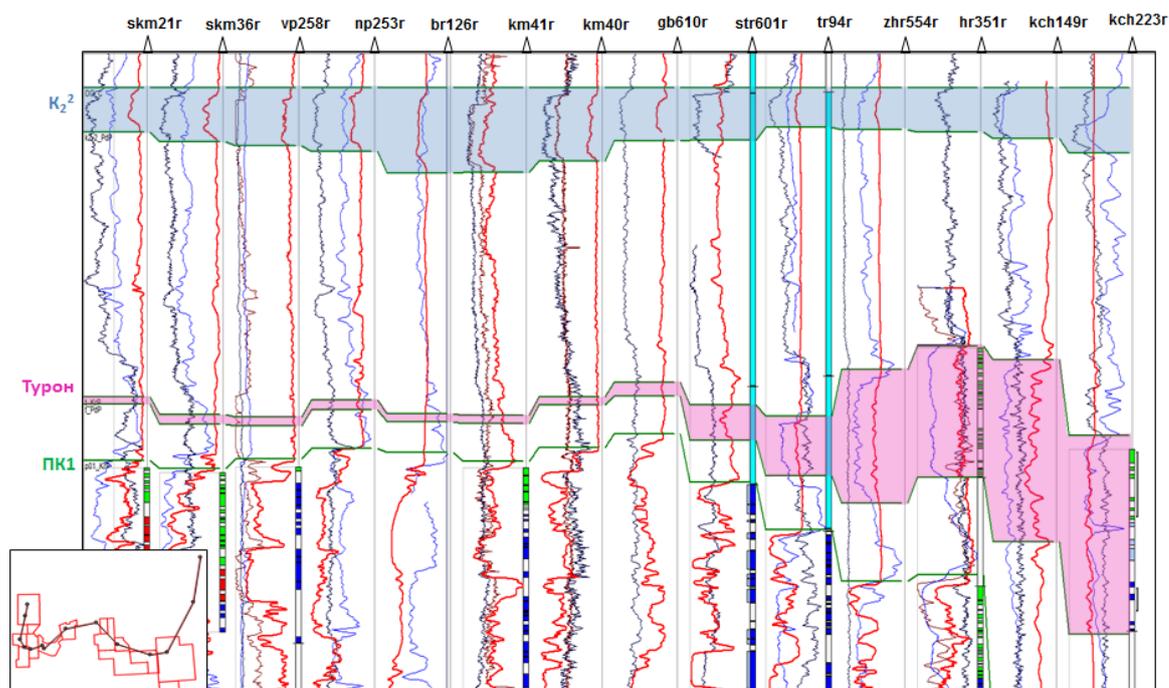


Рисунок 7.6 - Корреляционная схема пласта К2-2

Нижняя подсветка представлена глинами аргиллитоподобными, серыми, неравномерно песчанистыми, с прослоями глины опоковидной, местами трещиноватыми. Трещины тонкие, единичные, протяженные субвертикальные, закрытого и открытого типа, выполненные почти черным органическим веществом. Единичные прослои песчаника серого, мелкозернистого, алевритистого, на глинистом цементе, при этом при исследовании керна было установлено, что большинство опоковидных глин практически непроницаемы. Тем не менее при испытаниях скважин, притоки газа были получены именно из интервалов, сложенных опоковидными глинами.

Таким образом, поведение описанных кривых ГИС можно считать свойственным прослоям опоковидных глин, а испытания и притоки газа дают основание считать эти прослои коллекторами в интервале березовской свиты.

По наличию данных ГИС в скважинах позволяющих наиболее уверенно провести корреляцию, было рассмотрено и откоррелировано 1757

скважин. Пласт К2-2 выделяется по всей территории исследования со средней толщиной около 15 м (рис.7.7).

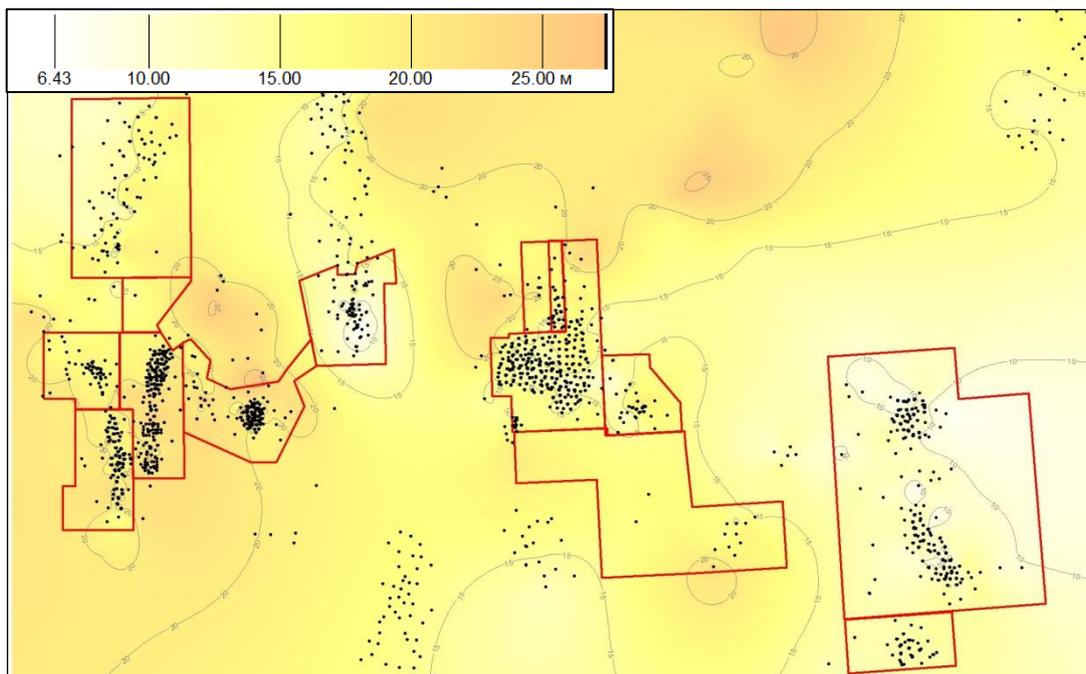


Рисунок 7.7 - Карта общих толщин пласта К2-2

### 7.3 Песчанистость

Коэффициент песчанистости был определен по формуле:

$NTG = 1 - V_{shale}$ , где

$V_{shale}$  – глинистость.

Объем глин был рассчитан с использованием кривой ГК по формуле:

$$\Delta GR = (GR - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min}).$$

Для расчета двойного разностного параметра ГК в качестве опорного пласта с максимальным значением был выбран пласт глин, залегающий в кровле пласта К2-2. В качестве опорного пласта, характеризующегося минимальными значениями, был выбран сам пласт К2-2.

Таким образом, средняя песчанистость составляет 0,55.

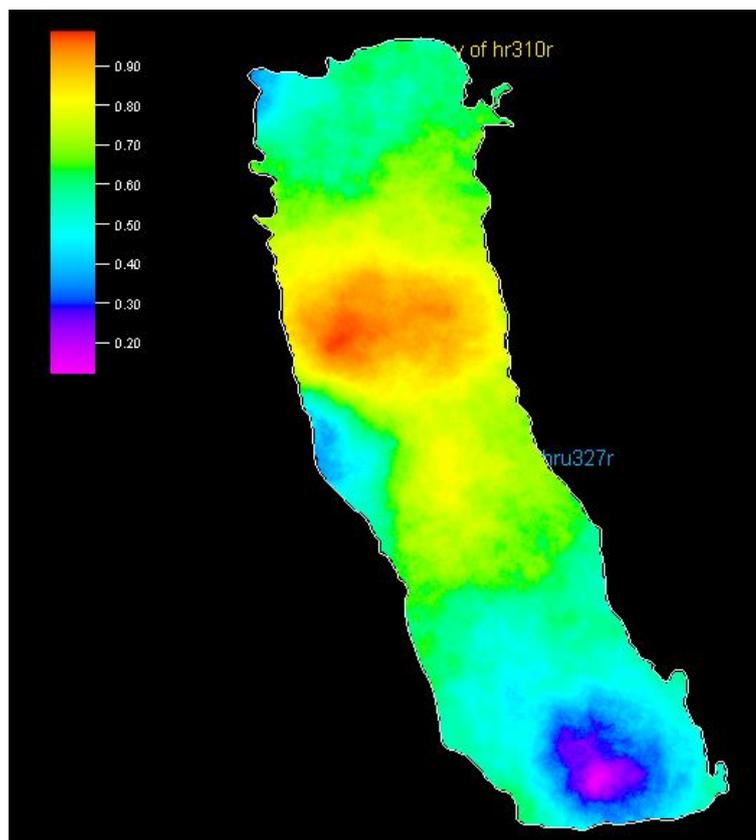


Рисунок 7.8 - Карта песчанности для месторождения L

#### 7.4 Пористость

Определение коэффициента пористости было подробно описано в главе 6. В качестве основного метода для расчета пористости был выбран метод СП.

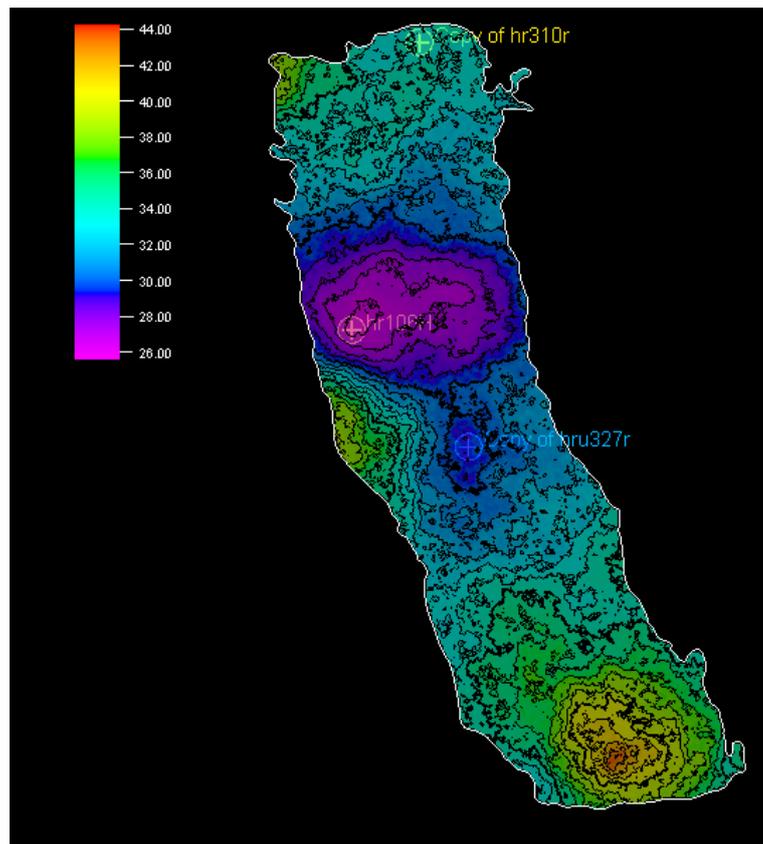


Рисунок 7.9 - Карта пористости месторождения L

Среднее значение по пористости методом СП составляет 33%.

### 7.5 Насыщенность

Газонасыщенность была определена с помощью петрофизических зависимостей водонасыщенности от пористости, полученных на основании керновых данных.(рис.7.10))

Для определения подвижных запасов также с помощью петрофизических зависимостей была определена динамическая пористость(рис.7.10).

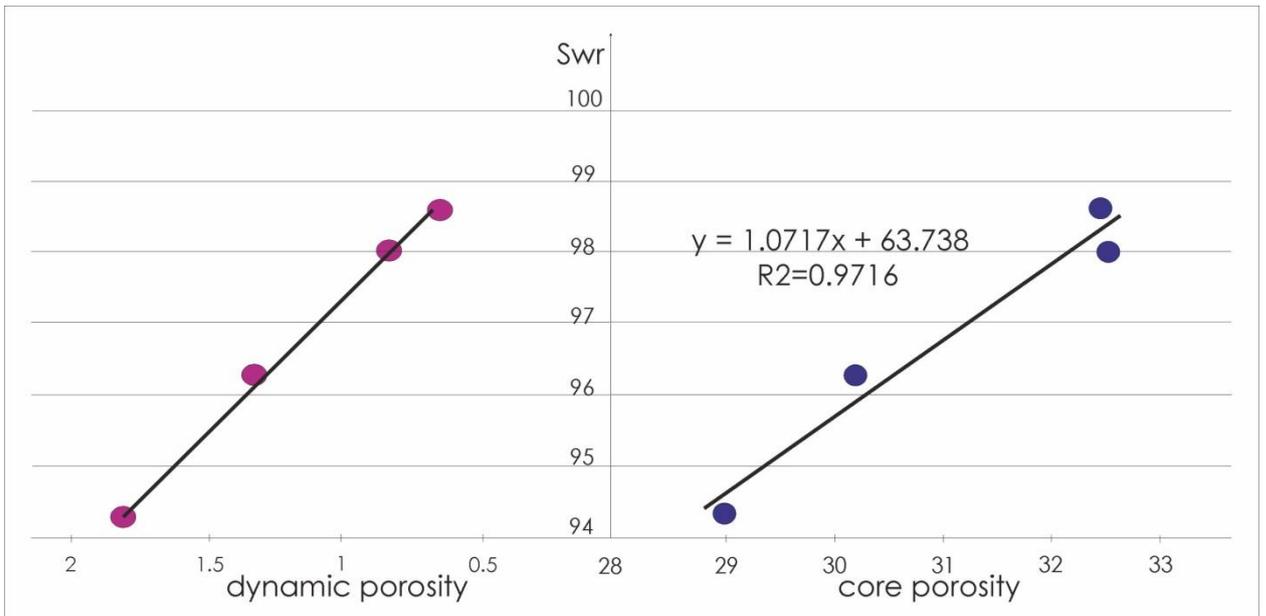


Рисунок 7.10 - Зависимость пористости по керну и динамической пористости от остаточной водонасыщенности

Предположив, что залежь находится в чисто газовой зоне, средняя газонасыщенность 5,2%

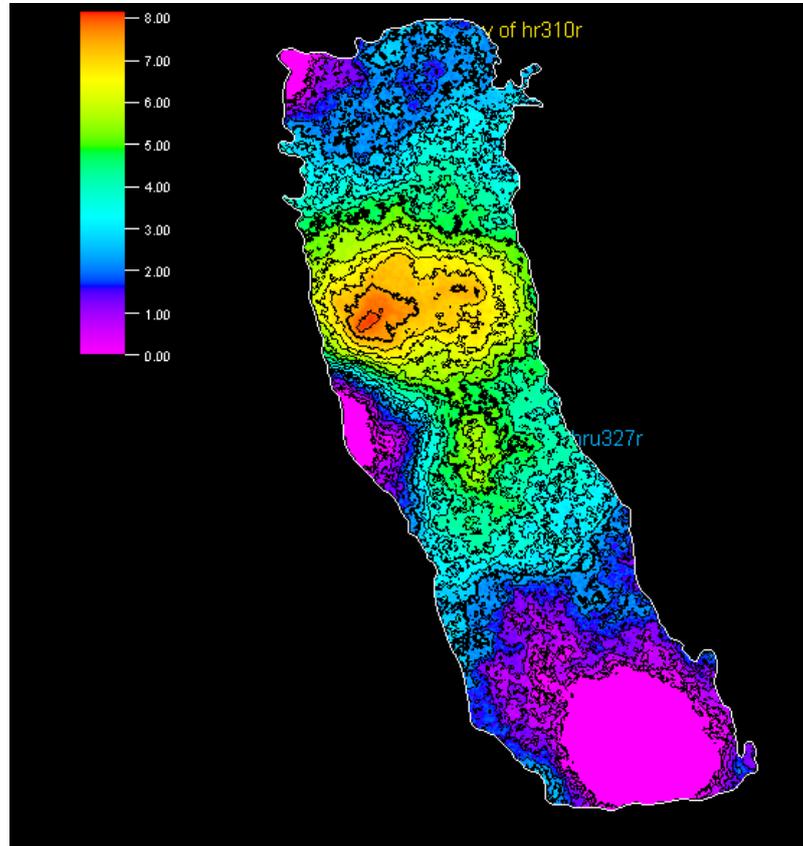


Рисунок 7.11 - Газонасыщенность пласта К2-2 месторождения L

## 8 Оценка ресурсов березовской свиты

Ресурсы пласта К2-2 свиты Б были определены на основании комплексного применения детерминистического и стохастического подходов. Детерминистический подход включал в себя подсчет запасов по формуле 7.11. Стохастический подход заключался в использовании элементов моделирования, таких как картопостроение параметров радиоактивности и потенциала собственной поляризации, которые были проведены с использованием программного комплекса Schlumberger Petrel. Построение карт проводилось на основе рассчитанных 3d кубов соответствующих параметров.

Таблица 7.4 - Параметры для подсчета ресурсов месторождения L

		A, тыс км <sup>2</sup>	H, м	Пористость	NTG	Sg	GIP, ММ м <sup>3</sup>
Field L	p90	210.5	11	0.33	0.55	0.1	42026,3
	p50	424.3	11	0.33	0.55	0.1	84711,5
	p10	833,8	11	0.33	0.55	0.1	166468,2

Ресурсы были посчитаны в пластовых условиях. Для перевода ресурсов в поверхностные условия необходимо знать объемный коэффициент газа. Объемный коэффициент газа был определен по месторождению-аналогу, и значение составило 0,9. Таким образом, ресурсы газа в поверхностных условиях увеличатся и для случая с вероятностью 50% составит 94 млрд м<sup>3</sup>.

## **9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Для оценки экономической перспективности свиты Б в пределах изучаемого региона, был выполнен расчет соответствующих экономических параметров. Поскольку все лицензионные участки, расположенные на исследуемой территории имеют высокую степень разбуренности, необходимость выбора сетки разработки отсутствует. Таким образом, основные капитальные затрат включают в себя перевод скважины на вышележащий горизонт. В результате, капитальные затраты составляют 55 млрд рублей.

В качестве операционных затрат в проект закладывались такие параметры как расходы на энергию по извлечению флюида, расходы по искусственному воздействию на пласт, сбор и транспорт газа, технологическая подготовка углеводородов, общехозяйственные и общепроизводственные затраты, а также затраты на содержание и эксплуатацию скважин и заработная плата рабочим. Таким образом, операционные затраты составили 52 млрд рублей.

Исходя из текущей экономической ситуации, были рассчитаны налоговые отчисления. Необходимо отметить тот факт, что запасы, заключенные в породах свиты Б относятся к трудноизвлекаемым. В результате, большая часть налога на добавленную стоимость подвергается льготам. Таким образом, с учетом льгот, общие налоговые отчисления составили 70 млрд руб.

Предполагается использовать добытые углеводороды для реализации на внутреннем рынке. С этой точки зрения, экспортные пошлины и затраты на транспортировку за рубеж были исключены из расчетов. Для расчетов была принята ставка дисконтирования 10%. В результате чистая дисконтированная прибыль составила 123 млрд рублей. Таким образом, период окупаемости составил 11 лет, индекс доходности 1,3, а внутренняя

норма доходности 36,5%. Как видно из полученных расчетов, разработка свиты Б является широко перспективным и экономическим выгодным проектом, что обуславливает актуальность проведенных исследований.

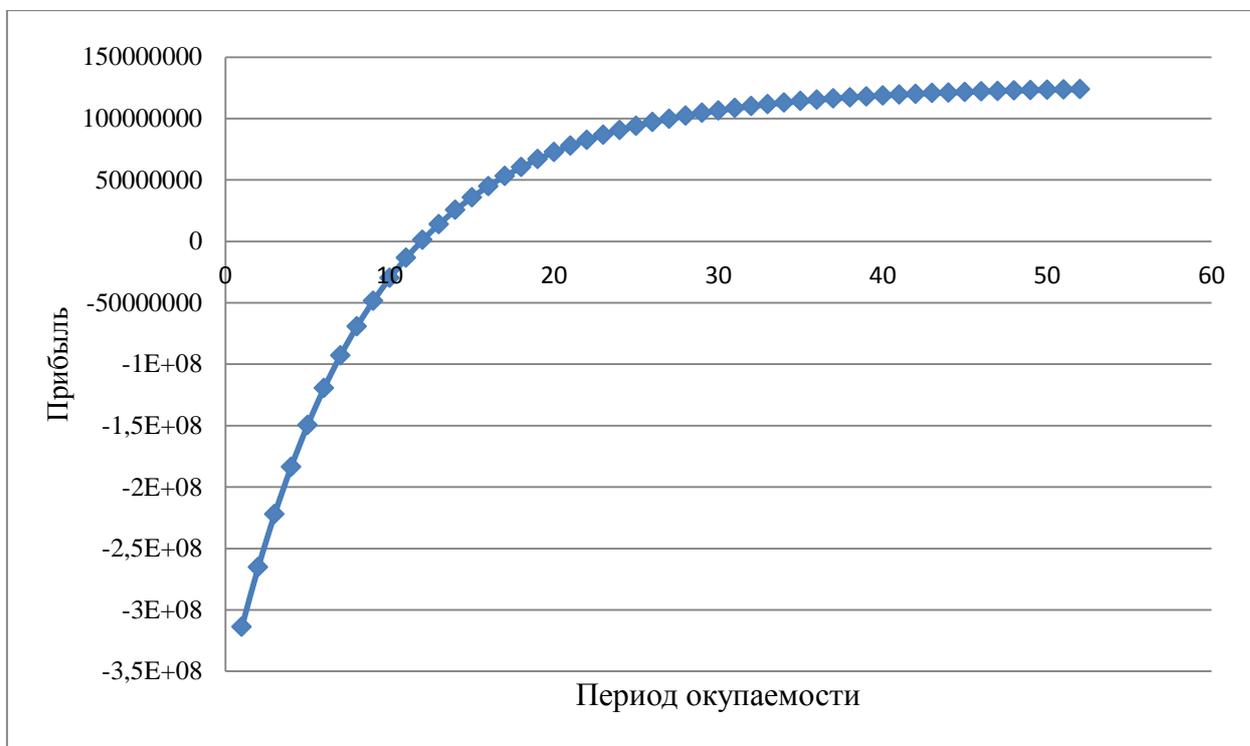


Рисунок 9.1 – Динамика денежного потока

## **10 Социальная ответственность**

Целью настоящего исследования является разработка методики подсчета ресурсов газа в условиях сложной геологической обстановки, которая включает в себя совокупность таких факторов как нетрадиционные трудноизвлекаемые запасы, низкопроницаемый коллектор, большое количество остаточной воды, недеформированная залежь. Исследования проводятся на основе комплексного анализа данных исследований керна, геофизических исследований скважин, а также сейсмических исследований рассматриваемой территории. Исследования включали в себя анализ фильтрационно-емкостных свойств пород коллекторов, карт физических полей, таких как карты радиоактивности, потенциала поляризации и удельного электрического сопротивления горных пород, а также атрибутивный анализ сейсмических данных.

Разработанная методика обеспечит корректное определение количества трудноизвлекаемых ресурсов углеводородов, что позволит грамотно спланировать систему разработки и максимизировать коэффициент извлечения газа.

### **Профессиональная социальная безопасность**

В рамках данного проекта основным рабочим инструментом являлись персональные и портативные компьютеры. Работа проводилась при небольшом физическом напряжении, в положении сидя. В качестве рабочего места использовался компьютерный стол с персональным и портативным компьютером. Таким образом, в качестве физических факторов, влияющих на здоровье человека можно выделить воздействие электромагнитных полей, напряжение глаз, а также длительное неизменное положение тела.

До начала работы в качестве предупреждения чрезвычайных случаев на производстве был проведен вводный инструктаж, включающий в себя курс лекций по работе с оборудованием, действием в чрезвычайных

ситуациях, а также инструктаж с практическими упражнениями по оказанию первой медицинской помощи пострадавшим на рабочем месте.

В процессе работы на человека могут воздействовать вредные и опасные производственные факторы, которые классифицированы (предусмотрены, описаны) в ГОСТ 12.0.003-74. К вредным факторам относятся производственные факторы, которые могут влиять на состояние здоровья человека, а к опасным – те факторы, которые могут привести к травме работника. Нормы воздействия таких факторов нормированы в соответствующих стандартах системы стандартов безопасности труда и санитарно-гигиенических правилах.

### **Производственная безопасность**

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 в качестве вредных выделяются следующие факторы:

1. повышенный уровень шума;
2. повышенный уровень электромагнитных излучений;
3. недостаточная освещенность рабочего места;
4. пониженная или повышенная влажность воздуха.

По ГОСТ 12.0.003-74 в качестве опасного фактора на рабочем месте выделяют воздействие электрического тока.

Воздействие вредных и опасных факторов регламентируются следующими нормативными документами:

- СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». [2]
- СП 52.13330.2011 Свод правил. Естественное и искусственное освещение. [1]
- СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. [3]

- СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [5]
- ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [4]

### **Анализ вредных и опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения**

Во время работы за персональными и портативными компьютерами на организм человека влияют как физические, так и психологические факторы. К физическим факторам можно отнести следующие:

- Повышенный уровень шума
- Недостаточная освещенность на рабочем месте
- Повышенный уровень электромагнитных излучений, которые исходят от монитора и системного блока
- Опасность возникновения пожара

Данные факторы контролируются в большей степени такими параметрами как особенности микроклимата, уровень шума, освещенность рабочего места, электрическое напряжение в сети.

#### **Освещение рабочего места**

Работоспособность человека, а также его физическое и психоэмоциональное состояние напрямую зависит от степени освещенности рабочего места. В связи с этим для помещений различного назначения имеются соответствующие требования, касающиеся степени и качества освещенности, которые учитывают специфику рабочего процесса, его длительность и периодичность. Работа, включающая в себя использование вычислительной техники, относится к III разряду зрительной работы. Данный тип работы имеет ряд осложняющих факторов, такие как блики экрана и слабая контрастность между изображением и фоном.(4). Таким образом, в условиях недостаточной естественной освещенности рабочего места

необходимо использовать дополнительные искусственные источники света. В качестве искусственного освещения применяют лампы накаливания и газоразрядные лампы. Для общего освещения рабочих мест применяют люминесцентные лампы.

В нормативном документе СП 52.13330.2011 изложены основные требования по освещенности рабочих поверхностей, согласно которому освещение на рабочем месте должно быть не менее 200 лк.

### **Воздействие шума**

Длительное воздействие шума может сказаться на здоровье человека, а именно нарушение слуха и различным заболеваниям нервной системы.

Согласно ГОСТ 12.1.003-83 уровень звука в производственных помещениях и на территориях предприятий не должен превышать 80дБ.

Шумозащитные мероприятия включают в себя:

Необходимо принимать все соответствующие меры по снижению шума до значений, которые не превышающих допустимые

- Разработка шумобезопасной техники
- Применение средств индивидуальной защиты согласно ГОСТ 12.4.051-78
- Применение средств и методов коллективной защиты согласно ГОСТ 12.1.029-80
- Контроль уровня шума на рабочем месте не реже одного раза в год

### **Микроклимат**

Микроклимат производственных помещений – метеорологические условия внутренней среды этих помещений, которые определяются действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности, скорости движения воздуха и теплового излучения.(ГОСТ 12.1.005-88)

Существуют нормы, касающиеся производственного микроклимата, которые установлены ГОСТ 12.1.005-88. Отклонения от установленных норм приводят к понижению работоспособности и к ухудшению самочувствия у сотрудника.

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 микроклиматические условия в производственных помещениях должны соответствовать данным, представленным в таблице ниже.

Таблица 9.1 - Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений

Период года	Температура воздуха, С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Теплый	18-25	15-75	0,3-0,5
Холодный	16-22	12-75	0,2-0,4

Создание и поддержание оптимальных условий в помещении обеспечивается специальными системами вентиляции и отопления.

## **Анализ опасных факторов**

### **Электробезопасность**

Поражение электрическим током представляет наибольшую опасность при работе с электрическими устройствами. Нормы по электробезопасности прописаны в ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ.

Необходимо соблюдать следующие правила с целью обезопасить себя от поражения электрическим током:

- Перед тем как включить ЭВМ в сеть необходимо визуально проверить электропроводку на отсутствие возможных нарушений изоляции;

- При обнаружении признаков замыкания необходимо немедленно отключить ЭВМ от сети и устранить неисправность
- При включенной ЭВМ запрещается одновременно прикасаться к приборам, которые имеют естественное заземление.

### **Экологическая безопасность**

Охрана окружающей среды сводится к устранению отходов бытового мусора и отходам жизнедеятельности человека. В случае выхода из строя персонального компьютера, они списываются и отправляются на специальный склад, который при необходимости принимает меры по утилизации списанной техники и комплектующих.

Вышедшие из эксплуатации люминесцентные лампы – это один из самых распространённых источников ртутного загрязнения. В каждой люминесцентной лампе содержится примерно 60 мг ртути. Поэтому приборы, которые вышли из строя и имеют в своем составе ртуть, должны быть обязательно утилизированы. Это связано с тем, что такие приборы относятся к 1 классу опасности, так как в своем составе имеют достаточно вредные вещества.

Утилизация ламп заключается в передаче использованных ламп переработчикам, которые в свою очередь с помощью специального оборудования перерабатывают лампы в другое сырье, например, в сорбент.

### **Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

#### **Пожарная безопасность**

Для предотвращения причин возникновения пожара проводится комплекс профилактических противопожарных мероприятий, такие как:

- Проведение инструктажей по пожарной безопасности
- Использование исправного оборудования
- Назначение ответственного за пожарную безопасность

- Содержание проходов, предназначенных для эвакуации людей, в свободном состоянии
- Курение только в отведенном для этого месте.

Возможные причины возникновения пожаров на рабочем месте:

- Несоблюдение сотрудниками правил пожарной безопасности
- Неисправность электрической проводки, аппаратуры
- Проведение работ с применением открытого пламени, например, электро- и газосварочные работы
- Неосторожное обращение с огнем

Для ликвидации возгорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения, которые применяются до прибытия пожарной команды:

- огнетушащие вещества, такие как вода, песок, земля;
- огнетушащие материалы, например, асбестовые полотна;
- пожарный инвентарь, например, пожарные ведра;
- огнетушители [10].

Существует ряд требований по пожарной безопасности, которым должны соответствовать все общественные здания и сооружения. К таким требованиям относится наличие плана эвакуации, охранно-пожарной сигнализации, порошковых огнетушителей, указателей, направленных к запасному или эвакуационному выходу.

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

### **Требования к организации и оборудованию рабочих мест**

Рабочее место – определенная часть пространства, в которой сотрудник проводит большую часть рабочего времени и осуществляет свою трудовую деятельность.

Организация рабочего места – система мероприятий по его оснащению средствами и предметами труда, которые необходимы для осуществления рабочего процесса.

Существуют требования к организации и оборудованию рабочих мест, которые прописаны в ГОСТ 12.2.032-78. Ниже приведен список основных условий:

- Рабочие места необходимо располагать так, чтобы естественный свет падал сбоку, лучше всего с левой стороны
- Монитор должен находиться от глаз сотрудника на расстоянии около 600-700 мм, но не ближе 500 мм.
- Уровень шума должен соответствовать допустимым нормам.

Рабочее место каждого сотрудника должно занимать площадь не менее 6 м с высотой помещения не менее 4 м и объемом не менее 20 м<sup>3</sup> на одного человека.

## Заключение

В рамках работы был проведен атрибутивный анализ, в результате которого была обнаружена аномалия типа «яркое пятно», которая характерна для газовых залежей. Также сейсмические атрибуты были использованы как инструмент для определения границ залежи.

Также был проведен статистический анализ, в результате которого были получены средние значения фильтрационно-емкостных свойств: пористость -27,7%, проницаемость 0,34 мД, остаточная водонасыщенность 96%. Были найдены зависимости для определения пористости по всей территории месторождения L, используя метод СП. По качественным признакам были выделены эффективные толщины.

Основной целью работы являлось оценить ресурсы свиты Б. Ресурсы были оценены по одному месторождению L. Ресурсный потенциал свиты Б пласта K2-2 по одному месторождению со степенью вероятности составил 84711,5 м<sup>3</sup>.

## Список литературы

1. <https://ru.wikipedia.org>
2. <http://reshebnyki-online.ru/node/132021>
3. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др.– М.: Недра, 1975.
4. А.С. Пережогин. Перспективы освоения сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири. / А.С. Пережогин, А.А. Нежданов, А.С. Смирнов – Экспозиция нефть газ 2016, №6, 42-45
5. В.В.Черепанов. Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири. / В.В. Черепанов [и др.] – Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2015 , №2, с 11-26.
6. В.Л. Бондарев. Нетрадиционные газы севера Западной Сибири. / В.Л. Бондарев [и др.] - Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2008 , №10, с 4-16.
7. О.В. Бакуев. Перспективы нефтегазоносности березовской свиты на территории ХМАО и сопредельных районов. / О.В. Бакуев – Вестник недропользователя , 2003 , №11
8. С.Е. Агалаков. Оценка ресурсов газа в опоках на севере Западной Сибири. / С.Е. Агалаков ,В.А. Стариков - Геология и геофизика, 2003, т. 44, №6, с 511-516.
9. С.Е. Агалаков, О.В. Бакуев. Новые объекты поисков углеводородов в надсенноманских отложениях Западной Сибири / С.Е. Агалаков, О.В. Бакуев - Геология нефти и газа. 1992.№ 11. С. 25–28.
10. Статья «Перспективы освоения сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири» А.С. Пережогин, А.А. Нежданов, А.С. Смирнов. Экспозиция нефть газ, 6(52) октябрь 2016
11. Статья «Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нежнеберёзовской подсвиты севера Западной Сибири» В.В Черпанов, С.Н.

Меньшиков, С.А. Варягов, Д.Ю. Оглодков, В.Л. Бондарев, В.Т. Гудзенко, М.Ю. Миротворский, В.П. Клокова. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2/2015

12. Отчёт ТННЦ по керну месторождения L

13. Прошляков Б.К., Кузнецов В.Г., Литология. – М.: Недра, 1991.

14. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом, под редакцией В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко, Москва-Тверь, 2003г.

15. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах, ответственный редактор В.Ф.Козяр, М. 2002г.

16. Статья «Акустические исследования в нефтегазовых скважинах – состояние и направление развития (обзор отечественных и зарубежных источников информации)» В.Ф. Козяр, Д.В. Белоконь, Н.В. Козяр, Н.А. Смирнов. Каротажник №63. Трибуна АИС.

17. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

18. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труд. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

19. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума.

20. ГОСТ 12.4.051-87 (СТ СЭВ 5803-86) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний

21. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

22. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

23. СП 52.13330.2011 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
24. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
25. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
26. <http://ohrana-bgd.narod.ru/comp2.html>