

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
Создание альтернативного варианта разработки нефтяного месторождения на основе уточненной геологической модели (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция)

УДК 622.276:55(470.11)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Мурзин Александр Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко М.В.	к.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		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	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

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

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело

Кафедра Проектирования объектов нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой ПОНК
 _____ Меркулов В.П.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ЦМ51	Мурзин Александр Юрьевич

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	6119/с от 18.07.2017
---	----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Проектные и нормативные документы, отчеты, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, Социальная ответственность, Заключение</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Отчет ПЗ графические приложения, структурные карты, карты ННТ</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор Белозеров В.Б
Социальная ответственность	Доцент Мищенко М.В.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
<p>Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки</p> <p>Введение</p> <p>1. Литературный обзор</p> <p>2. Object of study</p> <p>3. Методы исследования</p> <p>4. Теоретический анализ</p> <p>5. Результаты проведенного исследования</p> <p>6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> <p>7. Социальная ответственность</p> <p>Заключение</p> <p>Список использованных источников</p>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	28.06.2017
---	------------

Задание выдал руководитель:

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	Мурзин Александр Юрьевич		28.06.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ЦМ51	Мурзин Александр Юрьевич

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

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.06.2017
---	------------

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	Мурзин Александр Юрьевич		28.06.2017

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2ЦМ51	Мурзин Александр Юрьевич

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p><i>Неправильное использование вредных реагентов может стать причиной химического отравления организма человека</i></p> <p><i>Безопасное использование растворителей подразумевает использование средств индивидуальной защиты и коллективной защиты</i></p>
<p><i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства 	<p><i>Пожароопасность, взрывоопасность, ГНВП,</i></p> <p><i>опасность поражения молнией, поражение электрическим током (защитное заземление и зануление), работа с химическими реагентами,</i></p>

<p>защиты);</p> <ul style="list-style-type: none"> – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>механические травмы.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Оценка воздействия месторождения на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние поверхностных вод.</p> <p>Характеристика месторождения как источника образования отходов производства и потребления.</p> <p>Расчет количества вредных веществ, поступающих в атмосферный воздух.</p> <p>Комплекс мер по охране окружающей среды.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Возможные ЧС на объектах месторождения L: пожары, взрывы, отравления вредными веществами.</p> <p>Меры по предупреждению химических отравлений</p> <p>Меры предосторожности при различных путях поступления вредных веществ в организм</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов.</p> <p>Организация работ с органическими растворителями.</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

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

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	Мурзин Александр Юрьевич		28.06.2017

Реферат

Выпускная квалификационная работа 77 с., 19 рис., 1 табл., 9 источников.

Ключевые слова: структурная геология, трещиноватость, схема разработки.

Объектом исследования является пласт Р месторождения L

Цель работы – Предложение альтернативной схемы разработки нефтяного месторождения L, пласта Р на основе новой геологической информации.

В процессе исследования проводились обоснование причин как несоответствия, так и соответствия прогнозным значениям, стартовых дебитов вновь пробуренных скважин. Также проводился расчет экономической эффективности предложенной альтернативной схемы разработки пласта.

В результате исследования была предложена альтернативная схема разработки пласта Р месторождения L.

Степень внедрения: Результаты работы отправлены на дальнейшее рассмотрение в компанию РН-УфаНИПИнефть.

В будущем планируется использовать накопленный опыт, для оценки месторождений аналогов.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ГТМ - геолого-технические мероприятия;

ГИС - геофизические исследования скважин;

ГРП - гидроразрыв пласта;

КИН - коэффициент извлечения нефти;

ННТ – нефтенасыщенная толщина;

НМУ - неблагоприятные метеорологические условия;

FMИ – азимутальный электрический микроимиджер. FMИ используется для того чтобы определить угол и азимут падения геологических объектов. Также позволяет оценить трещиноватости (плотность трещин, раскрытость, пористость) и т.д.

Оглавление

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	9
Введение	11
1. Литературный обзор	14
2. Object of study	16
2.1 General information about the object of research	16
2.2 Lithological and stratigraphic characteristics	18
2.3 Lithofacies characteristic	38
2.4 Tectonic characteristics	39
3. Методы исследования	43
4. Теоретический анализ	45
4.1 Эволюция представления литологической характеристики	45
4.2 Эволюция представления структурной характеристики	49
4.3 Анализ структурной и литологической характеристик	55
5. Результаты проведенного исследования	64
5.1 Альтернативная схема разработки пласта Р	65
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	68
7. Социальная ответственность	69
Заключение	76
Список использованных источников	77

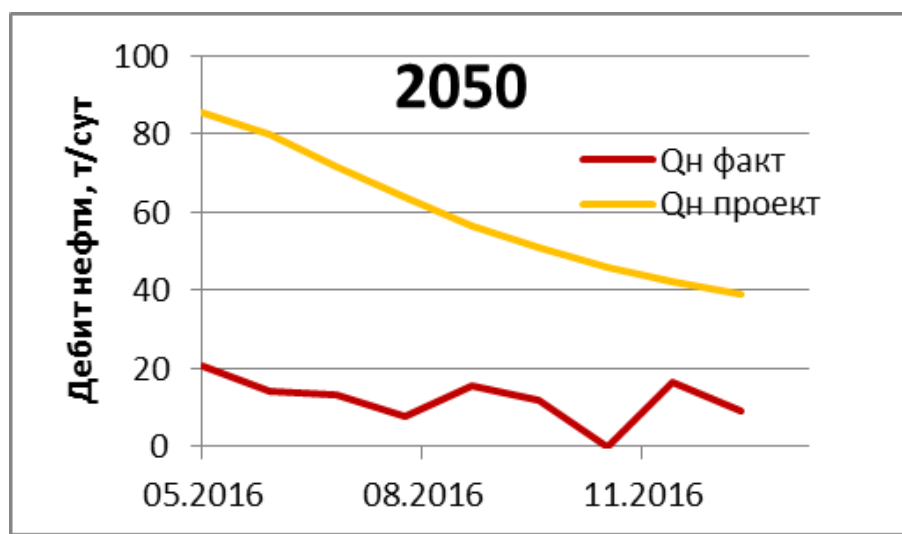
Введение

Актуальность темы исследований

Компания РН-УфаНИПИнефть выступает в качестве исполнителя по проектным работам на месторождения L. На сегодняшний день существует проблема, обусловленная слабой выработкой запасов из пласта P, а именно, несоответствие между проектными и фактическими дебитами при запуске новых скважин. Данная проблема остро стоит в компании РН-УфаНИПИнефть, так как объект P содержит 30% начальных геологических запасов, но при недостижении прогнозных дебитов, ставится под угрозу экономическая выгодность проекта..

Проблема исследования

Проблема исследований заключалась в том, что из 15 пробуренных скважин 9 скважин показали стартовый дебит больше или равный прогнозному, в то время как 6 скважин запускались с отличными в меньшую сторону от проектных. Оценить степень непредсказуемости запусковых дебитов вновь введенных в эксплуатацию скважин можно на рисунке 1, где видно, что скважины 2050 и 2041 запускаются с дебитами отличными в меньшую сторону от планируемых.



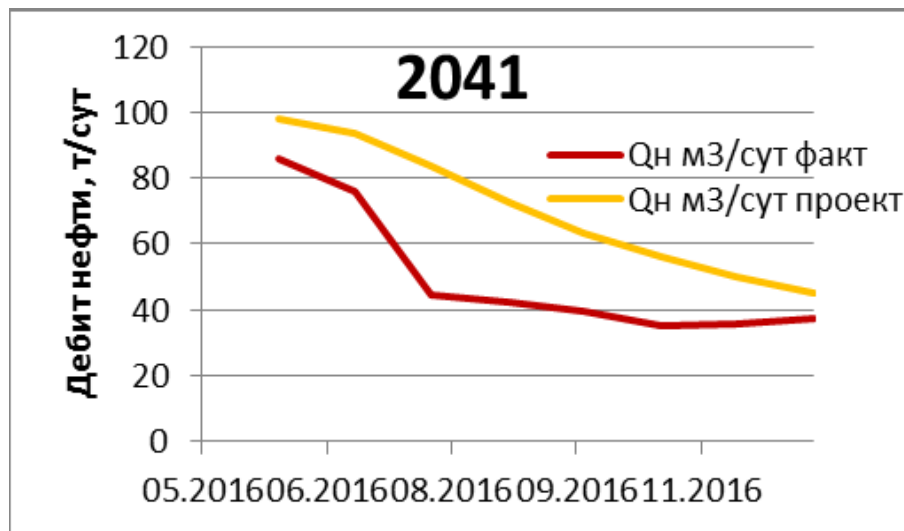


Рисунок 1 - Сопоставление проектных и фактических дебитов нефти по скважинам 2050, 2041

Задачи исследования

В соответствии с заявленной проблемой исследования были поставлены следующие задачи:

- Обоснование причин как несоответствия, так и соответствия прогнозным значениям, стартовых дебитов вновь пробуренных скважин;
- Предложение альтернативной схемы разработки, которая будет учитывать неудачный опыт разработки в период с 2015 по 2017 г;
- Расчет экономической эффективности предложенной альтернативной схемы разработки пласта.

Научная новизна

Впервые причина неправильного изначальной интерпретации геологической характеристики пласта выделена как первостепенная для обоснования проблемы недостижения проектных дебитов месторождения, приуроченного к Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции.

Практическая значимость результатов ВКР

Основным критерием правильности полученных результатов данной работы является экономическая оценка предложенной схемы разработки. В тоже время работа была нацелена на попытку создания набора рекомендаций для оценки месторождений аналогов, которые принадлежат к той же тектонической структуре, но еще не разрабатываются.

Реализация и апробация работы

По результатам данной работы должна быть предложена альтернативная схема разработки пласта Р месторождения L, которые будут передана в РН-УфаНИПИнефть для рассмотрения на предмет возможности ее внедрения.

1. Литературный обзор

Вопрос недостижения проектных дебитов - проблема которая широко рассматривается в научной литературе. Однако большинство статей посвящены терригенным коллекторам, хотя больше половины современных запасов нефти находятся в карбонатных резервуарах. Последнее объясняется большим рядом геологических неопределённостей, осложняющих корректный расчет дебитов в карбонатах. Выделяются несколько подходов для решения данной проблемы.

Автор Б. Хие в своей статье рассматривает новую комбинацию каротажных исследований скважин для анализа неоднородности карбонатного резервуара, и предоставляет метод определения наиболее перспективных зон для бурения. Исследования проведены для карбонатных резервуаров в бассейне Сычуани. Основным источником исследования является ядерно-магнитный каротаж для оценки геометрии пор. В дальнейшем на основании оценки геометрии строится петрофизическая затем гидродинамическая модели, на основе которых проводят расчет проектных дебитов. Однако данный метод не применим в рамках дипломного проекта, по причине наличия только одной скважины с интерпретированными результаты ЯМР.[1]

Кейт Холдавей в своей статье рассматривает авторские методики и процедуры для предсказания дебитов из карбонатных коллекторов с помощью линейной регрессии. Основной идеей данной работы является инструмент, позволяющий предсказывать поведение коллекторов используя только данные по разработке месторождения: дебиты, давления как функции от времени. В условиях данной дипломной работы данный метод не может быть применён в полной мере, по причине отсутствия данных по изменению пластового давления со временем. [2]

Компания Shlumberger для решения проблемы предсказания дебитов в трещиноватых карбонатных резервуарах предлагает использовать комплексный подход. В данной методике предлагается использовать совместный набор инструментов моделирования и визуализации для приобретения понимания

движения флюидов в коллекторе и как результат более точному прогнозу дебитов. Данный метод представляется наиболее перспективным, так как позволяет на визуальном уровне понять физику поведения флюида, а расчеты проводятся в продукте при минимальном участии оператора. Однако данный метода было невозможно применить так как он требует наличия большого спектра начальных данных. [3]

В статье о предсказании дебитов газа в карбонатных резервуарах автор Нинг Ли использует анализ 3-D 70-СТ исследования. Основной идея данного исследования заключается в возможности корреляции пористости (считаются только пустоты с диаметром больше 70 нано метров) измеренной на образцах полномасштабного кернового материала с данными по дебитам газа. Так как испытания керна проводятся для газа и на полномасштабных керновых исследования, то данные исследования не могут быть применены для решения поставленной проблемы. [4]

Перечисленные выше методы имеют хороший потенциал для дальнейших исследований на примере пласта Р, но для данного дипломного проекта они неприменимы. Так как одной из целей дипломной работы является не предсказание, а объяснение причин несоответствия дебитов, то была сделана попытка выдвинуть свое представление для решения данной проблемы на основании изучения геологической характеристики месторождения.

2. Object of study

The source material and the theme of the final thesis work were provided by the company RN-UfaNIPIneft. The initial materials used in the work included:

- Reports on reserve calculation;
- Core data analysis for 4 wells (2043, 2039, 2036, 2044), FMI studies;
- Studies on reinterpretation of seismic data;
- Data on the initial production rates of 15 wells;

The object of the study was the P reservoir , L field. The L field is confined to the Sorokin shaft and is located in the Timan-Pechersk oil and gas province.

To obtain a full understanding of the object of the study, its geological characteristics were studied. The geological characteristics of the L deposit included the study of: general positions, lithologic-stratigraphic characteristics, tectonics, oil and gas content. At each stage of the object description, special attention was paid to the development object - reservoir P.

2.1 General information about the object of research

The licensed site L is located in the territory of the Arkhangelsk region. The administrative center of the district is the city of Naryan-Mar, remote from the deposit for 260 km. The L field is located in close proximity to 9 fields belonging to the same structure - the val Sorokina. The location of the L field is shown in Figure 2.

Sorokin val

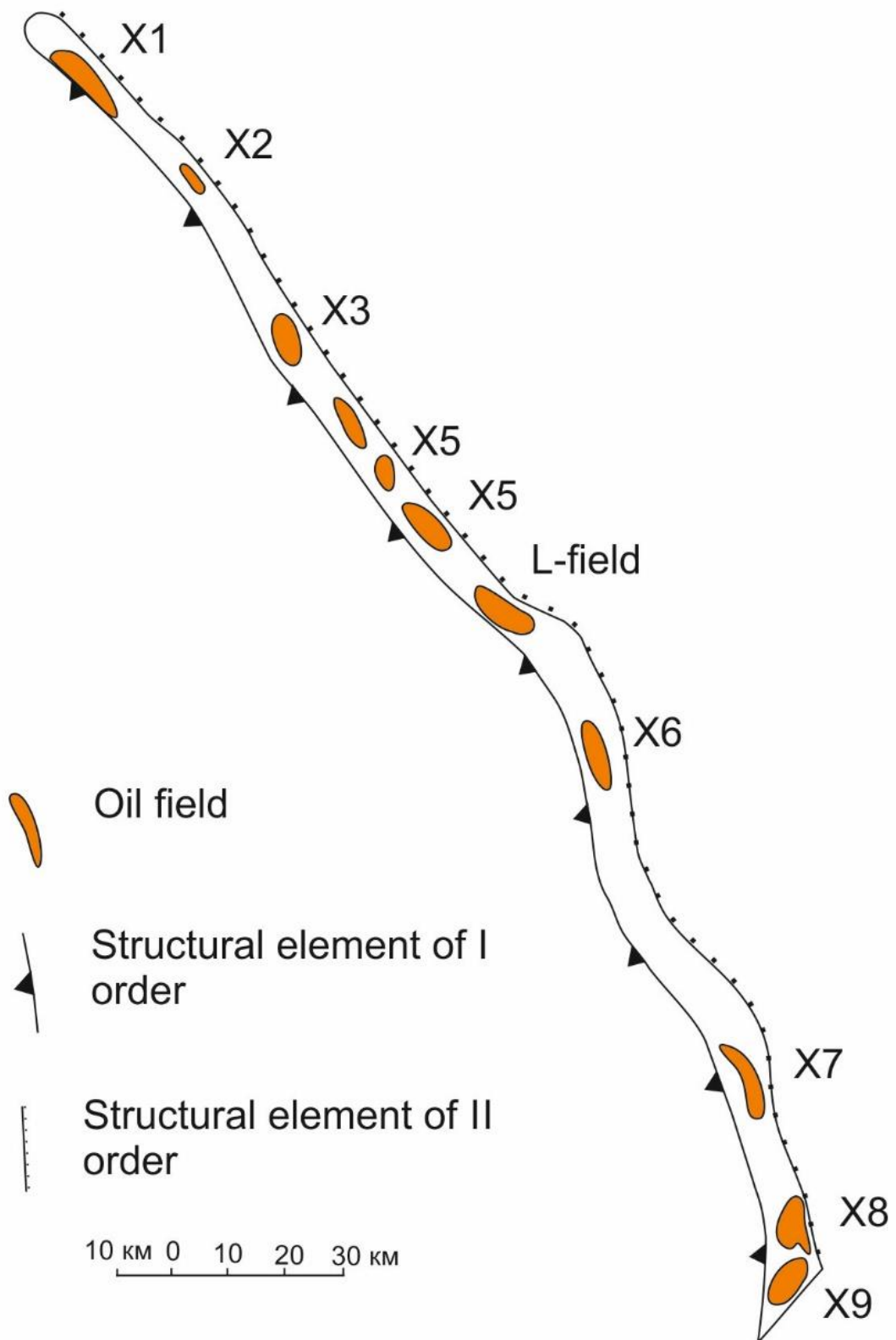


Figure 2 - Location of oil deposits L1-L10 relative to the structural unit - Val Sorokin

Exploration drilling in section L began in September 1977. In the period from October to November of the same year, the first commercial well X-01 discovered the industrial oil-bearing capacity of the main oil deposits in the sediments of the formation P, as well as the T and F layers. A few years later in June 1982, tests in the search well X-02 column revealed the industrial Oil content of PT deposits.

At the moment, 3D seismic surveys have been conducted at the deposit, exploratory and production wells have been drilled. There are also results of laboratory studies of core and PVT properties of reservoir fluids from one search well. Geometrization of the deposits and the position of the main disjunctive disturbances are due to the results of the interpretation of 3D seismic data.

In the oil field, L is distinguished from 10 productive horizons, which are shown in Figure 3. The range of oil content corresponds to the interval of depths of 814-3960 m.

2.2 Lithological and stratigraphic characteristics

The cross-sectional area studied Varandei-Adzvinskoy structural zone (WHA) is allocated two main structural - real complex - the base and folded sedimentary cover. The Upper Proterozoic folded foundation lies at depths of up to 9 km.

Sedimentary part of the section from the bottom up is divided into four main complexes:

- Ordovician-Lower Devonian carbonate-terrigenous;
- Middle Devonian-Upper Devonian terrigenous;
- Upper Devonian-Lower Permian carbonate;
- Upper terrigenous, uniting terrigenous deposits from Lower Permian to Mesozoic inclusive.

Sedimentary cover within the WHA is formed by rocks of Paleozoic, Mesozoic and Quaternary formations.

Paleozoic sediments overlie the basement rocks of the Vendian-Cambrian age, and presented the Ordovician, Silurian, Devonian, Carboniferous and Permian systems. The rocks of the basement are not opened by boreholes. Its roof, according to seismic surveys, lies at depths of about 6-9 Km.

Stratigraphy and lithological characteristics of the rocks of the Labagan deposit are presented in A summary geological and geophysical section (Figure A.1).

The Silurian system

The Silurian system is represented by the lower and upper divisions.

Lower Silurian sediments revealed by wells on the shaft Gamburtseva, in the southern parts of the shaft and Sorokin Medinskaya-Saremboyskogo shaft. The uncovered Their maximum thickness is 1160 m (1 Khasyreiskoye well). According to geophysical data, the thickness of the lower Silurian is 700-1200 m. In the volume of the lower Silurian, the Llandoveryian and the Wenlockian stages are distinguished.

Llandoveryian stage is represented by deposits formed in a gradual increase of marine transgression. Its lower part is composed of silt and algal carbonates of the silted zones of the shallow shelf. Limestones are clayey, often dolomitized. In the upper half of the stage the clayiness decreases, biogenic stromatolite and algal formations are present. Well 1-Hasyreyskaya opened the Llandovery deposits to a depth of 822 m.

Wenlockian tier complex rhythmically alternating limestone (predominant) and secondary dolomites melkovodnomorskoy shelf. The deposits were opened by wells in the southern part of the VAZ at Nyadeiyskaya (well 1), Cherpayskaya (well 3), Khasyreyskaya (well 1) and other areas. Carbonates contain a small admixture of clay-aleurite and detrital material. The thickness of the line varies from 338 m (well 1-Khasyreyskaya) to 408 m (well 48-Osoveyskaya). Reservoirs in the sections of the Lower Silurian are not established.

Upper Silurian deposits occur according to the lower silurian rocks. Full cuts unsealed wells in southern VAZ on Nyadeyyuskoy, and Cherpayuskoe Yurayuskoy squares Fat 370-940 m thickness. The upper silurian separated and divided into ludlovsky przhidolsky tiers. Within the site, the power is 372 m (well 76).

Ludlovsky tier (gerdyusky horizon) formed interbedded carbonate and clay-carbonate sediments shelf marine clay with a predominance of limestone, dolomite, chalky clay and mudstone thin subordinate value. The thickness of the tier is 220 - 520 m, it decreases, as the whole department as a whole, in a southerly direction.

Przhidolsky tier (Grebenskaya horizon) has a rhythmic structure and represented by carbonate strata that formed in the shallow-water offshore conditions. Characteristic limestones are often clayey, with numerous shell and coral fauna. Sometimes reef-like coral-stromatolite formations are formed, forming small, from a fraction of a meter to several meters, bioherms and biostromes.

The final phase of the cycle is characterized by przhidolskogo shallowing of the basin sedimentation and isolation area. This is evidenced by the secondary dolomitization organogenic rocks and the appearance in the individual sections of sandstone formations and siltstone quartz composition. The total thickness of the Grebensky deposits is established in the southern part of the VAZ (wells Cherpayuska area, well 1-Nyadeiyskaya), where it is 150-420 m. The thickness is increased to the north. Grebenskaya horizon as a whole is regarded as a semi-cover with the development of low-capacity pore-cracked and cavernous-pore-cracked reservoirs confined to interlayers of silt-detrital limestones. The formation of carbonate reservoirs in the roof of the horizon is associated with hypergenic processes in biogenic sediments due to a brief interruption in sedimentation at the turn of the late Silurian and Early Devonian. Silurian clay and carbonate-clay sediments contain petroleum-bearing rocks of medium and low productivity.

The revealed thickness of the deposits of the upper Silurian within the Labagan area is 372 m (well 76-Labaganskaya).

The Devonian System

Devonian deposits are represented by the lower and upper divisions. Formation of sediments occurred in the shallow-water basin under regression conditions, which completed the Caledonian sedimentation cycle. The conditions of sedimentation and the volume of sediments were largely determined by the influence of the Bolshezemel Paleodension, which occupied the southern part of the VAZ in the early Devonian era.

Lower Devonian deposits within the territory in question are presented and ovinparmskim sotchemkyrtinskim horizons Lochkovian tier and tier Prague. Within the site, the thickness is 609 m. The stratigraphic completeness of the Lower Devonian sections is determined by the degree of erosion during the pre-median and pre-Tetean times. Subjected to the greatest erosion of the Lower Devonian deposits formed on the slopes paleopodnyaty - the territory of the western and southern parts of pribortovyh WHA. Reducing the volume of the lower stratigraphic Devonian also occurs due to loss of cut bottom of Lochkovian tiers.

Ovinparmsky horizon developed throughout the territory of the WHA. In the north-eastern part of the zone formed in shallow marine zone with changeable clay and clay-carbonate type of sedimentation. It is characterized by the most complete volume, clay-carbonate composition, rhythmically-layered structure. In general, it corresponds to two large two-membered sedimentation rhythms. The upper part of the regressive rhythms are composed of limestone, dolomite often, interbedded with clay, secondary dolomites. In thin sections of carbonate rocks is observed different structure - organogenic, organogenic algae, grained (from coarse to fine-). Organic remains are numerous (10-40%) and are distributed unevenly in the rocks, are represented by whole-root forms and shell detritus, often recrystallized. Biogerm structures are formed mainly by algae and stromatopoids. In the examined rocks collectors are revealed. The lower transgressive parts of the rhythms are represented by silt accumulations of clayey and carbonate-clayey composition. Clay deposits act as a fluid carrier for oil deposits in reservoirs of regressive parts of rhythms. Basal

clay layers in the sections of the Ovinparkh horizon can serve as fluid for hydrocarbon deposits in the roofing part of the Pridolsky Stage of the Upper Silurian. Deposits of the Ovinpark horizon in the southwestern part of the VAZ were formed in the shallow-water conditions of carbonate sedimentation. Short transgressive phases correspond to clay, clay-carbonate sediments. Total thickness of 90-250 m and is reduced by the south.

In the section of the horizon carbonate rocks predominate - secondary dolomites, dolomitized limestones, limestones. There are marls, mudstones. Secondary processes are widely developed in these deposits - dolomitization, fissuring and leaching. They had a positive effect on the formation of filtration and capacitance properties of rocks. The leaching processes were most intensively manifested in rocks with an organogenic structure and fractured differences. Ovinparkh horizon lying above the lower Devonian deposits are characterized by a limited distribution and consistent lithofacies characteristic.

Sotchemkyrtinskije deposits are developed in the northern and central parts of the territory of the WHA. In sotchemkyrtinskoe WHA on the territory of established conditions semi-shallow-marine basin with high salinity, where the accumulated predominantly beds of rainfall. The sole horizon lies clay-carbonate thickness (65-72 m) submitted dolomite and clay and dolomites chemogenic chemogenic-organogenic genesis. In rocks with an organogenic-detrital structure reservoirs of a cavernous-pore-crack type were formed. The upper part of thin-layered sotchemkyrtinskogo horizon represented anhydrite - dolomite thickness (0. 320 m). The rocks are unevenly fractured. The thickness of the horizon varies from 0 to 390 m due to erosion in the pre-median and early Franconian times. Erosion positively affected the reservoir properties of the deposits.

At the beginning of *the Prague time* accumulated terrigenous clastic sediments of desalinated semi-closed sea areas of shallow water. Bundle allocated in the base section (40-110 m), is formed siltstone, sandstone, mudstone, dolomite unevenly, with seams of dolomite, dolomite limestone. The above deposits also

formed in the shallow-water basin, but with mixed clay-carbonate and sulfate-carbonate sedimentation. In the section they are represented by dolomites, limestones with varying degrees of clayiness, with interlayers and lenses of anhydrite. Clay-carbonate rocks contain an admixture of terrigenous material. These deposits can be considered as a semi-cover.

Upper Devonian separated and includes Frasnian Famennian.

Frasnian the bottom (poddomanikovoy) part of the section on the territory represented VAZ Timansky and sargaevskim horizons.

The Timan horizon is represented by siltstones, sandstones, mudstones with rare intercalations of carbonate-terrigenous rocks of mixed composition. Sargaevsky horizon complex clastic and carbonate-carbonate rocks (limestone clay, marl, mudstone, siltstone). Total thickness Timansky sargaevskogo horizons and decreases in the southeastern and east directions, varies from 235 m (Sedyaginskaya area) of 20 m due to the wedging basal layers Timansky horizon. Within the site capacity is 164 m.

Poddomanikovye Frasnian sediments formed in shallow marine basin with sequential shift over time the character of sedimentation from clastic debris at the initial stage of accumulation, to a mixed terrigenous-clastic and clay-carbonate, and in the final stage of sedimentation sargaevskogo to clay and carbonate-clay.

Lateral changes poddomanikovyh deposits are not well understood, however, it found that the more coarse fragmental sediments rannefranskogo age formed in the central and northern parts of modern VAZ, much more actively acted detritus. In detrital Timanian deposits: high-capacity granular collectors are installed. Sargaevsky and the upper part of the Timan horizon because of their clayey composition are a regional tire of good quality for the underlying oil-bearing strata.

Frasnian deposits Domanik horizon according to overlie the rocks sargaevskogo and developed within the whole of the territory. The paleontological justification of the boundaries in many cases is not confirmed because of the lack of

core material. It is this due to ambiguous interpretations of the borders of Domanik and respectively medium - and pozdnefranskogo sedimentation basins. Thickness horizon varies from 6 to 72 m smallest thickness mounted in southern, most -. In the central portion of the WHA.

The section of the southern and northern parts of the WHA differ due to the difference in sedimentation conditions and paleorelief. In the southern part of the section it is characterized well enough punch and is represented by limestones dark gray, black, clay-bituminous, silicified, thin-interbedded with dark gray and black

Argillite. In the northern part, the dwelling deposits have been poorly studied by drilling. Here, in the present geological sections limestone dark-colored, fine-grained, solid, strongly clayey portions passing in dark gray and black mudstone (well 1-Medinskaya). The upper part of the section is composed of lighter and clear limestone varieties, which often contain organogenic detritus.

In the northern part of the study area in Domanik time depositional conditions were more shallow, but at the same time retain the characteristics of a Domanik pool. The sections of wells 25-Toraveiskaya and 76-Labaganskaya have characteristics according to GIS data, which testify to sufficient deep-water accumulation zones. In the north of the territory, the thickness of the sediments reaches 80 m. The transition to the southernmost deep-water part occurs in the form of a ledge or slope.

In the extreme north-west, on the border with the shallow shelf on the materials of Belyakova LT. (1989) passes the development zone of carbonate structures, which continues the dominic barrier reef, isolated in the Khoreyver depression. The nature of these buildings is not well understood. Wells that opened these deposits within Sorokin's shaft are not characterized by core.

Verhnefranskiye deposits are developed throughout, their thickness ranges from 26 m downhole Yurayuskaya 1 to 453 m in the borehole 68 West Lekkeyyaginskaya. The structure of the stage includes the Vetlasian, Sirachoy, Evlan and Livonian horizons, the dismemberment of which is difficult due to the strong facies variability

and insufficient paleontological study. Fat is present in the composition of a wide spectrum of carbonate and carbonate-clastic rocks, and partitioned sectional area in accordance with the transgressive-regressive model filling paleobasin. The section cuts a variegated bundle of intercalation of mudstones, marls, siltstones and clay limestones with the inclusion of gypsum and anhydrite.

In the north of the VAZ, in the margin zone, the thickness of Upper-Russian sediments varies from 227 m in the 76-Labaganskaya borehole to 297 m in the 1-Aleksinskaya well. Locally increased thicknesses, apparently, correspond to the zones of development of carbonate constructions ("cans"), reduced - to the "interbank" section. Interbank cuts are represented by various facies deposits of the shallow shelf. Most of the wells in the northern part of the WHA opened sirachoyские deposits in the shallow-shelf facies, and, as a rule, carbonate structures. Of all the wells drilled in the north of the VAZ, only two have opened "mezhbankovy" section type (well 25 Toraveiskoye), or are suspected of slope (well 76 Labaganskaya). The rocks are clay carbonates with interbeds of mudstone.

The Sirachoy shallow-shelf deposits up the section gradually transform into mottled deposits of coastal-marine facies and facies of semi-enclosed basins. They are composed of irregularly interbedded mudstone, argillaceous limestone, marl, siltstone and interbedded with inclusions of anhydrite and gypsum.

At the end of the late Frankish time, a large break in sedimentation was observed in a significant part of the territory of the VAZ, the most elevated areas were eroded.

Famennian deposits are distributed widely within the WHA. The thickness of the rocks varies from 440 m to 1045 m, increasing in a southerly direction. Within the site capacity is 654 m.

Regional lithofacies zonation of these deposits was determined by the further progress of the shallow shelf to the south and south-east, accompanied by the formation of accumulative terraces and edge reef zones (Belyakova LT, 1989).

At the beginning of the century Famennian (rannezadonskoe time) the northern part of the territory of the WHA was a land and sediments accumulated only in the south, in the depression inherited from the previous phase of the sedimentation basin. There nizhnefamenskie deposits are dark gray clays, marl, argillaceous limestone, with inclusions scattered OM, pyrite, rocks characteristic to start filling uncompensated depressions (wells Nyadeyyuskoy core, squares and Osoveyskoy al.). Along the Upperfran edge reef zone formed accumulative clay terraces (well 8-Sedyaginskaya).

In the Late Zadon-Eletskoye time deposits formed under the conditions of the shallow shelf and developed everywhere. In the north, it is mainly limestones of chemogenic and biochemogenic genesis, fine-micro-grained, dolomitized, as well as organogenic detritus limestones. In the southern part, where the Late Zadon-Elets deposits continued to compensate for the French depression, the predominantly carbonate Kochmesian filling layer is developed.

Secondary verhnefamensky substage nonsegmented advantageously represented Ust carbonaceous deposits Pechora, and Zelenetskii nyumylgskogo horizons. At north VAZ sedimentation took place under shallow shelf, and the incision is represented by limestone light finely-grained inclusions of organic detritus and stylolites, made of clay-carbonate material, jointing portions developed.

In the southern part of the WHA in the depression area of the depression continued to accumulate thick strata filling - carbonate-clay deposits saremboskoy suites and carbonate deposits nyadeyyuskoy suite. Saremboskaya Formation is represented by interbedded marl, mudstone, limestone. The age of these deposits is confirmed by paleontological definitions in many wells (23 well-North Saremboskaya). Formation represented Nyadeyyuskaya thick stratum limestone light brownish gray, fine-grained, with spotty, disorderly and horizontally layered structure, with a small admixture of organogenic detritus, age strata like medium pozdnefamensky confirmed in a number of wells, in particular 268-well Nyadeyyuskaya.

Cambrian system

VAZ coal deposits presents the lower and middle departments.

Lower Carboniferous deposits constitute Tournaisian, Viséan and Serpukhov tiers.

Tournasian deposition developed and characterized nepovsemestno significant (0 to 135 m) thickness fluctuations generally increasing in the north-east direction. The complete absence of Tournaisian deposits in the south of the shaft Sorokin, as well as sudden changes in thickness on the rest of the territory associated with predvizeyskoy erosion.

In general, the formation Tournaisian deposits occurred in the shallow zone shelf with carbonate and mixed carbonate-clastic sedimentation type. Full cut Tournasian tier is represented by two sedimentation cycles, similar in composition and structure. Each cycle is constituted by two bursts - clay and carbonate. Clay packs stacked mudstone dark gray, black, tonkootmuchennymi, slaboizvestkovistymi, micaceous. Carbonate packs are composed of limestone gray, brownish-gray, raznokristallicheskimi, organogenic-detrital, areas unevenly dolomite, fractured, silicified. Through cracks observed anhydrite and siliceous material. Almost the entire territory of distribution in sediments Tournasian tier contains rocks - collectors.

Viséan-Serpukhov deposits are widely developed in the territory of the WHA. Fat thickness ranges from 350 to 680 m, and increases in the north-east.

Deposition of core material covered in single wells on shafts Sorokin (Naulskogo, and Toraveiskoye Sedyaginskaya area) Gamburtseva (Nyaydeyyuskaya area) and Medinskaya-Saremboyskogo shaft (North Saremboyskaya, Saremboyskaya, West Lekeyyaginskaya area). Incision bottom of Viséan deposits composed primarily mudstone dark gray to black with splashes pyrite with subordinate interbedded sandstone gray, quartz, siltstone, limestone and calcareous light gray, dense, solid,

clay, cavernous portions, fractured with a large fauna. Collectors are confined to quartz sandstones and limestones.

Higher in the section dominated by dolomite, limestone gray dolomitic, locally organogenic-detrital, recrystallized, cavernous. Organogenic detrital difference of 70-90% limestone stacked residues Foraminifers, bryozoans, crinoids segments. Collectors are confined to the organogenic-detrital and dolomitic limestone.

Incision *Serpukhov deposits* divided into two strata. The lower stratum in the bottom folded sedimentation dolomites, limestones, dolomite, less cavernous, porous, organic residues, and above - with interlayers of anhydrite dolomite calcareous, angidritizirovannyh. Collectors are confined to dolomites developed in mezhangidritovyh interlayers.

In the east, the territory continued to be shallow-marine basin with carbonate sedimentation and Serpukhov deposits occur in accordance with the underlying. Their thickness is 130-150 m. Section is represented by sedimentation dolomite limestone and dolomite. Collectors are confined to secondary dolomite and dolomitic limestone.

The upper sequence (Protvino horizon) represented limestones organogeno-detrital, interlayers algal, cavernous, porous leached dolomite.

The incision *of the Middle Carboniferous sediments* represented by various organogenic, organogenic-detrital, limestone polidetrivotymi - crinoid, algal, of different kinds of. In some parts of the basin formed bioherm (gidroaktinoidnye and algal) limestone possibly forming built-biostromes. It has been a sharp reduction in thickness Middle coal deposits and almost complete lack of them on the shaft Gamburtseva and eastern Medinskaya-Sareamboyskogo shaft. There is also a widespread lack of Upper Carboniferous as a result of breaks in sedimentation.

Perm system

Perm deposits presents upper and lower divisions.

Lower Permian department make Asselian, Sakmarian, Artinskian and Kungurian.

Asselian and Sakmarian deposition presented polyfacies formations with changing thickness area. In most parts of the shaft Gamburtseva in northern Medinskaya-Saremboyskoy anticlinal zone they completely destroyed predrannepermsky and Early Triassic sedimentation breaks. In the rest of their thickness ranges from 20 m to 190 m, reaching maximum values in the areas of organogenic structures (Varandei, Toraveiskoye).

In most of the thickness of the territory *Artinskian deposits* varies from 12-23 m (northern shaft Sorokin) to 600-700 m (Upper Adzvinokaya depression). Lack Artinskian deposits found in north-eastern Medinskaya Saremboyskogo-shaft and on the shaft Gamburtseva and also associated with regional washouts.

Characterized Nizhneartinskies breed almost no reservoir and can be considered as a zone for tires underlying sediments. Incision verhneartinskih deposits represented by limestones gray-of different kinds of crinoid, brachiopod, algal areas, fine-grained. Here collectors developed porous and porous fractured types. their thickness is 12-40 m.

Clastic deposition permi bottom cover regressive thickness with a stratigraphic range from verhneartinskih to the bottom sediments Ufa upper permi conventionally called clastic Lower Permian. Minimum thickness precipitation *Kungurian age* due to the erosion of their lower part opened in the extreme northeast on Medinskaya and Myadseyskoye areas and ranges from 17 to 30 m. The maximum power of 280-320 m unsealed in the southern part of the shaft on Osoveyskoy Sorokin, Nercheyuskoy, squares Hosoltinskoy . On Toboi Square, in the central and southern parts of Medinskaya-Saremboyskogo shaft, on the ridge Chernysheva Kungurskiye deposits completely blurred in the Triassic stage of development, in wells on Medinskaya and Myadseyskoye areas missing their lower part.

Fat thin section is represented by interbedded mudstone, siltstone with subordinate interbedded sandstone with a predominance of mudstone, marl passing into interlayers (259-well Hosoltinskaya) with inclusions pyritized plant detritus and fauna brachiopods pelecypods, Foraminifers. Sandstones and siltstone power from fractions of a millimeter, at least up to 1-2 meters, much clay, irregularly-calcareous, dark gray, fine-neyasnosloistye from residues of fish, with fine pyritized plant detritus, not observed in area and have poor filtration properties. The thickness of this thickness increases from north to south of 30 m in South Toraveiskoye to 150 m Hosoltinskoy area. The predominance of cross-sectional strata of clay deposits, chlorite-hydromicaceous composition of clay minerals, the length of sequences over long distances allow us to attribute it to the regional tire of good quality for collectors nizhezalegayuschih Lower Permian-Carboniferous age. The section thickness increases up sand-allevritovogo content material.

The roof Kungurian deposits almost everywhere lies a layer of medium sand thickness from 3-4 to 50 m, which is considered a regional geological and geophysical rapper, but, apparently, is the different ages (for spore-pollen complexes of its age from pozdnekungurskogo to ranneverhnepermnskogo). Sandstones well sorted polymineral, carbonated pore cement with carburization type indentation (21-well Toraveiskoye) with a sufficiently good capacitive properties.

The total capacity of *the Upper Permian deposits* varies from 40 m to the north-east to 500-680 m in the south of the territory. On the southern part of Medinskaya-Saremboyskogo the shaft and eastern Verhneadzvinskoy depression, as well as on the shaft Gamburtseva Upper Permian deposits are completely blurred.

In northern VAZ sectional submitted lower part *Ufa deposits* , folded interleaved clays, charcoal, argillitopodobnyh, dense, strong, neyasnosloistyh with clay-lime mortar, with interlayers siltstone unevenly clay, with many cracks healed calcite and clay material (borehole 21 Toraveiskoye). Power deposits 20-57 m. There is practically no collector revealed.

South (Naulskogo, Labaganskaya, Sedyaginskaya square) section is represented by interbedded sandstone and clay intercalations with rare siltstone. Sandstones light gray, small- and medium, strong and weakly cemented strongly mica with good reservoir properties. Clays greenish-gray, dense, with charred wood fragments are sufficiently good local tires. Type traps lithological and structural-lithological. On the southern part of the shaft Sorokin and west Moreyuskoy Verhneadzvinskoy and depressions formed a complex set of deposits, represented by erratic alternation of clays, silts, sands, subordinate peaty savings in time and in space. In this regard, the correlation data sediments is extremely difficult. Fat power of 150 to 640 m.

Sandstones inequigranular, polymictic with a predominance of quartz, gray, uneven, clayey, with siderite cement, and horizontal-skew volnistosloistye, with inclusions of clay pellets. Siltstone and mudstone (hydromicaceous-kaolinite) gray, greenish gray, neizvestkovistye, with inclusions of siderite, coal interbedded with flora complex (259-well Hosoltinskaya, 263 Yareyyaginskaya). The variety of environments predetermined facial formation in this zone different quality collectors.

The sediments of the Mesozoic rocks in VAZ presented Triassic, Jurassic, Cretaceous systems.

Triassic system

Triassic deposits are lower, middle sections which are divided according to the local circuit Formation: charkabozhskaya, and haraleyskaya anguranskaya.

Incision *charkabozhskoy suite* presented interbedded sandstones, siltstones, clays, coal with a clear predominance of clays. Ratio sectional collectors from 7 to 35% are allocated to 3-10 reservoir, the correlation of which is difficult due to their strong lithologic facies variation. The most sustained basal layer of the square, which is the regional datum. Within the power section varies from 186 to 287 m. Sandstones siltstone and greenish-gray polymictic (sometimes quartz glauconite) inequigranular, poorly sorted, with clay pellets, rarely pebbles, silicon, conglomerate. Clay dense red-

brown color, montmorillonite and hydromica composition. Lower Triassic age of the deposits is confirmed by the presence of a cross-sectional fillopod, freshwater pelecypods and spore-pollen complex. Composition different facies reservoir rocks predestined formation of three types of sand traps: reservoir, the hose and lithology shielded. Power clay local tire varies from a few meters up to 40-50 m.

In the south-eastern Khoreyverskaya depressions on Hosoltinskoy and Osoveyskoy squares basal sandstone formation Lower Triassic partially replaced dolerite basalt black afonitovymi, very strong and dense, 6-22 m thick.

Haraleyskaya suites in its main part is composed of reddish clay-red, less often greenish-gray, silty unevenly, argillitopodobnymi, mica, dense, strong, clear and linzovidno- gorizontalsloistymi with subordinate interbedded sandstones and siltstones.

The base strata of red sandstone formation occurs, so-called Shapkino traceable throughout the northern part of the Timan-Pechora province and employees fairly reliable lithologic and geophysical rapper. Sandstones dark brown (due to the oil saturation), gray, inequigranular predominantly fine-grained, polymictic, highly porous, weakly cemented, interlayers of cross-bedded due to uneven distribution of the clay material, sometimes conglomerate, with clusters of small and large pebbles greenish-gray or brownish brown clay poorly rounded fragments of igneous, metamorphic and sedimentary rocks.

Anguranskaya entourage presented a rough alternation of differently colored clays, sandstones and siltstones. Pestrookrashennye clay, mica and silty uneven, lumpy portions, peremyatye, with multiple sliding mirrors often tonkootmuchennye, argillitopodobnye sometimes conglomerate, kaolinite-hydromica composition with spherulites siderite.

Sandstones are mainly developed in the lower part of the section - greenish-gray, gray, sometimes brown oil saturation due to, small- and medium-grained, polymictic from weakly to dense.

Jurassic system

Jurassic System of a significant interruption occurs in the sediments srednetriasovogo department. The composition Jurassic offline lower separated and isolated only the middle and upper set and characterized sectional considered deposits compared with a GIS diagrams studied areas Sorokin shaft.

Intermediate Division in its main part is represented by a layer of sand with subordinate interbedded clays, siltstones and sandstones. Sand, light gray, fine-grained, quartz and feldspar-quartz, clay, loose, passing interbedded fine grained clayey in weakly cemented micaceous sandstones with rare pebbles of flint, portions strongly calcareous. Clays gray, dark gray, uniformly silty unclear-layered clusters with mica and carbonized plant detritus. At the bottom middle part of the pack of lies polymictic sandstone light gray, fine and medium-grained, friable, uneven clay, alternating with interlayers of greenish-gray clay, silty unevenly, with numerous charred plant remains and polymictic greenish-gray siltstone. Power Middle Jurassic varies within 112 m (well 72) - 130 m, and an average of 121 m within the site capacity is 112 m..

Upper Front according lies on lithology and average is divided into three parts. The upper part is a bundle of clays dark gray, weakly silty, calcareous passing places in the marl clay, platy, shaly sections with numerous shells pelecypods with abundant fauna and ammonites belemnite. The middle part of the department is composed of sandstones gray, fine- and medium, glauconite, uneven calcareous clays and gray, greenish-gray, silty, with thin interbedded limestones and siltstones. All differences sawmills middle portion contain a large amount glauconite abundant fauna ammonites pelecypods, numerous passages mud-eaters. At the bottom of the card is dominated by gray-colored clay, silty unevenly and calcareous, interspersed with abundant pyrite, among which are noted subordinates thin layers of siltstone and sandstone of gray, fine-grained, uneven clay, calcareous areas. Upper power Fat is 194 m

Cretaceous system

Its composition is selected only the lower section, lithologic characteristics of which are given in comparison with cuts GIS products more wells studied a core area of the region. The upper part of the Lower section is composed of a layer of sand and silt, interbedded with clays. Sands gray, small-, medium- and less coarse, quartz-feldspar, a mixture of gravel and pebbles as clays contain large amounts of organic residues. Gray silty clay, layered over expense mica and plant debris accumulations. In the lower part of the section is dominated by gray siltstone, greenish-gray clay, slaboizvestkovistye, polyimictic with subordinate interbedded clays, gray and dark gray to black, silty, glauconite, locally peremyatyh. Across the bottom of the Cretaceous section marked mud-eaters moves pelecypods shell at the base -rakoviny detritus. The sole is fixed to the Lower card elektrokarotazhnyh diagrams for reducing the apparent resistivity values in the underlying Jurassic deposits. Lower Fat Total capacity is determined from 242 to 280 m.

quaternary system

With a significant stratigraphic unconformity Quaternary rocks overlie the eroded surface of Cretaceous sediments. By analogy with a study of the area based on the study and comparison of geophysical materials in the composition of deposits under consideration is set uneven alternation of sand, clay, loam and sandy loam. Sands brownish and grayish-yellow, gray, dark gray, fine-grained, quartz-feldspar, "frozen". Clay, loam and sandy loam contain inclusions gravel, pebbles and gravel crystalline rocks.

2.2 Tectonics

WHA is part of the Pechora syncline of the East European platform.

Varandei-Adzvinskaya structural zone is a structurally complex structure northwest stretch dimensions 180x80 km. To the north it narrows to 40 km and plunges into the waters of the Pechora Sea. In the west and east of the area is limited Khoreyverskaya Korotaihinskoy and troughs in the south - Chernyshov ridge. It is

characterized by the alternation of shafts and depressions expressed throughout the section of the sedimentary cover. As part of the WHA are allocated a second order structure: Moreyuskaya and Verhneadzvinskaya depression Sorokin shafts Gamburtseva, Medinskaya - Saremboysky and Talotinsky.

Labaganskaya structure is located in the central portion of the shaft Sorokin - large, complicated construction linear structure complicating western-board Varandey Adzvinskogo aulacogene and separating the latter from Khoreyverskaya depression.

In the present structural plan Sorokin shaft is extended gorstoobraznoe lifting bounded on the sides at a distance tectonic faults. The shaft extends in a north-westerly direction from the ridge Chernysheva to the coast of the Pechora Sea. The length of the shaft within the continental is about 200 km, at a width of 8-12 km.

According to the materials of marine geophysical investigations in the shelf of the Pechora Sea area traced continued Sorokin shaft at a distance of 50-60 km.

From the west shaft Sorokin articulated with Khoreyverskaya valley, and to the east with Moreyuskoy depression. The junction is carried out by the system in echelon flexures doverhnepermskih sediments and their corresponding fault system according Lower Permian-Silurian part of the sedimentary and metamorphic mantle base.

Sorokin shaft formation occurred on the site of a major fault Baikal age at which Varandey-Adzvinsky aulacogene Khoreyverskaya separated from depression at all stages of geological development. The nature of the moving blocks in the area of the fault superimposed influence of an older east-west fault, which resulted in a difference in the geological structure of the northern and southern parts of the shaft; the boundary between them is carried out in the cross-shift south Labaganskoy structure.

In the development of Varandey-Adzvinskogo aulacogene can distinguish several stages of sedimentation, corresponding to specific tectonic regimes of the region.

In Caledonian rannegertsinsky and stages of development (before pozdnefranskogo time) occurs inception of one of the largest paleostructure Varandei-Adzvinskogo aulacogene - Khaipudyrskaya paleovpadiny, develop in place of the same name omitted foundation block. Khaipudyrskaya paleovpadine in the present structural plan meet the northern part of the shaft Sorokin and North Moreyuskaya depression.

To the south of this paleovpadiny at this time there Moreyuskoe paleopodnyatie, which in the present structural plan corresponds to a large part of the southern block of the shaft Sorokin and South Moreyuskaya depression. Moreyuskoe paleopodnyatie its northern part and shared Khaipudyrskaya paleovpadinu Sedyaginsky graben, which is a narrow elongated linear unit dropped by faulting.

In the Late-Tournasian while the north-western part of Khaipudyrskaya paleovpadiny along the fault originated in this time released as a separate unit, which is a result of the inversion uplift that began back in the Middle Devonian period, together with a pre-existing Sedyaginskim graben formed at the end of this time, a single lift, meets the modern northern part of the shaft Sorokin.

Formation of the southern shaft Sorokin as a positive structure occurs in the Visean-Artinskian time. The northern part of the shaft at the time was experiencing a dive, and the greatest thickness of sediments were deposited at the site of modern local structures. Total uplift northern shaft experienced in Late Permian-Triassic period.

The northern part of the shaft Sorokin few deployed in the north-west in relation to the south of and generally retains the basic morphological features characteristic of the shaft as a whole. The length of its land within about 75 km at the continued width 8-11 km. Within the northern part of the shaft Sorokin highlighted a chain of local structures (from south to north): Labaganskaya, Naulskogo, South Toraveiskoye, Toraveiskoye and Varandey.

The maximum amplitude of the northern portion of the shaft Sorokin noted within Laboganskoy structure where it deposits on the bottom permi carbonate is 700 m. North amplitude decreases somewhat.

The northern part of the shaft undergoes immersion in the northwest direction, constituting the roof of the lower carbonates permi about 300 m, and deposits on the Upper about 250 m.

Thus, in the present structural plan Sorokin northern part of the shaft is a large linear symmetric structure, the folded system is relatively narrow and extended brachyantoclinal folds. Wings narrow, with angles 5-10 ° complicated tectonic faults. On the northern part of the foundation of the shaft corresponds to Sorokin eponymous bloc.

The junction with the southern part of the shaft is carried out by Sorokin shift (offset about 4 km) located between Labaganskoy and Sedyaginskoy structures. [1]

Most prominently expressed shaft horizons upper and lower Devonian carbon near Sedyaginskoy area where its amplitude is about 1,000 m. Up and down along the section structure flattens. Substantially all deposits Paleozoic amplitude shaft decreases in the north and south directions of the aforementioned structure. The hinge shaft from her sinking into north and south for 600 m.

According to different reflecting horizons within Labaganskogo subsurface area localized: Labaganskaya, West and East Labaganskaya Labaganskaya structure. And by Khoreyver depression tracked: West Labaganskaya, from Moreyuskoy depression - East Labaganskaya subthrust structure.

Western Labaganskaya structure found at the latitude of northern dome Labaganskoy folds. Poluantiklinal manifested as a sure and Western dangling oriental falls, since sediments Famennian and below the section. The Ordovician two small domes installed horizons. The overall dimensions of the structure 10h1,5 km (closed contour line at around minus 4450 m), the amplitude of 250 m. For detection of oil and gas deposits, this structure is most promising as the most upbeat.

East Labaganskaya structures and separated from the main unit Labaganskoy structure upthrow-thrust. The regional level is to far northern periklinali Sedyaginskoy structure that articulates with Labaganskoy echelon. Therefore, the most confident are allocated at angles of incidence northern 2-5 °. Maximum dimensions and amplitude structure has Silurian Programmed Implemented Reformulated: 7x1,2 km and 200 m Morphologically horizons lower Devonian-silurian structure defined as dvuhkupalny brachyantycline. If further research may identify transverse fractures of the shift character.

2.3 Lithofacies characteristic

Deposits research object (layer P) represented shallow shelf-carbonate-clastic and carbonate deposits. The deposits were formed under conditions of constant regression. The lower portion of the formation is represented by P sublittoral deposits upper and lower intertidal zone that gradually transferred to the upper littoral deposits, which are characterized by sedimentation and granular fenestrovaya porosity.

The lower portion of the formation is represented by P clay and silty limestone, limestone marl pass in places with nodules pyrite. These rocks are characterized by a complete lack of collectors and may be regarded as tires for zonal underlying sediments [5] .

Deposits upper portion of the formation represented a finely-grained limestone porous, silicified, fractured, cavernous portions and organogenic detrital limestone, clay, silicified, lenticular-cross-bedded, cracked, stylolites, pyrite and glauconite. Around the cores incorporating debris brachiopods and bryozoans.

Productive deposits are limestones organogenic-detrital silicified, streaks of highly porous, microcracks and limestone fine-grained, dense, massive, porous, cavernous areas, interbedded silicified, fractured areas.

Medium- and high-capacity collector, collector type - cavern-pore and fracture-porous-cavern. Their porosity is 8-26%, 1-69 mD permeability.

Oil accumulation reservoir formation P, the crest. Tire reservoir is clay and argillaceous strata Kungurian. Oil-water contact level previously set at around minus 1433.3 m , after geological reinterpretation BHK now set at around minus 1434 m.

The average void ratio of the materials of the GIS is 0.21. The average oil saturation coefficient is 0.68.

Deposits P layer shallow-water shelf carbonate and carbonate-clastic sediments. They were formed in conditions of constant regression. It is known that clay collectors, especially carbonate, worsens their capacitive properties. In most of the studied interval deposits significantly seal off and manifolds are marked only in the upper part of the interval. [5]

2.4 Tectonic characteristics

L deposit is located in the central portion of the shaft Sorokin - large, complicated construction linear structure complicating western-board Varandei Adzvinskogo aulacogene and separating the latter from Khoreyverskaya depression.

In the present structural plan Sorokin shaft is extended gorstoobraznoe lifting bounded on the sides at a distance tectonic faults. The shaft extends in a north-westerly direction from the ridge Chernysheva to the coast of the Pechora Sea. The length of the shaft within the continental is about 200 km, at a width of 8-12 km.

Tree formation occurred on the site of a major fault Baikal age at which Varandey-Adzvinsky aulacogene Khoreyverskaya separated from depression at all stages of geological development. The nature of motion blocks in the zone of the fracture imposed influence older latitudinal fault that resulted in a difference of the geological structure of the northern and southern parts of the shaft on figure 3; the boundary between them is carried out in the cross-shift south Labaganskoy structure.

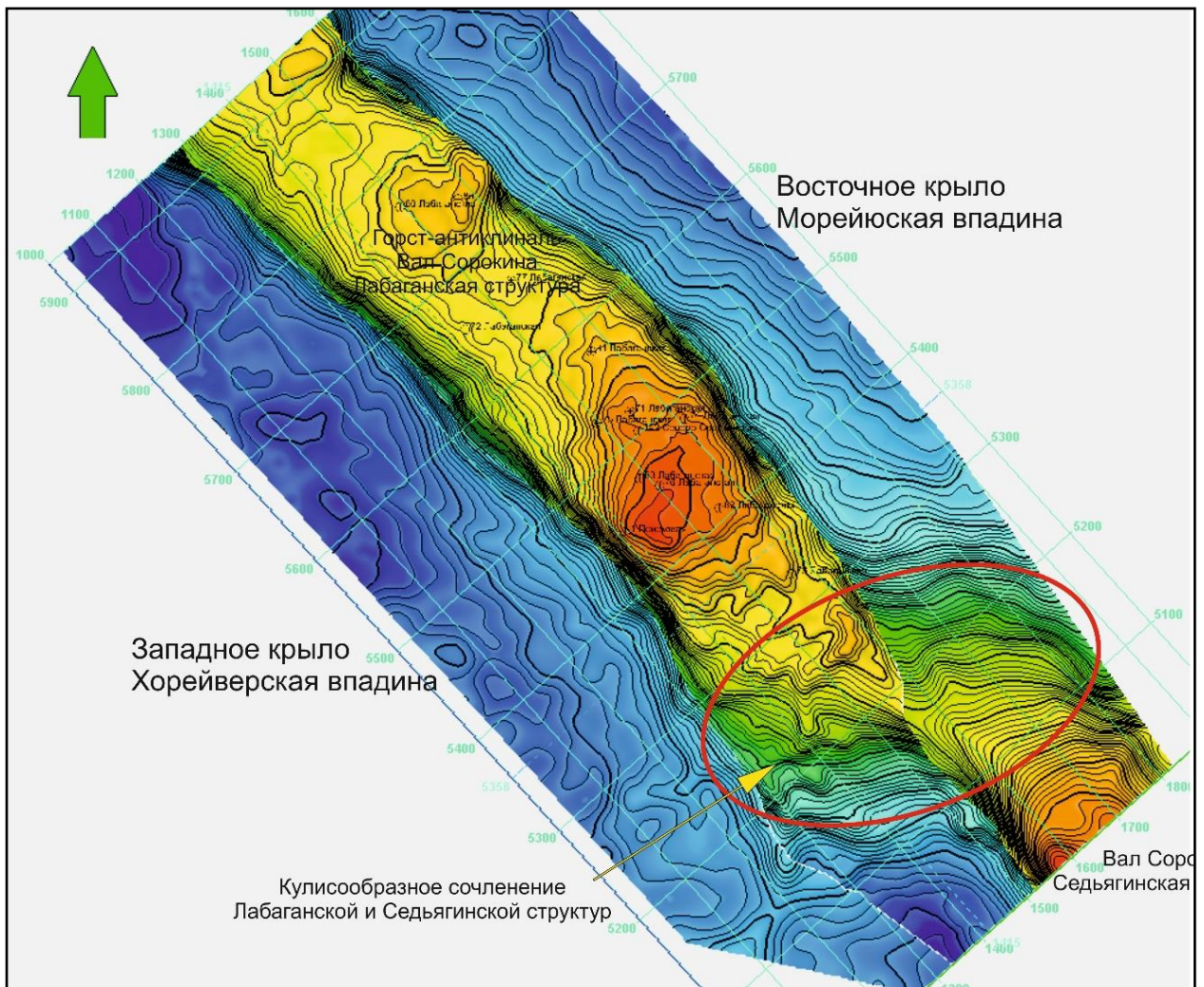


Figure 3 - scheme echelon joint structures Sorokin shaft [5] '.

In the Late-Tournasian while the north-western part of Khaipudyrskaya paleovpadiny along the fault originated in this time released as a separate unit, which is a result of the inversion uplift that began back in the Middle Devonian period, together with a pre-existing Sedyaginskim graben formed at the end of this time, a single lift, meets the modern northern part of the shaft Sorokin.

Formation of the southern part of the shaft, as a positive structure occurs in the Visean-Artinskian time. The northern part of the shaft at the time was experiencing a dive, and the greatest thickness of sediments were deposited at the site of modern local structures. Total uplift northern shaft experienced in Late Permian-Triassic period.

The northern part of the shaft S a few deployed in the north-west in relation to the south of and generally retains the basic morphological features characteristic of the shaft as a whole. The length of its land within about 75 km at the continued width 8-11 km. Within the northern part of the shaft is allocated a chain of local structures (from south to north).

The maximum amplitude of the northern portion of the shaft is marked within the field L, where it deposits on the bottom permi carbonate is 700 m. North amplitude decreases somewhat.

The northern part of the shaft undergoes immersion in the northwest direction, constituting the roof of the lower carbonates permi about 300 m, and deposits on the Upper about 250 m.

Thus, in the present structural plan Sorokin northern part of the shaft is a large linear symmetric structure, the folded system is relatively narrow and extended brachyantoclinal folds. Wings narrow, with angles 5-10 ° complicated tectonic faults. On the northern part of the foundation of the shaft corresponds to Sorokin eponymous bloc.

Articulation with the southern part of the shaft is done by the shift (offset about 4 km) located between fields structures L and S. [5]

Most prominently expressed shaft horizons upper and lower Devonian carbon near Sedyaginskoy area where its amplitude is about 1,000 m. Up and down along the section structure flattens. Substantially all deposits Paleozoic amplitude shaft decreases in the north and south directions of the aforementioned structure. The hinge shaft from her sinking into north and south for 600 m.

According to different reflecting horizons within the subsurface area L are localized: central, western and eastern structure.

Western structure found at the latitude of northern dome creases. Poluantiklinal manifested as a sure and Western dangling oriental falls, since sediments Famennian

and below the section. The Ordovician two small domes installed horizons. The overall dimensions of the structure 10x1,5 km (closed contour line at around minus 4450 m), the amplitude of 250 m. For detection of oil and gas deposits, this structure is most promising as the most upbeat.

East structure is separated from the central structure of the main unit upthrow-thrust. Therefore, the most confident are allocated at angles of incidence northern 2-5 °. Maximum dimensions and amplitude structure has Silurian sediments: 7x1,2 km and 200 m Morphologically horizons lower Devonian-silurian structure defined as dvuhkupalny brachyanticline.

The central structure is located in the central portion of the shaft Sorokin. The main features of the structure Labaganskoy structures established as a result of seismic survey and exploration drilling. Within crease incision illuminated seismic surveys to a depth of 5.0 km deep drilling to 2.5 km.

The complex structure of the territory, the presence of allochthonous and autochthonous existence of ancient abuses and younger thrust movements suggest a block structure structures

3. Методы исследования

В ходе изучения проблемы данной дипломной работы, был сделан вывод, что наиболее подходящий способ для ее решения— это сравнение изначальных и вновь поступивших геологических данных. В таблице 1 приведено сравнение информации, которая была использована для выполнения данного дипломной работы и информации, которая была использована для построения первичной концепции. Напомним, что разработка объекта Р началась в 2015 году, а дипломный проект выполняется в 2017, в соответствии с последним сравнительная характеристика велась относительно приведённых дат.

Таблица 1. Сравнение исходных данных и данных доступных для выполнения дипломной работы

	Данные на 2014 год	Данные на 2017 год
Сейсмические данные	Результаты интерпретации сейсмических данных от 2014 года	Результаты переинтерпретации сейсмических данных от 2016 года
Керновый материал	Литологическое описание кернового материала по 2 скважинам	Дополнительные исследования кернового материала по 3 скважинам (исследования шлифов, исследования капиллярометрии)
Исследования FMI	Отсутствовали	Исследования FMI по двум скважинам
Результаты истории разработки	Отсутствовали	Результаты истории разработки в виде стартовых дебитов по 15 скважинам

Изначальное представление о пласте Р, используемое при разработке, было сильно упрощённым. С литологической точки зрения коллектор представлялся карбонатный. Так как коллектор представлялся карбонатным, то по аналогии с месторождением Х, которое принадлежит к соседней тектонической структуры Вал Гамбурцева, было принято решение использовать кислотную обработку призабойной зоны. С точки зрения структурной характеристики месторождения не было выделено разломных нарушений в пределах пласта коллектора.

Забегая вперед, можно сказать, что даже относительно небольшой объем информации, который был использован для выполнения дипломной работы, был достаточен, чтобы ответить на вопрос о недостижения проектных дебитов, и в итоге составления альтернативной схемы разработке пласта Р. Где для оценки новой структурной характеристики был применен метод, когда на основе новой сейсмической интерпретации, была сделана попытка восстановить тектоническую историю месторождения, на основе которой было дано заключение о ее влияние на проблему дипломного проекта. Исследования FMI позволили подтвердить и усовершенствовать новое представление о структурной характеристике месторождения. С помощью новой литологической информации, поступившей из керновых исследований, удалось усовершенствовать предложенную схему разработки. В дополнении к вышенаписанному, данные по стартовым дебитам, были использованы, для выделения закономерностей поведения дебитов скважин с новой литолого-структурной характеристикой пласта.

5. Результаты проведенного исследования

Альтернативный план разработки был предложен на основе выводов из предшествующих глав. Основные этапы переинтерпретации заключались в установлении связи между структурной характеристикой месторождения и принятии новой литологической концепцией.

Анализ литологического строения резервуара был выполнен на основе поступления новой геологической информации в виде данных по керновым исследованиям. Изначальная литологическая модель пласта месторождения была относительно простая известняк тонкозернистый, высокопористый, окремненный. Однако после анализа данных керна и шлифов, можно сделать заключение что пласт – силицит-биокластовый (спонголит), мшанково-криноидно-брахиоподовый, тонкозернистый, а тип коллектора – поровый, порово-трещинный.

Согласно структурной характеристике месторождения, выделяются множественные разломы, часть которых была охарактеризована как кулисообразные. По проведенному сравнению запускных дебитов скважин по отношению к близости бурения к разлому/приразломной зоне была установлена их связь. Оказалось, что большинство скважин, имеющих высокий стартовый дебит, были пробурены в зоны или напрямую вскрывали кулисообразные разломы. Для проверки данных выводов были использованы результаты керновых исследований вместе с результатами исследования FMI, которые подтвердили наличие повышенной трещиноватости коллекторов близ разломов, а, следовательно, и их улучшенной фильтрационной способности.

Следующая часть исследования характеризовалась попыткой найти связь между дебитами скважин и структурной характеристикой месторождения. Так как коллектор был подвергнут тектоническим воздействиям, а основные разломы выделены по сейсмике, чье разрешение не позволяет выделить все структурные особенности пласта, то было сделано предположение о наличии сети направленных трещин в коллекторе на основе того, что горизонтальные

скважины показывали разные дебиты в зависимости от азимута бурения. Проанализировав дебиты относительно азимутов бурения, стало ясно, что максимальные дебиты были достигнуты, когда скважины бурились с азимутами 0 -30 градусов. Так как для горизонтальных скважин максимальный приток, будет, если система трещин развивается перпендикулярно стволу, то в очередной раз обратились к ФМІ исследованием из которых стало ясно, что система трещины имеют направление развития на северо-запад. Небольшое несоответствие в перпендикулярности между азимутами бурения скважин и азимутами распространения трещин, может быть вызвано недостаточностью числа пробуренных скважин.

5.1 Альтернативная схема разработки пласта Р

Изначальная модель разработки и ее альтернативная вариация представлены на рисунке 18. Старый план разработки включал бурение горизонтальных скважин, где бурение скважин не зависело от структурной характеристики пласта Р. Так же литологическая изученность месторождения была принята по месторождениям аналогам соседней структуры, по результатам которой скважины заканчивались с помощью кислотной обработки. Как результат тема для данного диплома была поставлена и впоследствии решение предложено.

Старый план разработки



Альтернативный план разработки



Рисунок 18 – слева - старая схема разработки пласта Р, справа – альтернативная схема разработки пласта Р на основе новой геологической информации

Разрозненная структурная характеристика не была учтена на начальном этапе разработки, следовательно, зоны рядом с разломами, имеющие повышенные коллекторские свойства не были учтены. Более того, первые скважины, вскрывшие пласт, и в последствии используемые для построения модели расчета проектных дебитов, были пробурены в зоны вблизи разломов, что само по себе вызвало завышенные ожидания по дебитам. В соответствие с представленными причинами было предложено разделить план разработки на зоны с разломами и зоны в дали от разломов. Как было показало в анализе дебитов скважин, влияние на дебиты оказывает также направление бурения. Предложенный азимут 0° для горизонтальных стволов позволяет учесть направление системы трещин и тем самым получать максимальные дебиты. Так как бурение скважин в разлом исходя из анализа дает дебиты близкие к

планируемым, то предлагается не проводить дополнительных действия для стимулирования притока из пласта. В тоже время для зон, в которых фильтрационный потенциал является низким, следует отказаться от кислотной обработки, так как литология коллектора была переоценена, и на ее месте предложить проведение гидроразрыва пласта. Предложенные действия согласно плану, должны привести к желаемому результату, а именно достижения планируемых дебитов, для вновь пробуренных скважин.

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Для оценки текущего экономического эффекта от проведенных исследований рассматривался потенциал проведения ГРП в уже пробуренных скважинах, в зонах, отдаленных от разломов. Средний дебит для скважин в зонах тектонической деструкции -90 м³/сут, в зонах, отдаленных от разломов – 20 м³/сут. Эффект от проведения ГРП на 6 скважин, в которых наблюдалось недостижение проектных дебитов, был приравнен к увеличению дебитов на 70м³/сут. Далее сравнивались доходы от продажи нефти для 2 случаев: случай применения ГРП и случай, где скважины продолжали работать в прежнем режиме, представленный на рисунке. Таким образом был определен период (приблизительно 1 и 8 месяцев), через который затраты на проведение ГРП покрываются. Таким образом переинтерпретация литологии и структурной характеристики с дальнейшим предложением по проведению ГРП на уже имеющихся скважинах дает положительный экономический эффект.

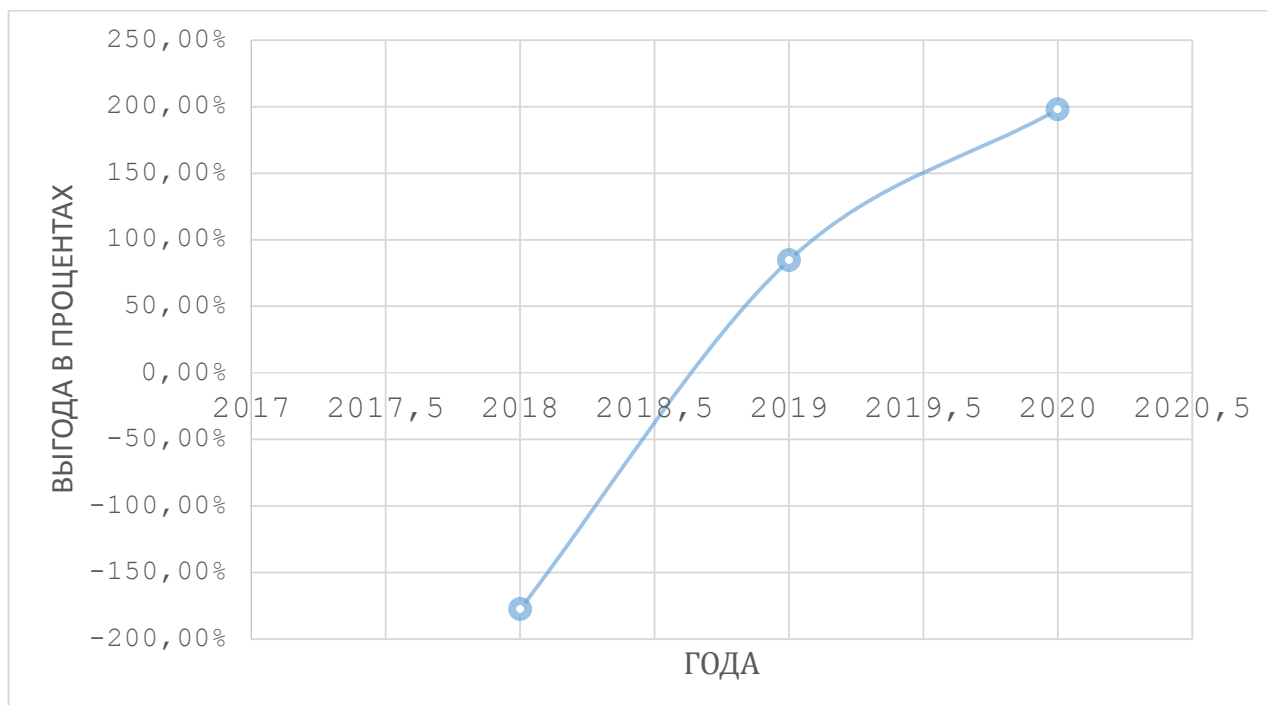


Рисунок 1. Сравнение положительного экономического эффекта от проведения ГРП на пробуренных скважинах вдали от разломов

7. Социальная ответственность

Мероприятия по охране окружающей среды и недр

Воздействие на окружающую среду осуществляется на всех этапах освоения месторождений: в период, предшествующий освоению, при строительстве подъездных дорог, при бурении скважин, при обустройстве и эксплуатации месторождения, а также при развитии разработки на последних стадиях.

Технологическими объектами разработки месторождений, оказывающими влияние на окружающую среду, являются:

- эксплуатационные и нагнетательные скважины;
- дожимные насосные станции;
- трубопроводы, по которым осуществляется транспорт продукции скважин;
- КНС, водоводы высокого и низкого давления;
- линии электропередачи и связи;
- дороги и другие сооружения.

Технологические объекты месторождения оказывают влияние на все элементы природной среды: атмосферу, гидросферу, почву, растительность и животный мир.

Географическая и природно-климатическая характеристика месторождения L

Лицензионный участок находится в северо-восточной части Русской платформы за Северным Полярным кругом. По ландшафтно-климатическим условиям участок относится к тундровой зоне и находится в зоне преимущественно сплошного распространения многолетней мерзлоты. В

физико-географическом отношении рассматриваемый участок недр расположен в северной части Большеземельской тундры. В геоморфологическом отношении территория участка представляет собой возвышенную холмистую равнину (абсолютные отметки от 80 м до 140 м) с пологими увалами и чередованием межгрядовых понижений и озерных

Район относится к арктической зоне и находится в области атлантического влияния. *Климатические* условия региона формируются под круглогодичным влиянием арктического климатического фронта. Основные климатические характеристики района работ (СНиП 23.01-99) приведены по ближайшей метеостанции «Варандей». Среднегодовая температура воздуха - 5.6°C. Средняя температура воздуха наиболее холодного месяца февраля - 19.2°C, а самого жаркого - июля +8.9°C. Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь (-44)°C, абсолютный максимум - на июнь-июль +32°C. Зима холодная, многоснежная и довольно продолжительная. Число дней с устойчивым снежным покровом - 200-220. Длительность зимнего периода 250-270 дней, мощность мерзлотного слоя от 20 до 120 м.

Охрана атмосферного воздуха

Воздействие на состояние атмосферного воздуха

Уровень воздействия разработки месторождения на атмосферный воздух определяется количеством выбрасываемых загрязняющих веществ и рассеиванием их в приземных слоях атмосферы. Данные о фактических концентрациях загрязняющих веществ отсутствуют. Однако по величине валовых выбросов на других месторождениях можно предположить, что концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на границе санитарно-защитной зоны вокруг источников выбросов не будет превышать ПДК загрязнителей и эксплуатация месторождения окажет влияние на качество атмосферного воздуха в допустимых пределах.

На основании изложенного выше можно сделать вывод, что загрязнение атмосферного воздуха незначительное и не вызывает опасения для проектирования нефтепромысловых объектов при дальнейшей разработке месторождения. Населенные пункты значительно удалены от нефтепромысловых объектов и не находятся в зоне его влияния.

Мероприятия по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу

Рельеф местности в районе расположения объектов относительно ровный, с абсолютными отметками 100-160 м, осложнен грядами и холмами. Наличие туманов, метелей (количество метельных дней при скорости ветра более 6 м/с) составляет 50. Для района расположения месторождений неблагоприятными метеорологическими условиями (НМУ) являются инверсии температуры, низкая облачность, туманы. Для периода НМУ рекомендуется первый режим работы предприятия. Мероприятия в этом случае носят организационный характер и обеспечивают снижение выбросов вредных веществ на 20 %. Для этого необходимо проведение следующих мероприятий:

- усиление контроля точного соблюдения технологического регламента производства;
- смещение во времени осуществления некоторых технологических процессов, связанных с большим выделением вредных веществ в атмосферу (продувку оборудования, заполнение и опорожнение емкостей для нефтепродуктов);
- прекращение испытания оборудования, влияющего на изменение технологического режима работы объектов.

Охрана поверхностных и подземных вод

Воздействие на поверхностные и подземные водные объекты

Потенциальными источниками загрязнения водных объектов являются кусты скважин, трубопроводы, резервуары и др. Основными загрязнителями

водоемов являются пластовые воды, жидкости для ремонта скважин, нефтепродукты, буровые сточные воды, ливневые сточные воды, отработанный буровой раствор, вредное воздействие которых возможно при аварийных разливах и буровой шлам, оказывающий вредное воздействие при несанкционированном складировании. Т. е. при безаварийной эксплуатации нефтепромысловых объектов воздействие разработки месторождения на водные объекты будет незначительным.

Водоохранные мероприятия

Водоохранные мероприятия в период строительства и эксплуатации должны быть больше направлены на предотвращение и сведение до минимума отрицательных воздействий на окружающую среду, чем на ликвидацию их последствий.

Для охраны поверхностных и подземных вод от загрязнений, истощения ресурсов, нарушения поверхностного и подземного стоков вод на этапе дальнейшей разработки месторождения рекомендуются следующие дополнительные природоохранные мероприятия и меры:

- разработка Проекта водоохранных зон и прибрежных защитных полос для рек и озер территории месторождения;
- расположение новых площадок кустового бурения скважин по возможности за пределами водоохранных зон рек и озер;
- минимальное количество переходов линейных сооружений через реки и максимально возможное сокращение протяженности трубопроводов и автодорог в водоохранных зонах;
- расширение сети пунктов контроля качества вод в районе существующих и проектируемых кустовых площадок;
- проведение детальных гидрогеологических исследований по поиску подземных источников питьевого и производственного водоснабжения.

В целом анализ водоохраных мероприятий, предложенных в проекте для предупреждения воздействия на поверхностные и грунтовые воды, показывает, что при полной их реализации на практике степень отрицательного воздействия будет сведена к минимуму.

Охрана земельных ресурсов, флоры и фауны

Воздействия на земельные ресурсы, флору и фауну

При оценке воздействия животный мир региона рассматривается как неотъемлемый уникальный компонент живой природы, негативное изменение которого в результате намечаемой деятельности недопустимо и ведет к нарушению сложившихся биоценозов.

При нормальном режиме проведения работ по освоению месторождений следующие факторы окажут негативное воздействие на птиц и животных суши:

1. Механическое воздействие на среду обитания;
2. Факторы беспокойства (шумовые эффекты, вибрация);
3. Ухудшение среды обитания в результате химического загрязнения воды, почв и воздуха;
4. Прямое уничтожение (движение транспорта, охота, сбор яиц, браконьерство).

Мероприятия по предупреждению загрязнения земельных ресурсов и отрицательного воздействия на флору и фауну при разработке месторождения

Технологические мероприятия, направленные на снижение аварийности промышленных объектов, охрану атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, в значительной мере способствуют также сохранению земельных ресурсов, снижению воздействия на флору и фауну в районе месторождения. Кроме того, для уменьшения воздействия промышленных

объектов на почвы, растительный и животный мир предусматриваются ниже следующие мероприятия:

1. Нефтепромысловые объекты (за исключением трубопроводов внешнего транспорта) должны располагаться строго в пределах лицензионной территории.

2. Размещать нефтепромысловые объекты следует с учетом их возможного негативного влияния на окружающую среду с использованием технологий, проектных решений, методов и технических средств, обеспечивающих минимизацию уровня воздействия на окружающую среду и профилактику возникновения аварийных ситуаций, создающих угрозу загрязнения окружающей среды.

3. Количество нефтепромысловых объектов и земельные отводы под них следует довести до минимума, для чего, в частности, применять кустовое бурение, совмещение различных линейных сооружений в одном коридоре;

4. Принимаемые проектные решения должны гарантировать экологическую безопасность предприятия.

- физико-химическое воздействие на многолетнюю мерзлоту;
- тепловое взаимодействие скважины и окружающей мерзлоты;
- подбор типа и компонентного состава промывочного бурового раствора.
- соблюдение умеренных скоростей циркуляции бурового промывочного раствора в кольцевом пространстве скважины.

Строительство проектируемых объектов, при соблюдении принятых в проекте решений, не приведет к ухудшению социально-экологической ситуации в районе строительства (при отсутствии аварийных ситуаций). Технические решения по повышению надежности трубопроводов в пределах

пойм, предупреждению аварийных ситуаций позволят минимизировать ущерб, наносимый окружающей среде при авариях.

При строительстве скважин и освоении Лабаганского месторождения необходимо обратить внимание на разработку и внедрение технических решений по бурению скважин и добычу высоковязких нефтей в условиях многолетнемерзлых пород.

Заключение

Сопоставление выявленных благодаря керновым исследованиям неоднородностей на микроуровне, с тектонической историей развития и выделенными разломами после переинтерпретации сейсмоки, явно продемонстрировало, что для разработки пласта Р нужно повышать их фильтрационный потенциал. В некоторых зонах, приуроченных к областям тектонических деструкций, это произошло естественным путем, за счет развития разломной тектоники.

Это подтверждается данными разработки, в частности дебитами по скважинам, которые вскрыли разломы. В других же областях месторождения, где фильтрационный потенциал недостаточен, его можно повысить за счет проведения ГРП в новых скважинах, что позволит вовлечь больше запасов в разработку

На данный момент, понимания причин недостижения проектных дебитов позволило сделать вывод о выгоде локализовать бурения в зонах тектонических деструкций, чтобы минимизировать негативный эффект от пробуренных сухих скважин. Так же это дало дополнительное время на оценку упругих свойств пород для планирования ГРП в безразломных зонах.

На данный момент предлагается 6 скважин кандидатов на проведение ГРП, то есть те скважины, которые дали низкий приток, по причине отдаленности от зон повышенной деструкции.

Опираясь на выводы, полученные в процессе проделанной работы, разработана упрощенная модель принятия решений.

Резюмируя приведенную выше информацию: на данный момент скорректировано представление о литологии отложений пласта Р, выделены и классифицированы разломы, предложен план по дальнейшей разработке пласта, который в последствие позволит достигнуть проектного КИН.

Список использованных источников

1. B. Xie (PetroChina South West Oil and Gas Company), Y. Wang (Schlumberger), X. Zhou (PetroChina South West Oil and Gas Company), Production Prediction Based on the Heterogeneity Analysis of the Tight Carbonate Reservoir in the Sichuan Basin, China, SPE-176091-MS, SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 20-22 October, Nusa Dua, Bali, Indonesia, 2015
2. Keith R. Holdaway, Let Oil and Gas Talk to You: Predicting Production Performance, Paper 342-2012, SAS Institute Inc., Cary, NC, USA, 2012
3. http://www.slb.com/~media/Files/industry_challenges/carbonates/brochures/cb_characterization_09os0003.pdf
4. Ning LI, Prediction of gas production in carbonates based on CT analysis and nuclear magnetic resonance (NMR) logging, Petroleum Exploration and Development, Volume 42, Issue 2, 2015
5. Подсчет запасов нефти и растворенного газа, ТЭО КИН Лабаганского месторождения нефти имени В. Шмергельского. По состоянию на 01.01.2015. Россия. – Уфа, 2015. – 120 с.
6. Никонов Н.И., Богацкий В.И., Мартынов А.В. и др., Тимано-Печорский седиментационный бассейн, атлас геологических карт. – Ухта, 2000. – 100 с.
7. Кляжников Д.В., Фёдорова М.Д. Особенности изучения кремнисто-карбонатных пород по данным керна и каротажа, EAGE. – Санкт-Петербург 2016. – 25 с.
8. Кадыров А.Ф. Чистяков А.А. Концепция развития разрывных нарушений на Лабаганском и Наульском месторождениях. – Уфа 2017. – 25 с.
9. Малышев Н.А. Тектоника, эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов европейского севера России. – Сыктывкар, 2000. – 150 с.