

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) ОНД

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Влияние анизотропии проницаемости на гидродинамическое моделирование и оптимизацию разработки северного блока Крапивинского нефтяного месторождения

УДК 622.323:532.546(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Ермеков Роман Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П.	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
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П.	К.Г. – М.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С.	К.Г. – М.Н.		

Томск – 2018 г.

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) ОНД

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(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
2ТМ61	Ермеков Роман Игоревич

Тема работы:

Влияние анизотропии проницаемости на гидродинамическое моделирование и оптимизацию разработки северного блока Крапивинского нефтяного месторождения

Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.08.2018 №7260/с
---	--------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

Данные по разработке северного блока Крапивинского месторождения, отчетность и графический материал по геологическому строению, данные по исследованию явления анизотропии проницаемости, базовая литература

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Изучение основных методов определения анизотропии и их сравнение 2. Провести построение гидродинамической модели месторождения 3. Сравнить результаты расчётов изотропной и анизотропной моделей с фактическими данными 4. Оценить влияние анизотропии на разработку
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Объекты изучения и характеристики реперных горизонтов, выявленных по комплексу каротажных диаграмм 2. Схема корреляции пласта Ю₁³ в области развития вдольбереговых песчаных баров 3. Типы разрезов по Крапивинскому месторождению 4. Районирование территории месторождения D по типам ФЕС 5. Фациальная интерпретация строения пласта Ю₁³
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Профессор Белозеров В.Б.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ Меркулов В.П.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 Постановка проблемы исследования 2 Геология месторождения <ol style="list-style-type: none"> 2.1 Стратиграфия 2.2 Седиментологическая модель пласта Ю13 3 Физико- гидродинамическая характеристика коллекторов 4 Методы исследования анизотропии <ol style="list-style-type: none"> 4.1 Керновые данные 	

4.2	Трассерные исследования
4.3	Каротажные данные (ГИС)
5	Построение геологической и гидродинамической моделей объекта
5.1	Геологическое моделирование
5.1.1	Структурное моделирование
5.1.2	Фациальное моделирование
5.1.3	Петрофизическое моделирование
5.1.4	Моделирование флюидонасыщения
5.2	Гидродинамическое моделирование
6	Результаты исследований
6.1	Анизотропия проницаемости
6.1.1	Керновые данные
6.1.2	Трассерные исследования
6.1.3	Каротажные данные (ГИС)
6.2	Гидродинамические расчёты
6.2.1	Изотропная и анизотропная модели
6.2.2	Оптимизация системы разработки
7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
8	Социальная ответственность
8.1	Производственная безопасность
8.2	Экологическая безопасность
8.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях
8.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности
	Заключение
	Список используемых источников
	Приложение А
4	Methods of anisotropy studying
4.1	Core data
4.2	Tracer studies
4.3	Well logging data

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

27.06.2018

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П.	К.Г. – М.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Ермеков Роман Игоревич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Ермеков Роман Игоревич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материальные затраты
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Капитальные затраты на оптимизацию системы разработки месторождения; Операционные затраты по поддержанию работы
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	НДС, НДСП, ставка дисконтирования равная 15%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Экономические расчёты на затраты по улучшению системы разработки и экономический эффект от их введения
2. Разработка устава научно-технического проекта	Методическая рекомендация по оценке эффективности инвестиционных проектов
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Анализ эффективности и целесообразности предлагаемых мер
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Сравнительная характеристика

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Сравнение экономической эффективности текущей и предлагаемой системы разработки
2. Общая экономическая оценка разработки до 2028 года включительно
3. Диаграмма суммарных денежных потоков проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.06.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Ермеков Роман Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Ермеков Роман Игоревич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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>Учебная аудитория в учебном корпусе номер девятнадцать Национального исследовательского Томского политехнического университета</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Нормативно-правовые акты Российской Федерации, нормативно-правовые документы нефтегазовых предприятий</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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>Работа на персональном компьютере: повышенная температура поверхностей ПК повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны повышенная или пониженная влажность воздуха повышенный или пониженный уровень отрицательных и положительных аэроионов отсутствие или недостаток естественного света недостаточная искусственная освещенность рабочей зоны повышенная яркость света повышенная контрастность прямая и отраженная блескость зрительное напряжение монотонность трудового процесса нервно-эмоциональные перегрузки</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p>	<p>выделение в воздух рабочей зоны ряда химических веществ повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание</p>

<ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>повышенный уровень статического электричества повышенный уровень электромагнитных излучений повышенная напряженность электрического поля</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>Для соблюдения правил и норм по охране окружающей среды должны соблюдаться следующие принципы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. соблюдение правил и рекомендаций по работе в природных зонах; 2. создание промышленной безопасности в производственных процессах и снижении вероятности аварийных ситуаций; 3. принятие мер по восстановлению экосистем
<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 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Порывы и разливы трубопроводов 2. Возникновение пожароопасных ситуаций и самих пожаров <p>Для предупреждения пожаров необходимо создание системы позволяющей установить место, причину и способ ликвидации пожаров, закрепленный на законодательном уровне</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>Обеспечение всех работников нефтяного месторождения всеми необходимыми средствами защиты, а также материальными и социальными благами в соответствии с требованиями законодательства РФ</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.06.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П.	К.Г. – М.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Ермеков Роман Игоревич		

Планируемые результаты освоения

Код	Результат обучения
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование

P7	Внедрять, эксплуатировать и об-служивать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Предлагает процедуры анализа и оценки геологических объектов по данным геолого-геофизи-ческой изученности и скважинных исследований в целях разработки программы исследований и технологических мероприятий для конкретного типа месторождений углеводородов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов при построении геолого-геофизических моделей; материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

Реферат

Данная выпускная квалификационная работа содержит 113 страниц, 44 рисунка, 23 таблицы, 16 формул и 39 литературных источников.

Ключевые слова: анизотропия проницаемости, масштаб анизотропии, гидродинамическое моделирование, система разработки.

Объектом исследования является явление анизотропии проницаемости и оценка его влияния на разработку нефтяного месторождения.

Цель работы: изучение влияния анизотропии проницаемости на гидродинамическое моделирование и оптимизацию разработки северного блока нефтяного месторождения D.

В процессе исследования проведён анализ литературных источников рассматриваемого явления, совершён поиск методик расчёта анизотропии проницаемости по исходным промысловым данным, построены изотропная и анизотропная гидродинамические модели месторождения и выполнены соответствующие расчёты.

В результате исследования было установлено, что при заданных исходных данных и описываемых методах, явление анизотропии проницаемости имеет существенное воздействие на поведение гидродинамической модели и систему разработки в целом.

Основной **областью применения** результатов работы может быть любое подразделение нефтегазовой отрасли, связанное с составлением планов разработки новых месторождений или оптимизацией планов разработки уже эксплуатируемых залежей.

Экономическая значимость работы состоит в доказательстве важности учёта анизотропии проницаемости на начальных этапах разработки и уменьшении затрат на усовершенствование процесса разработки.

В будущем планируется, что описываемые методы будут опробованы на большем количестве данных, охарактеризованных различными петрофизическими и эксплуатационными свойствами и что, вероятно, позволит выявить новые методы поиска величины анизотропии проницаемости.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ГРП – гидроразрыв пласта

ЦППС НД ТПУ – Центр подготовки и переподготовки специалистов
нефтегазового дела Томского политехнического университета

ОАО – Открытое Акционерное Общество

ПО – программное обеспечение

УВ – углеводороды

ГИС – геофизическое исследование скважин

FZI – flow zone indicator или индекс гидравлической единицы

HFU – hydraulic Flow Unit или гидравлическая единица потока

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ГС – горизонтальные скважины

БС – боковые стволы

ФЕС – фильтрационно- емкостные свойства

ПС – потенциал самопроизвольной поляризации

ГК – гамма-каротаж

Проницаемость – это легкость, с которой флюиды текут через поровое пространство при заданных условиях.

RQI – Reservoir Quality Index или индекс качества коллектора

ННК – нейтрон-нейтронный каротаж

ГГК-П – гамма-гамма каротаж плотностной

ВНК – водонефтяной контакт

КПД – кривая падения давления

КВД – кривая восстановления давления

КИН – коэффициент извлечения нефти

ППД – система поддержания пластового давления

РФ – Российская Федерация

МЭРТ – Министерство экономического развития и торговли

НДС – налог на добавочную стоимость

ЧПДС – чистый поток денежных средств

НДДП – накопленные дисконтированные денежные потоки

ПК – персональный компьютер

ВОЗ – Всемирная организация здравоохранения

КЗС – компьютерный зрительный синдром

СДСН – синдром длительных статических нагрузок

ЭМП – электромагнитное поле

ЧС – чрезвычайная ситуация

RF – recovery factor

СТОИР – stock-tank oil initially in place

ROIР – remaining Oil in Place

OWC – oil water contact

Оглавление

Введение.....	16
1. Постановка проблемы исследования	19
2. Геология месторождения.....	23
2.1 Стратиграфия.....	23
2.2 Седиментологическая модель пласта Ю ₁ ³	26
3. Физико- гидродинамическая характеристика коллекторов.....	30
4. Методы исследования анизотропии.....	34
4.1 Керновые данные	40
4.2 Трассерные исследования	43
4.3 Каротажные данные (ГИС)	45
5. Построение геологической и гидродинамической моделей объекта	48
5.1 Геологическое моделирование	48
5.1.1 Структурное моделирование	48
5.1.2 Фациальное моделирование	49
5.1.3 Петрофизическое моделирование	51
5.1.4 Моделирование флюидонасыщения	52
5.2 Гидродинамическое моделирование.....	53
6 Результаты исследований	57
6.1 Анизотропия проницаемости.....	57
6.1.1 Керновые данные	57
6.1.2 Трассерные исследования	59
6.1.3 Каротажные данные (ГИС).....	61
6.2 Гидродинамические расчёты	64
6.2.1 Изотропная и анизотропная модели	64

6.2.2	Оптимизация системы разработки.....	72
7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	82
8	Социальная ответственность.....	90
8.1	Производственная безопасность	90
8.2	Экологическая безопасность	93
8.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	96
8.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	97
	Заключение	99
	Список используемых источников.....	100
	Приложение А	105

Введение

В связи с возникновением вопроса эффективной доработки текущих залежей и залежей, характеризующихся как трудноизвлекаемые, многие авторы [1] стали подчеркивать, что весьма важной задачей в ближайшее время станет понимание поведения резервуара в новых сложных геологических условиях. Ввиду этого, большое значение стало уделяться вопросу неоднородности горных пород, которая, в свою очередь, вызывает изменение фильтрационных свойств. Взаимосвязь этих двух факторов приводит к термину анизотропии проницаемости.

Особенно остро, проблема явления анизотропии проницаемости проявляется себя при использовании заводнения как основного метода разработки и при применении направленного гидроразрыва пласта (ГРП), как эффективного метода интенсификации притока. Стоит отметить, что на текущий момент данные методы являются основными видами воздействия на пласты в России. Влияние анизотропии в случае первого выражается в движении закачиваемой воды по избирательным направлениям высокопроницаемых пластов от нагнетательных к добывающим скважинам, что особенно проявляется на поздних стадиях разработки и приводит к низкому коэффициенту охвата залежей [2]. В случае с ГРП, влияние анизотропии сказывается на соотношении радиального и тангенциального полей напряжений в пластах и приводит к образованию трещин в определенном направлении. Таким образом, важность анизотропии проницаемости состоит в том, что она может сильно влиять на размещение нагнетательных и добывающих скважин, а также иметь значительное влияние на протекание гидродинамических процессов в разрабатываемых пластах при последующих стадиях разработки.

В рамках данной работы, рассматриваются и используются данные изучения анизотропии двух организаций: Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела Томского политехнического университета (ЦППС НД ТПУ) и Открытого Акционерного Общества (ОАО) «Томскнефть», г. Стрежевой. В дальнейшем в работе, они именуется как «Заказчик».

На основании полученных данных и степени изученности проблемы было принято, что целью данной работы является изучение влияния анизотропии проницаемости на гидродинамическое моделирование и оптимизацию разработки северного блока нефтяного месторождения D.

Заказчиком установлены следующие задачи:

- а) Изучить основные методы определения анизотропии и провести сравнение;
- б) Выполнить построение геолого-гидродинамической модели месторождения;
- в) Сравнить результаты расчётов изотропной и анизотропной моделей с фактическими данными;
- г) Оценить влияние анизотропии на разработку.

Основные положения, которые вынесены на защиту:

- 1) Оптимальными методами изучения анизотропии являются специализированный лабораторный анализ керна, трассерные исследования и специализированный метод постинтерпретационной обработки каротажных данных [10];
- 2) Учёт анизотропии проницаемости в гидродинамической модели позволяет оптимизировать процесс разработки месторождения.

Особенностью работы является построение геологической и гидродинамической моделей с использованием современного программного обеспечения (ПО) и стремление достижения максимальной оценки влияния анизотропии на разработку в рамках доступных данных. С такой позиции, **научная новизна** работы заключается в выявлении параметров, имеющих наибольшее влияние на анизотропию проницаемости и подбор оптимальных мероприятий для дальнейшей эксплуатации. **Практическая значимость** результатов работы заключается в способе оценки влияния анизотропии на разработку месторождения и формулировке предложений по возможному улучшению существующей системы эксплуатации с целью достижения максимального извлечения запасов углеводородов (УВ). В дальнейшем,

результаты работы и опробованные в ней методы могут быть использованы для оценки анизотропии проницаемости на месторождениях, имеющих сходные геологические характеристики.

Личным вкладом автора работы можно считать самостоятельное выполнение всех этапов работы на основе экспериментальных данных, внедрение в гидродинамическую модель анизотропии проницаемости и анализ её влияния. Материалы исследования опробованы в виде доклада на XXII Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр».

1 Постановка проблемы исследования

Первые данные об изучении анизотропии проницаемости упоминаются в работах начала 50-х годов [3], которые проводились в основном на образцах керна горных пород. В России, данное явление изучается с 1980-х годов и продолжает исследоваться по текущий момент времени [4].

На сегодняшний день, изучение анизотропии происходит с помощью различных подходов и групп данных. Так, анализ литературных источников показал, что изучение анизотропии проводится по характеристикам изменения сейсмических волн, в частности скорости пробега в различных направлениях [5]. Весьма интересным является поиск анизотропии проницаемости с помощью исследований скважин на интерференцию и связи анизотропии проницаемости с анизотропией стрессовых напряжений горных пород [6]. В зарубежной практике довольно часто проводят изучение анизотропии проницаемости с помощью опробователя пласта, спускаемого на кабеле как часть набора приборов ГИС. Величину анизотропии проницаемости в этом случае измеряют через фиксацию времени восстановления давления до первоначального значения после взятия пластовых проб флюида прибором. С одной стороны, такой способ оценки анизотропии имеет больший масштаб изучения, чем по образцам керна, а с другой, он позволяет проводить измерения в естественных пластовых условиях, которых лишены исследования на керне [7]. Измерение вертикальной анизотропии проницаемости также возможно посредством регистрации искажений показаний индукционных каротажей различной конфигурации. Как описывают авторы [8], искажения данных каротажей связаны с пластами имеющих хорошие ФЕС, в которых при проникновении фильтрата бурового раствора происходит эффект плавучести. При этом эффекте, происходит гравитационное разделение флюидов по их плотностям, что приводит к изменению цилиндрического профиля проникновения бурового раствора в пласт на ступенчатую форму проникновения. Такое поведение флюида вызывает изменение удельного сопротивления пород в данной зоне, что с достаточно

хорошей точностью фиксируется приборами. Далее эффект вертикальной анизотропии оценивается по уравнению, приводимому авторами исследования.

В нашей стране явление часто исследуют по изменению упругих свойств горных пород [9]. С помощью ультразвукового структурного анализа проводят измерение скоростей волн на ориентированных образцах индикатрисы скоростей. Форма индикатрисы и полученные абсолютные значения упругих параметров будучи зависимыми от минерального состава и преобразований в породе позволяют провести оценку анизотропии проницаемости.

Стоит отметить, что под большим вопросом до сих пор остается формирование универсальной методики по нахождению величины анизотропии проницаемости для месторождений с различными свойствами и геологией. Более того, необходимо более углубленное понимание процесса изменения анизотропии проницаемости продуктивных пластов в ходе разработки.

В рамках данной работы, рассматриваются следующие способы изучения анизотропии: исследования, проводимые на шлифах и плагах керновых образцов пород, трассерные исследования с красящим индикатором и постинтерпретационные исследования данных ГИС [10].

Исходя из выше описанного, можно отметить, что исследование анизотропии проницаемости требует наличия множества научных и экспериментальных данных для своего изучения. Основной причиной необходимости большого количества информации является индивидуальность происхождения и сложность данного явления. Однако, подготовка такого объема материала, часто специфического значения, в основном, остается второстепенной задачей на этапе изучения месторождений. Поэтому, границы исследования самого явления анизотропии нередко имеют локальный характер.

В качестве основного объекта исследования в данной работе является северный участок нефтяного месторождения D.

Для исследований Заказчиком предоставлены следующие входные данные:

- а) Геологическое описание строения рассматриваемого участка;
- б) Структурная карта подошвы Баженовской свиты рассматриваемого участка;
- в) Положение устьев, забоев и инклинометрия по двадцать одной скважине;
- г) Глубины отбивок основного нефтегазоносного пласта, выявленные по каждой скважине;
- д) Интерпретированные данные геофизических исследований скважин (ГИС) по кривым каротажей: эффективная пористость, абсолютная проницаемость, индикатор гидравлической единицы (*Flow zone indicator* или *FZI*), и гидравлическая единица потока (*Hydraulic Flow Unit* или *HFU*);
- е) Керновые данные и лабораторные исследования по нескольким скважинам;
- ж) Данные по PVT анализу, гидродинамических исследований скважин (ГДИС);
- з) Данные по основным статьям расходов для расчёта экономических параметров;
- и) Данные по добыче и мероприятиях, проводимых на рассматриваемом участке месторождения вплоть до 01.01.2013 г.

Кроме этого, известно, что текущей системой разработки является пятиточечная схема, состоящей из девяти нагнетательных и двенадцати добывающих скважин. Плотность сетки скважин составляет 500x500 м.

Поставленные задачи и описанные входные данные позволяют выполнить работу с помощью методов эмпирического исследования, т.е. через описание, наблюдение, эксперимент, измерение и сравнение.

Основным ПО работы, используемым для проведения расчётов, является программная платформа Petrel Schlumberger – комплексный пакет для

интерактивного создания гидродинамических моделей и их исследования [11].

Работа с данным ПО позволяет:

а) проводить масштабирование модели, производить построение сеток для гидродинамических исследований скважин;

б) проводить подготовку данных для запуска гидродинамической модели (расчёт свойств флюида, породы, уровней контактов, данных по добыче и мероприятий по скважинам) и анализировать результаты гидродинамических расчётов;

в) задавать сложные конструкции скважин (горизонтальные скважины (ГС), боковые стволы (БС) и др.);

г) визуализировать результаты моделирования.

2 Геология месторождения

По своему административному положению, месторождение D расположено в Томской области. В тектоническом плане месторождение находится в системе сложных локальных поднятий разного порядка, разделенных друг от друга узкими линейными мульдообразными прогибами. Амплитуды поднятий меняются от 15 до 20 м. Рассматриваемый участок приурочен к Каймысовскому своду. Из доступных данных по тектонике, участок не имеет разломов или других тектонических особенностей.

2.1 Стратиграфия

Нефтегазоносность рассматриваемой площади связана с верхнеюрскими отложениями, где выделяют васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты.

По литологическому строению Васюганская свита может быть поделена на большую глинистую нижневасюганскую подсвиту (Мезозойская эратема (MZ), Юрская система (J), средний отдел (J_2), Келловейский ярус (J_2k)) и песчано-глинистую верхневасюганскую подсвиту части (Мезозойская эратема (MZ), Юрская система (J), верхний отдел (J_3), Оксфордский (Волжский) ярус (J_3o)). Последняя представляет из себя горизонт Ю₁. Формирование данного горизонта происходило в регрессивно-трансгрессивную стадию формирования осадочного бассейна. Как результат, это позволяет выделить в составе горизонта три пачки (Рисунок 1):

а) подугольная, состоящая из песчаника и сформировавшиеся в прибрежно-морской обстановке осадконакопления во время регрессивной серии;

б) межугольная, состоящая преимущественно из глин и сформировавшиеся в прибрежно-континентальной обстановке осадконакопления во время регрессивно-трансгрессивной серии;

в) надугольная, являющаяся песчаной и сформировавшиеся в прибрежно-морской обстановке осадконакопления в ходе трансгрессии.

Детальные исследования кернового материала, а также интерпретация результатов ГИС достаточно надёжно выделяют продуктивную часть месторождения в разрезе Васюганской свиты.

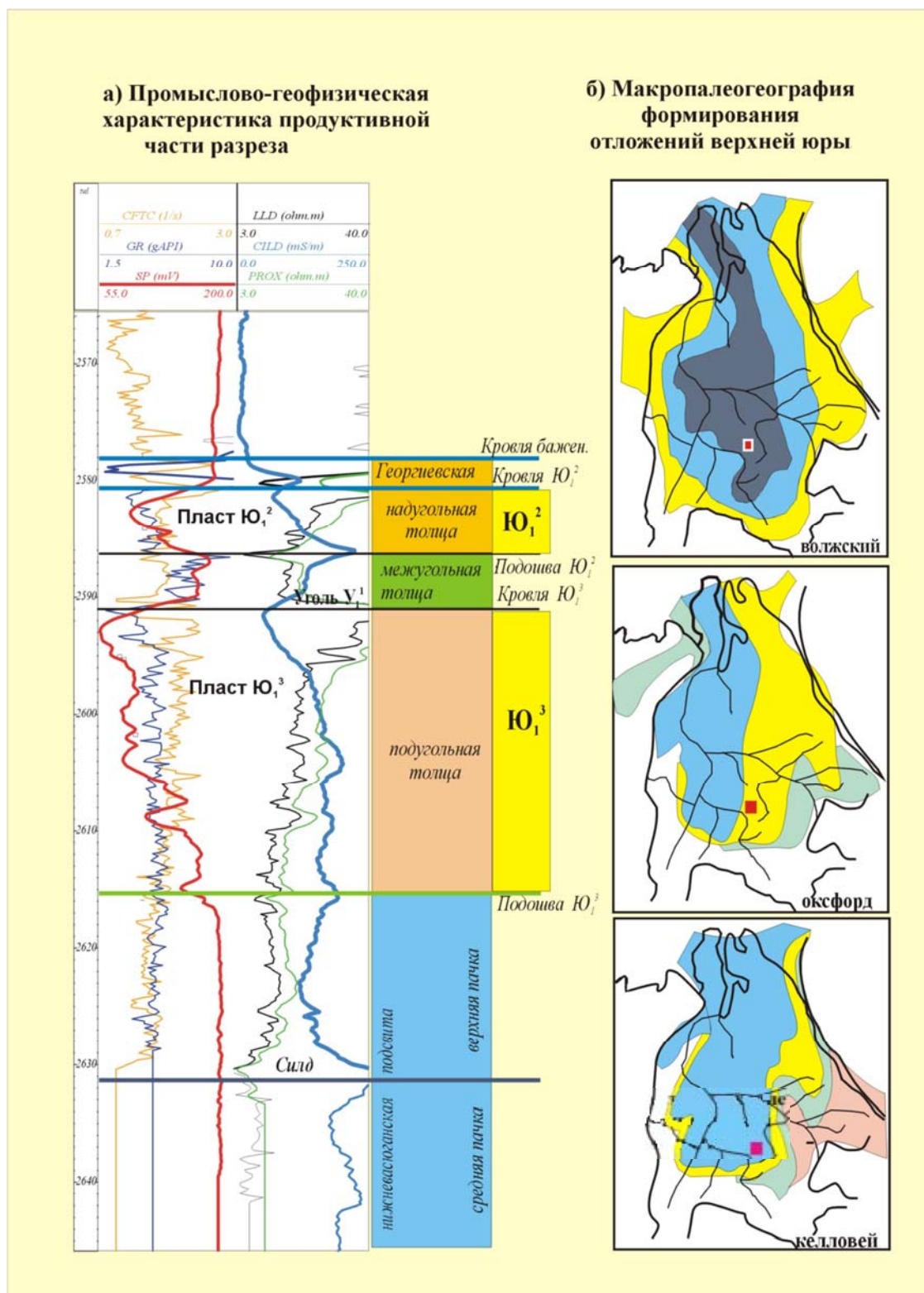


Рисунок 1 – Объекты изучения и характеристики реперных горизонтов, выявленных по комплексу каротажных диаграмм [12]

Основными породами, слагающие Георгиевскую свиту являются темно-серые глины с включениями фауны. Мощность свиты по разрезу всего месторождения составляет пару метров.

Баженовская свита представлена толщей темных битуминозных аргиллитов, имеющих прослойки различной природы (кремнистые, известковистые) и содержит включения фаун и фосфатные конкреции. Её мощность колеблется в пределах 20-30 м. Уникальность данной свиты выражается в том, что она с одной стороны является нефтематеринской и нефтепроизводящей толщей для верхнеюрских резервуаров, а с другой является региональной покрывкой для образованных залежей УВ.

Описанные выше толщи были однозначно выделены по ряду маркирующих горизонтов, присутствующих в осадочном разрезе. Выделение маркирующих горизонтов позволило идентифицировать пять толщ, заключенных между следующими реперными границами:

«глина» - «подошва Ю₁³» (подстилающая толща глин);

«подошва Ю₁³» - «кровля Ю₁³» (подугольная толща);

«кровля Ю₁³» - «подошва Ю₁²» (межугольная толща);

«подошва Ю₁²» - «кровля Ю₁²» (надугольная толща);

«кровля Ю₁²» - «баз-подошва» (георгиевская свита).

На основании данного расчленения разреза на толщи, далее были построены корреляционные схемы, а также составлены структурные карты поверхностей продуктивных пластов (Рисунок 2).

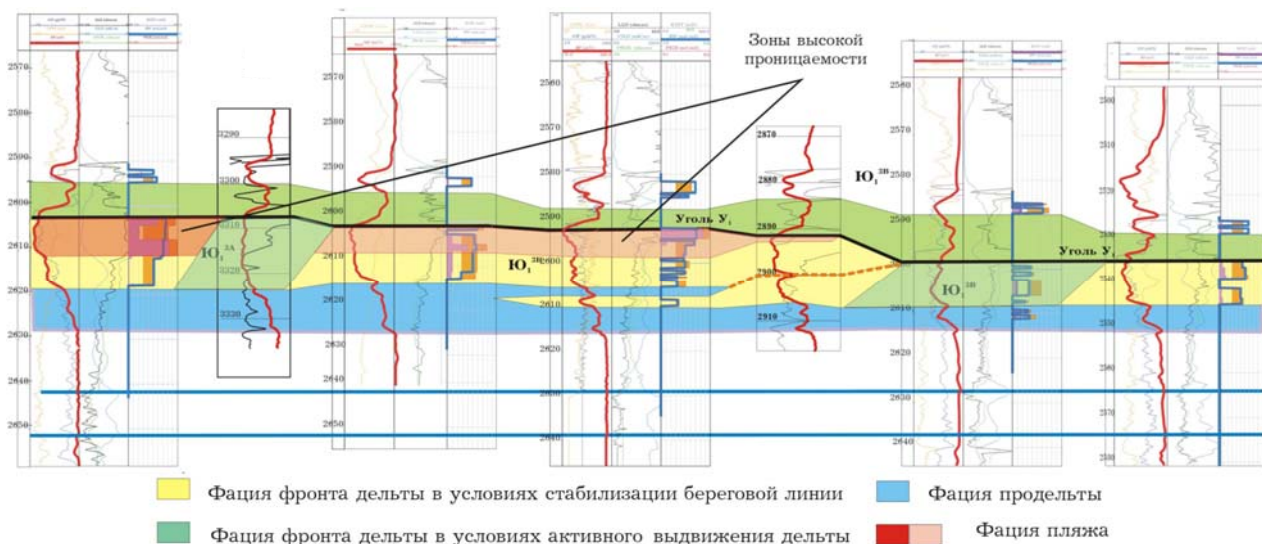


Рисунок 2 – Схема корреляции пласта Ю₁³ в области развития вдольбереговых песчаных баров [12]

Основные промышленные запасы рассматриваемой площади сосредоточены в пласте Ю₁³. Общая толщина пласта варьирует в пределах от 16 до 22 метров. Залежь пласта Ю₁² является возвратным объектом разработки и при дальнейшем анализе не рассматривается.

2.2 Седиментологическая модель пласта Ю₁³

Согласно представлениям, В. Б. Белозерова, а также ряда авторов [12, с. 27], по гранулометрической структуре пласт Ю₁³ относят к песчаникам регрессивного типа, для которых характерно увеличение зернистости осадков от подошвы к кровле. Ввиду особенностей литологического строения и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), выявленных при разведочном бурении и лабораторных исследованиях керна пласта, в северном блоке месторождения представлен литотип пород, имеющий следующую последовательность фильтрационной неоднородности по разрезу коллектора:

а) песчаная пачка с высокой проницаемостью (100 – 1000 мД), представленная в кровле пласта;

б) песчаная пачка со средней проницаемостью (1 – 100 мД), представленная в средней части пласта;

в) песчаная пачка с низкой проницаемостью (<1 мД), характерная для нижней части пласта.

В свою очередь, наличие на участке в кровельной части пласта хороших ФЕС относят его к подтипу 1а, описываемого литотипа (Рисунки 3-4). Более того, по литологическим особенностям строения, в песчаниках данного литотипа можно выделить три литофации:

- 1) Литофация мелкозернистых песчаников и алевролитов с горизонтальной и косой слоистостью, относящиеся к осадкам мелководного шельфа (подошвенная часть);
- 2) Литофация средне-мелкозернистого, массивного, среднестементированного песчаника с градационной и горизонтальной слоистостью и послойным нефтенасыщением, сформировавшегося в прибрежной части под влиянием вдольбереговых течений (средняя часть);
- 3) Литофация крупно-среднезернистого, массивного, слабостементированного песчаника, сформировавшегося в условиях пляжа под влиянием сильных вдольбереговых течений (кровельная часть пласта, со средней мощностью от одного до десяти м).

Приведенное разбиение на литофации выполнено по данным генетических диаграмм Р. Пасега и Г.Ф. Рожкова. Из анализа, выделенного литотипа, его подтипа и соответствующих им литофаций можно установить, что район образования залежей участка был сформирован в системе пляжевых валов (баров), что соответствует прибрежно-морской обстановке осадконакопления (Рисунок 5). Это подтверждается также воронкообразной формой кривой потенциала самопроизвольной поляризации (ПС).

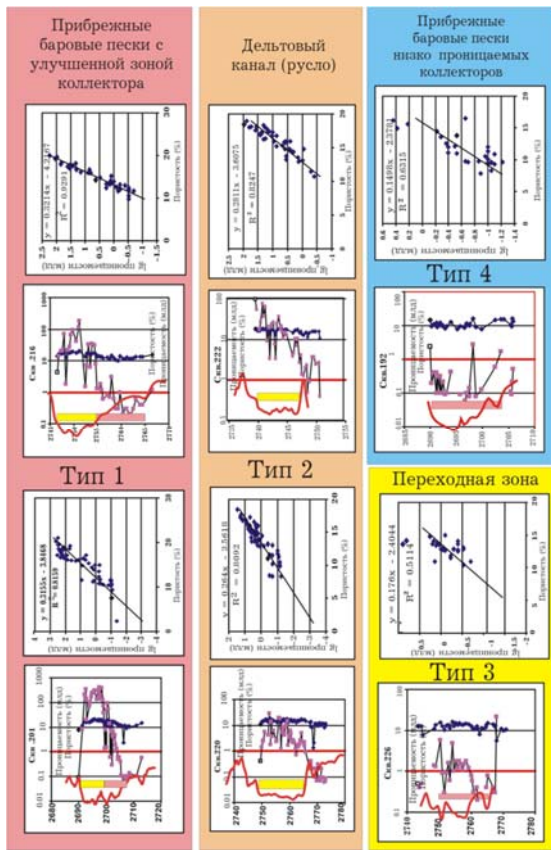


Рисунок 3 – Типы разрезов по месторождению D [12]

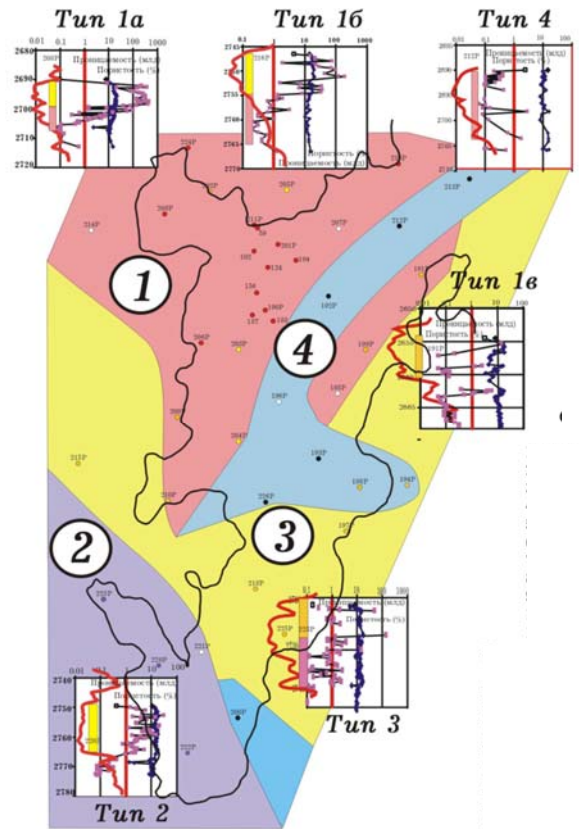


Рисунок 4 – Районирование территории месторождения D по типам ФЕС [12]

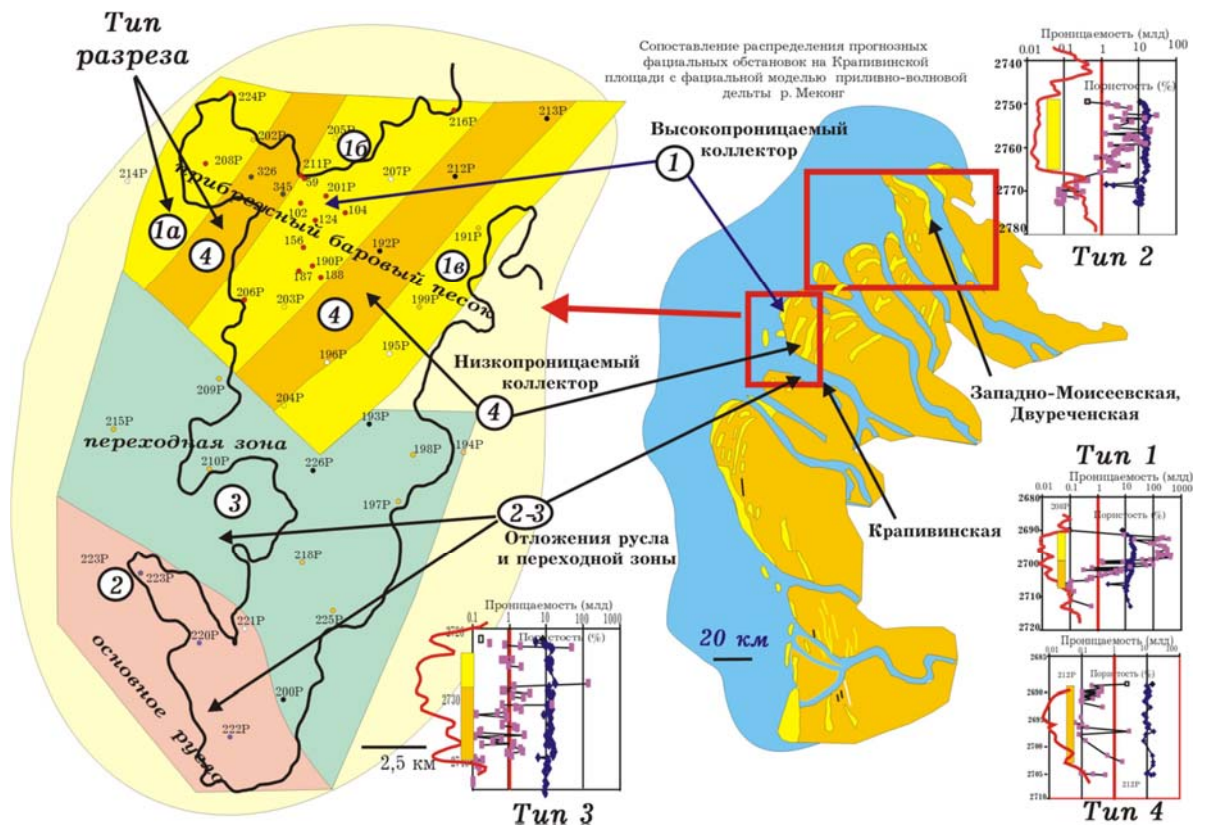


Рисунок 5 – Фациальная интерпретация строения пласта Ю₁³ [12]

Ввиду описанной седиментологической модели зону нефтегазоносности пласта Ю₁³ можно представлять как зону береговых баровых песчаников, для которой характерно чередование полосовидных участков улучшенных и ухудшенных свойств по площади с присутствием линий сложной конфигурации литологического замещения (Рисунок 5).

3 Физико- гидродинамическая характеристика коллекторов

Согласно общей методике, основой для количественной интерпретации данных ГИС является анализ данных лабораторных исследований керна с целью выявления основных особенностей литологии и петрофизических свойств образцов пород. Сам алгоритм интерпретации данных ГИС имеет стандартный вид и на данном участке был следующим:

- а) проведение поинтервальной привязки показаний кривых ГИС с точками керновых данных скважин;
- б) проведение отбора опорной скважин для дальнейшей нормализации показаний ГИС с других скважин на неё;
- в) определение подходящей модели глинистости (ПС, гамма каротаж (ГК));
- г) определение зависимости для кривой пористости;
- д) определение зависимости для кривой водонасыщенности;
- е) поиск зависимости для кривой проницаемости.

Как можно сделать выводы из геологического описания, породы-коллектора пласта Ю₁³ характеризуются высокой неоднородностью и сильным отличием ФЕС. В связи с этим, расчёт проницаемости по данным интерпретации пористости ГИС с использованием стандартной полулогарифмической зависимости пористость-проницаемость был неудовлетворительным.

$$\ln k = a + b\phi, \quad (1)$$

где $\ln k$ – логарифм проницаемости по керну, a, b – коэффициенты уравнения прямой, ϕ – пористость по керну.

Предполагается, что такие методы, основанные на регрессии, игнорируют разброс экспериментальных данных и таким образом отражают сглаженное распределение проницаемости. Это не позволяет воспроизводить реальной картины вариации параметра (например, высокопроницаемые пропластки). В качестве альтернативы был использован подход, основанный на гидравлических единицах потоках. Согласно [13] данный подход позволяет найти несколько характерных типов породы, которые были сформированы в подобных

седиментационных и диагенетических условиях, что выражается в близкой геометрии пор и ФЕС. Сама классификация гидравлических единиц основана на теории пористой среды как пучка капилляров. Такое допущение позволило получить теоретическое выражение для проницаемости модели идеального грунта, которое сочетает в себе уравнение Дарси и Пуазейля:

$$k = \frac{r^2}{8} \varphi_e, \quad (2)$$

где r – радиус пор, φ_e – эффективная пористость.

Такое простое выражение показывает, что радиус и форма пор являются фактором пропорциональности между пористостью и проницаемостью. Позднее, Кармен и Козени получили модифицированное соотношение для более реалистичной пористой среды за счёт применения среднего гидравлического радиуса пор, выраженного через удельную поверхность пор и фактор извилистости поровых каналов:

$$k = \frac{\varphi_e^3}{(1 - \varphi_e)^2} \cdot \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2}, \quad (3)$$

где F_s – параметр формы, τ – параметр извилистости, S_{gv} – площадь поверхности пор на единицу объема.

Однако, группа $F_s \tau^2$ известная как константа Козени, является неизвестной для конкретных типов пород и не учитывает величину удельной поверхности породы S_{gv} . Поэтому, вместо неё используется индикатор *гидравлического типа коллектора* FZI , включающий в себя основные параметры геометрии порового пространства. Также, с ним применяется дополнительный параметр *индекса качества коллектора* RQI (*Reservoir Quality Index*), который описывает средний гидравлический радиус поровых каналов:

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}}, \quad (4)$$

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\varphi_e}}, \quad (5)$$

где 0,0314 – коэффициент для промысловых систем единиц (mD).

В сокращенном виде (3) выглядит как формула (6) или (7).

$$RQI = \varphi_z \cdot FZI \quad (6)$$

$$\ln RQI = \ln \varphi_z + \ln FZI, \quad (7)$$

$$\text{где } \varphi_z = \frac{\varphi_e}{1 - \varphi_e}$$

При графической интерпретации, FZI определяются отсечением по оси RQI при $FZI = 1$ на графике RQI vs FZI в билогарифмических координатах. На графике они лежат на параллельных прямых. Эти линии и есть отдельные гидравлические единицы потока, охарактеризованные своим значением FZI . Поэтому, поиск зависимости, позволяющей выполнить расчёт кривой проницаемости может быть выполнен по формуле, представленной ниже:

$$k = 1014 \cdot (FZI)^2 \cdot \frac{\varphi_e^3}{(1 - \varphi_e)^2}, \quad (8)$$

Таким образом, можно видеть, что для каждого выделенного типа коллектора существует взаимосвязь между статическими (распределение пористости по размеру пор) и динамическими параметрами (абсолютная и фазовая проницаемости, функция капиллярного давления). Таблица 1 отражает средние характеристики каждого типа коллектора, а Таблица 2 содержит интерпретированные с ГИС данные по коллекторским свойствам.

Таблица 1 – Средние характеристики гидравлических единиц потока коллекторов

Тип коллектора	<i>FZI</i> , мин	<i>FZI</i> , среднее	Средняя пористость, д.е.	Средняя абс. проницаемость (по воде), мД	Седиментологическая характеристика
1	3,5	4	0,207	300	Среднезернистые песчаники, хорошо отсортированные; фация гребневой части вдольберегового бара
2	2,5	3	0,191	100	
3	1,7	2,1	0,182	40	Средне-мелкозернистые песчаники; фация гребневой части вдольберегового бара
4	1,2	1,4	0,172	17	Мелко-среднезернистые песчаники с послойной нефтенасыщенностью; фация склона баровых тел
5	0,6	0,9	0,167	6	Мелкозернистые песчаники и алевролиты с прослойками глинисто-углистого детрита
6	0,4	0,5	0,139	1,3	Песчано-алеврито-глинистые породы
7	0,2	0,3	0,129	0,3	Фация зон волнения; присутствие разного типа слоистости
8	0	1,8	0,113	0,05	Алеврито-глинистые породы

Таблица 2 – Коллекторские свойства пласта Ю₁³

Пласт	Значения	Общая толщина, м	Эффект. Толщина, м	ϕ , %	S_w , %	k , мД
Ю ₁ ³	мин	4,7	3,8	14	21	4
	макс	20,2	19,1	18	100	228,4
	сред	13,2	10,6	16	55	27,2

4 Методы исследования анизотропии

В стандартной интерпретации, фильтрационная анизотропия рассматривается как соотношение горизонтальной (k_h) и вертикальной проницаемости (k_v) [14]. Хорошо известно и установлено, что, как правило, горизонтальная составляющая параметра преобладает по отношению к вертикальной [15]. Вдобавок, множество данных отражают, что изменение фильтрационных свойств имеет разный характер проявления также в самой горизонтальной плоскости [16].

Такие результаты привели к необходимости пересмотра основного закона движения жидкостей и газов в пористой среде – уравнения Дарси. Дарси открыл свой закон в 1856 году, проводя серию экспериментов по изучению движения потока жидкости при фильтрации через поровое пространство цилиндрического песчаного образца породы. В качестве силы, действующей на флюид он использовал гравитацию. Однако, в современных лабораториях используют насосы. Схематично, эксперимент Дарси представлен на Рисунок 6 ниже.

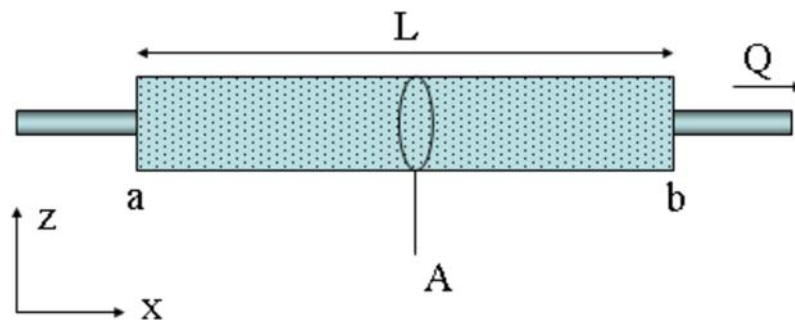


Рисунок 6 – Принципиальная схема эксперимента Дарси [17, с.5]

где L – размер цилиндрического песчаного образца (м), a , b – величина поперечного сечения образца (м), A – площадь образца (м²), Q – объемный расход жидкости (м³/с).

В результате своего эксперимента Дарси получил экспериментальную зависимость, выражающую связь скорости фильтрации флюида от градиента

давления. Его дифференциальная форма для одномерного случая может быть представлена в следующем виде:

$$V = \left(\frac{Q}{A}\right) = -\frac{k \Delta P}{\mu L} = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial x}\right), \quad (9)$$

где V – скорость фильтрации ($м/с$), k – коэффициент проницаемости, являющийся динамической характеристикой пористой среды и независимый от свойств флюида ($мД$), ΔP – перепад давления, созданный на концах образца ($Па$), μ – абсолютная вязкость флюида ($мПа·с$).

Минус в формуле показывает, что направление движения флюида является противоположным положительному направлению градиента давления. Основные допущения, принимаемые для вывода данного выражения:

- а) Ламинарный или «ползущий» режим течения флюида;
- б) Порода на сто процентов насыщена одним флюидом;
- в) Флюид химически не взаимодействует с породой;
- г) Порода является гомогенной и изотропной.

Позже было установлено, что такую же зависимость можно получить путём осреднения уравнения Навье-Стокса, являющегося одним из важнейших уравнений гидродинамики.

Из курса математического анализа, известно, что градиент есть вектор, который своим направлением указывает направление наибольшего роста физической величины. Градиент может быть записан как векторная операция в следующем виде:

$$\bar{\nabla} = \frac{\partial}{\partial x} \bar{i} + \frac{\partial}{\partial y} \bar{j} + \frac{\partial}{\partial z} \bar{k}, \quad (10)$$

где $\bar{i}, \bar{j}, \bar{k}$ – единичные векторы.

Данная операция может быть проведена над скалярной величиной такой как давление, p :

$$\bar{\nabla} P = \frac{\partial P}{\partial x} \bar{i} + \frac{\partial P}{\partial y} \bar{j} + \frac{\partial P}{\partial z} \bar{k}, \quad (11)$$

где $\bar{i}, \bar{j}, \bar{k}$ – единичные векторы,

Из формулы (11) можно видеть, что величина $\bar{\nabla}P$, есть в действительности вектор градиентов давления в направлении x, y, z (Рисунок 7). Тогда её можно переписать в следующей форме:

$$\bar{\nabla}P = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial x} \bar{i} \\ \frac{\partial P}{\partial y} \bar{j} \\ \frac{\partial P}{\partial z} \bar{k} \end{pmatrix} \quad (12)$$

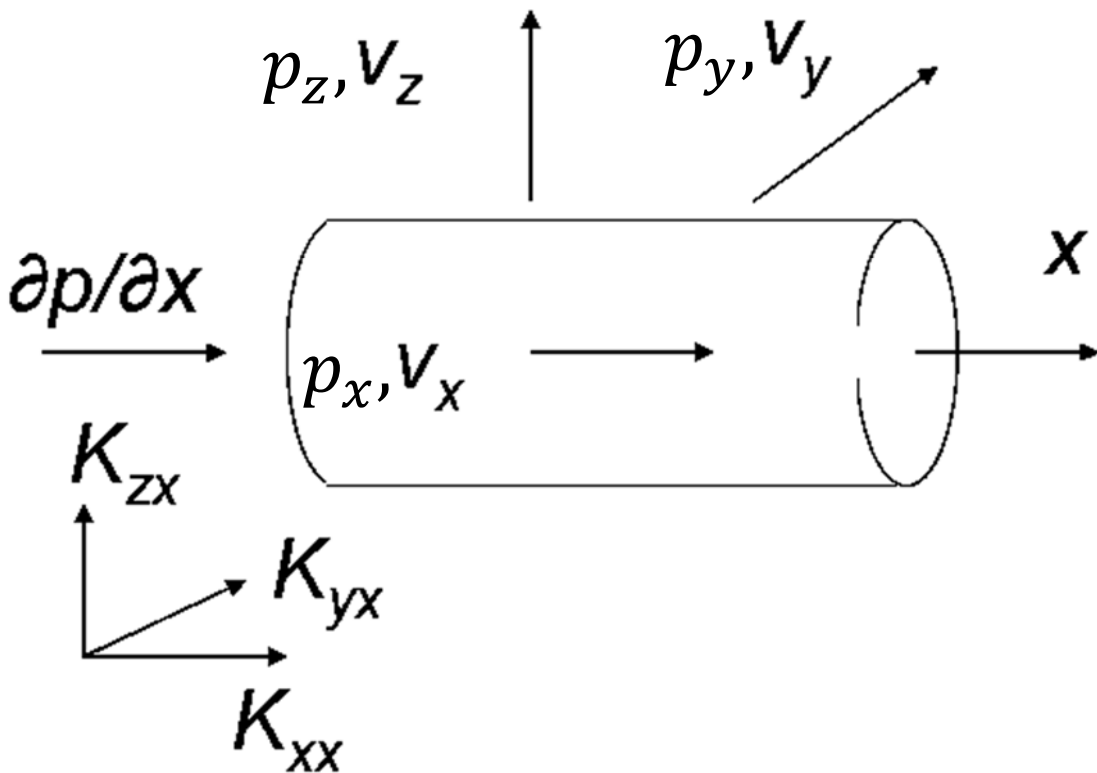


Рисунок 7 – Направления векторов скоростей фильтрации и градиентов давления [17, с.7]

Из описанного выше следует, что вектор проницаемости есть величина векторная и её изменение происходит в трёх взаимно ортогональных направлениях. Это даёт возможность описывать данную величину как тензор, имеющего третий порядок и рассматривать его как прямоугольный параллелепипед:

$$\bar{k} = \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix}, \quad (13)$$

где k_{xx} , k_{yy} , k_{zz} – элементы главной диагонали матрицы, являющиеся ортогональными к плоскостям параллелепипеда, называются нормальными составляющими вектора проницаемости; оставшиеся 6 значений есть касательные компоненты векторов проницаемости и являются симметричными элементами (Рисунок 8).

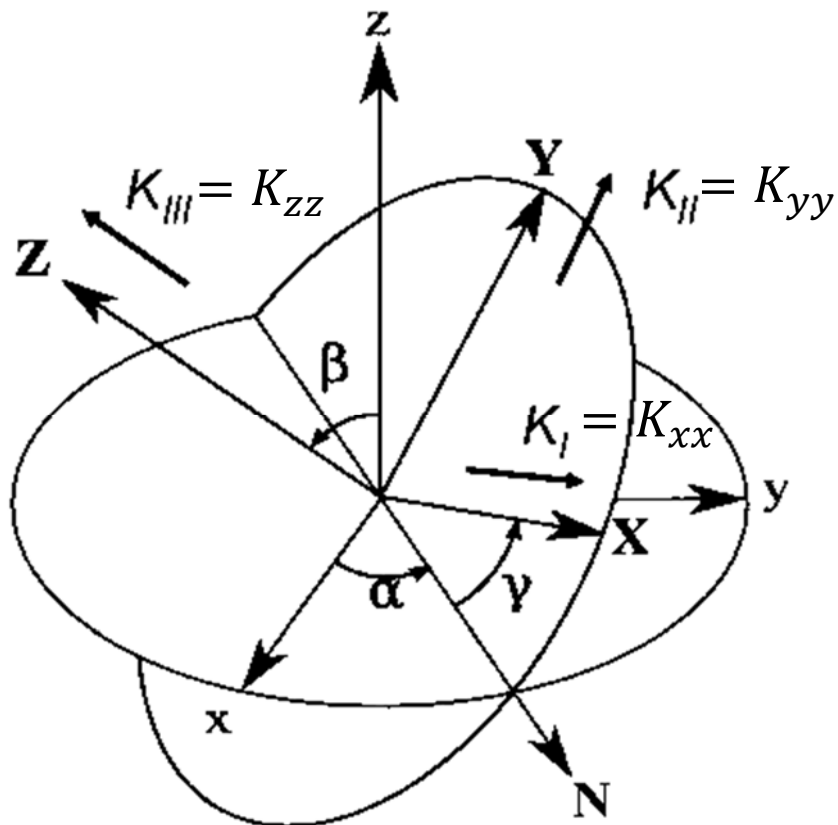


Рисунок 8 – Направление нормальных и тангенциальных составляющих тензора проницаемости [17, с. 10]

Таким образом, произведение проницаемости и градиента давления в законе Дарси могут быть записаны следующим образом:

$$\begin{aligned} \bar{k} \cdot \bar{\nabla} P &= \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial x} \bar{i} \\ \frac{\partial P}{\partial y} \bar{j} \\ \frac{\partial P}{\partial z} \bar{k} \end{pmatrix} = \\ &= \begin{bmatrix} k_{xx} \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right) + k_{xy} \left(\frac{\partial P}{\partial y} \right) + k_{xz} \left(\frac{\partial P}{\partial z} \right) \\ k_{yx} \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right) + k_{yy} \left(\frac{\partial P}{\partial y} \right) + k_{yz} \left(\frac{\partial P}{\partial z} \right) \\ k_{zx} \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right) + k_{zy} \left(\frac{\partial P}{\partial y} \right) + k_{zz} \left(\frac{\partial P}{\partial z} \right) \end{bmatrix}, \end{aligned} \quad (14)$$

Однако, описание явления анизотропии с помощью такого математического представления проницаемости пока является крайне затруднительным. Это связано с тем, что явление анизотропии проницаемости совершенно недостаточно изучено с позиции теории, причин возникновения, механизма проявления связи геологических и петрофизических особенностей и практической значимости для разработки месторождений [9].

Поэтому, в общем случае, принимается упрощенное представление, суть которого заключается в предположении вектора проницаемости как тензора второго порядка:

$$\bar{k} = \begin{bmatrix} k_{ii} & k_{ij} \\ k_{ji} & k_{jj} \end{bmatrix}, \quad (15)$$

где i, j – индексы, характеризующие определенное направление вектора (x, y, z) . Допущением здесь также является то, что касательные составляющие $k_{ij} = k_{ji} = 1$ (Рисунок 9).

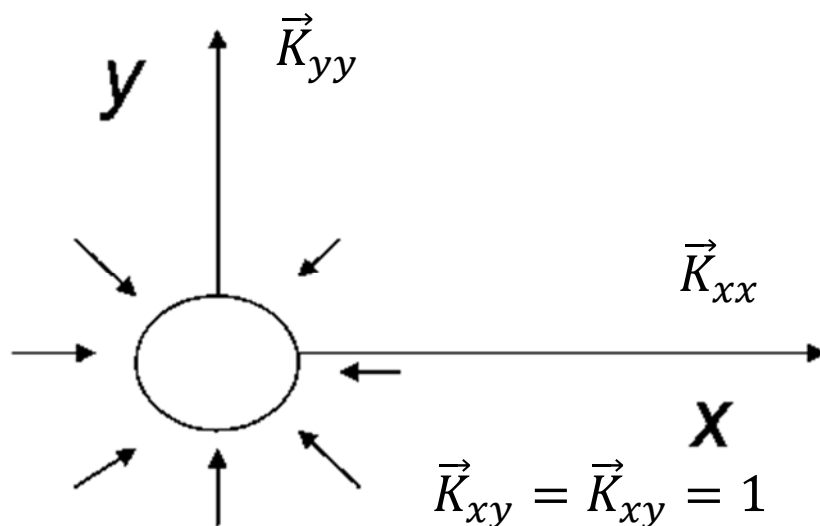


Рисунок 9 – Упрощенное представление об анизотропии проницаемости [17, с.12]

Внесение описанных допущений является мерой вынужденной, но, тем не менее, уже позволяющей проводить исследования явления, подкрепленного достаточно хорошей математической основой.

Некоторые авторы связывают явление анизотропии проницаемости с литолого-петрофизической неоднородностью пород коллекторов. Под ней, в общем случае, понимается существование согласованных изменений в структуре и текстуре горной породы, которые определенно ориентированы в пространстве. На данный момент, достаточно уверенно известно, что создание таких согласованных изменений происходит по двум причинам: взаимодействие нескольких обстановок осадконакопления при формировании резервуара и влияние последующих постседиментационных процессов.

Формирование резервуара в различных обстановках осадконакопления имеет ключевое влияние на конечную структуру и текстуру, слагающих его пород. Это связано как с типом материала осадка зёрен, так и с их размером и сортировкой. Последние имеют прямую зависимость от величины энергии, под которой происходит их перемещение от места их формирования до места осаждения. Известно, что основным транспортировщиком осадков является вода. Именно направление движения основного потока измельчает, дробит,

сортирует и вытягивает зёрна в определенном направлении. Это приводит к тому, что направление осадка, которое соответствует направлению вытянутости зёрен имеет в конечном счёте улучшенные фильтрационные свойства, чем в ортогональном. При смене обстановки осадконакопления, происходят серьезные изменения в литолого-петрофизическом состоянии. Однако, такие процессы не являются мгновенными и происходят длительное время. После формирования резервуара, его дальнейшее погружение может сопровождаться значительным проявлением вторичных процессов, что также будет влиять на состояние литологии. Такими процессами могут являться тектонические движения, приводящие к деформации пород, процессы воздействия химических веществ, цементация, карбонитизация и т.д. Все рассмотренные явления формируют конечные неоднородные фильтрационные характеристики горных пород, что и проявляется в явлении анизотропии проницаемости.

Таким образом, явление анизотропии проницаемости является важным и весьма сложным. Его можно характеризовать как направленностью, так и масштабом своего проявления.

4.1 Керновые данные

В работе рассматривались результаты микроскопических исследований литологических особенностей, которые проводились на шлифах и выпиленных плагах, изготовленных из палеомагнитно ориентированных породах. Известно, что текущая намагниченность горных пород есть сумма естественной остаточной намагниченности и вязкой намагниченности (Рисунок 10). Сутью первой является первоначальная намагниченность образца, сутью второй является накопленная породой намагниченность, действующей на породу с последней инверсии магнитного поля (около 780 тысяч лет назад). Палеомагнитное ориентирование керна происходит в несколько этапов.

а) Выполняется подготовка образцов, прошедших геологическую ревизию в кернохранилище. Для этого, проводится ввод произвольной системы

координат для последующих магнитных измерений, в которой ось X направлена в плоскость торцевой части керна по горизонтальной линии проекции видимой слоистости, ось Y направлена ортогонально вправо, ось Z – по образующей вниз.

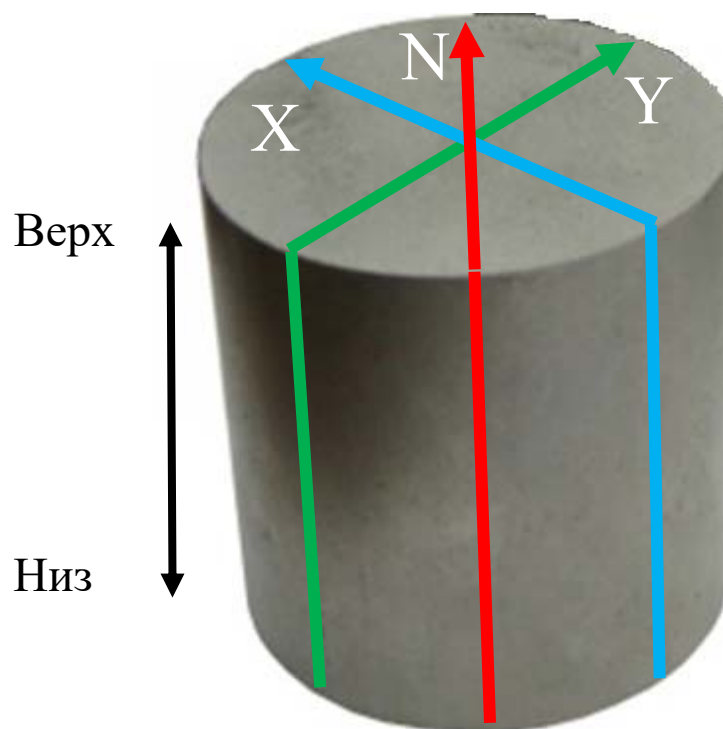


Рисунок 10 – Палеомагнитное ориентирование, где X, Y, Z – условная система координат образца, N – направление вязкой намагниченности в плоскости магнитного меридиана [18]

б) Подготавливается астатический магнитометр и проводятся измерения остаточной намагниченности в плоскости XY при определенном шаге поворота (10^0). Таким образом, выясняется анизотропия магнитной восприимчивости.

в) Далее проводится поэтапная магнитная чистка образцов и последующее терморазмагничивание, что позволяет устранить вязкую компоненту естественной остаточной намагниченности и намагниченность, полученную в лаборатории, при транспортировке, хранении и обработке.

г) Затем, совершается вычисление векторных разностей для оценки влияния современного геомагнитного поля и учёт этой величины в вычислениях;

д) Заключительным шагом является построение кривых распределения магнитоэлектрических, физико-механических свойств и анализ диаграмм

остаточной намагниченности (J_n), магнитной восприимчивости (α), фактора Кенигсбергера (Q), коэффициентов анизотропии магнитной восприимчивости (K_m) и упругих (K_u) свойств, плотности пород, скорости прохождения волн в исследуемых породах, по которым происходит окончательная переориентировка зерна. В дальнейшем, данные измерений магнитной восприимчивости отражаются в полярных проекциях распределения магнитных свойств в условной системе координат, по которым устанавливается неоднородность магнитных свойств. Полученная картина аппроксимируется эллипсом, по форме которого устанавливаются направления лучшей и худшей магнитной восприимчивости, совпадающих с направлениями улучшенных и ухудшенных фильтрационных свойств. Направление улучшенных свойств приурочено к большей оси эллипса, направление ухудшенных свойств – к меньшей оси. Аппроксимация с помощью эллипса является возможной ввиду ранее представленной математической основы явления анизотропии проницаемости, а именно, как величины тензорной.

После подготовки предварительно ориентированных образцов зерна происходит выпиливание шлифов и плавов для дальнейших литологического и лабораторных анализов. При литологическом анализе, устанавливаются основные особенности литологии, в частности, удлиненность и уплощенность зёрен пород, что также позволяет подтвердить направление улучшенных и ухудшенных фильтрационных свойств. Кроме этого, выявляются другие причины анизотропии: слоистость, следы ряби, сложное фациальное строение и пр. По итогу литологического анализа, возможно построение стереограмм направленности удлиненных зёрен, которые также аппроксимируется эллипсом (Рисунок 11). Выпиливание плавов с определенным шагом, возможно проводить в двух горизонтальных проекциях с целью измерения объема фильтрационных потоков в двух взаимно ортогональных направлениях. Такой эксперимент позволяет установить разность объемов прошедших жидкостей и количественно оценить величину анизотропии проницаемости. Количественное значение вертикальной анизотропии находится при исследованиях на выпиленных

шлифах керновых образцов с пропусканием жидкостей через торцевую сторону (перпендикулярно при горизонтальном напластовании). Таким образом, исследование анизотропии проницаемости на керновых данных показывает, как направление анизотропии, так и её величину в микромасштабе.

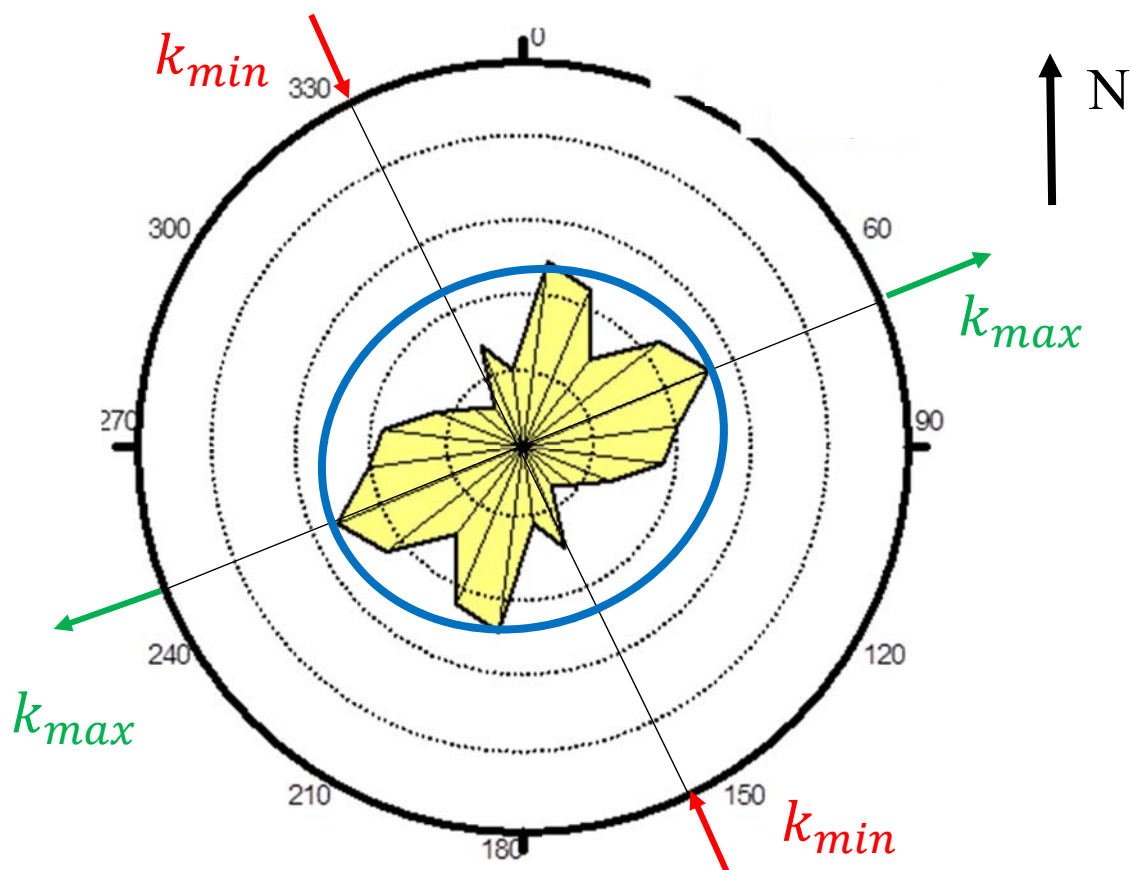


Рисунок 11 – Стереодиаграмма направленности удлиненных зёрен на примере керновых данных скважины D12

4.2 Трассерные исследования

Целью трассерных исследований скважин (индикаторные) является определение присутствия фильтрационных каналов в пласте, имеющих anomalно низкое сопротивление к фильтрации. Данный метод позволяет определить мероприятия по геолого-техническим работам и установить эффективность текущей системы разработки объектов [19]. Само исследование заключается в вводе определенного специального реагента в контрольную

нагнетательную скважину, который вытесняется к проверочным добывающим скважинам. Движение реагента к добывающим скважинам возможно только при существовании бесперебойной подачи воды в нагнетательной скважине (Рисунок 12). Одновременно, на устьях добывающих скважин проводится отбор проб с целью выявления наличия и количества трассерного индикатора. Результаты исследования позволяют оценить гидродинамическую сообщаемость между добывающими и нагнетательными скважинами, определить эффективность охвата залежи заводнением и, тем самым, выявить направление анизотропности свойств в макромасштабе.

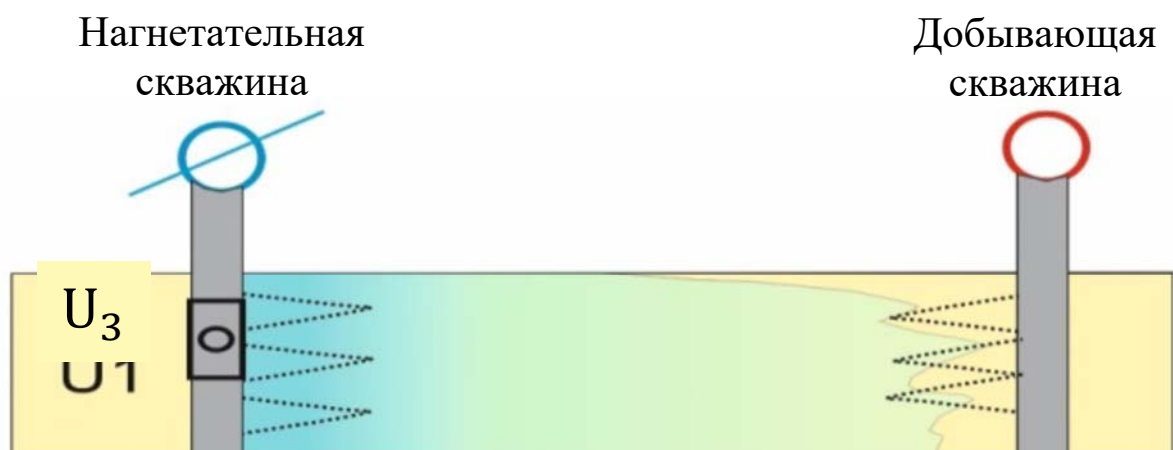


Рисунок 12 – Принципиальная схема проведения трассерных исследований

Кроме этого, по результатам исследования определяют:

- а) наличие перетоков между пластами;
- б) герметичность зон пласта;
- в) распределение потоков фильтрации в пласте;
- г) эффективность некоторых способов повышения нефтеотдачи пласта и др.

Для оценки результативности принимаемых мер по улучшению разработки, спустя 8-10 месяцев проводятся дополнительные исследования, которые указывают на уровень устойчивости примененных технологий к степени жёсткости заводнения, размыву воды и т.д.

4.3 Каротажные данные (ГИС)

Применение стандартного комплекса ГИС при изучении геологического строения месторождения является ключевым типом операций. Это один из основных источников о строении и свойствах месторождения. Как можно предположить, применение каротажных данных как метода исследования анизотропии проницаемости является весьма интересным и перспективным способом. Это связано с тем, что на стадии разведки, и тем более на других стадиях разработки, количество данных ГИС во много раз превышает объем керновых данных. Более того, керновые данные характеризуются ограниченностью интервала проходки и выносом керна на поверхность. Такая дискретность по вертикальному разрезу и его малый масштаб не может в полной мере обеспечить понимание и поиск величины анизотропии проницаемости. Хотя данные ГИС также имеют дискретный характер данных по площади, они являются непрерывными по разрезу и могут дать намного больше информации. Для исследования самого явления анизотропии необходим такой набор каротажей, который позволил бы выделить породы всех литологических разностей, пропластков и прослоев, а также определить все необходимые фильтрационно-емкостные свойства. Такой комплекс каротажей может быть представлен следующим набором: стандартный каротаж ПС, радиоактивный каротаж (ГК, нейтрон-нейтронный каротаж (ННК)) и плотностной каротаж (гамма-гамма каротаж – плотностной (ГГК-П)). Проведение петрофизической интерпретации данных этих каротажей позволит применить предлагаемую ниже методику по определению параметров анизотропии.

Согласно методике автора [20], основным критерием определения направления и величины анизотропии может быть использован градиент (скорость изменения) проницаемости продуктивного пласта. Для этого необходимо выполнить процедуры, описываемые ниже.

а) Вычислить средние значения коэффициентов проницаемости рассматриваемого продуктивного пласта во всех скважинах, где он присутствует.

В данной работе, это было возможно сделать сразу по исходным интерпретированным кривым проницаемости.

б) Провести построение сеточной модели (карты) средних значений проницаемости.

Полученные средние значения коэффициентов проницаемости, являясь точечными данными, далее интерполируются в межскважинное пространство. Таким образом, происходит построение карты средних значений проницаемости.

в) По направлениям X (DX) и Y (DY) вычислить первую производную проницаемости и рассчитать угловые характеристики полученных векторов по формулам, представленным на Рисунке 13Рисунок 13.

Вычисляемые значения, позволяют далее описывать пласт с позиции пространственной неоднородности фильтрационных свойств или анизотропии проницаемости. Автором методики отмечается, что анизотропия проницаемости есть величина равновеликая по противоположным направлениям, что в свою очередь, даёт возможность вновь использовать эллиптическую аппроксимацию данных.

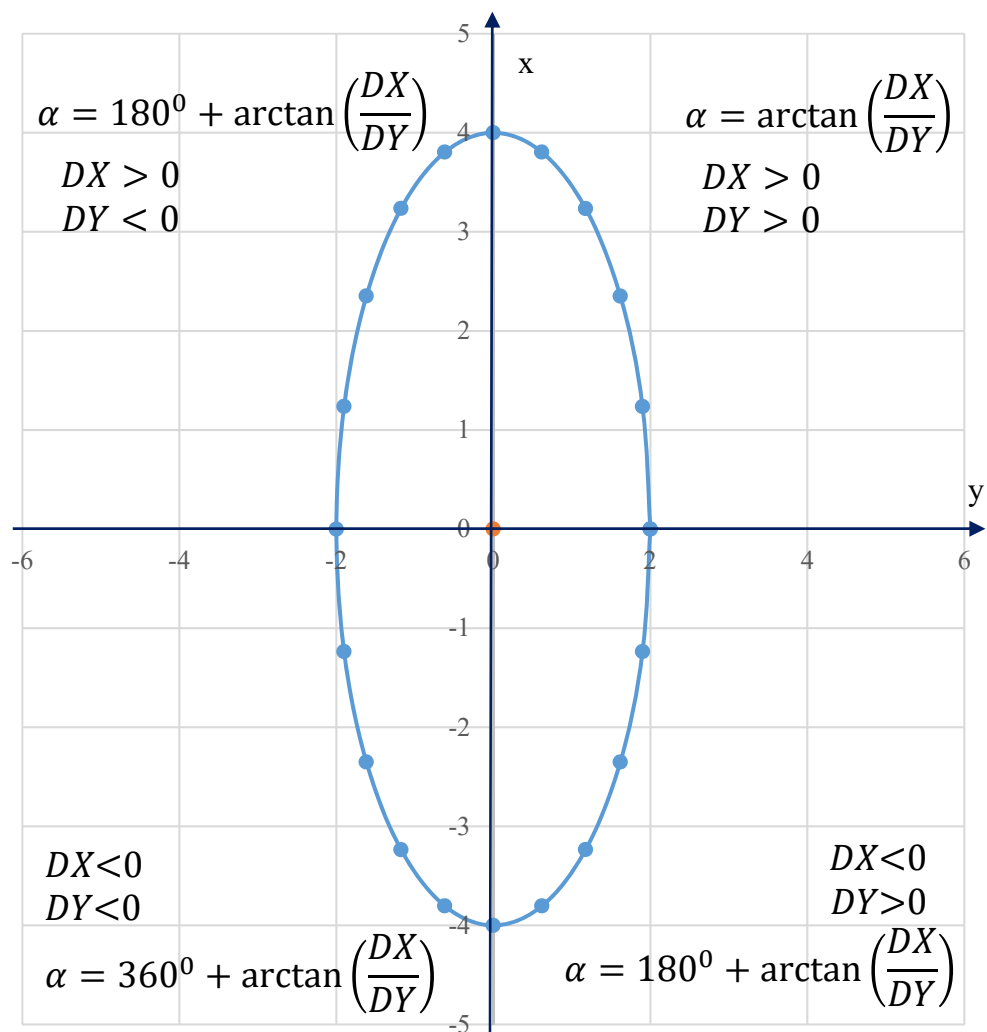


Рисунок 13 – Схематичное представление расчёта угловых характеристик

д) Построение гистограммы распределения.

Полученные на предыдущем шаге данные, можно сортировать по частоте попадания значений угловых характеристик в 5 - 10-ти градусные диапазоны, что позволит провести построение гистограммы распределения. По её оси X откладываются азимутальные значения, по оси Y – частоты попадания угловых характеристик. Сегмент, имеющий наибольшее количество попаданий будет характеризовать направление максимальной анизотропии проницаемости, в то время как с наименьшим – направление минимальной анизотропии проницаемости. Соотношение этих осей и будет являться количественным значением анизотропии проницаемости.

5 Построение геологической и гидродинамической моделей объекта

5.1 Геологическое моделирование

Как было отмечено ранее, все работы по моделированию выполнялись в ПО Petrel Schlumberger. Для построения модели пласта были использованы следующие входные данные:

- 1) Координаты положения устьев двадцать одной скважин и их альтитуды;
- 2) Инклинометрия скважин;
- 3) Структурная карта подошвы Баженовской свиты, полученная по сейсмическим данным;
- 4) Отбивки пласта Ю₁³, выявленные по каждой скважине;
- 5) Интерпретированные каротажные данные.

Процесс геологического моделирования состоит из четырех стадий:

- 1) Структурное моделирование и построение ячеистой модели;
- 2) Фациальное моделирование;
- 3) Петрофизическое моделирование;
- 4) Моделирование флюидонасыщения.

5.1.1 Структурное моделирование

Первым шагом при структурном моделировании являлся загрузка каждой скважины по заданным координатам и инклинометрии. Далее проводилось создание структурной карты поверхности, которая затем проецировалась по отбивкам пласта Ю₁³. Сама структурная карта создавалась с помощью метода интерполяции и была обрезана по размеру рассматриваемого участка.

На втором шаге построения модели проводилось построение ячеистой модели. Размер ячеек по горизонтали был выбран 50x50 метров ввиду малых размеров рассматриваемого участка. Размер ячеек по вертикали составил 0,5

метров. Такая величина позволяет не упустить малые пропластки при фациальном моделировании данных ГИС. Сам размер был выбран посредством анализа диапазона значений от 0,2 до 0,7 метров, по результатам которого размер ячеек в вертикальном направлении равный 0,5 метров оказался оптимальным как по качеству выделения пропластков, так и для дальнейших расчётов.

В заключение, можно отметить, что размер созданной ячеистой модель составил 5х5 километров по горизонтали и 21,8 метров по вертикали. Количество ячеек составило 1.040.000 ячеек.

5.1.2 Фациальное моделирование

Согласно исходным данным, интерпретированные каротажные данные содержали в себе разбиение на фации по гидродинамическим единицам потока. Данные по их петрофизическим свойствам отражены в Таблице 1 раздела 3. Для построения фациальной модели был использован метод Truncated Gaussian simulation, применяемый как метод хорошо характеризующий гетерогенные резервуары и обстановки, имеющие неравномерное чередование петрофизических свойств, что справедливо для описываемой обстановки прибрежных баровых песчаников [21]. Далее, согласно общим правилам, происходило создание куба фаций через определение параметров вариограмм. Сами параметры отражены в Таблице 3 ниже и были взяты как рекомендуемые параметры [12]. Параметры вариограмм для моделирования самих фаций подбирались в соответствии с их процентом, представленным по всей мощности пласта (Таблица 4). Фация восемь является фацией, представляющей неколлектор (Рисунки 14-15).

Таблица 3 – Параметры вариограммы для фациального моделирования

Пласт	Тип вариограммы	Корреляционная длина, м
Ю ₁ ³	Главная (major)	18000
	Второстепенная (minor)	17800
	Вертикальная (vertical)	33,36

Таблица 4 – Параметры вариограмм для каждой фации

Фация	Процент от мощности, %	Мощность, м	Ранг, м	Наггет, м
1	2,34	0,498	0,998	0,0001
2	1,7	0,362	0,714	0,0001
3	4,84	1,029	1,265	0,0001
4	6,26	1,332	1,363	0,0001
5	12,51	2,661	3,302	0,2586
6	6,96	1,480	2,081	0,2279
7	23,68	5,036	6,432	0,3239
8	41,71	8,872	12,388	-

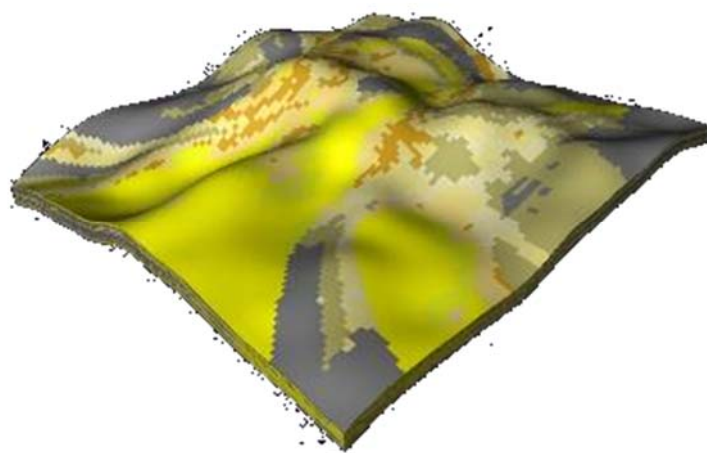


Рисунок 14 – Фациальная модель пласта Ю₁³

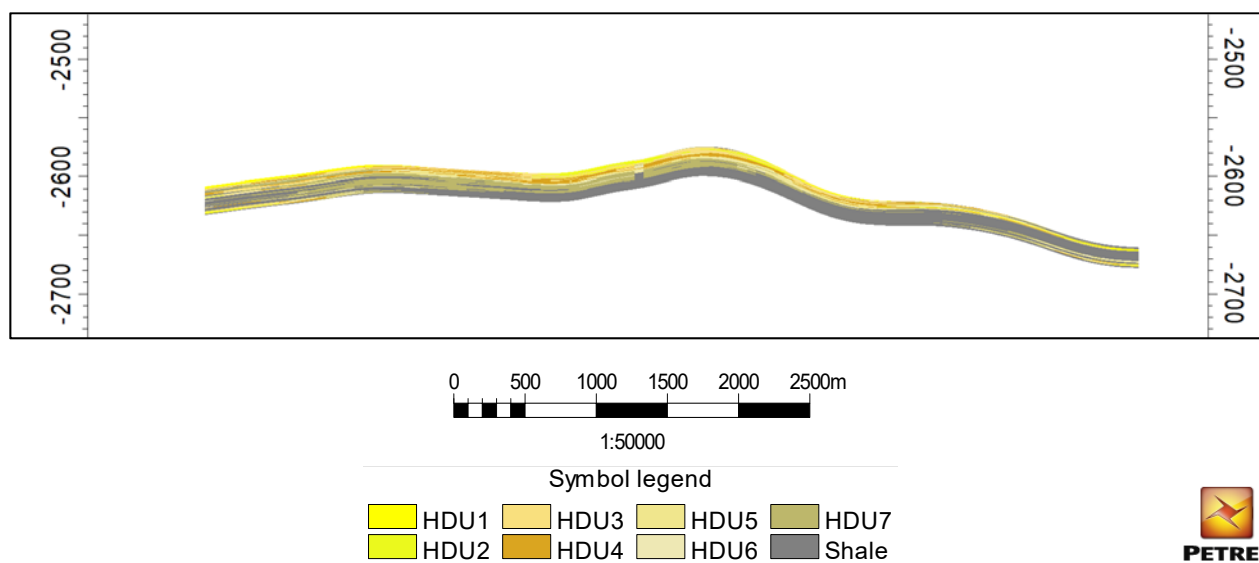


Рисунок 15 – Поперечный разрез пласта Ю₁³

5.1.3 Петрофизическое моделирование

При петрофизическом моделировании создаются кубы пористости и проницаемости. До создания куба пористости, первоначально, выполнялся апскейлинг каротажа пористости на ячеистую модель. Для неколлектора при этом, назначалось нулевое значение пористости. Создание самого куба пористости проводилось методом Sequential Gaussian simulation, который является стандартным методом моделирования пористости. Параметры вариограмм по каждой фации подбирались аналогично фациальному моделированию (Таблица 5).

Таблица 5 – Параметры вариограмм пористости для каждой фации

Фация	Процент от мощности, %	Мощность, м	Ранг, м	Наггет, м
1	2,34	0,498	0,626	0,0001
2	1,7	0,362	0,737	0,0001
3	4,84	1,029	1,305	0,0001
4	6,26	1,332	1,53	0,0001
5	12,51	2,661	3,218	0,2586
6	6,96	1,480	1,753	0,2279
7	23,68	5,036	4,117	0,3239
8	41,71	8,872	12,234	-

Создание куба проницаемости было выполнено по эмпирическим зависимостям проницаемость-пористость, соответствующих кривых ГИС (Таблица 6).

Таблица 6 – Уравнения для расчёта проницаемости

Фация	Эмпирические зависимости
1	$k_1 = 5.874 \cdot e^{17.697 \cdot \phi}$
2	$k_2 = 3.4296 \cdot e^{17.479 \cdot \phi}$
3	$k_3 = 1.1193 \cdot e^{19.475 \cdot \phi}$
4	$k_4 = 0.4723 \cdot e^{19.78 \cdot \phi}$
5	$k_5 = 0.2179 \cdot e^{19.275 \cdot \phi}$
6	$k_6 = 0.0698 \cdot e^{19.094 \cdot \phi}$
7	$k_7 = 0.0168 \cdot e^{21.467 \cdot \phi}$
8	-

где k_i – проницаемость i -ой фации, ϕ – пористость по ГИС.

5.1.4 Моделирование флюидонасыщения

Заключительным шагом построения геологической модели являлось насыщение её флюидами и проведением подсчёта геологических запасов. Важным здесь являлся поиск метода насыщения, уровней зеркала свободной воды и водонефтяного контакта (ВНК). Уровень зеркала свободной воды был использован согласно данным [12, с.53] и составил 2630 метров. Насыщение модели флюидами было выполнено по известному выражению J-функции (16) в каждой ячейке модели.

$$\frac{P_c \cdot \sqrt{\frac{k}{\phi}}}{\sigma \cdot \cos\theta} = \frac{\Delta\rho \cdot g \cdot h \cdot \sqrt{\frac{k}{\phi}}}{\sigma \cdot \cos\theta} = J - function = f(S_w), \quad (16)$$

где P_c – капиллярное давление (Па), σ – сила межфазного натяжения (Н/м), θ – краевой угол смачивания ($^\circ$), $\Delta\rho$ – разность плотностей нефти и воды (кг/м^3), g – ускорение свободного падения (м/с^2), h – высота гидростатического столба жидкости (м)

Как можно видеть, J-функция имеет зависимость от водонасыщенности S_w . Следующее действие заключилось в поиске уровня ВНК, так как его глубина может играть значительную роль на подсчёт геологических запасов. Поиск ВНК осуществлялся итеративным способом через создание фильтра с уровнем водонасыщенности соответствующего остаточной нефтенасыщенности. В результате, была получена величина равная 2628,17 метра (Рисунок 16). Высота ВНК составила 1,83 метра, что является характерным для коллектора с хорошими ФЕС.

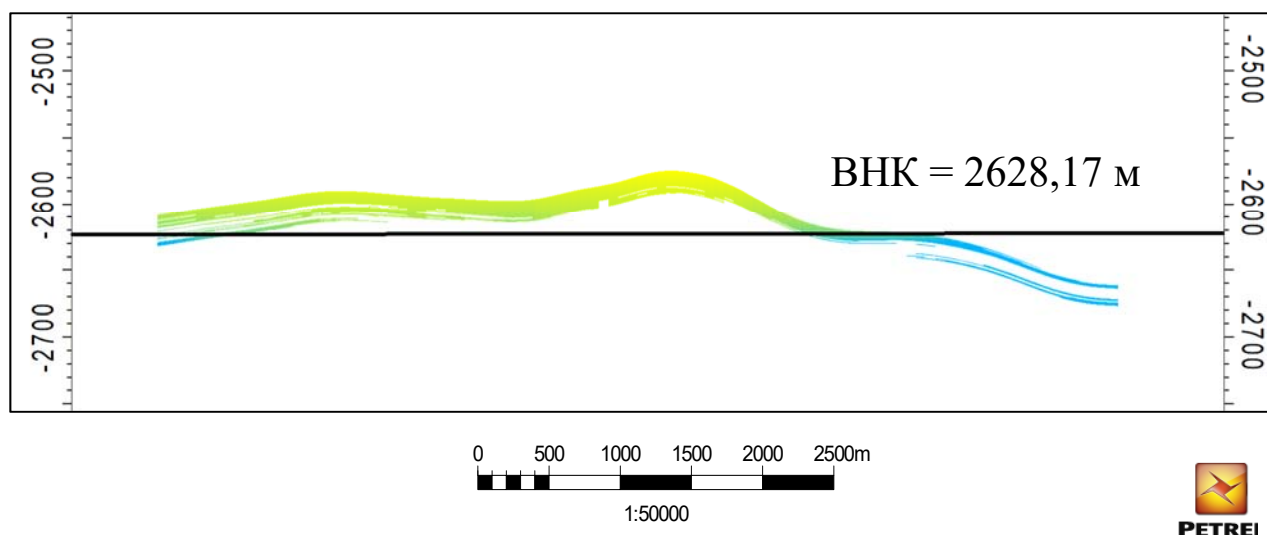


Рисунок 16 – Поперечный разрез по параметру насыщения с указанием уровня ВНК

5.2 Гидродинамическое моделирование

После построения геологической модели, следующим этапом являлось построение гидродинамической модели. Построение гидродинамической модели часто подразумевает проведение процедуры апскейлинга, т.е. уменьшение размеров ячеек геологической модели на повышающий коэффициент (scale-up factor). Такая процедура необходима для экономии ценного времени расчёта. Однако, основным контролем при этом должно оставаться наиболее возможное сохранение всех особенностей строения пласта. Результаты процедуры апскейлинга представлены в Таблице 7. Кроме самой модели, соответствующим образом процедуре апскейлинга подвергались все остальные ячеистые модели свойств. Результаты процедуры апскейлинга петрофизических свойств представлены в Таблице 8.

Таблица 7 – Результаты апскейлинга модели

	Приращение по оси X	Приращение по оси Y	Приращение по оси Z	Общее количество ячеек
Геологическая модель	50	50	0,5	1.040.000
Гидродинамическая модель	100	100	0,5	520.000

Таблица 8 – Результаты апскейлинга кубов свойств

Параметр	Весовой параметр	Запасы геологической модели, 10^6 м^3	Запасы гидродинамической модели 10^6 м^3
Песчанность		13,302	13,440
Пористость	Песчанность		
Проницаемость по направлению I	Песчанность		
Проницаемость по направлению J	Песчанность		
Проницаемость по направлению K	Песчанность		
S_w	Песчанность		

Следующим действием в построении гидродинамической модели являлось проведение оптимизации модели под историю разработки. Основной целью данной процедуры является достижение моделью максимально схожего поведения реального пласта. Выполнение этой цели позволило далее проводить анализ для предсказания будущего поведения пласта в ходе анализа мер, принимаемого над ним. В качестве критерия оптимизации использовались данные ГДИС по одной из добывающих скважин (кривая падения давления (КПД) или кривая восстановления давления (КВД)) и подобранная модель свойств пласта (флюид, порода, PVT) по исходным данным. Такой добывающей скважиной была выбрана скважина D19. Исходные данные PVT свойств отражены в Таблице 9.

Таблица 9 – Основные PVT параметры пласта

Свойства нефти, ед. измерения	$Ю_1^3$
Пластовое давление, атм	271,4
Давление насыщения, атм	50,33
Пластовая температура, $С^0$	94
Газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$	22,8
Объемный коэффициент нефти при пластовых условиях	1,125
Плотность нефти при пластовых условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$	752,9
Плотность нефти при стандартных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$	842
Вязкость нефти при пластовых условиях, мПа·с	1,39

Ниже представлены графики примененных относительных фазовых проницаемостей с сравнением с лабораторными данными по керну и результаты оптимизации модели по данным КВД скважины D19 при контроле по дебиту равному 29 м³/сутки (Рисунки 17-18).

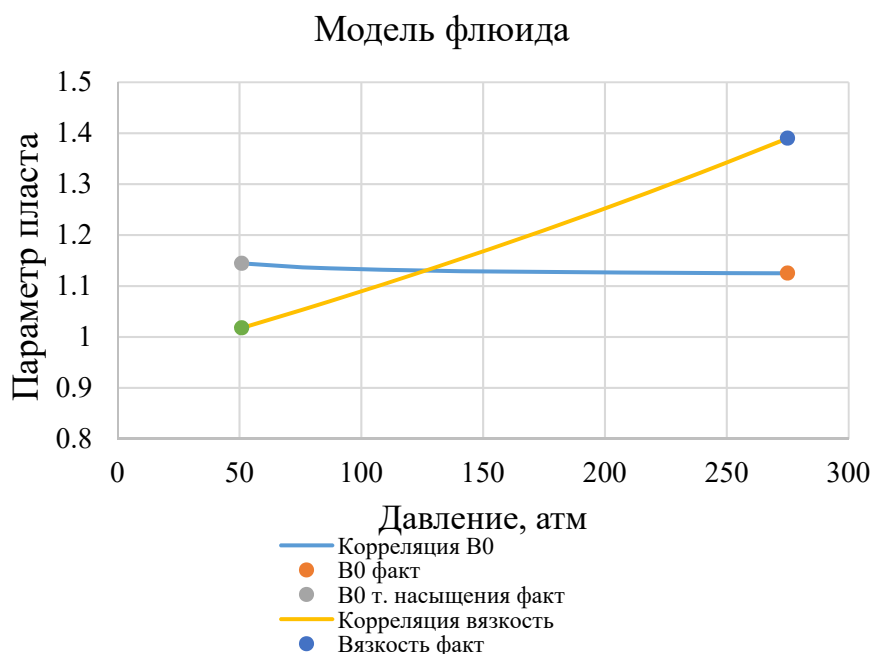


Рисунок 17 – Подбор модели флюида

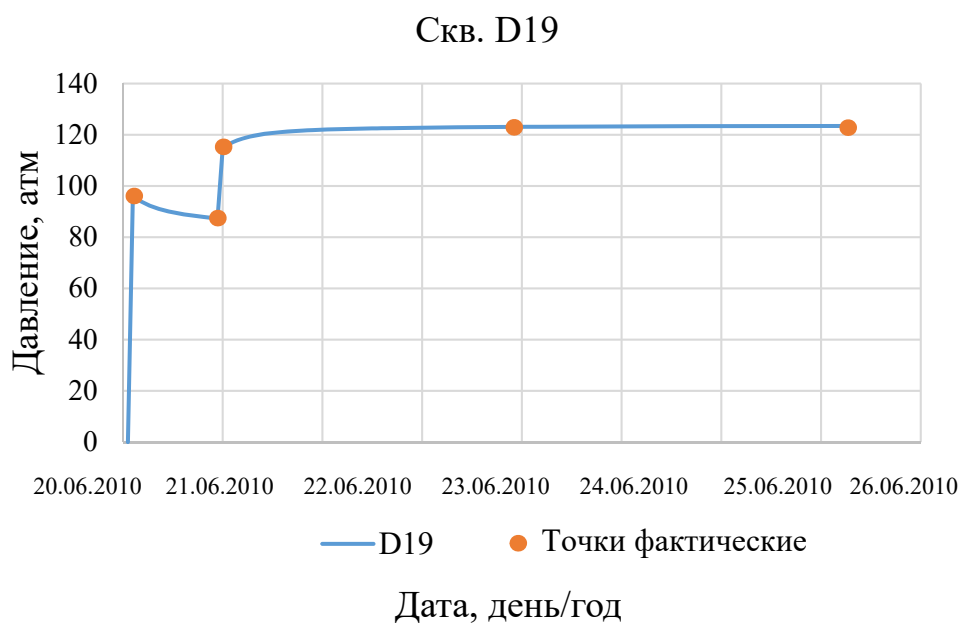


Рисунок 18 – Оптимизация модели по данным ГДИС скв. D19

Как можно видеть, достигнутый подбор модели флюида и поведение пласта имеет хорошее сочетание с фактическими данными.

В заключение приводится Таблице 10 сравнения средних полученных значений петрофизических параметров по модели и показаниям ГИС.

Таблица 10 – Средние петрофизические параметры

Параметры	Модель	ГИС
Пористость, <i>усл. ед.</i>	0,18	0,178
Проницаемость, <i>мД</i>	18,41	22,35
Эффективная мощность, <i>м</i>	10,98	12
S_{oil} (выше ВНК)	0,51	-
Песчанистость	0,49	-

* Отдельно, необходимо отметить то, что на поведение гидродинамической модели оказывает большое влияние загружаемые данные по относительным фазовым проницаемостям и кривым капиллярного давления. Оба этих параметра находятся в зависимости от водонасыщения и устанавливаются в ходе лабораторных исследований. При построении модели были использованы изначально известные данные, которые показали хорошие результаты.

7 **Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Анализ эффективности мероприятий по улучшению плана разработки месторождения требует проведения как экономических расчётов, так и выдвижение предложений по оптимизации вариантов осуществления рассматриваемого проекта. Ввиду особенностей расчётной части данной работы, анализ эффективности описываемых в ней мероприятий может быть проведен путем реализации множества вариантов модели с изменением как петрофизических, так и технологических параметров. Такая возможность позволяет максимально эффективно и быстро создать всевозможные альтернативы того или иного решения, а также даёт понимание влияния всех неопределенностей, которые присутствуют в проекте.

В условиях финансового менеджмента существует множество инструментов для достижения описываемых задач [24]. Такими инструментами могут быть:

1. Технология QuaD, которая является гибким инструментом измерения характеристик новых технологий и их перспективности на торговом рынке;
2. Диаграммы FAST и SWOT анализов;
3. Механизмы по повышению эффективности организационной структуры управления между сотрудниками, целью которых является улучшение взаимодействий в горизонтальных, вертикальных, линейных и пр. связях;
4. Для оценки потребности производства в сырье, материалах, человеческих ресурсах разрабатываются возможные варианты развития спроса и предложений на товар (т.е. нефть) на рынке, результаты которых затем трансформируются в показатели, отражающих потребность в тех или иных ресурсах.

Как было описано ранее, в качестве альтернативных вариантов реализации проекта было рассмотрено 10 различных реализаций. Их ранжирование позволило выявить два наиболее перспективных проекта, из которых далее был выбран один лучший.

Определение экономической и финансовой эффективности проектных решений оценивалось в текущих рыночных ценах с учётом налогообложения, соответствующего законодательству Российской Федерации (РФ). Основным базисом, формирующего всю экономическую эффективность проекта являлась цена на нефть. В приводимой экономической модели учитывалась среднеотраслевая цена нефти на внутреннем и внешнем рынках в соответствии с рекомендациями по разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений. В качестве величин тарифов и цен на нефть были использованы оценки, приводимые Министерством экономического развития и торговли (МЭРТ) РФ. Согласно ним, было принято, что цена нефти на внешнем рынке равна 18.890 рублей за тонну (без учёта налога на добавочную стоимость (НДС)) при курсе доллара равного 64,70 рублей.

В качестве базисного года выбран 2018 год. Расчёт прибыли от реализации нефти производился при цене на нефть на внутреннем рынке равной 13.152 рублей за тонну с учётом НДС. В количественном соотношении, предполагалось, что 70% процентов добытой нефти будет реализовываться на внутреннем рынке, а оставшиеся 30% - на внешнем рынке. Так как месторождение является нефтяным с низким газосодержанием, то предполагается, что весь добываемый газ будет реализовываться на внутренние нужды самого месторождения, а излишки утилизироваться в рамках установленных норм экологического законодательства с помощью специального оборудования. Ниже приводится таблица исходных данных для экономического расчёта (Таблица 21).

Первым экономическим расчётом стала оценка экономической эффективности предлагаемых мер по улучшению системы разработки месторождения. Для этого, в ходе гидродинамических расчётов анизотропной модели было рассмотрено два варианта, один из которых соответствовал

предлагаемым улучшениям, а второй подразумевал продолжение разработки при текущей системе на срок до 2018 года. Такой малый период рассмотрения позволял оценить перспективность проекта в краткосрочной перспективе.

Таблица 21 – Исходные данные по расчёту экономических показателей

Базовый год		2018
Коэффициент дисконтирования	%	15,00
Курс доллара, руб./долл.	руб./долл.	64,70
Цена реализации нефти марки "Urals" на внешнем рынке	\$/баррель	40,00
Цена нефти на внешнем рынке	тыс. руб/т	18,89
Цена нефти на внутреннем рынке (с НДС)	тыс.руб/т	13,152
Величина ликвидационного фонда, % от капитальных затрат	%	10,00
Экспортная пошлина.	тыс. руб/т	7,889
Налогообложение (консолидированная модель)		
Налог на прибыль, %	%	20
НДС	%	20
НДПИ	тыс. руб/т	6,099
Налог на имущество (от среднегодовой стоимости основных фондов)	%	2,20
Реализация нефти, %	%	1
Доля нефти для внутреннего рынка	%	70
Доля экспорта нефти, %	%	30
Эксплуатационные затраты		
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс. руб.	2500
Технологическая подготовка нефти	тыс. руб./т. жидк.	0,085
Сбор и транспорт нефти и газа	тыс.руб./т. жидк.	0,05
Расходы на энергию по извлечению нефти	тыс.руб./т. жидк.	0,03
Транспортировка нефти на экспорт	тыс.руб./тонна	1,98
Закачка воды	тыс.руб./м ³	0,017
Амортизационные отчисления		Метод убывающего остатка
Капитальные затраты		
Бурение наклонно-направленной скважины	тыс.руб./м	25,52
Бурение бокового ствола	тыс./ствол	62410

Полученные результаты представлены на Рисунке 42. Из них можно видеть, что предлагаемые меры значительно повышают рентабельность добычи. Общий прирост добычи нефти по сравнению с базовым вариантом составил 544 миллионов 880 тысяч 200 рублей. Период окупаемости составил полтора года, что является весьма высоким показателем эффективности улучшений.

Профиль движения денежных потоков

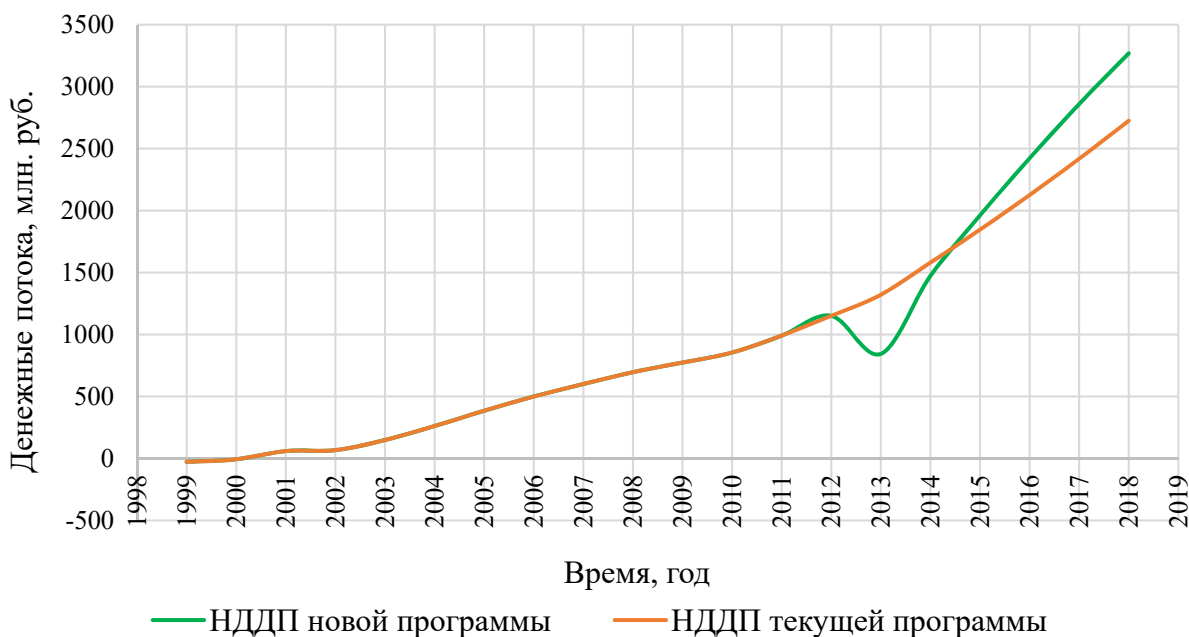


Рисунок 42 – Сравнение экономической эффективности текущей и предлагаемой системы разработки

Заключительный экономический расчёт был направлен на оценку проекта в долгосрочной перспективе. Для этого, срок разработки был увеличен до 15 лет и рассматривался вплоть до 2028 года включительно.

Профиль движения денежных потоков

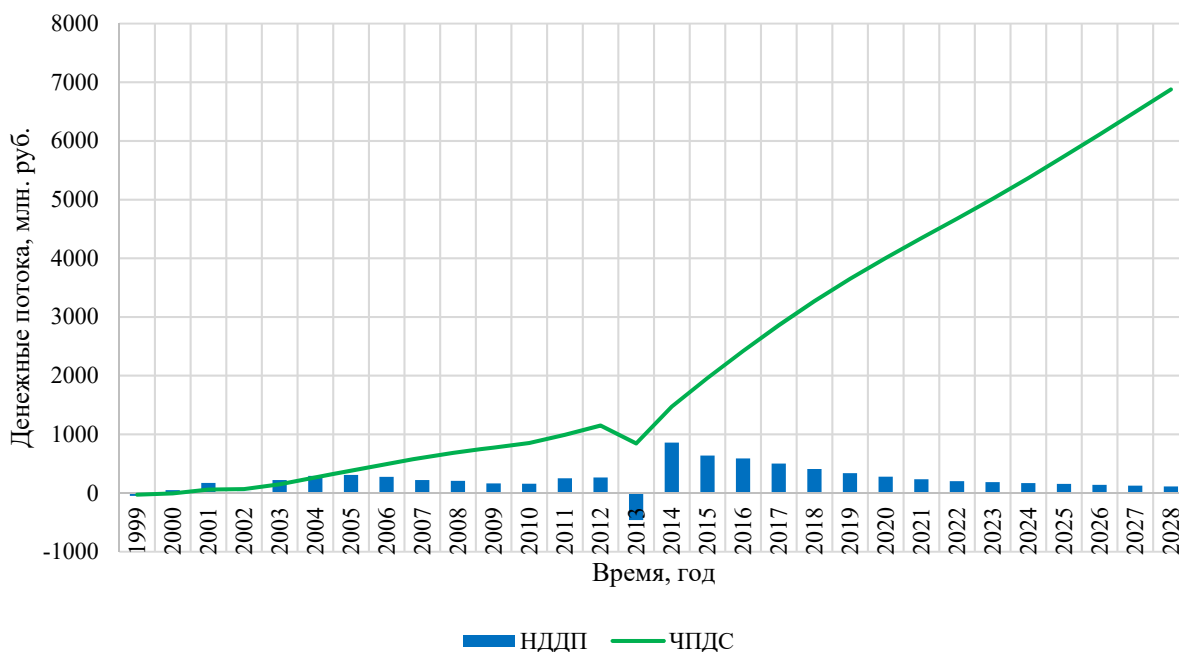


Рисунок 43 – Общая экономическая оценка разработки до 2028 года включительно

При таком варианте расчётов, были получены следующие результаты:

- 1) Величина накопленных дисконтированных денежных потоков (НДДП) составила 6 миллиардов 878 миллионов 228 тысяч 223 рублей;
- 2) Наименьшая величина чистого потока денежных средств (ЧПДС) наблюдалась в 1999 году и составляла минус 27 миллионов 454 тысячи 535 рублей;
- 3) Окупаемость каждого вложенного 1 рубля составила 250,53 рублей;
- 4) Внутренняя ставка дисконта составила 13,83%.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что проведенная экономическая оценка проекта показывает высокую рентабельность выдвигаемых параметров модернизации системы разработки (Рисунок 44, Таблица 22). Кроме того, сравнение экономической эффективности изотропной и анизотропной моделей позволяет ещё раз подтвердить, важность явления анизотропии на разработку месторождения.

Стоит отметить, что данная экономическая оценка имеет скорее качественный характер с целью демонстрации эффекта учёта анизотропии проницаемости при построении гидродинамической модели месторождения. Для измерения реального экономического эффекта необходимо проведение более детального экономического анализа.



Рисунок 44 – Диаграмма суммарных денежных потоков проекта

Таблица 22 – Экономический расчёт разработки месторождения до 2028 года

Год	N скважин	Инфляция, %	Добыча		Закачка вода, м ³	Выручка млн. руб.	Операционные затраты млн. руб.	Капитальные затраты млн. руб.	Налоги млн. руб.	Общий денежный поток млн. руб.	Общий денежный поток в ценах 2018 млн. руб.	Дисконтированный денежный поток млн. руб.	Чистый денежный доход млн. руб.
			нефть, тонны	вода, м ³									
1998		84,4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00						
1999	6	36,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,33	0,00	-49,24	-602,08	-27,45	-27,45
2000	8	20,2	101418,15	460,32	0,00	194,26	28,55	19,73	87,42	49,39	383,50	20,57	-6,88
2001	12	18,8	229377,89	3784,35	0,00	550,58	80,17	37,68	247,76	169,97	1053,22	66,47	59,59
2002	18	15,06	129188,91	5712,33	17585,28	381,89	60,31	94,39	171,85	19,50	98,09	7,28	66,87
2003	19	11,99	181576,37	31106,62	278926,50	631,91	98,69	16,90	284,36	219,45	937,87	81,93	148,80
2004	19	11,74	189402,54	46881,50	321786,53	748,95	117,36		337,03	291,86	1097,77	112,82	261,62
2005	19	10,91	175386,28	61654,19	318342,25	785,77	124,67		353,60	306,83	1018,61	123,16	384,77
2006	19	9	142047,83	91940,88	304047,69	714,34	117,64		321,45	275,08	813,58	115,73	500,50
2007	19	11,87	106571,13	120903,59	285236,75	588,94	103,25		265,02	220,62	593,79	99,37	599,87
2008	19	13,28	89432,51	144958,03	287219,00	560,79	102,57		252,36	205,85	488,27	96,13	695,99
2009	20	8,8	80405,29	164920,50	296285,75	581,40	110,87	34,12	261,63	162,84	334,95	77,58	773,57
2010	21	8,78	77702,62	179614,94	308595,25	616,07	121,79	42,17	277,23	157,99	296,37	80,76	854,33
2011	21	6,1	81718,67	165059,81	298362,25	710,27	137,52		319,62	249,96	427,73	137,12	991,45
2012	21	6,58	80816,51	183098,81	316899,75	748,06	147,33		336,63	263,32	423,11	159,57	1151,03
2013	28	6,45	90642,13	331198,25	470580,50	898,11	192,04	565,21	404,15	-461,31	-692,48	-307,26	843,77

Продолжение Таблица 22

2014	28	11,36	225254,99	501021,25	872976,50	2385,7 7	417,96		1073,6 0	858,84	1206,05	629,57	1473,34
2015	28	12,9	152617,54	613194,00	892750,50	1823,6 0	356,48		820,62	637,65	793,72	487,44	1960,78
2016	28	5,4	127232,11	708721,25	961590,50	1745,4 3	368,62		785,44	589,15	638,75	461,50	2422,28
2017	28	2,5	109111,81	801857,00	1036096	1582,2 9	367,34		712,03	502,37	515,25	437,96	2860,24
2018	28	4	92987,47	869564,50	1034769,5	1383,0 4	351,31		622,37	409,23	409,23	409,23	3269,47
2019	28	4	79423,61	907067,50	1029192	1228,5 5	338,54		552,85	337,13	324,16	381,37	3650,84
2020	28	4	68457,29	904405,50	1021202	1101,2 8	327,25		495,57	278,44	257,43	356,31	4007,14
2021	28	4	56213,06	664026,50	777318,00	940,48	284,32		423,21	232,94	207,08	337,19	4344,34
2022	28	4	47680,17	492041,00	609516,00	829,62	254,69		373,33	201,60	172,33	330,12	4674,46
2023	28	4	44649,61	520414,00	636408,00	807,97	260,78		363,59	183,61	150,91	340,11	5014,57
2024	28	4	42360,38	555336,00	671609,00	797,21	269,75		358,74	168,71	133,33	353,53	5368,10
2025	28	4	40365,48	587218,00	675532,00	790,05	278,79		355,52	155,74	118,35	369,17	5737,27
2026	28	4	37489,70	576633,00	645619,00	763,11	279,91		343,40	139,80	102,15	374,89	6112,16
2027	28	4	33905,41	496059,00	584941,00	717,76	269,38		322,99	125,39	88,10	380,36	6492,51
2028	28	4	31583,99	478077,00	554368,00	695,36	270,04		312,91	112,41	75,94	385,71	6878,23

8 Социальная ответственность

В данной научно-исследовательской работе рассматривается вопрос о влиянии анизотропии проницаемости на гидродинамическое моделирование и проведение оптимизации системы разработки месторождения с учётом этого явления. В ходе работы было проведено построение гидродинамической модели и исследовалось поведение продуктивного пласта в изотропном и анизотропном случаях. Гидродинамические расчёты осуществлялись с помощью специализированного программного обеспечения, установленного на персональном компьютере (ПК). Основной областью применения результатов работы может быть любое подразделение нефтегазовой отрасли, связанное с составлением планов разработки новых месторождений или усовершенствованием планов разработки уже существующих месторождений [25].

8.1 Производственная безопасность

Место проведения работы находится в двести двадцать седьмой аудитории ЦППС НД, расположенного на втором этаже девятнадцатого корпуса Томского Политехнического университета. Площадь аудитории составляет 144 м², а площадь рабочего пространства 4 м². Общее количество стационарных компьютеров составляет двадцать два. В аудитории предусмотрено естественное освещение через оконные проемы и искусственное посредством потолочных растровых светильников с холодным типом освещения. Циркуляция воздуха в помещении осуществляется принудительной системой вентиляции или открытием окон для проветривания в летний период. В холодные периоды года, обогрев помещения осуществляется системой центрального отопления. В учебной аудитории проходит ежедневная влажная уборка. Как факт можно сказать, что помещение соответствует основным требованиям Санитарных правил и норм.

Выявление вредных и опасных факторов, характерных для рассматриваемого рабочего места осуществлялось по ГОСТу 12.0.003-74.

Таблица 23 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ на персональном компьютере [26].

Источник фактора	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа на персональном компьютере: 1. Построение гидродинамической модели; 2. Поиск и обработка информации/данных	повышенная температура поверхностей ПК	выделение в воздух рабочей зоны ряда химических веществ	ГОСТ 12.0.003-74 ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.030-81 СНиП 23-05-95 СанПин 2.2.4-548-96 ГОСТ 12.1.005-88
	повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание	
	повышенная или пониженная влажность воздуха	повышенный уровень статического электричества	
	повышенный или пониженный уровень отрицательных и положительных аэроионов	повышенный уровень электромагнитных излучений	
	отсутствие или недостаток естественного света	повышенная напряженность электрического поля	
	недостаточная искусственная освещенность рабочей зоны		
	повышенная яркость света		
	повышенная контрастность		
	прямая и отраженная блескость		
	зрительное напряжение		
	монотонность трудового процесса		
	нервно-эмоциональные перегрузки		

Работа на ПК связана с постоянным и существенным напряжением глаз. Одним из основных отличий является иной принцип чтения информации, чем при обычном чтении. При обычном чтении пользователь анализирует текст с бумаги, расположенной горизонтально на столе при наклоненной голове и падении света на текст. Чтение же с монитора подразумевает прямое положение головы и глаз, а текст с монитора сам является источником света. Это вынуждает зрительные органы работать в непривычном, стрессовом режиме длительное время. При этом, по данным Всемирной организации здравоохранения (ВОЗ) расстройство органов зрения резко возрастает при работе более четырех часов в день. При таком режиме, развивается «компьютерный зрительный синдром» (КЗС), происходит общее повышение нервно-психических, нервно-эмоциональных нагрузок, что приводит к удалению из организма витаминов и минеральных веществ. Недостаток микроэлементов и минеральных веществ таких как железо, магний, селен вызывает обострение восприимчивости организма на вредные факторы производственной и окружающей среды, что связано с нарушением обмена веществ и общим изнашиванием организма. Поэтому, для борьбы с этими пагубными явлениями и поддержании здоровья рекомендуется принятие витаминно-минеральных комплексов.

Ещё одним распространённым вредным фактором работы на ПК являются жалобы на боли в спине, шейном отделе позвоночника и кистей рук. Основной причиной их появления является наличие повышенных статических и динамических нагрузок. По некоторым данным, при выполнении операции ввода данных, количество движений, совершаемых мышцами и суставами кистей может достигать до шестидесяти тысяч, что согласно гигиенической классификации относят к категории вредных и опасных условий труда. Постоянное взаимодействие сухожилий, костей и мышц часто сопровождается появлением воспалительных процессов, которые имеют название тендиниты (травмы повторяющихся нагрузок). Боли в спине и шейном отделе часто называют «синдромом длительных статических нагрузок» (СДСН). Другой причиной СДСН является длительное проведение время «сидя». Такое

физическое положение тела приводит к сильному перенапряжению мышц спины и ног, застойным явлениям в тазобедренном суставе. В свою очередь, последние вызваны отсутствием соблюдения правил и норм подготовки рабочего места. Примером таких нарушений является неправильное положение высоты стола, сидения или спинки кресла, неудобное или нерациональное месторасположение монитора, клавиатуры или другой офисной техники. Для существенного ослабления влияния вышеописанных физических отклонений рекомендуется проводить частые перерывы и эргономические усовершенствования для повышения удобства.

Третьим наиболее влиятельным фактором является действие на организм человека электромагнитных полей (ЭМП), создаваемых ПК. Воздействие электромагнитного поля можно поделить на специфическое и тепловое. Специфическое воздействие ЭМП связано с биохимическими изменениями клеток и тканей организма, особенно центральной и сердечно-сосудистой системы. Обычными симптомами при этом является повышенная возбудимость нервной системы, нарушение сна, эмоционально подавленное состояние. Хроническими симптомами являются головная боль, утомляемость, общее ухудшение самочувствия, брадикардия и пр. Тепловое воздействие ЭМП связано с локальным избирательным нагревом частей тела. Тепловое воздействие происходит в результате перехода электромагнитной энергии в тепловую. При этом, интенсивность нагрева зависит как от величины энергии ЭМП, так и от части тела, откуда происходит отвод тепла. Перегрев в основном наблюдается в частях, где отсутствует хорошее кровообращение. Такими местами могут быть хрусталик глаза, печень, поджелудочная железа и половые органы, содержащие жидкость (мочевой пузырь). Уменьшение воздействия ЭМП в данный момент является крупной проблемой [34].

8.2 Экологическая безопасность

Целью данного раздела является оценка воздействия работ нефтегазового предприятия на окружающую среду. Известно, что разработка месторождений

полезных ископаемых сопровождается изменениями экосистем: атмосферы, гидросферы, литосферы.

Загрязнение атмосферы происходит с первых дней начала работ на самом месторождении. Эти загрязнения связаны как с организованными, так и с неорганизованными источниками. Организованные источники загрязнения характеризуются стационарностью своего положения, в то время как неорганизованные источники необязательно являются неподвижными. Первичным источником загрязнений атмосферы являются выхлопные газы от пребывающей строительной и рабочей техники. Также, большой вред атмосфере наносят лакокрасочные работы, которые преобладают при обустройстве месторождения [35]. Позже, основными источниками загрязнения становятся резервуары с нефтепродуктами, выхлопы котельных и нефтегазоперерабатывающих заводов и др. Для уменьшения воздействий деятельности нефтедобывающего предприятия на атмосферу, для стационарных источников устанавливаются различные фильтры, автомашины и строительную технику переоборудуют для работы на газовом топливе, которое считается более экологически чистым, законодательной деятельностью контролируется количество сжигаемого газа и т.д.

Загрязнение гидросферы связано с загрязнениями как поверхностных, так и подземных вод. При этом, конечно, наибольшему воздействию подвергаются поверхностные воды. Такое воздействие связывают с нарушениями первичного растительно-почвенного покрова, что приводит к разрушению естественного гидродинамической системы. Работа строительной техники в затапливаемых частях или непосредственно на самих водных объектах ведёт к прямому загрязнению природных водоемов как в результате деятельности, так и загрязнений нефтепродуктами от агрегатов самой техники. Большое воздействие на гидросферу также оказывает неправильно построенная система сбора дождевой, талой и производственных вод. Каждый из этих типов вод должен собираться и подвергаться отдельному типу очистки с применением различных химических веществ. Для борьбы с последствиями загрязнений гидросферы,

необходимо принятие мер по уменьшению работ и строительству дорог около открытых водоемов, созданию водоохраных зон, организации замкнутого цикла сбора воды и принятие мер по восстановлению первоначального состояния гидросферы [36].

Из выше описанного становится понятным, что последовательное воздействие на атмосферу и гидросферу в конечном счёте приводит к влиянию на литосферу. Кроме этого, организация и обустройство месторождения сопровождается обширным отводом земель, удалению богатого органическими веществами верхнего слоя почв восстановление которого потребует большой промежуток времени. Дополнительно, на подготовительном этапе в местах обширной лесной растительности происходит активная вырубка лесов, осушение болот и уничтожение привычных сред обитания животных. Наибольшее воздействие на литосферу оказывают результаты бурения скважин. Буровой шлам с отработанным буровым раствором являются весьма ядовитыми типами отходов. Их хранение происходит в специальных буровых амбарах, которые часто имеют плохие гидроизоляционные свойства. В результате, наблюдается постепенное проникновение ядовитых смесей в почву. Это, в свою очередь, приводит к гибели и уничтожению всего живого в радиусе амбара и может носить невосполнимую утрату. На этапе разработки литосфера также начинает подвергаться химическому загрязнению из-за разливов нефтепродуктов и образованию других типов отходов. Для предупреждения загрязнений литосферы на нефтегазовом предприятии должен существовать орган, контролирующий состояние как литосферы, так и других экосистем. Обычно, представителем такого органа является штатный эколог. В его обязанности должны входить отбор проб почв, замеры концентрации предельно допустимых веществ, мониторинг ситуации по наличию разливов и их устранению, проверка соблюдения основных мер безопасности и заботе о природе [37].

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Обеспечение безопасности производственных объектов нефтегазового предприятия является одним из главных условий устойчивого развития. Так как данная отрасль относится к высокоопасным отраслям, то необходимо рассмотрение и моделирование возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС). Частыми типами ЧС на нефтепромыслах являются [38]:

- а) порыв местного или магистрального трубопровода;
- б) порыв трубопровода с химическими реагентами или водой для нагнетательных скважин;
- в) порыв или отсутствие герметичности между элементами технологического оборудования скважин;
- г) скачки напряжения, частичное или полное отключение подачи электроэнергии;
- д) возникновение пожара вследствие воспламенения;
- е) стихийные бедствия и т.д.

Основные причины, из-за которых возможны ЧС имеют следующий характер: организационный, технический и технологический [39]. В свою очередь, каждая из них имеет свои основания.

Причины организационного характера:

- а) разрешение на работу рабочих и инженерного персонала, не прошедшего инструктаж по технике безопасности;
- б) нарушение санитарного контроля на территории и подсобных помещениях предприятия;
- в) отсутствие контроля за экипировкой рабочих и сотрудников, курение в неположенном месте и другие нарушения правил безопасности и охраны труда.

Причины технического характера:

- а) эксплуатация оборудования в условиях, выходящих за пределы эксплуатационных параметров;

б) пропуски во фланцевых соединениях, а также сальниковых и торцевых уплотнениях насосов; разрыв прокладок, образование трещин и утончение стенок трубопроводов и оборудования;

в) нарушение работы контрольно-измерительных приборов и автоматики;

г) неисправность системы пожарного предупреждения и тушения

Причины технологического характера в последнее время стали иметь более меньший характер проявления. В основном они связаны с ошибками в технологиях разработки месторождений, приводящих не только к потери большей части запасов углеводородов, но и бессмысленному, а иногда варварскому отношению к окружающей среде.

Для предупреждения всех описанных выше причин ЧС необходимо создание системы безопасности, которая позволила бы быстро, эффективно устранять причины и последствия аварий, а также предотвращать их появление в будущем. Такая система должна:

а) создавать высоко организованную структуру предупреждения и взаимодействий персонала при возможных ЧС;

б) проводить мониторинг состояния всех объектов нефтегазового предприятия;

в) содержать в себе данные о физическом и психическом состоянии сотрудников для предотвращения возрастания фактора «человеческой ошибки»;

г) находить и предупреждать о технических отклонениях в производственных процессах и т.д.

8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Для поддержания высокой производительности предприятия и здоровой рабочей атмосферы в коллективе, руководство каждой нефтяной компании должно стремиться обеспечивать своих работников всеми необходимыми материальными и социальными благами. Основным руководством для этого служит Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред.

от 19.07.2018). Согласно статье «Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда» каждый работник предприятия имеет право на:

- иметь свое рабочее место;
- получать своевременную заработную плату за проделанную работу;
- быть обеспеченным средствами индивидуальной защиты;
- получать социальное страхование от несчастных случаев на производстве и приобретенных профессиональных заболеваний;
- отказываться от выполнения работы в случае опасности для своей жизни;
- просить повышения или обучения для повышения квалификации;
- проходить бесплатный медицинский осмотр и т.д.

Для удовлетворения всех описанных требований, работодателем должны быть организованы надбавки или доплаты к должностным окладам. В зависимости от типа работы и занимаемой должности могут быть предусмотрены следующие виды надбавок:

- за непрерывный стаж работы по специальности или профессиональных званий;
- лицам, имеющим доступ к информации, характеризуемой как государственная тайна;
- сверхурочное или сверхэффективное выполнение работы;
- за достижения определённого срока выслуги лет;
- за условия труда и работу, проходящей посменно или ненормированному графику и пр.

Согласно закону РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» нефтегазовое предприятие должно оказывать пристальное внимание не только благоустройству своих сотрудников, но и также местному населению, в зоне проживания которого совершается деятельность предприятия. Особенно, это касается народов Карйнего Севера, находящихся на грани выживания.

Заключение

Целью данной работы являлось изучение влияния анизотропии проницаемости на гидродинамическое моделирование и проведение оптимизации разработки северного блока нефтяного месторождения D.

В ходе работы были проанализированы и изучены основные методы исследования явления анизотропии проницаемости проводимых как за рубежом, так и в отечественной практике. Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что имеется недостаток теоретических и практических знаний о природе явления. Существующие методы исследования не имеют универсальности применения для всех типов месторождений из-за отклонения результатов при различных петрофизических параметрах пластов от действительности. Более того, ситуация усугубляется тем, что большинство компаний на сегодняшний день отводят второстепенную роль исследованию явления. В работе были использованы данные исследования анизотропии по керновым данным, трассерным исследованиям и ГИС.

Исходя из доступных фактических данных, в работе рассмотрено влияние анизотропии проницаемости на разработку, на примере месторождения D. Полученные результаты показывают, что поведение изотропной и анизотропной моделей имеют существенное отличие, что отражается как на величинах параметров разработки, так и на экономических параметрах, что в текущих условиях высокой волатильности рынка имеет ключевое значение.

Поэтому, при учёте явления анизотропии проницаемости, компаниям потребуются меньшие затраты на создание системы разработки и, следовательно, оказывать меньшее воздействие на окружающую среду. Это также является весьма важным в условиях изменения климата и отдалении естественных природных комплексов из привычных мест.

Список используемых источников

1. Якуцени В.П. Нетрадиционные ресурсы углеводородов - резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России / В.П. Якуцени, Ю.Э. Петрова, А.А. Суханов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009 (4). – 20 с.
2. Пятибратов П. В., Аубакиров А. Р. Оценка влияния анизотропии пласта по проницаемости на эффективность циклического заводнения / П. В. Пятибратов, А. Р. Аубакиров // Экспозиция нефть газ. - 2016. - № 5. - с. 35-37.
3. Gray D.H. The effect of stress on Permeability of Sandstone Cores / D.H. Gray, I. Fatt, G. Bergamini // Society of petroleum engineers' journal. - California. – 1963. – p. 95 - 99.
4. Жабрев И.П., Стуканогов Ю.А. Зависимость нефтеотдачи от направления вытеснения нефти водой из анизотропных по проницаемости пластах // Геология нефти и газа. – 1992. – № 8. – с. 34-36.
5. Kebaili, A., & Schmitt, D.R. Estimation of Compressional Wave Anisotropy Using Vertical Seismic Profiling Traveltime / A. Kebaili, D.R. Schmitt // Society of Exploration Geophysicists. – 1993. – p. 1-4.
6. Her-Yuan, C., Hidayati, D. T., & Teufel, L. W. Estimation of Permeability Anisotropy and Stress Anisotropy From Interference Testing / C. Her-Yuan, D.T. Hidayati, L.W. Teufel // Society of Petroleum Engineers. – - New Mexico Institute of Mining and Technology. – 1998. – p. 1-10.
7. Wannell, M. J., Colley, N. M., & Halford, F. R. The Use of a New Technique To Determine Permeability Anisotropy / M. J. Wannell, N. M. Colley, F. R. Halford // Society of Petroleum Engineers. – Schlumberger Evaluation & Production Services. – 1993. – p. 489-495.
8. Dussan V., E. B., Anderson, B. I., & Auzerais, F. M. Estimating Vertical Permeability From Resistivity Logs / V., E. B Dussan, B. I. Anderson, F. M.

- Auzerais // Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. - Schlumberger-Doll Research. – 1994. – p. 1-25.
9. Меркулов В.П., Краснощекова Л.А. Исследование пространственной литолого-петрофизической неоднородности продуктивных коллекторов месторождений нефти и газа / В.П. Меркулов, Л.А. Краснощекова // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т. 305. – № 6. – С. 296–303.
10. Cosan A. Measuring Permeability Anisotropy: The Latest Approach / A. Cosan // Oilfield Review. – 1994. – Vol. 6, №4. – p. 24-35.
11. Петрель разработка. Общая информация [Электронный ресурс] / Интегрированные программные решения «Шлюмберже». – Электрон. дан. – М. : Официальный сайт Шлюмберже Россия, 2018. URL: http://sis.slb.ru/products/petrel/petrel_reservoir_engineering/, свободный. – Загл. с экрана. – яз. рус., англ. Дата обращения: 05.08.2018 г.
12. Панков М. В. Анализ Разработки Крапивинского нефтяного месторождения / М. В. Панков // Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела : отчёт / М. В. Панков, В.Б. Белозеров, Мангазеев П.В. – Томск, 2004. - 425 с.
13. Amaefule, J.O., Altunbay, M., Tiab, D, Kersey, D.G., and Keelan, D.K, 1993, Enhanced Reservoir Description: Using core and log data to identify Hydraulic (Flow) Units and predict permeability in uncored intervals/wells, SPE 26436, presented at 68th Ann. Tech. Conf. And Exhibit., Houston, Tx.
14. Al-Hadrami, H.K., Teufel, L.W.: Influence of Permeability Anisotropy and Reservoir Heterogeneity on Optimization of Infill Drilling in Naturally Fractured Tight-Gas Mesaverde Sandstone Reservoirs, San Juan Basin, SPE Paper 60295, 2000 SPE Rocky Mountain Regional / Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, U.S.A., March 12-15, 2000.
15. Меркулов В.П., Александров Д.В., Краснощекова Л.А., Ненахов Ю.Я. Литолого-петрофизическая анизотропия песчано-глинистых коллекторов нефтяных месторождений // Научно-технический вестник

- ЮКОС. – М.: Издательский дом Нефть и капитал, 2004. – № 10. – с. 33-36.
16. Clavaud J.B., Maineult A., Zamora M. Rasolofosaon P. and Schlitter C. Permeability anisotropy and its relations with porous medium structure / J.B. Clavaud, A. Maineult, M. Zamora, P. Rasolofosaon, C. Schlitter // Journal of geophysical research. – 2008. – Vol. 113. – p.1-10.
17. Tyvand P.A. & Storhaug A.R.F. Two-dimensional flow in a porous medium with general anisotropy / P.A. Tyvand & A.R.F. Storhaug // Department of Mathematical Sciences and Technology (Norwegian University of Life Sciences). – 2004.
18. Продукция. Стандартный образец проницаемости и пористости полноразмерного керна [Электронный ресурс] / Приборостроительная компания ЭкогеосПром. – Электрон. дан. – Тверь. – Официальный сайт, 2018. URL: http://ecogeosprom.ru/product/standart/standart_23.html, свободный. - Загл. с экрана. – яз. рус., англ. Дата обращения: 05.08.2018 г.
19. Трассерные исследования [Электронный ресурс] / СНК. – Ноябрьск. – Официальный сайт, 2018. URL: <http://snkoil.com/tekhnologii-i-uslugi/trassernye-issledovaniya/>, свободный. - Загл. с экрана. – яз. рус., англ. Дата обращения: 05.08.2018 г.
20. Коровин М.О. Специализированный анализ керна для изучения анизотропии коллекторов нефти и газа / М.О. Коровин // Геофизика. – Томск. – 2014. – т. 324, №1 – с. 87-92.
21. Geostatistical conditional simulation [Электронный ресурс] / PetroWiki. – Официальный сайт, 2018. URL: https://petrowiki.org/Geostatistical_conditional_simulation, свободный. - Загл. с экрана. – яз. рус., англ. Дата обращения: 06.08.2018 г.
22. Отчёт трассерных исследований Крапивинского месторождения. – Томск. – 2003. – с. 149-166.

23. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. -536 с.
24. Креницына З.В., Видяев И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие /Креницына З.В., Видяев И.Г.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.
25. Романенко С.В. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ/Сост. С.В. Романенко, Ю.В. Анищенко – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 11 с.
26. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. – М.: Изд-во стандартов, 1974. – 6 с.
27. ГОСТ 12.1.004. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1992. – 81 с.
28. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 2006. – 7 с.
29. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1992. – 10 с.
30. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
31. ГОСТ Р.22.005-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Средства индивидуальной защиты органов дыхания в чрезвычайных ситуациях. Противогазы гражданские фильтрующие. Общие технические требования. – М.: Изд-во стандартов, 2005. – 21 с.

- 32.ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1983. – 5 с.
33. ГОСТ 17.5.1.02-85. Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1986. – 9 с.
- 34.Вредные и опасные факторы при работе с компьютером [Электронный ресурс] / Grandars.ru – Официальный сайт, 2018. URL: <http://www.grandars.ru/shkola/bezopasnost-zhiznedeyatelnosti/vrednye-factory-pri-rabote-na-pk.html>, свободный. - Загл. с экрана. – яз. рус. Дата обращения: 08.08.2018 г.
- 35.Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. - Казань : Изд-во стандартов, 1997.
- 36.Водоснабжение наружные сети и сооружения [Текст] : СНиП 2.04.02-84 // министерство Российской Федерации. – 1984.
- 37.Области экологии. Химическое загрязнение почвы [Электронный ресурс] / RT17.ru – Официальный сайт, 2018. URL: <http://oblasti-ekologii.ru/ecology/himicheskoe-zagryaznenie-pochvy>, свободный - Загл. с экрана. – яз. рус. Дата обращения: 08.08.2018 г.
- 38.Обзор антропогенных рисков на территории Красноярского края [Электронный ресурс] / Геопортал ИВМ СО РАН – Казань. – Официальный сайт, 2018. URL: <http://gis.krasn.ru/blog/content/opasnost-i-risk-chs-na-obektakh-neftegazovoi-promyshlennosti>, свободный - Загл. с экрана. – яз. рус. Дата обращения: 08.08.2018 г.
39. Чрезвычайные ситуации [Электронный ресурс] / Studbooks.net – Официальный сайт, 2018. URL: https://studbooks.net/1786845/geografiya/chrezvychaynye_situatsii, свободный - Загл. с экрана. – яз. рус. Дата обращения: 11.08.2018 г.

Приложение А

Раздел (4)
(Methods of anisotropy studying)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Ермеков Роман Игоревич		

Консультант школы отделения (НОЦ) ИШПР, ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ИШПР, ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Максютин К.Ю.	к.п.н.		

4 Methods of anisotropy studying

Classically, filtration anisotropy is considered as ratio of horizontal (k_h) and vertical (k_v) permeability [14]. It is well known that horizontal value predominates in relation to vertical value [15]. In addition, a lot of practical data reflects that changing of filtrations properties has different character between horizontal components [16].

Such results led to revise basic law of liquids motion in porous medium (Darcy Law). Darcy opened his Law in 1856 when he was studying fluid flow through pore space of cylindrical sand rock sample. He used gravity as a force acting on fluid. However, modern laboratories use pumps. Schematically, Darcy experiment is presented in Figure 6.

As a result, Darcy obtained experimental relationship between fluid rate filtration and pressure gradient. Its differential form for one-dimensional case presented in (9).

$$V = \left(\frac{Q}{A}\right) = -\frac{k \Delta P}{\mu L} = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial x}\right), \quad (9)$$

where V is filtration rate (m/s), k is permeability coefficient, which is dynamic characteristic of porous medium and it depends on fluid properties (mD), ΔP is pressure drop, which is created at ends of sample, μ is fluid viscosity ($mPa \cdot s$).

The minus within equation shows that direction of fluid movement is opposite to positive direction of pressure gradient. The main assumptions used to derive this expression are:

- Laminar or creeping fluid flow;
- Rock is completely saturated with one fluid;
- Fluid does not chemically interact with rock;
- Rock is homogeneous and isotropic.

Later it was established that same dependence could be obtained by averaging Navier-Stokes equation, which is one of most important equations of hydrodynamics.

It is known that gradient is a vector, which its direction indicates path of greatest growth of physical quantity. The gradient can be written as a vector operation in the following form:

$$\bar{\nabla} = \frac{\partial}{\partial x} \bar{i} + \frac{\partial}{\partial y} \bar{j} + \frac{\partial}{\partial z} \bar{k}, \quad (10)$$

where $\bar{i}, \bar{j}, \bar{k}$ is unit vectors.

This operation can be performed over a scalar quantity such as pressure, p :

$$\bar{\nabla}P = \frac{\partial P}{\partial x} \bar{i} + \frac{\partial P}{\partial y} \bar{j} + \frac{\partial P}{\partial z} \bar{k}, \quad (11)$$

It can be seen from (11) that quantity of $\bar{\nabla}P$ is pressure gradient vector in x, y, z direction. Then it can be rewritten in the following form:

$$\bar{\nabla}P = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial x} \bar{i} \\ \frac{\partial P}{\partial y} \bar{j} \\ \frac{\partial P}{\partial z} \bar{k} \end{pmatrix} \quad (12)$$

As follows permeability vector is a vector quantity and its change occurs in three mutually perpendicular directions. This fact makes it possible to describe permeability vector as a third-order tensor and consider it as a rectangular parallelepiped:

$$\bar{k} = \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix}, \quad (13)$$

where k_{xx}, k_{yy}, k_{zz} are main diagonal elements of matrix, which are perpendicular surfaces of parallelepiped and they called as normal components permeability vector; at the same time remaining six values are tangential components of permeability vectors and they called as symmetrical elements (Figure 8).

Thus, the product of permeability and pressure gradient in the Darcy law can be written as follows:

$$\begin{aligned} \bar{k} \cdot \bar{\nabla}P &= \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial x} \bar{i} \\ \frac{\partial P}{\partial y} \bar{j} \\ \frac{\partial P}{\partial z} \bar{k} \end{pmatrix} = \\ &= \begin{bmatrix} k_{xx} \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right) + k_{xy} \left(\frac{\partial P}{\partial y} \right) + k_{xz} \left(\frac{\partial P}{\partial z} \right) \\ k_{yx} \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right) + k_{yy} \left(\frac{\partial P}{\partial y} \right) + k_{yz} \left(\frac{\partial P}{\partial z} \right) \\ k_{zx} \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right) + k_{zy} \left(\frac{\partial P}{\partial y} \right) + k_{zz} \left(\frac{\partial P}{\partial z} \right) \end{bmatrix}, \end{aligned} \quad (14)$$

However, such mathematical representation of permeability is extremely difficult. This is due to the fact that the phenomenon has not been sufficiently studied from theory standpoint. Moreover, it is little known about origin causes and mechanisms of generation geological and petrophysical features. Therefore, little is known practical calculation of anisotropy [9].

As a result, in general case, a simplified representation is adopted. The essence of which is assumption of permeability vector as a second-order tensor:

$$\bar{k} = \begin{bmatrix} k_{ii} & k_{ij} \\ k_{ji} & k_{jj} \end{bmatrix}, \quad (1517)$$

where i, j – indices of a certain vector direction (x, y, z). The assumption here is that the tangential components $k_{ij} = k_{ji} = 1$ (Figure 9).

The introduction of described assumptions is desperate action. Nevertheless, it permits to carry out research of the phenomenon, supported by a sufficiently good mathematical basis.

Some authors associate permeability anisotropy with lithology-petrophysical heterogeneity of reservoir rocks. As it described, these are changes in structure and texture of rocks, which are definitely oriented in space. At the moment, it is fairly certain that such coordinated changes are created due to two reasons: interaction of several sedimentary environments during generation of reservoir and impact of subsequent post-sedimentation processes.

The creation of reservoir in various sedimentary environments has key influence on final rocks structure and texture. This is due to both type of sediment material of grains and their size and sorting. The latter have a direct dependence on amount of energy, under which grains move from place of their formation to place of deposition. It is known that water is agent which moves sediments. The directions of main streams lead to grinds, crushes, sorts and stretches of grains. As a result, direction of sediments movement corresponds to direction of grains elongation. This direction has ultimately improved filtration properties than ones in orthogonal. When sedimentary environment is changed, there are serious alterations in lithology-petrophysical state. However, such processes are not instantaneous and occur for a long time. After reservoir generation its further sedimentation can be accompanied by significant secondary processes which will also act on state of lithology. Such processes can be tectonic movements leading to deformation of rocks, processes of chemicals exposure, cementation, carbonization, etc. These facts produce final heterogeneous characteristics of rocks, which is called as permeability anisotropy.

Thus, permeability anisotropy is important and very complex. It can have characterized both by the direction and scale.

4.1 Core data

The paper examined results of microscopic studies. The main purpose was identified lithology features, which were carried out on thin rock section and core plugs of paleomagnetically oriented rocks. It is known that current magnetization of rocks is sum of natural remanent magnetization and viscous magnetization. The essence of the first is initial magnetization of sample, the essence of the second is magnetization accumulated by rock, acting on rock since the last inversion of magnetic field (about 780 thousand years ago). Paleomagnetic orientation of core occurs in several stages.

a) Samples that have undergone geological revision in core storage are being prepared. An arbitrary coordinate system is entered for subsequent magnetic

measurements where X direction is plane of core end, Y direction is directed orthogonally to right, Z direction is along generatrix down (Figure 10).

b) An astatic magnetometer is prepared and residual magnetization is measured in XY plane at a certain rotation step (10^0). Thus, anisotropy of magnetic susceptibility is elucidated.

c) Then, a step-by-step magnetic cleaning samples and subsequent thermo-magnetization is carried out, which is allowed eliminating viscous component of natural remanent magnetization and magnetization obtained within laboratory, during transportation, storage and processing.

d) Then, vector differences are calculated to estimate influence of modern geomagnetic field and allowance for this quantity in calculations;

e) The final step is to plot distribution curves of magnetoelectric, physico-mechanical properties and analysis of remanent magnetization (J_n), magnetic susceptibility (χ), the Koenigsberger factor (Q), magnetic susceptibility anisotropy (K_m) and elastic (K_u) rocks, speed of waves passage in rocks under study, over which final reorientation of core takes place. In future, magnetic susceptibility measurements are reflected in polar projections of magnetic properties distribution in conditional coordinate system, over which heterogeneity of magnetic properties is established. The resulting picture is approximated by an ellipse. The shape of ellipse describes directions of best and worst magnetic susceptibility, coinciding with directions of improved and degraded filtration properties. The direction of improved properties is confined to larger axis of ellipse, while the direction of degraded properties to minor axis. Ellipse approximation is possible due to previously presented mathematical basis of anisotropy permeability, namely, as a tensor quantity.

After preparation of pre-oriented core samples, thin sections and plugs are cut for further lithological and laboratory analyzes. During lithology analysis, main features of lithology are established, in particular, elongation and flattening of rock grains, which also allows confirming direction of improved and degraded filtration properties. In addition, other causes of anisotropy are revealed: lamination, ripple marks, complex facies structure, etc. As a result of lithological analysis, it is possible

to construct stereograms of elongated grains orientation, which are also approximated by ellipse (Figure 11). Cutting out plugs with a certain step, it is possible to carry out in two horizontal projections in order to measure volume of filtration flows in two mutually orthogonal directions. Such experiment establishes difference in volumes of transmitted liquids and to quantify permeability anisotropy. The quantitative value of vertical anisotropy is found in studies on sawed cores with transmission of liquids through the end surface (perpendicular to horizontal bedding). Thus, study of permeability anisotropy on core data shows both direction of anisotropy and its magnitude at the microscale.

4.2 Tracer studies

The purpose of well tracer studies (indicator) is to determine presence of filtration channels in reservoir that have an abnormally low resistance to filtration. This method allows determination activities for geological and technical work and to establish the effectiveness of current development system. The research itself consists in introduction of special reagent into control injection well, which is displaced to test production wells. Reagent movement to production wells is possible only if there is uninterrupted supply of water in injection well (Figure 12). Simultaneously, sampling is conducted at wellheads of production wells in order to identify presence and number of tracer indicator. The results of the study make it possible to assess the hydrodynamic connectivity between producing and injection wells, to determine effectiveness water flooding of reservoir and to reveal direction of properties anisotropy at macro scale.

In addition, results of the study determine:

- a) presence of interflow between layers;
- b) tightness of the zones of reservoir;
- c) distribution of filtration flows in reservoir;
- d) effectiveness of some methods of enhanced oil recovery, etc.

To assess effectiveness of measures taken to improve development, after 8-10 months, additional studies are carried out. It indicates stability level of applied technologies to degree of waterflooding rigidity, erosion of water, etc.

4.3 Well logging data

The use of standard well logging set in study of geological structure is one of main sources on structure and properties of field. As it is possible to assume, use of log data as a method of studying permeability anisotropy is a very interesting and promising way. This is due to the fact that at exploration stage amount of logging data is many times greater than core data. Moreover, core data are characterized by a limited interval of penetration and core removal to surface. Such discreteness in vertical section and its small scale cannot fully provide understanding permeability anisotropy. Although well logging data also has discrete data on area, but they are continuous across cut and can give much more information. To study anisotropy a set of logs is needed that would allow allocation of all lithological rocks differences, interlayers, laminations and determine all necessary filtration-capacitive properties. Such logging set can be represented by the following set: SP, radioactive logging (GR, Neutron) and density log. The petrophysical interpretation of these logs will permit to apply the following method for determining anisotropy parameters.

According to author's technique [20] permeability gradient (rate of change) of productive reservoir can be used as main criterion for determining direction and anisotropy magnitude. In order to do this the following procedures described below.

a) Calculate average values of permeability coefficients within all wells where present reservoir.

In this paper, it was possible to do this immediately from original interpreted permeability curves.

b) Carry out construction of grid model (map) with mean permeability values.

The resulting average values of permeability coefficients, being point data, are further interpolated into interwell space. Thus, a map of mean permeability values is constructed.

c) Calculate the first derivative of permeability along X (DX) and Y (DY) directions and calculate angular characteristics of resulting vectors from equations shown in Figure 13.

Calculated values allow further description of reservoir from point of spatial heterogeneity of filtration properties or permeability anisotropy. The author of technique notes that permeability anisotropy is equal in magnitude to opposite directions, which in turn makes it possible to re-use elliptical approximation of data.

e) Construction of distribution histogram

The data obtained in previous step can be sorted according to frequency of angular characteristics falling into 5-10 degree ranges, which will allow construction of distribution histogram. The X direction shows azimuthal values; the Y direction shows frequencies of angular characteristics. The segment that has the greatest number of hits will characterize direction of maximum permeability anisotropy, while the least - direction of minimum permeability anisotropy. The ratio of these axes will also be the quantitative value of the permeability anisotropy.