

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) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Оценка анизотропии проницаемости многопластового сложнопостроенного нефтяного месторождения Крапивинское

УДК 553.982:550.83:532.546(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Вершинин Иван Сергеевич		

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 (специальность) Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

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	Вершинину Ивану Сергеевичу

Тема работы:

Оценка анизотропии проницаемости многопластового сложнопостроенного нефтяного месторождения Крапивинское
--

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	Данные месячных эксплуатационных рапортов по фонду скважин; данные исследований керна; данные трассерных исследований; данные геофизических исследований скважин
--	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>Литературные источники, связанные с исследуемой тематикой; определение параметров анизотропии горизонтальной проницаемости коллектора; геологическое и гидродинамическое моделирование участка; адаптация гидродинамических моделей на историю разработки</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки – 31 штука:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Фрагмент обзорной карты нефтегазовой инфраструктуры Томской области; - Фрагмент стратиграфической схемы палеозоя-мезозоя Западной Сибири; - Литолого-фациальная изученность Крапивинского месторождения; - Структурная карта по отражающему горизонту Па (подошве баженовской свиты); - Схема разрывных нарушений Крапивинского месторождения; - Схема отложений Крапивинского нефтяного месторождения на примере скв. 203Р; - Фациальная схема формирования верхнеюрских отложений Крапивинского нефтяного месторождения; - Ориентированный шлиф керна с месторождения К; - Обобщённая роз-диаграмма ориентировки зёрен коллектора для месторождения К; - Аппроксимация анизотропии проницаемости коллектора месторождения К по керновым данным; - Схема ориентированного керна, полученного палеомагнитным методом; - Распределение проницаемости в северо-восточном и северо-западном направлениях; - Круговые диаграммы распределения трассера по скважинам; - Способ расчёта угловой характеристики скважины; - Роз-диаграммы скорости фильтрации и скорости массопереноса для скважины К0; - Роз-диаграммы скорости фильтрации и скорости массопереноса для скважины К13; - Роз-диаграммы скорости фильтрации и скорости массопереноса для скважины К13; - Структурная карта по кровле Ю₁³ с положением забоев скважин; - Результаты интерпретации ГИС по скважине К29; - Корреляции проницаемость-эффективная пористость; - Корреляция по линии А-А’; - Корреляция по линии В-В’; - Карта проницаемости верхней зоны; - Карта проницаемости нижней зоны;

	<ul style="list-style-type: none"> - Распределение направлений касательных к градиентам проницаемости для верхней зоны; - Распределение направлений касательных к градиентам проницаемости для верхней зоны; - Роз-диаграмма направленности изолиний проницаемости для верхней зоны; - Роз-диаграмма направленности изолиний проницаемости для нижней зоны; - Карта средней проницаемости для участка; - Адаптация на накопленную добычу нефти; - Адаптация на накопленную добычу воды;
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	д.г.-м.н., профессор Белозеров В.Б.
Социальная ответственность	к.г.-м.н., ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ Меркулов В.П.
Специальные вопросы	<p>заведующая лабораторией нефтегазового дела ЦППС НД ТПУ Деева Т.А.</p> <p>к.г.-м.н., инженер лаборатории геологии месторождений нефти и газа ЦППС НД ТПУ Коровин М.О.</p>

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

1. Обзор литературы – 1. Literature review

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.		27.06.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Вершинин Иван Сергеевич		27.06.2018

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Вершинину Ивану Сергеевичу

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. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Капитальные вложения и эксплуатационные затраты на строительство скважин и проведение гидравлического разрыва пласта; данные стоимости индикаторных и геофизических исследований.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Затраты по подъему жидкости и транспортировке нефти
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка дисконтирования 15% Налог на прибыль 16.5%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Технико-экономическое обоснование необходимости учёта анизотропии горизонтальной проницаемости
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет операционных затрат
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Обоснование эффективности инвестиционного проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>План работы и распределение исполнителей</i>
2. <i>Оценка календарных дней.</i>
3. <i>Результаты калькуляции расходов на материалы.</i>
4. <i>Рассчитанная заработная плата исполнителей.</i>
5. <i>Вычисления плановой себестоимости НИР</i>

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.		27.06.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Вершинин Иван Сергеевич		27.06.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Вершинину Ивану Сергеевичу

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, используемого 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 и т.д.) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы) – чрезвычайных ситуаций социального характера 	<p>Рабочим местом является Крапивинское нефтяное месторождение на территории Томской области. При эксплуатации и разработки данного месторождения могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное влияние на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</p>
<p>2. Список законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»; СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»; СНиП 31-03-2001 «Производственные здания»; СНиП 2.09.04-87 «Административные и бытовые здания»; СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»; ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов»;</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 нефтяной месторождении непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести:</p> <ul style="list-style-type: none"> - воздействие электромагнитных излучений; - недостаточная освещенность; - шум от работы оборудования; - некомфортные метеорологические условия; - умственное перенапряжение и др.
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p>	<p>На установке комплексной подготовки газа при ведении технологического процесса, могут</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>возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> - образование взрывных смесей; - отравление газом; - разрыв аппаратов и трубопроводов; - поражение электрическим током; - ожоги; - механические травмы.
<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>При разработке и эксплуатации нефтяного месторождения будет оказывать негативное воздействие, в основном, на состояние земельных ресурсов и атмосферного воздуха. Поверхностных водотоков или других водоемов вблизи установки не имеется, негативного воздействия на водную среду не будет. Животный мир вблизи проектируемых объектов также не обитает вследствие фактора беспокойства.</p>
Перечень графического материала:	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	<p>Произведена классификация различных классов вредных веществ, факторов влияющих на условия труда.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦПС НД ТПУ	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		27.06.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Вершинин Иван Сергеевич		27.06.2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ.....	10
РЕФЕРАТ	12
ВВЕДЕНИЕ.....	13
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	15
1.2. Концепция анизотропии горизонтальной проницаемости	15
1.2. Методы оценки анизотропии проницаемости.....	23
2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	26
2.1. Общие сведения о месторождении.....	26
2.2. Геологическое описание месторождения	27
2.2.1. Литологическая характеристика.....	28
2.2.2. Тектоника	33
2.2.3. Обстановка осадконакопления	36
3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ АНИЗОТРОПИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ	42
3.1. Оценка анизотропии горизонтальной проницаемости по керну	43
3.2. Определение параметров анизотропии горизонтальной проницаемости по данным трассерных исследований	51
3.3. Определение параметров анизотропии горизонтальной проницаемости по данным ГИС.....	58
4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ С УЧЕТОМ АНИЗОТРОПИИ	70
4.1. Построение геологической и гидродинамической моделей.....	70

4.2. Анализ качества адаптации гидродинамических моделей на историю разработки.....	75
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	78
5.1. Планирование и анализ работ для выполнения магистерской работы	80
5.2. Оценка трудоемкости выполнения исследования для магистерского проекта	82
5.3. Составление календарного плана работ	83
5.4. Оценка плановой стоимости НИР	85
5.4.1. Затраты, включаемые в себестоимость НИР.....	85
5.4.2. Расчет и формирование затрат, включенных в себестоимость	85
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	90
6.1. Токсичность нефти, нефтепродуктов, углеводородных газов и реагентов	90
6.2. Предельно допустимые концентрации и методы определения вредных веществ в воздухе.....	95
6.3. Личная гигиена и средства индивидуальной защиты при работе с токсичными и агрессивными веществами.....	99
6.4. Безопасность при использовании источников ионизирующих излучений.....	101
6.5. Производственный шум и вибрации.....	104
6.6. Организационные мероприятия.....	108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	111
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	113
Приложение А	116
1. LITERATURE REVIEW.....	117
1.1. Horizontal permeability anisotropy concept.....	117
1.2. Permeability anisotropy estimation methods	124

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

Код	Результат обучения*
Р1	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
Р2	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
Р3	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
Р4	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
Р5	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
Р6	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 обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических 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-геофизической 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

Выпускная квалификационная работа 127 с., 31 рисунок, 11 таблица, 19 источников, 0 прил.

Ключевые слова: горизонтальная проницаемость, анизотропия, трассерные исследования, ориентированный керн, геофизические исследования скважин, геологическая модель, гидродинамическая модель.

Объектом исследования является: Крапивинское нефтяное месторождение.

Цель работы – Оценить необходимость учета анизотропии при гидродинамическом моделировании месторождения.

В процессе исследования проводились: Анализ данных исследований ориентированного керна, геофизических исследований скважин, трассерных исследований, а также данных по истории разработки участка месторождения.

В результате исследования: Установлены и применены некоторые методы для определения основных параметров анизотропии горизонтальной проницаемости на начальной и поздней стадии разработки месторождения.

Область применения: При разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Для построения и анализа петрофизических моделей месторождений.

Экономическая эффективность/значимость работы: Усовершенствование контроля процесса заводнения нефтегазовых месторождений с целью эффективной добычи нефти и газа.

В будущем планируется: Дальнейшее практическое применение данных методов для других месторождений, усовершенствование методов определения основных параметров анизотропии горизонтальной проницаемости с уменьшением количества данных, необходимых для проведения такого исследования.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в нефтяной промышленности большое внимание уделяется к изучению влияния фильтрационных свойств в добыче флюида. Фильтрационные свойства пласта во многом влияют на движение углеводородов внутри пласта при наличии перепада давления. Исследования, связанные с изучением фильтрационных свойств коллекторов оказывают непосредственное влияние на величину извлечения углеводородов и разработку месторождения.

Присутствие фильтрационной неоднородности коллекторов определяется наличием определенных направлений, в которых существует повышенное внутрипластовое и межпластовое движение флюида. Наличие неоднородности подтверждаются различием дебитов в добывающих скважинах, разными режимами работы нагнетательных скважин и многочисленными исследованиями на образцах керна.

Оценка анизотропии проницаемости и отношения горизонтальной проницаемости к вертикальной является одним из важных параметров для прогнозирования производительности пласта. Неоднородность фильтрационных свойств коллектора является результатом сложных геологических процессов, которая создает поровое пространство для движения флюида.

Многие месторождения Западной Сибири приурочены к литологически неоднородным коллекторам как в терригенном, так и в карбонатном разрезах. Резкая изменчивость в фильтрационных свойствах пластов часто создает большие трудности при их разработке. Большая часть месторождений разрабатывается с использованием искусственного заводнения. Разработка многопластовых залежей с применением заводнения невозможна без объективной информации о характере движения флюидов по пластам.

В данном исследовании рассматривается проблема оценки анизотропии горизонтальной проницаемости. Важность изучения анизотропии горизонтальной проницаемости состоит в том, что она создает большое влияние на характер гидродинамических процессов в пласте.

В настоящее время наиболее современным методом определения анизотропии проницаемости является метод гидропрослушивания, но этот метод является дорогостоящим при проведении исследования. Также в некоторых случаях применяется метод индикаторных исследований, который используется для оценки направления преимущественных движений флюида в пласте, такие исследования достаточно дорогостоящие и длительные. Особенностью данных методов является то, что эти методы проводятся на поздней стадии разработки месторождения.

Для эффективного планирования разработки месторождения необходимо оценить возможное влияние анизотропии горизонтальной проницаемости на ранней стадии разработки. В связи с этим, существует необходимость разработки новых методов определения анизотропии горизонтальной проницаемости, которые основаны на анализе и обработке доступных данных в начальной стадии разработки месторождения. Такими данными являются результаты исследования керна, геофизических исследований скважин, гидродинамических исследований, гидродинамического моделирования. Данные таких исследований обычно доступны и могут быть использованы для определения основных параметров анизотропии горизонтальной проницаемости.

В данной работе планируется показать обоснованность применения градиентного анализа для оценки параметров анизотропии горизонтальной проницаемости на отдельном участке месторождения, который не осложнен внутренними структурными нарушениями.

Также планируется доказать важность учета анизотропии горизонтальной проницаемости при гидродинамическом моделировании месторождения.

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Неоднородность характеристик пласта по различным направлениям реагирует на существование определенных устойчивых направлений, благоприятных для внутри- и межпластовых перетоков флюидов. Многочисленные подтверждения этого явления существуют в геологии нефтяных месторождений. Анизотропия коллектора проявляется как резкие колебания эксплуатационных параметров нагнетательных скважин и выявляется в экспериментах, где характеристики фильтрации определяются на образцах керна. Анализ керна показывает, что существует значительная разница в проницаемости по разным направлениям [1,2,3].

1.2. Концепция анизотропии горизонтальной проницаемости

Анализ литературы по этой проблеме показывает, что в последнее время наблюдается отклонение от традиционных представлений об однородной структуре коллекторов, которые представлялись ранее в виде параллельных пластовых геологических тел. Большое внимание сейчас уделяется более сложным объектам, которые состоят из разнообразных песчаных тел, которые образуют каналы, благоприятные для фильтрации пластовых флюидов. Геостатистическая модель месторождения включает три взаимодействующих элемента - геологическую, петрофизическую и сейсмическую модели. В настоящий момент ни один из этих элементов не учитывает характеристики анизотропии фильтрационных характеристик, имеющего векторный или тензорный характер.

Анизотропия свойств фильтрации определяет возможность существования направлений, наиболее благоприятных для потока флюидов в породе. Обычно анизотропию проницаемости рассматривается как отношение горизонтальной K_h и вертикальной K_v проницаемостей [3]. Хорошо известный и достоверный факт

заключается в том, что в большинстве случаев горизонтальная составляющая преобладает над вертикальной, а величина коэффициента анизотропии варьируется от 0,1 до 0,5. В последние годы появилось большое количество публикаций [4,5,6], которые указывают на анизотропию горизонтальной проницаемости. Интерес к этому явлению легко объяснить, если учесть наиболее распространённые режимы течения жидкостей в коллекторе. Но пока само явление анизотропии проницаемости не изучено полностью с позиции теории, первопричин и механизмов проявления, а также связи с геологическими и петрофизическими свойствами коллектора и практического значения для разработки месторождения. Масштабы проявления анизотропии горизонтальной проницаемости на месторождениях, состоящих из различных резервуаров: терригенных и карбонатных, характеризующихся межзерновым или трещинным типом порового пространства, также остаются неопределёнными. Трудность обнаружения этого эффекта объясняется тем, что он зависит от ряда факторов, включая фациальные условия формирования пласта, тектонический режим, процессы изменения горных пород, которые приводят к образованию вторичной пористости, которая обусловлена наличием каверн и трещин. Дополнительным условием, которое влияет на горизонтальные анизотропные характеристики коллекторов, может быть напряжённое состояние горного массива. Для коллекторов разного типа, межкристаллитных или трещиноватых, наблюдается преобладание одного фактора над другим, но, как правило, наиболее вероятным является комбинированный характер явления анизотропии [7, 8]. Поэтому, рассматривая проблему анизотропии проницаемости, нельзя сосредотачиваться только на величине проницаемости горных пород в разных направлениях, так как в самом этом явлении задействован весь комплекс геологических и петрофизических параметров, описывающих коллектор.

Вместе эти факторы приводят к формированию определенным образом упорядоченных структур и текстур пластовых пород, которые влияют на различные типы физических свойств, а в конечном счете – и на добычу нефти. Анализ состояния проблемы показывает, что при разработке месторождений литолого-петрофизическая анизотропия начинает проявляться в явном виде на поздней стадии, когда в добывающих скважинах начинается процесс интенсивного обводнения продукции. В этом случае очевидны проявления неравномерного заводнения коллектора и прорыва воды в четко определенных областях. Эффективность отбора резко падает, образуются невытесненные скопления углеводородов, которые не участвуют в разработке. Необходимо проанализировать анизотропные проявления в коллекторах для оптимизации размещения нагнетательных и добывающих скважин и увеличения нефтеотдачи.

Для изучения литолого-петрофизической и фильтрационной анизотропии резервуаров и оценки влияния этого явления на процесс разработки месторождений существуют три основные направления деятельности, которые более или менее широко представлены в опубликованной литературе [1,9]:

- прямые экспериментальные исследования репрезентативных образцов керна;
- специальные гидродинамические исследования, которые предназначены для изучения направлений перетоков флюидов;
- петрофизическое моделирование коллекторов с учетом анизотропии проницаемости и сравнение с историей разработки.

Чтобы определить пространственные характеристики горизонтальной проницаемости анизотропного коллектора, достаточно осуществить определение этого параметра на трех экспериментальных образцах, которые выпиливаются из керна в трех независимых направлениях, параллельных залеганию. Именно такая методика была предложена и реализована различными авторами [1,9] для

количественной оценки явления. Используя эллиптическую аппроксимацию и простую схему пространственных пересчетов координат, становится возможным вычислить две основные компоненты горизонтальной проницаемости (K_{h-max}) и (K_{h-min}) и угол ориентации (φ°) основной оси эллипса (K_{h-max}) относительно географического севера. В зависимости от техники исследования можно определять абсолютную проницаемость для газа или проницаемость для жидкости.

Несмотря на кажущуюся простоту, выполнение таких экспериментов требует соблюдения двух основных условий: во-первых, наличие предварительно ориентированного в пространстве керна и, во-вторых, предварительный выбор направлений для подготовки экспериментальных образцов. Эти условия становятся критически важными, если учесть, что проведение таких экспериментов на неориентированных выборках дает только качественную оценку анизотропии без привязки к какому-либо определенному направлению

Кроме того, оценка только фильтрационных характеристик не позволяет связать феномен фильтрационной анизотропии с другими особенностями породы, которые находятся в общей причинно-следственной связи.

В рамках современных технологий исследования керна существует реальная возможность использования специализированных анализаторов, которые могут дать количественную оценку явления фильтрационной анизотропии коллекторов во всей её взаимосвязи со структурно-текстурными и фильтрационно-емкостными характеристиками породы. Возможности выявления и последующего моделирования неоднородности коллектора основаны на изучении предварительно ориентированных образцов керна продуктивных пластов комплексом методов, включая определение анизотропных параметров петрофизических (упругих, магнитных, электрических) и фильтрационных свойств, а также микроструктурном анализе породы. Такой подход к проблеме обеспечивает идентификацию упорядоченных структур в коллекторе, позволяет объяснить механизм их

образования и характер проявления в различных типах физических свойств, включая фильтрацию [1,2,3].

В целом, существуют две техники получения ориентированного керна:

1. Отбор ориентированного керна в процессе бурения скважины с использованием специализированного инструмента для сверления. Эта процедура довольно трудоемкая и дорогостоящая, что требует специального планирования работы с отбором проб и специального оборудования, что не всегда возможно.

2. Пространственная ориентация керна, предназначенная для изучения анизотропных характеристик пород палеомагнитным методом [10]. Метод имеет низкую стоимость, но может быть реализован на образцах керна, обладающих весьма выраженными магнитными свойствами.

Палеомагнитный метод основан на явлениях планетарного масштаба, связанных с инверсиями (сменой полярности) древнего геомагнитного поля и способностью пород фиксировать направления этого поля в процессе формирования вектора своей остаточной намагниченности.

В зависимости от типа породы первичная остаточная намагниченность, которая была сформирована одновременно с породой, может иметь:

- для осадочных пород – ориентационную природу;
- для магматических – природу термомагнитного остаточного магнетизма;
- для хемогенных и метаморфических - химическую.

Из-за нескомпенсированного характера магнитных моментов отдельных ферромагнитных частиц вязкая намагниченность неизбежно возникает в породах из-за действия современного магнитного поля Земли и совпадает с ним в направлении. Вязкая и первичная намагниченности образуют векторную сумму и в первом приближении создают естественную остаточную намагниченность, которая может быть измерена по отдельным образцам керна (или образцам горных пород, отобраным в естественных обнажениях) с достаточной точностью. Мировой опыт

палеомагнитных исследований показывает, что вязкая и первичная намагниченности существенно различаются по степени сопротивления внешним воздействиям - нагреванию и воздействию переменного магнитного поля. Вязкая намагниченность горных пород разрушается гораздо быстрее, чем более стабильная первичная.

Изучение поведения векторных характеристик вязкой и первичной составляющих естественной остаточной намагниченности в ходе экспериментов, связанных с нагревом или воздействием переменного магнитного поля, позволяет решить ряд практических задач, имеющих большое значение для нефтяной геологии.

Первая из них связана с возможностью восстановления пространственной ориентации столбиков зерна по вязкой составляющей, что получается путем последовательного ступенчатого нагрева образцов и нахождении векторной разности между измеренными векторами естественной остаточной намагниченности. Обычная схема нагрева - с шагом 25° от комнатной температуры до температуры пласта. Ошибка в пространственной ориентации зерна зависит от магнитных свойств пород.

Вторая задача напрямую связана с проблемами стратиграфического расчленения и корреляции отложений, решение которых для терригенных и карбонатных разрезов представляется достаточно сложным. Основной компонент естественной остаточной намагниченности пород объективно отражает изменения полярности древнего геомагнитного поля, а также зоны прямой и обратной намагниченности в разрезах скважин.

Третья задача непосредственно связана с изучением пространственной неоднородности коллекторов. Использование ориентированного зерна позволяет жестко фиксировать любые проявления упорядоченности структуры пород (расслоение, трещиноватость, регулярная ориентация частиц, поры и т. Д.), А также

связанные с ними анизотропные характеристики петрофизических свойств в современной магнитной и географической координатных системах.

Использование единой системы координат позволяет проводить сравнительный и статистический анализ различных параметров и характеристик вертикальной и латеральной неоднородности и анизотропии коллекторов, выявлять количественные взаимосвязи, механизмы и причины их проявления.

В рамках изучения пространственной неоднородности коллекторов, как показано в литературе, особое место занимают различные литолого-минералогические и петрофизические данные, позволяющие некоторым образом определять направление и величину проницаемости, создавая предпосылки для надежной оценки и объяснения механизма фильтрационной анизотропии. Одновременно с экспериментальными исследованиями становится возможным оценивать изменчивость проницаемости образцов при различных величинах и типах направленных механических нагрузок, имитирующих условия пласта. Обобщение полученных материалов позволяет формировать пространственную неоднородную геостатистическую модель коллектора.

Следует отметить, что коллекторы трещинно-кавернозного типа, составленные как терригенными, так и карбонатными породами, изучались в большем объеме, поскольку здесь феномен фильтрационной анизотропии гораздо более выражен и сильнее проявляет себя. Причина заключается в том, что образование трещин происходит в условиях горизонтальных напряжений в массе горных пород, а некоторые системы трещин открыты для потоков флюидов. Значительный объем данных доступен по месторождениям США, а также Мексиканскому залив, Арабским Эмиратам, Саудовской Аравии, Волго-Уральской нефтегазоносной провинции России [1,2]. При исследовании ориентированных образцов керна под воздействием переменных нагрузок было обнаружено, что наличие естественных трещин приводит к образованию значительной анизотропии

горизонтальной проницаемости. В статическом состоянии направление преобладающей проницаемости согласуется с направлением разрыва, а отношение максимальной и минимальной проницаемостей изменяется от 2 до 10. В случае напряженного состояния массива направление преобладающей проницаемости согласуется с градиентом давления и зависит от ориентации системы трещин, занимающих промежуточное положение.

Коллекторы межзернового типа являются преимущественно терригенными и изучены гораздо меньше. Основной причиной появления в них анизотропии горизонтальной проницаемости является упорядоченность каналов пор, ориентированных в определенном направлении вследствие упорядоченного процесса образования осадочных толщ под воздействием направленного палеопотока и образованием поперечно-слоистых серий осадков древних рек, направления подводного склона (при образовании турбидитов), приливных движений и подводных течений в условиях переходной прибрежно-морской обстановки. Как правило, в этих случаях наблюдаются соответствующие упорядоченные ориентации частиц скелета породы, что значительно облегчает литологическую диагностику анизотропии терригенных коллекторов. В этих случаях направление преобладающей проницаемости согласуется с направлением упорядоченных структур и текстур породы, а отношение максимальной и минимальной проницаемостей колеблется от 1,2 до 4. По сравнению с данными по коллекторам трещинного типа видно, что проявление анизотропии горизонтальной проницаемости для межзеренных коллекторов значительно меньше, хотя во всех случаях ее направление согласуется с геологическим строением резервуара.

Важно также отметить сложный характер исследований анизотропии коллекторов с точки зрения их литолого-петрофизических характеристик. Особенность таких работ заключается в изучении пространственных характеристик не только проницаемости, но и литологических, электрических, магнитных,

упругих свойств горных пород. Это позволяет провести сравнительный анализ данных с установлением причин появления анизотропии фильтрационных свойств, обусловленной различными физическими свойствами пород, в том числе измеренными непосредственно при геофизических исследованиях скважин. В свою очередь, это создает возможности для прогнозирования анизотропии фильтрационных характеристик по данным косвенных методов при условии, что доказана взаимосвязь между геофизическими и фильтрационными параметрами.

1.2. Методы оценки анизотропии проницаемости

В настоящее время основным методом определения анизотропии проницаемости являются гидродинамические исследования скважин, которые позволяют определить ориентацию и величину анизотропии. Существует довольно большое количество опубликованных работ, в которых описывается технология проведения исследования и обработки экспериментальных данных [10].

Тем не менее, гидродинамические исследования эксплуатационных скважин является дорогостоящей и очень длительной процедурой в случае низкопроницаемых нефтяных коллекторов. По этой причине очень важно разработать еще один метод оценки свойств анизотропных пород, который был бы доступным, простыми и относительно недорогим.

Данные ГИС, керновые данные, гидродинамическое моделирование и история разработки обычно бывают доступны инженеру нефтянику. Эта информация может быть использована для определения ориентации и величины анизотропии проницаемости.

В литературных источниках предлагаются следующие методы определения анизотропии горизонтальной проницаемости:

- На начальном этапе разработки месторождения, когда нет истории добычи по воде и имеется ограниченное количество разведочных скважин, чтобы

определить параметры анизотропии (направление наибольшей проницаемости, отношение величин максимума и минимума проницаемости), необходимо использовать ориентированный керн. Данные ГИС в этом случае имеют подчиненное значение, так как на их основе можно определить только эффективную проницаемость, которая является геометрическим средним максимального и минимального значений.

- В случае наличия плотной сетки добывающих скважин ориентация фильтрационной анизотропии может быть определена на основе анализа карт проницаемости. В случае гетерогенных объектов следует разбить толщу на горизонты и блоки, которые отличаются по проницаемости. Для каждого фрагмента должна быть построена карта распределения независимой проницаемости и проведен независимый анализ. Значение анизотропии определяется на основе измерений проницаемости ориентированного керна.

- На заключительном этапе разработки месторождения, когда уже произошел прорыв воды в добывающие скважины, можно использовать как данные ГИС, так и данные по обводнению. Данные ГИС используются для расчета проницаемости и определения ориентации анизотропии на основе карт. Затем, сравнивая расчетные и исторические данные обводненности в скважинах, определяется анизотропия, включая параметры направления основной оси эллипса и отношение минимальной и максимальной проницаемостей.

На основе краткого обзора литературы можно сделать следующие основные выводы, которые будут важны с точки зрения последующей работы:

1. В терригенных коллекторах с межзерновым типом пористого пространства ориентация наибольшей проницаемости в образцах хорошо согласуется с направлениями предпочтительной ориентации удлинения частиц, оптических осей зерен кварца и главной оси эллипса анизотропии магнитных и электрических свойств. Основная же ось эллипса анизотропии упругих свойств

направлена ортогонально. Очевидно влияние фациальных условий осадконакопления на структуру осадка, распределение пор и соответствующие литолого-петрофизические анизотропные характеристики.

2. Согласно данным капилляриметрии взаимосвязи этих анизотропных параметров обусловлены пространственным распределением пор различного диаметра и преобладанием связанных пор с наибольшим радиусом в направлении, определяемом процессом седиментации.

3. В трещинных резервуарах ориентация наибольшей проницаемости в образцах хорошо согласуется с направлениями предпочтительной ориентации систем открытых трещин, главной оси эллипса анизотропии электрических свойств. Основная ось эллипса анизотропии упругих свойств направлена по-прежнему ортогонально. Соотношение максимальной и минимальной проницаемостей для этого типа пласта значительно выше, чем для межзерновых коллекторов.

4. Одним из важных методологических элементов оценки влияния анизотропии проницаемости на режим работы продуктивного пласта является использование анизотропного гидродинамического моделирования и сравнение расчетных данных по добыче с историческими данными. Исходя из этого, становится возможным определить отношение максимальной и минимальной проницаемостей для отдельных участков месторождения и адаптировать режимы эксплуатации скважин.

2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Общие сведения о месторождении

Крапивинское нефтяное месторождение территориально находится большей своей частью в Каргасокском районе Томской области и частично – в Тарском районе Омской области. Месторождение удалено от г. Томска на 600 км и от г. Стрежевого – на 450 км. ОАО «Томскнефть» и ОАО «Газпром нефть» – два недропользователя, согласованно разрабатывающие данный участок.

Следует отметить, что поисковое бурение на площади Крапивинского месторождения было начато в 1969 г. Придерживаясь антиклинальной теории, первые скважины бурились в наиболее приподнятую присводовую часть структуры. Вскрытые разведочным бурением пласты горизонта Ю₁ дали неэкономические дебиты, характеризующиеся непромышленным притоком нефти и высокой обводнённостью. Возобновление же бурения в 1984 г. привело к открытию месторождения.

Район, в котором расположено месторождение, весьма слабо развит с экономической и инфраструктурной точек зрения. Ближайший населённый пункт – с. Новый Васюган находится в 70 км на северо-востоке. Также в 60 км на востоке проложена дорога с. Новый Васюган – г.Стрежевой, которая соединяет Каймысовскую группу месторождений с Игольско-Таловым. В 2009 г. дополнительно построена дорога Игольско-Таловое нефтяное месторождение – Крапивинское нефтяное месторождение. На Рисунке 2.1.1 показана нефтегазовая инфраструктура района Крапивинского месторождения.

Климат данного района является резко континентальным. Колебания температуры здесь лежат в диапазоне от –50°С (зимой) до +30°С (летом). Также район относится к зоне избыточного увлажнения по количеству выпавших среднегодовых атмосферных осадков порядка 500 мм.

Рельеф же района можно охарактеризовать как равнинный и слабовсхолмленный. Величины абсолютных отметок варьируются здесь от +93 до +125 м, плавно возрастая в южном направлении. Для данного района также характерна высокая заболоченность пойм рек и в целом всей территории, она достигает величины в 50-60%. Смешанный редкий лес покрывает часть месторождения.

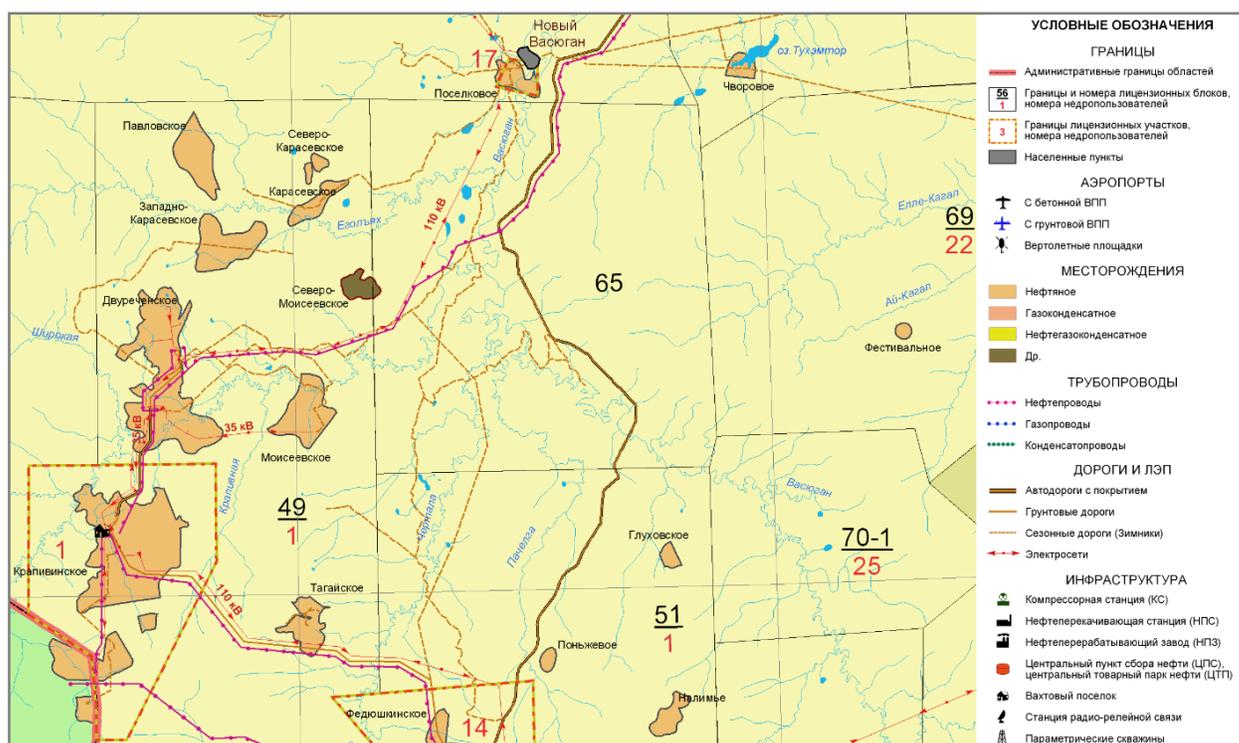


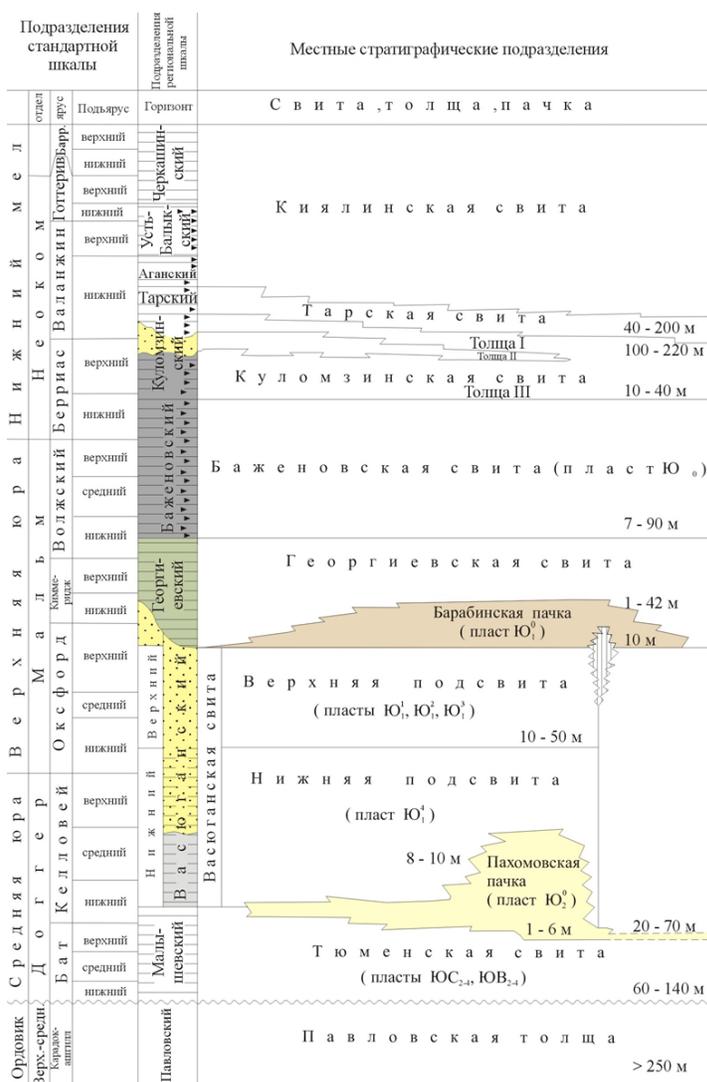
Рисунок 2.1.1 – Фрагмент обзорной карты нефтегазовой инфраструктуры Томской области

2.2. Геологическое описание месторождения

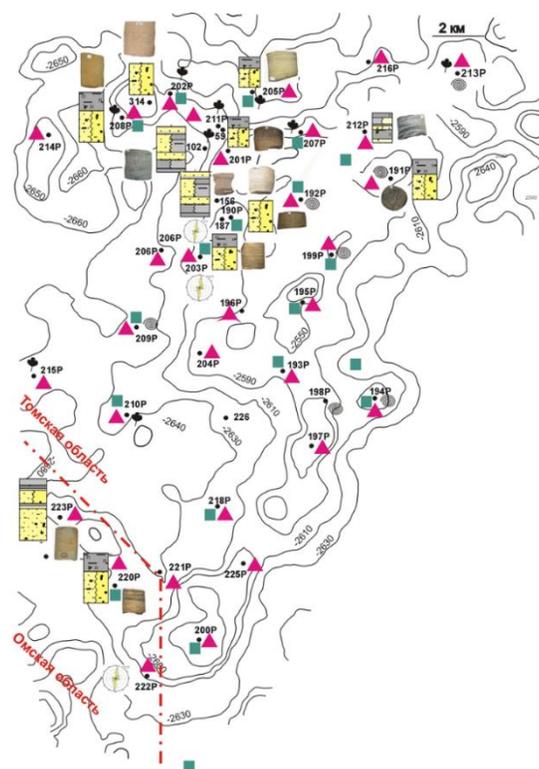
С точки зрения геологического строения для района Крапивинского месторождения можно выделить два структурных этажа: палеозойский складчатый фундамент и платформенный чехол мезо-кайнозойского возраста. Осадочные горные породы чехла стратиграфически несогласно залегают на выветренных и денудированных породах фундамента.

2.2.1. Литологическая характеристика

Стратиграфически разрез данного района расчленён по данным глубоких скважин. Также Межведомственным стратиграфическим комитетом построены корреляционные схемы для региона. На Рисунке 2.2.1.а показан фрагмент стратиграфической схемы палеозоя-мезозоя Западной Сибири. Рисунок 2.2.1.б отражает степень литолого-фациальной изученности месторождения различными методами анализа.



а



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- 200P - порядковый номер скважины, сейсмозонитсы отражающего
- 2630 - горизонта П-а (подошва баженовской свиты) по А.Ф. Глебову, 1998;
- дetailed macrodescription of the core with subsequent selection of samples for textural analysis;
- textural analysis of the core with photographing of samples;
- microstructural analysis;
- mineralogical-petrographic analysis;
- dynamic-geotectonic analysis;
- microfaunistic analysis;
- palynological analysis with determination of palynofacies;

б

Рисунок 2.2.1. а – Фрагмент стратиграфической схемы палеозоя-мезозоя Западной Сибири [11]; б – Литолого-фациальная изученность месторождения

Нефтеносным для Крапивинского месторождения является верхнеюрский комплекс отложений, в котором выделяют баженовскую, георгиевскую и васюганскую свиты. Верхний отдел юры залегает трансгрессивно-регрессивно на подстилающих отложениях тюменской свиты, что является характерной особенностью этих толщ. Также в верхней части данного разреза присутствуют чёрные битуминозные аргиллиты баженовской свиты, которые к тому же являются хорошим репером.

Подосва отложений верхней юры принимается подошвой пласта Ю-2, образованного в трансгрессии. Она имеет достаточно размытые границы и часто достаточно условно проводится по геофизическим показателям.

Горизонт Ю-2 представлен здесь мелко- и крупнозернистыми алевролитами и алевритистыми песчаниками. Наличие пиритового и глауконитового плёночного и порового цемента, редких включений глауконита, сидеритовых оолитов, а также крупных сидеритово-лимонитовых и пиритовых стяжений, позволяют идентифицировать мелководно-морской генезис отложений. Последние также характеризуются утонением зёрен песчано-алевритовых пород вверх по разрезу, что позволяет говорить о формировании пласта Ю-2 в условиях трансгрессии моря.

Далее вверх по разрезу над кровлей тюменской свиты (нижнекелловейскими отложениями пласта Ю-2) согласно залегает прибрежно-морской верхнеюрский комплекс терригенных пород.

Горизонт Ю-1, представленный отложениями верхнеюрского возраста, является, по существу, основным объектом разработки Крапивинского месторождения. Данный комплекс вскрыт всеми пробуренными разведочными и эксплуатационными скважинами. Следует также отметить, что он характеризуется значительной сложностью геологического строения, проявляющейся в высокой латеральной и вертикальной неоднородности пластов, а также высокой гетерогенностью и анизотропией поля фильтрационно-емкостных свойств [12].

Согласно [12] в составе васюганской свиты выделяют нижнюю глинистую и верхнюю песчанистую подсвиты.

Нижневасюганская подсвита представлена тёмно-серыми аргиллитами и аргиллитистыми плотными глинами с песчано-алевритистыми прослоями. В целом данные отложения характеризуются наличием включений пирита, прослоек сидерита и намывов обугленного детрита. В наиболее полных разрезах нижневасюганской подсвиты выделяются три пачки. Верхняя и нижняя пачки представлены аргиллитами, содержащими прослой алевролитов и песчаников в подчинённом соотношении, средняя же пачка преимущественно состоит глин. Нижняя пачка закономерно прослеживается в разрезах во впадинах, а на сводовых частях она опесчанивается. В свою очередь средняя пачка стабильно прослеживается по латерали, а в восточном направлении наблюдается её опесчанивание (здесь васюганская свита переходит в наунакскую). Наконец, верхней пачке свойственны частые фациальные замещения. Их также отдельно выделяют как пласты Ю₁⁶, Ю₁⁵ и Ю₁⁴. Стоит отметить, что в пределах Крапивинского месторождения отложения нижневасюганской подсвиты представлены не в полном объёме.

Породы нижней пачки нижневасюганской подсвиты, пласта Ю₂⁰, отлагались в условиях мелководно-морского бассейна. Данная пачка представлена в разрезе Крапивинского месторождения алевритистыми песчаниками, крупно- и мелкозернистыми алевролитами. Также для пачки свойственен трансгрессивный характер, проявляющийся в утонении зёрен песчано-алевритовых пород снизу вверх по разрезу. Мелководно-морское происхождение отложений определяется наличием пиритового и глауконитового плёночного и порового цемента, редких включений глауконита, сидеритовых оолитов, а также крупных сидеритово-лимонитовых и пиритовых стяжений, выделяемых в разрезе Крапивинского месторождения.

Отложения средней пачки, часто выделяемые и индексируемые как группа песчаных пластов Ю₁⁶, Ю₁⁵ отсутствуют в разрезе месторождения.

Породы верхней пачки, пласт Ю₁⁴, представлены мелкозернистыми алевролитами и глинами. Пачка вскрыта практически всеми скважинами, однако не является перспективной для вскрытия и разработки. Геофизическими исследованиями часто выявляются отрицательные аномалии потенциала самопроизвольной поляризации, соответствующие отложениям данной пачки и примыкающие к аномалиям вышележащего пласта Ю₁³.

Геофизические исследования позволяют выделить в составе верхневасюганской подсветы несколько песчаных пластов. Также её часто делят на три толщи: регрессивную подугольную (пласты Ю₁⁴, Ю₁³) прибрежно-морского генезиса; регрессивно-трансгрессивную межугольную переходного происхождения и трансгрессивную надугольную (пласты Ю₁², Ю₁¹, Ю₁⁰) прибрежно-морского происхождения. Однако также эти объекты иногда рассматривают как нижнюю, среднюю и верхнюю пачки, поскольку в пределах рассматриваемого района в разрезах скважин угольные пласты, разделяющие эти толщи, не выявляются.

Пласт Ю₁³⁻⁴ сложен серыми, мелко- и среднезернистыми массивными песчаниками с незначительным содержанием алевролитов и пропластков глин, с включениями углифицированного детрита и обломков фауны. Пласт имеет общую мощность на северо-западе (северный купол) и юге порядка 15 – 20 м, на южной периклинали же и на северо-востоке направлении она имеет значения порядка 10 – 12 м, а в периферийных частях структуры немного уменьшается. Пласт вскрыт всеми пробуренными скважинами и выделяется как подугольная ритмотолща регрессивного типа. Снизу вверх эта ритмотолща делится на три ритмопачки: покровно распространённая пачка Ю₁^{3В} мощностью 5 – 22 м, сложенная полимиктовыми алевролитами и серыми мелкозернистыми песчаниками; пачка Ю₁^{3Б} мощностью от 5 до 18 м, сложенная мелкозернистыми песчано-алевритовыми

породами с прослоями крупнозернистых пород в кровле структуры; и составленная кварцевыми песчаниками пачка - Ю₁^{3A}, которая выявляется только на севере Крапивинской площади.

Межугольная толща стабильно прослеживается на всей территории Крапивинского месторождения и сложена в основном преимущественно линами и алевролитами, с небольшим содержанием мелкозернистых песчаных и алевроитовых пропластков. В районе Крапивинского месторождения она не содержит весьма характерных для неё угольных пропластков. В её кровле выявляется пачка плотных тёмно-серых сильно пиритизированных аргиллитов. Данная толща хорошо выделяется показаниями нейтронного, индукционного и гамма-каротажей. В подошве межугольной ритмотолщи присутствует плотный пропласток, для которого характерно повышение показаний зонда кажущихся сопротивлений на каротажной диаграмме, а также весьма малые показания гамма-зонда. Межугольная толща имеет достаточно постоянную мощность величиной от 6 до 10 м. Однако на северо-востоке наблюдается увеличение её утолщение.

Пласт Ю₁² состоит из хорошо отсортированных средне- и мелкозернистых песчаников полимиктового состава с порово-плёночным каолинитовым цементом, занимающим от 7 до 10 % порового объёма породы. Общая мощность пласта Ю₁² составляет порядка 4 – 6 м. Фильтрационно-емкостные свойства песчаника несколько ухудшаются в направлении на юг от 18 до 14 % (для пористости) и от 25 до 4 мД (для проницаемости). Отложения данного пласта вскрыты также всеми скважинами на Крапивинском месторождении.

Породы пласта Ю₁¹⁻² характеризуются достаточно интенсивной биотурбацией, а иногда даже и с полным отсутствием текстур первично слоистости. Считается, что накопление отложений пласта Ю₁¹⁻² происходило с весьма низкой скоростью по причине дефицита обломочного материала и низкой скоростью его

привноса, в связи с чем имело место усиление роли биотурбации в формировании конечных текстур.

В кровле пласта Ю₁¹ залегает так называемая барабинская пачка, пласт Ю₁⁰, составленный песчано-алевритовыми породами с присутствием комковатых текстур, достаточно большим содержанием глауконита и плохой сортировкой зёрен. По большей своей части это песчаники и алевролиты, с различной зернистостью, плохой сортировкой, достаточным проявлением карбонатизации, пиритизации, фосфатизации, имеющие в своём составе с глауконит и морскую фауну.

Георгиевская свита имеет достаточно малую мощность в разрезе Крапивинского месторождения. Она составлена однотипной толщей тёмно-серых глин с постоянным литолого-минералогическим составом.

Наверху разреза верхней юры лежат чёрные или буровато-чёрные битуминозные аргиллиты баженовской свиты, содержащие небольшие прослои карбонатов, а также прослои пластичных глин, с алевролитопесчанистым переслаиванием. Баженовская свита на данной территории имеет достаточно стабильную мощность около 24 – 28 м, а также весьма отличительную характеристику на каротажных диаграммах, что позволяет достаточно надёжно выделять её на разрезах по скважинам.

2.2.2. Тектоника

Территория, где расположено Крапивинское месторождение, с точки зрения тектоники находится в сочленении Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины, двух структур I порядка. На Рисунке 2.2.2.а показана структурная карта по отражающему горизонту Па, подошве баженовской свиты для данной территории.

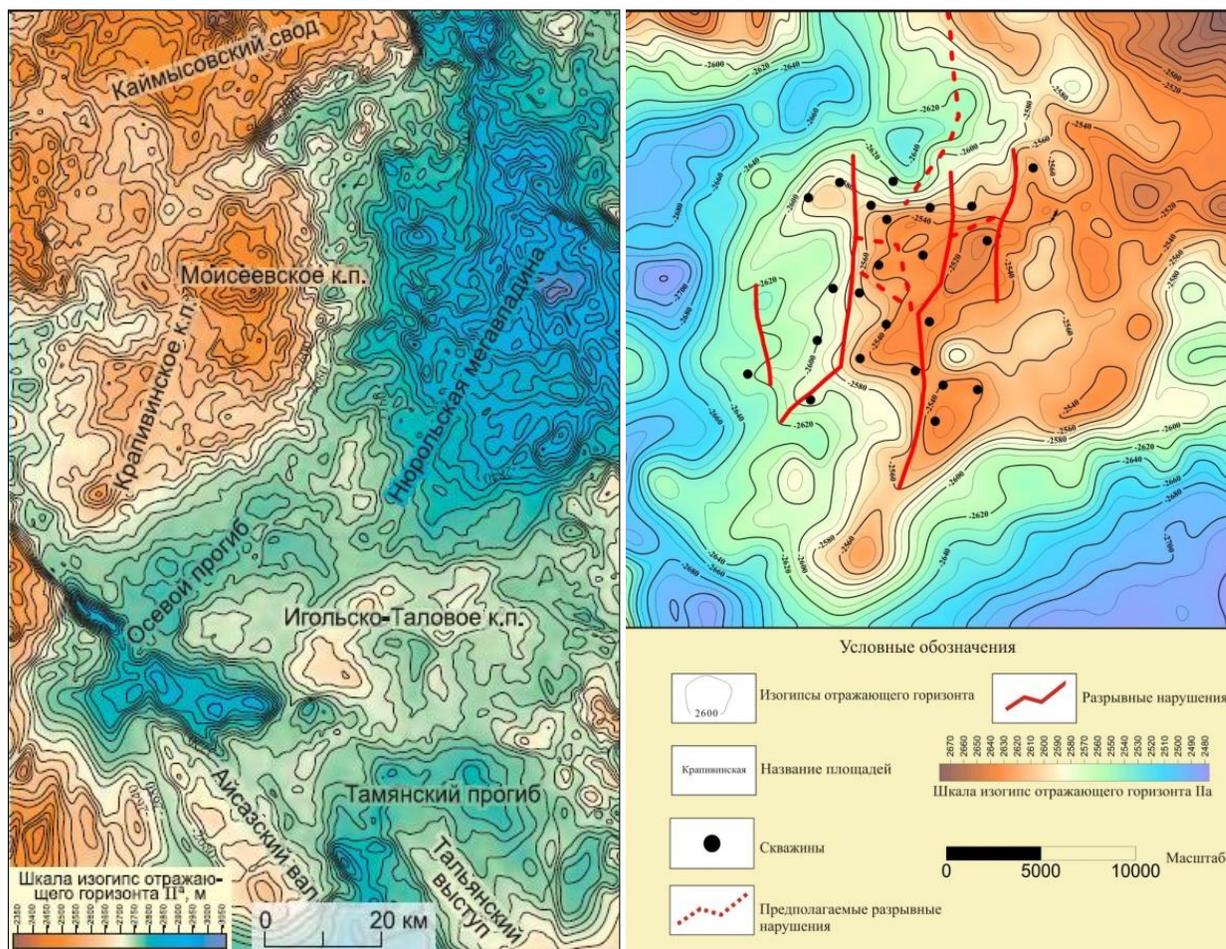
Каймысовский свод является одной из наиболее крупных региональных тектонических структур юго-востока Западно-Сибирской плиты, он также относится к типу структур унаследованного развития. По палеозойскому складчатому фундаменту Каймысовскому своду следует соотносить южную часть Верхневасюганского антиклинория, который является приподнятой зоной концентрации позднегерцинских блоковых складчатых конструкций.

Ограничивая Каймысовский свод изогипсой с абсолютной отметкой в -2650 м, соответствующей подошве баженовской свиты или же сейсмическому отражающему горизонту Па, может быть получен контур длиной в 215 км и шириной порядка 60 – 120 км. Для такой структуры амплитуда поднятия будет иметь величину 350 м. Также абсолютные отметки сводовых частей для составных структур второго порядка имеют значения около -2300 – -2400 м. Внутренние же впадины и прогибы соответствуют абсолютным отметкам, сходным с оконтуривающей изогипсой, т.е. порядка -2600 – -2650 м.

В пределах Каймысовского свода присутствуют две системы разрывных нарушений: одна – северо-восточного, другая – северо-западного простирания. На Рисунке 2.2.2.б показана схема разломов для Крапивинского месторождения. Несколько приподнятыми являются северная и южная части свода, в то время как осевая центральная часть свода оказывается немного опущенной относительно них. В целом Каймысовский свод характеризуется весьма сложным строением. Так, например, в пределах него локализованы несколько положительных структур II-го и III-го порядка, которые разделяются седловинами, небольшими впадинами и прогибами различной кривизны. Следует отметить, что такое строение наблюдается в рельефе поверхностей как доюрского основания, так и баженовской свиты.

Локально Крапивинское нефтяное месторождение приурочено к Крапивинской группе поднятий в пределах Моисеевского куполовидного поднятия

в южной части Каймысоиского свода. Месторождение разделено разломами на шесть блоков. Согласно данным сейсмических исследований тектонические нарушения, рассекающие структуры Крапивинского месторождения, доходят по вертикали до баженовской свиты, проникая в отложения нижнего мела.



а

б

Рисунок 2.2.2. а – Структурная карта по отражающему горизонту Па (подошве баженовской свиты) [13]; б – Схема разрывных нарушений Крапивинского месторождения [14]

Проводя по отражающему горизонту Па изогипсу с абсолютной отметкой в -2600 м, можно получить контур Крапивинской структуры площадью 940 км² и

амплитудой 180 м. Структура Крапивинского месторождения по подошве баженовской свиты представляет собой вытянутую на северо-восток антиклинальную брахиформную складку с более пологим восточным крылом, которая ориентирована параллельно западному борту Нюрольской мегавпадины. Стоит также отметить, что район самого Крапивинского месторождения полностью покрыт 3D сейсморазведкой [13].

2.2.3. Обстановка осадконакопления

Схема верхнеюрских отложений Крапивинского месторождения с фациальной интерпретацией и интерпретацией обстановок представлена на Рисунке 2.2.3.1.

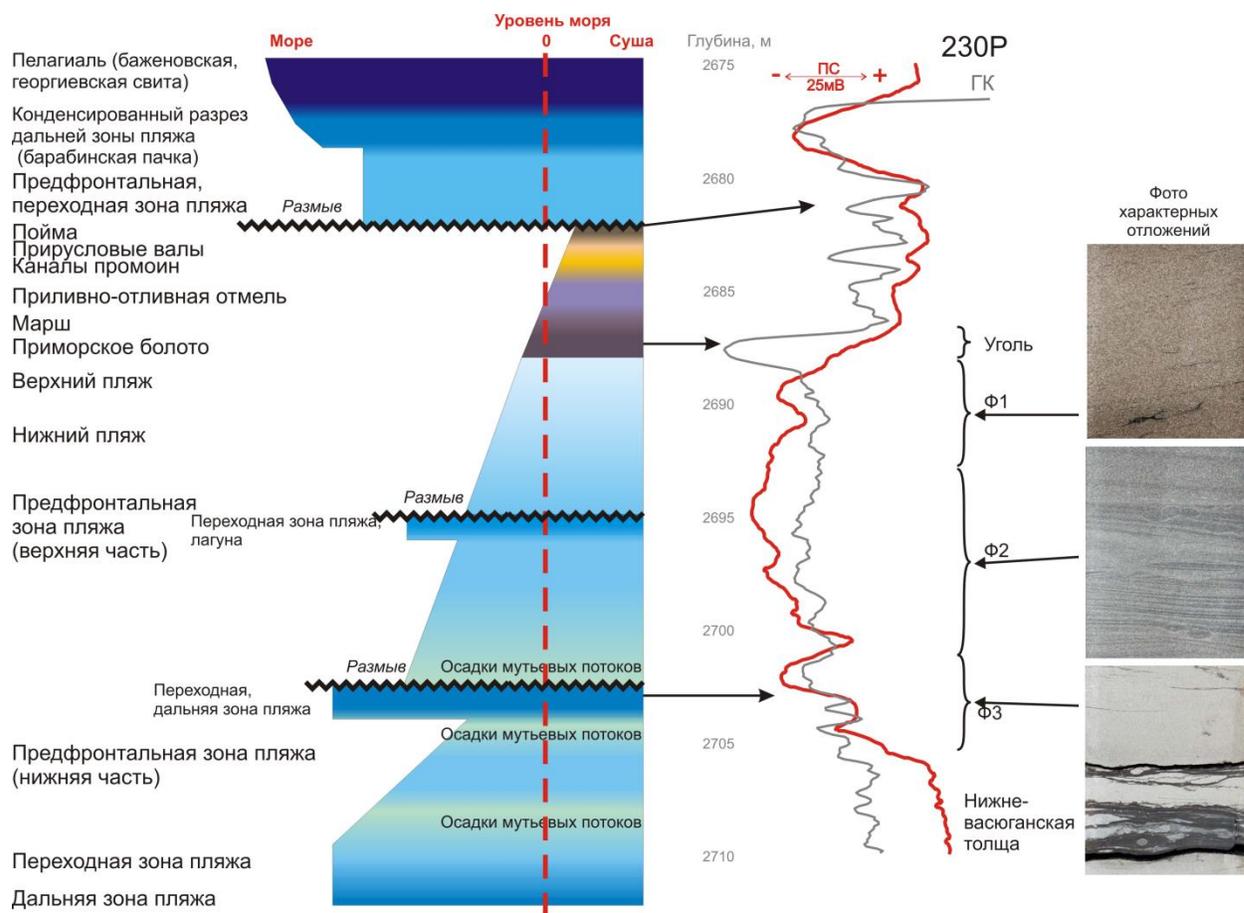


Рисунок 2.2.3.1 – Схема отложений Крапивинского нефтяного месторождения на примере скв. 203Р [15]

Для подугольной толщи отложения характеризуются явным ростом мощности песчаных прослоев в сравнении с пластом Ю₁⁴, где песчанистые алевролиты достаточно равномерно переслаиваются (с толщиной прослоев в 1 – 2 см) с аргиллитами. Далее вверх по разрезу для абсолютного большинства скважин наблюдается заметное и непрерывное поглубение песчаников и снижение содержания алевритистой фракции, уменьшается мощность и частота появления глинисто-алевритовых прослоев, закономерно снижается содержание ихнофоссилий *Chondrites*, которые также являются явным признаком бескислородных условий (или условий с дефицитом кислорода). Всё это говорит о росте скорости накопления осадка в палеоусловиях, росте степени аэрации воды, (скорее всего, посредством постепенного и медленного падения уровня моря, т.е. регрессии). Ещё одним признаком этого является закономерный переход от отложений фаций дальней и переходной пляжевых зон, слагающих нижневасюганскую толщу, к отложениям фаций нижней части предфронтальной пляжевой зоны, которые составляют нижнюю часть подугольной толщи и являются части подошв формировавшихся тел баров.

Стоит отметить, что практически везде в нижних частях подугольной толщи можно обнаружить глинисто-алевролитовые пропластки, имеющие толщину чаще до 1 м, но иногда и до 2,2 м, которые рассматриваются как следствие кратковременных и резких повышений уровня моря и формирования отложений фаций дальней пляжевой зоны. Также в центре района Крапивинского месторождения обнаруживается протянутая на северо-восток зона, где глинисто-алевролитовые пропластки полностью, или же практически полностью, смыты, что говорит о возможных флутуациях структурного плана (к примеру, воздыманию из-за тектонических проявлений центральной части всей структуры с амплитудой смещения до 2 м) [15].

Отложения мутьевых потоков, а также нижней части предфронтальной пляжевой зоны объединяются в [15] вместе с глинисто-алевролитовыми пропластками в группу фаций Ф3. Распределению пород этой группы фаций по площади присуще наличие локальных максимумов мощностей, имеющих величины порядка 10 м (вблизи скважин 203Р и 205Р), а также общий рост мощностей отложений до 12 м на юге Крапивиской структуры.

Затем последовало дальнейшее падение уровня моря, результатом чего стало полное исчезновение вверх по разрезу прослоев глин и отложений фаций мутьевых потоков, а также погрубение песчаников от тонко- до мелкозернистых и замена их фаций от *Cruziana* на *Skolithos*, что является индикатором смены обстановки к предфронтальной пляжевой зоне. Формирование отложений этих песчаников протекало в условиях более бурной и постоянной активности волн и, вероятно, при участии донных течений. Возможная обстановка в данном случае – боковые части баров. Можно отметить, что всё же в некоторых скважинах (224Р, 225Р, 206Р) встречаются глинисто-алевролитовые пропластки, что указывает на краткие повторные подъёмы уровня моря или же изолирование некоторых участков морского дна, вызванное миграцией баров под воздействием волновой деятельности и действия прибереговых течений. Эти глинисто-алевролитовые пропластки вместе с отложениями верха предфронтальной пляжевой зоны объединяются в [15] в группу фаций Ф2. Однако в глинисто-алевролитовых пропластках группы Ф2 практически не найдены остатки *Chondrites* и градационная слоистость, в отличие от пропластков из группы Ф3, что говорит о достаточной глубине бассейна; они также характеризуются здесь большей степенью углификации. Всё вышеперечисленное позволяет говорить о меньших глубинах их отложения в сравнении с таковыми из группы Ф3. Поэтому возможная обстановка в данном случае – частично или же полностью изолированные от воздействия волн шельфовые участки дна с условиями отложения осадка близкими к лагунным.

Распределение мощностей отложений для группы фаций Ф2 характеризуется их закономерным ростом от 2 м на северо-востоке Крапивинской структуры до порядка 10 м на западе. При этом на картах мощностей на участках, характеризующихся повышенной изученностью бурением и геофизическими исследованиями, можно обнаружить маленькие “локальные” неоднородности с перепадом мощностей от 5 до 8 м в пределах сравнительно небольших участков с размерами порядка 2 км.

В кровле подугольной толщи в [15] выделяют группу фаций Ф1, куда включены фации нижней и верхней пляжевой зоны. Песчаные отложения этих фаций имеют лучшие фильтрационно-емкостные свойства, поскольку составлены более грубозернистым и хорошо сортированным составом, возросшим содержанием кварца и пониженным содержанием обломочной составляющей. В отложениях пляжевой зоны присутствует меньшее количество намывов углей и глин в сравнении с отложениями фации предфронтальной пляжевой зоны. В дополнение, в пляжевых отложениях группы Ф1 фактически нет следов биотурбации, вызванной животными, населяющими морское дно, в то время как следы растительной биотурбации присутствует в весьма ограниченном количестве и найдены лишь в прикровельной части. Распределение мощностей отложений по группе Ф1 тоже характеризуется закономерным ростом в направлении на запад от около 3 м вблизи скважин 212Р и 213Р до 10 м рядом со скважинами 229Р и 208Р. Также на северо-западе Крапивинской структуры наблюдается локальный минимум мощности группы Ф1 в 2 м, что выявлено керном лишь скв. 224Р. Стоит отметить, что в областях с большей плотностью сетки скважин зарегистрирована большая изменчивость мощностей отложений группы фаций Ф1, откуда косвенным образом выявлен примерный размер баров около 2 – 3 км. Присутствие же в разрезе подугольной толщи двух глинисто-алевритовых прослоев говорит о возможном существовании минимум двух кратковременных трансгрессивных циклов,

подъёмов уровня моря, произошедших на фоне общей непрерывной регрессии, падения уровня моря, или же просто накопления отложений забаровых лагун.

Карта объединённой мощности отложений фациальных групп Ф1, Ф2 и Ф3, формирующих продуктивный пласт песчаника Ю₁³, показывает её закономерный рост в направлении на запад. В пределах Крапивинской структуры толщина Ю₁³ изменяется от 13 м на северо-востоке, у скв. 213Р, до 25 м на северо-западе, около скв. 229Р, и 27 м на юго-западе, рядом со скв. 222Р. Всё это говорит о наличии на начало накопления отложений подугольной толщи небольшого наклона морского дна в направлении на запад-юго-запад. Анализ мощностей отложений угля, покрывающего подугольную толщу, указывает на происшедшую при накоплении отложений Ю₁³ перестройку формы поверхности дна моря. Вследствие неё образовался песчаный бар, который сориентирован в направлении на северо-восток. В направлении на юг и юго-запад от него существовало палеоболото, находящееся рядом с морем, или марши, где сформировались отложения углей толщиной до 4 м. На другой стороне от бара находилась достаточно пологая приливно-отливная отмель, которая периодически заливалась водой с северного и северо-западного направления.

На Рисунке 2.2.3.2 показана принципиальная фациальная схема формирования верхнеюрских отложений Крапивинской площади.

Формирование надугольной толщи было обусловлено резкой трансгрессией, которая, скорее всего, повлекла также и частичный размыв отложений межугольной толщи. Отложение песчаников Ю₁² протекало на весьма пологом дне моря, в условиях, соответствующих баровой и лагунной обстановкам с различными степенями изоляции.

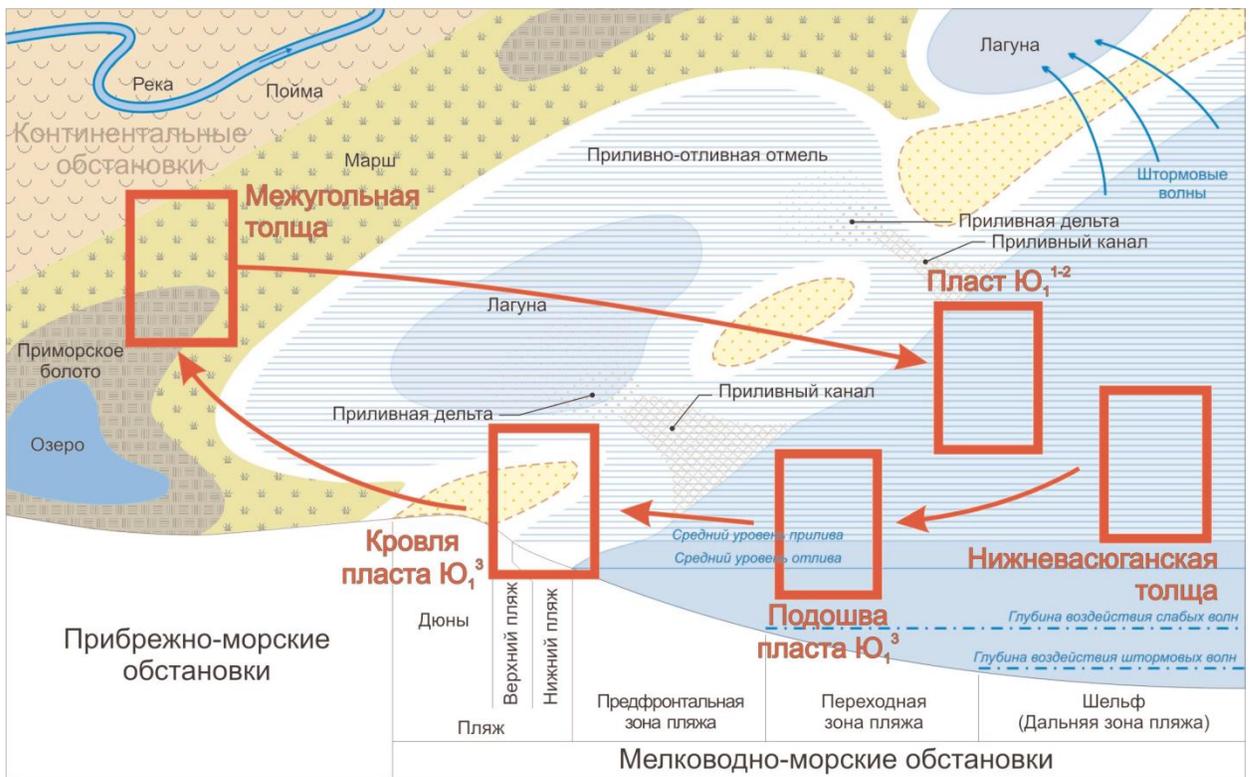


Рисунок 2.2.3.2 – Фациальная схема формирования верхнеюрских отложений Крапивинского нефтяного месторождения [15]

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ АНИЗОТРОПИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Наибольшее значение при проведении комплексной оценки каких-либо проявлений фильтрационных неоднородностей имеет оценка потенциала проявления анизотропии проницаемости, которую необходимо осуществить ещё до момента любого возможного прорыва воды и дальнейшего значительного обводнения продукции скважин. Вследствие этого необходимо разрабатывать различные методики определения основных параметров анизотропии горизонтальной проницаемости: направления и величины горизонтальной анизотропии коллекторов нефти и газа на основе анализа данных исследования керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин. На основе полученного анализа данных строится геологическая и петрофизическая модель для данного месторождения, с целью оценки влияния эффекта анизотропии на процесс разработки месторождения. С помощью гидродинамического моделирования можно проанализировать изотропную и анизотропную модели для дальнейшего усовершенствования существующей модели разработки месторождения. Каждый тип исследования отличается определенным масштабом. Ориентированные шлифы можно отнести к крупномасштабному исследованию, исследования керна – к среднемасштабному, а индикаторные и гидродинамические исследования – к мелкомасштабным. Отметим, что наилучшим подходом исследования эффекта неоднородности фильтрационных свойств, является комбинирование результатов всех методов для получения наилучшего понимания природы анизотропии.

3.1. Оценка анизотропии горизонтальной проницаемости по керну

Исследования керна являются, по сути, одним из главных и наиболее достоверных способов изучения геологического строения месторождения и свойств горных пород. Основной задачей керновых исследований является определение основных параметров залегания породы, таких как угол падения структурных элементов и азимут простирания геологических объектов. Одним из специализированных направлений в изучении керна является работа с ориентированным керном. Изучение ориентированного керна позволяет получить наиболее подробные сведения о разрабатываемом месторождении: данные о размере месторождения, информация о глубине и простирании породы, расположение трещин в породе, сведения о резервуаре и информацию об особенностях дренажа, пористости и проницаемости по всем направлениям.

Как известно, направление наибольшей горизонтальной проницаемости весьма явно согласуется с преобладающей ориентировкой зёрен обломочного материала, слагающего горную породу. Для месторождения К широко проведены исследования керна и шлифов с анализом изображений. На Рисунке 3.1.1 показана фотография шлифа керна одной из разведочных скважин месторождения. Как можно видеть, здесь явно прослеживается северо-восточная ориентировка зёрен.

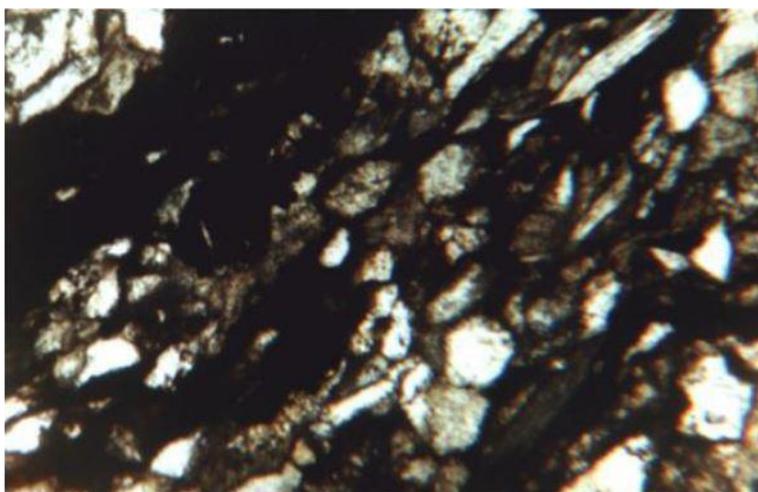


Рисунок 3.1.1 – Ориентированный шлиф керна с месторождения К [16]

Также в [16] даётся суммарная оценка ориентации зёрен коллектора месторождения К, что отображено на Рисунке 3.1.2 в виде обобщённой роз-диаграммы частотности появлений зёрен определённой ориентировки.

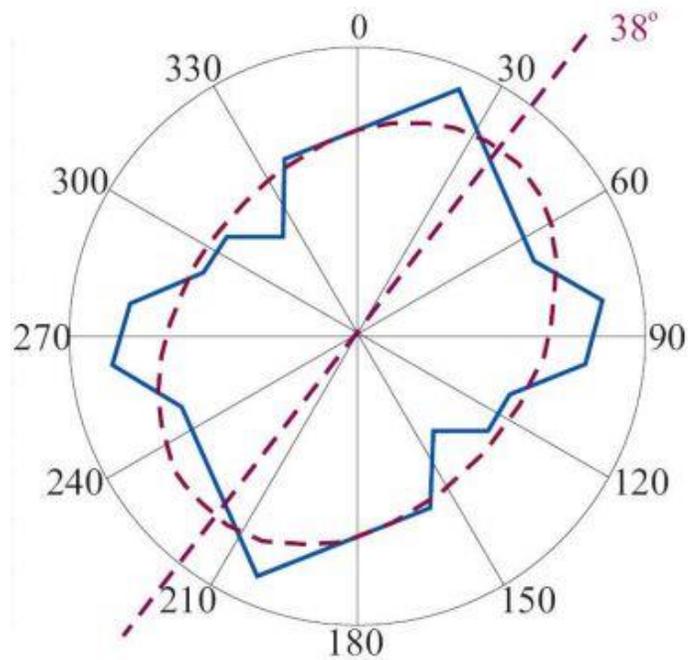


Рисунок 3.1.2 – Обобщённая роз-диаграмма ориентировки зёрен коллектора для месторождения К [16]

Обобщённая роз-диаграмма показывает, что основное распределение – в целом бимодальное. Основное направление распределения длинных частиц северо-восточное, что указывает на то, что эффект анизотропии будет иметь место в данной скважине. Ориентация зёрен в значительной степени создает влияние на проницаемость породы и, как правило, основная ось максимальной проницаемости совпадает с направлением преимущественной ориентации пор. Используя несложную схему пространственных пересчетов системы координат и эллиптическую аппроксимацию, становится возможным вычисление двух главных компонент эллиптической аппроксимации, а также угла ориентировки ϕ главной

оси эллипса, характеризующего генеральное направление ориентировки зёрен и соответственно предполагаемой максимальной проницаемости. Как видно из рисунка, получено генеральное направление в 38° .

Здесь и далее в данной работе использовались роз-диаграммы, которые представляют из себя распределения точек в географической (радиальной) системе координат. Каждая точка на роз-диаграмме имеет определённый сектор расположения, где круг географической системы координат разделяется на несколько секторов в зависимости от азимутов. Определение основных параметров роз-диаграммы было делается с использованием эллиптической аппроксимации. В данном исследовании, двумерная неоднородность свойств породы в наиболее простом виде представляется эллипсом. Для описания точек и аппроксимации среднего значения наиболее практичным является использование эллипса.

При эллиптической аппроксимации анизотропии проницаемости основными численными параметрами, которые характеризуют явление неоднородности, является коэффициент отношения максимальной проницаемости к минимальному значению и направление главной оси эллипса.

Наиболее удобным и простым методом является представление эллипса в полярных координатах в виде уравнения:

$$r_i^* = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{a^2} \cdot \sin^2(\varphi_i - \varphi_0) + \frac{1}{b^2} \cdot \cos^2(\varphi_i - \varphi_0)}} \quad (1)$$

где r_i^* – радиус аппроксимирующего эллипса,

a, b – длины полуосей аппроксимирующего эллипса,

φ_i – переменный азимут оси аппроксимирующего эллипса,

φ_0 – истинный азимут оси аппроксимирующего эллипса.

При использовании данного метода, распределение значений проницаемости реализуется по схеме наименьших квадратов с перебором различных параметров эллипса путём минимизации:

$$\sum \sqrt{(r_i - r_i^*)^2} = \min \quad (2)$$

где r_i – величина расчетного радиуса аппроксимирующего распределения,
 r_i^* – величина радиуса измеренного параметра в заданном азимуте.

Получаемый в результате вычислений азимут, является направлением главной оси анизотропии проницаемости. Соотношение значений a и b характеризует коэффициент отношения максимального и минимального значения проницаемости. В любом случае, определение основных параметров анизотропии носит статистический характер, поэтому для их определения используется эллиптическая аппроксимация данных роз-диаграмм. В таком случае можно считать, что результат эллиптической аппроксимации является наиболее приемлемым и приближенным.

Также в данной работе использовались выводы из [17], где, основываясь на анализе керна, была дана обобщённая оценка уже собственно анизотропии горизонтальной проницаемости, что показано на Рисунке.3.1.3.

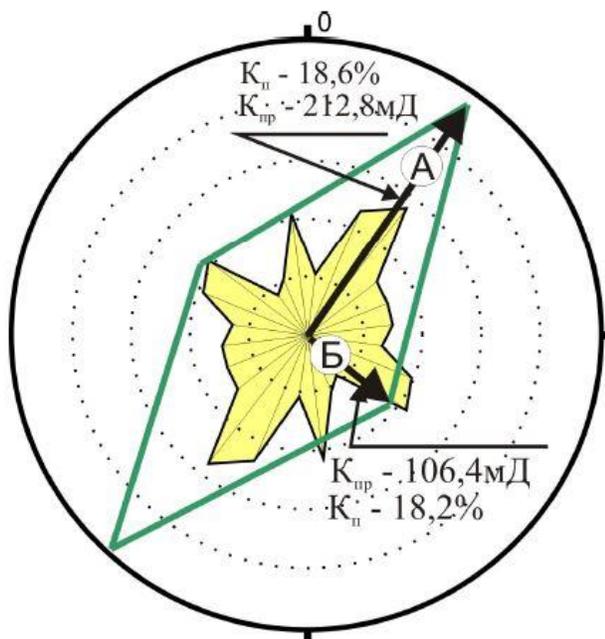


Рисунок 3.1.3 – Аппроксимация анизотропии проницаемости коллектора месторождения К по кернавым данным [17]

Отметим также явное согласование результатов оценки преобладающей ориентировки зёрен с аппроксимацией анизотропии.

Как уже отмечалось, для оценки анизотропии проницаемости по керну в данной работе использовались результаты анализа образцов, которые были предварительно ориентированы.

Метод, который применяют для получения ориентированного керна весьма сходен с инклинометрией, где основной задачей является определение пространственного положения скважин. Основным принцип отбора ориентированного керна заключается в нанесении маркировки на площади отбора керна. Для проведения отбора ориентированного керна забой скважины предварительно зачищается, затем фиксируется горизонтальная линия простирания плоскости маркировки, где наносится перпендикулярная ей линия падения маркировки, которая отмечается стрелкой. Азимут падения плоскости маркировки замеряется с помощью компаса и угол падения замеряется эклиметром. Привязка керноориентатора выполняется в системе координат, где основными параметрами являются вертикальная плоскость и касательная траектории скважины в точке отбора керна. После маркировки и ориентировки выбуривается образец керна. Для получения информации о пространственном положении на извлеченном керне производится палеомагнитный анализ и визуальный анализ для определения расположения маркировок относительно сторон света. Принципиальная схема ориентированного керна показана на Рисунке 3.1.4.

Палеомагнитный метод для ориентации образцов керна основывается, главным образом, на использовании их остаточной намагниченности. Суть данного подхода заключается в том, что кристаллы горных пород во время своей кристаллизации или же их зёрна при осаждении из потока приобретали

намагниченность, соответствующую направлению древнего магнитного поля Земли [16].

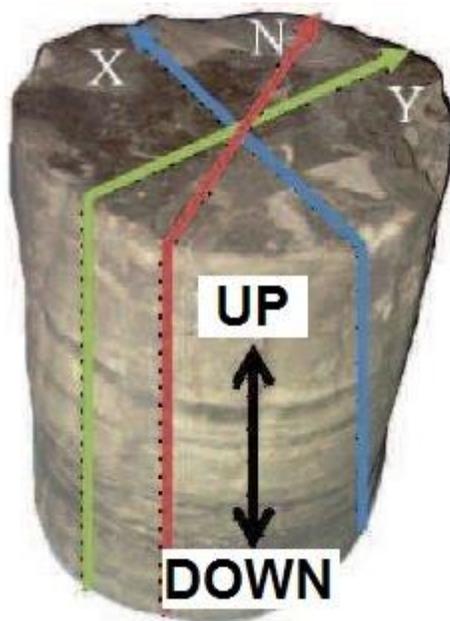


Рисунок 3.1.4 – Схема ориентированного керна, полученного палеомагнитным методом [18]

Фильтрационная неоднородность коллектора в данной работе первично была оценена по информации, полученной из коллекции образцов ориентированного керна из скважины месторождения и приведённой в Таблице 3.1. Используемые для исследования образцы керна характеризуют отложения георгиевской, васюганской и баженовской свит. Интервал отбора ориентированного керна составил порядка 20 метров. На всех образцах ориентированного керна было выполнено пространственное ориентирование и определение коллекторских свойств породы. Как видно из таблицы, основной ориентировкой полученного для испытаний керна является северо-восточное и северо-западное направление.

При анализе данных по ориентированному керну было установлено, что в керне, выпиленном в северо-восточном направлении наблюдается превышение

проницаемости, по сравнению с образцами, выпиленными в северо-западном направлении, что видно из Рисунка 3.1.5.

Таблица 3.1 – Данные измерения проницаемости по керну

Номер образца	Коллекторские свойства		Ориентировка
	Кпо, %	Кпр, мД	
54.2.1	18,6	212,8	СВ
54.2.2	18,2	106,4	СЗ
57.2.1	9,8	5,4	СВ
57.2.2	13,2	2,9	СЗ
59.2.1	12,2	1,5	СВ
59.2.2	10,9	1,3	СЗ
60.2.1	12,1	0,5	СВ
60.2.2	10,8	0,25	СЗ

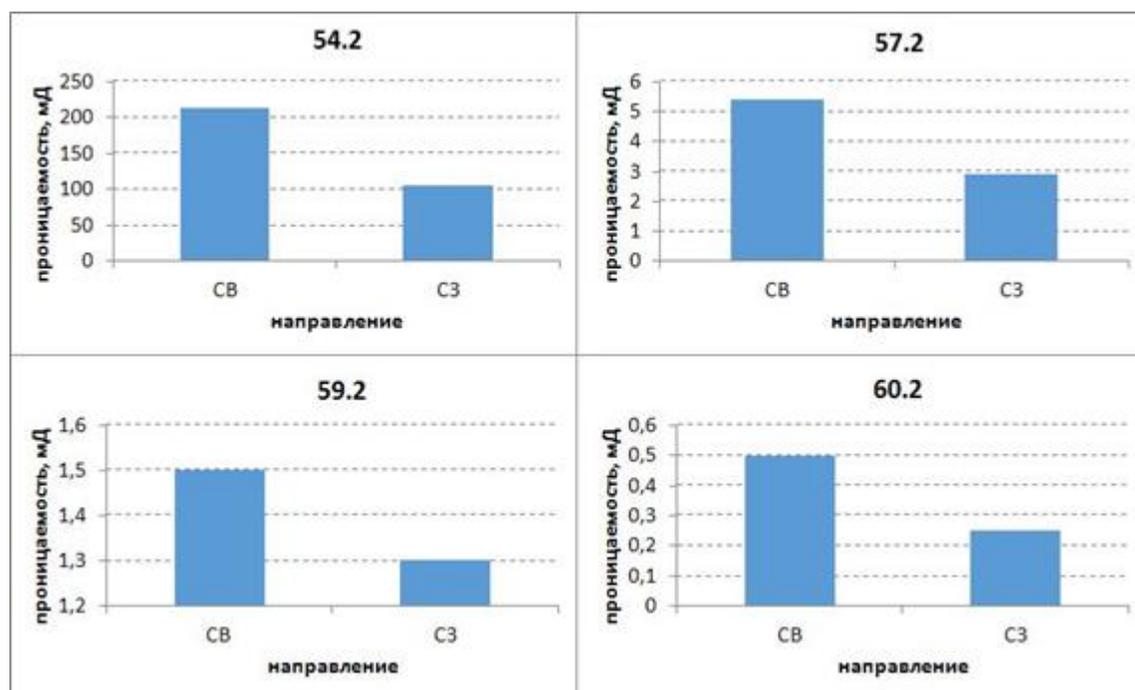


Рисунок 3.1.5 – Распределение проницаемости в двух направлениях

Как видно из Таблицы 3.1 Рисунка 3.1.5, анализ ориентированного керна показал, что коллектора месторождения К обладают существенной горизонтальной анизотропией проницаемости, с преобладающей ориентацией в северо-восточном направлении. Измеренный коэффициент анизотропии проницаемости из данных ориентированного керна по разным направлениям изменяется от 1.3 до 2, несмотря на то, что коэффициент пористости отличается только десятными долями.

Важно отметить, что значения коэффициента для пар образцов меняются с глубиной, что можно объяснить с точки зрения формирования породы в определенный момент времени, так как осадки образовались во время прибрежно-морской обстановки в котором большое влияние оказала волно-прибойная деятельность. Известно, что волно-прибойные процессы ориентируют зерна перпендикулярно, в то время как, вдольбереговые течения формируют зерна параллельно береговой линии. Таким образом, изменение соотношения вкладов каждого из процессов могло изменять соотношение осей и ориентацию эллипса проницаемости.

Итак, в результат эллиптической аппроксимации анизотропии горизонтальной проницаемости даёт генеральное направление максимальной проницаемости на северо-восток с углом ориентировки в 38° . Из обобщенной розы-диаграммы соотношение $K_{\text{макс}}$ к $K_{\text{мин}}$, равно 2. Величина коэффициента анизотропии проницаемости по данным ориентированного керна для разных пар образцов варьирует от 1.3 до 2, что согласуется с выводами из литературных источников. Значение соотношения максимальной и минимальной величин проницаемости доказывает, что на данном участке месторождения существует неоднородность фильтрационных свойств данного пласта, которая имеет преимущественное направление на северо-восток.

3.2. Определение параметров анизотропии горизонтальной проницаемости по данным трассерных исследований

Трассерные или индикаторные исследования являются одним из наиболее используемых методов анализа реальных фильтрационных потоков продуктивного пласта, поскольку характеризуют поведение системы в целом, что является весьма важным с точки зрения планирования системы разработки. Сущность проведения индикаторных исследований заключается в добавлении в нагнетательную жидкость меченого раствора, который далее вытесняется к добывающим скважинам. Преимуществом проведения индикаторных исследований является то, что они могут проводиться без остановки скважин. Дальнейший анализ извлеченной жидкости показывает, какая связь присутствует между скважинами.

С помощью использования индикаторов в настоящее время определяются и вычисляются распределения потоков нагнетаемых агентов между скважинами и пластами, истинные скорости движения жидкости в продуктивных отложениях, определяются высокопроницаемые и наиболее трещиноватые участки пласта, участки с нарушением гидродинамической связи между отдельными залежами.

В данном исследовании анизотропии горизонтальной проницаемости анализ трассерных исследований месторождения К является необходимым для оценки проницаемости и гидродинамической связи между скважинами. Одной из причин выбора месторождения К для исследований, является то, что на месторождении проведено достаточное количество таких исследований.

Для изучения текущей фильтрационной обстановки и определения коллекторских свойств пласта, а также для уточнения распределения закачиваемой воды по контрольным добывающим скважинам пласта Ю₁³ месторождения К были даны трассерные исследования по трём нагнетательным скважинам.

В результате индикаторных исследований были получены данные о скорости индикатора на данных участках и доли извлеченного индикатора для

каждой из принимающих скважин. Основные результаты приведены в Таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1 – Результаты трассерных исследований на участке

Скважина-источник	Принимающ. скважина	Масса индикатора, извлеченного из высокопрониц. зоны, %	Общая масса извлечённого индикатора, %	Скорость фильтрации индикатора, м/сут
К0	К1	4,28	14,6	92,4
	К7	6,25	11,1	44,5
	К8	9,96	10,4	37,6
	К12	0,28	1,9	41,8
	К15	6,79	11	103,3
	К16	1,52	3,7	55,6
	К25	5,6	5,6	77,9
	К26	39,69	41,7	254,2
К13	К5	32,3	33,5	360,7
	К7	48,67	51,3	374,3
	К8	7,5	7,5	13
	К12	2,55	4,1	38,5
	К15	3,5	3,5	29,2
К20	К18	16	16	93
	К19	5,13	6,9	139,9
	К21	35,6	35,6	149,6
	К27	6,9	6,9	51,7
	К28	7,6	7,6	135
	К29	27	27	129,6

По данным Таблицы 3.2.1 были построены круговые диаграммы распределения трассера между добывающими скважинами, приведенные на Рисунке 3.2.1.

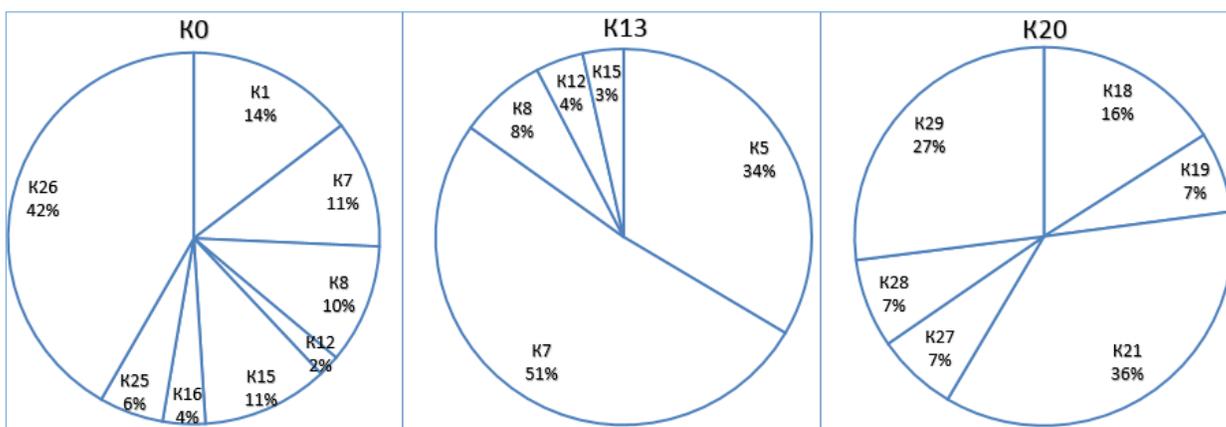


Рисунок 3.2.1 – Круговые диаграммы распределения трассера по скважинам

Из этих диаграмм можно заметить, что распределение индикатора по направлениям, носит неравномерный характер. Большая часть меченой воды, фильтрующейся через пласт $Ю_1^3$, извлекается в каждом случае лишь из одной или двух скважин. Безусловно, это обуславливается чаще просто близостью некоторых из этих скважин к источникам, но вклад анизотропии также весьма велик, что будет показано далее при построении диаграмм скоростей фильтрации.

Наконец для анализа и сравнения полученных результатов необходимо привести все скважины в одну полярную систему координат, в которой все точки на плоскости характеризуются парой чисел: радиусом и полярным углом. Способ приведения всех скважин в одну систему заключается в том, чтобы нагнетательную скважину поместить на начало координат, а связанные с ней все добывающие скважины находятся относительно нагнетательной скважины согласно их реальному расположению, под теми же углами. В данном случае, полярным радиусом является один из регистрируемых параметров трассерного исследования: скорость фильтрации меченой жидкости или же скорость массопереноса. Способ преобразования в круговую координатную систему показан на Рисунке 3.2.2.

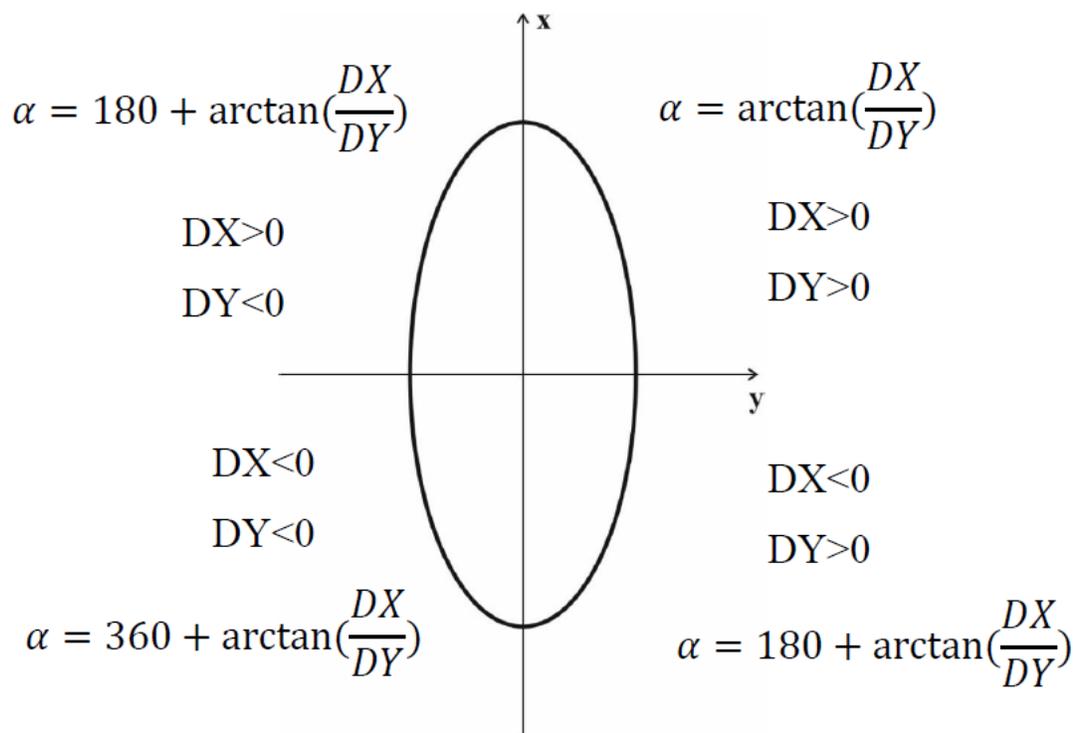


Рисунок 3.2.2 – Способ расчёта угловой характеристики скважины [19]

Известно, что проницаемость и скорость перемещения индикатора находятся в линейной зависимости, а из этого следует, что, говоря об анизотропии скорости, мы подразумеваем анизотропию проницаемости. В связи с этим в данной работе мы будем отождествлять роз-диаграммы для скоростей фильтрации трассера с роз-диаграммами горизонтальных проницаемостей для зон каждой нагнетательной скважины.

Таким образом, на основе результатов индикаторного исследования были построены роз-диаграммы с использованием средней скорости движения индикатора и скорости массопереноса, как ещё одного параметра, который можно получить умножением скорости фильтрации на долю принятой в скважине меченой жидкости от всего её количества. Для того, чтобы получить основные параметры анизотропии проницаемости (отношение максимальной и минимальной величин горизонтальной проницаемости, а также ориентацию её распределения), полученные роз-диаграммы были аппроксимированы эллипсами. Отметим, что

было принято решение делать аппроксимацию для скорости движения трассера, поскольку именно этот параметр в большей степени тождественен проницаемости. Полученные роз-диаграммы и их аппроксимации представлены на Рисунках 3.2.3, 3.2.4, 3.2.5.

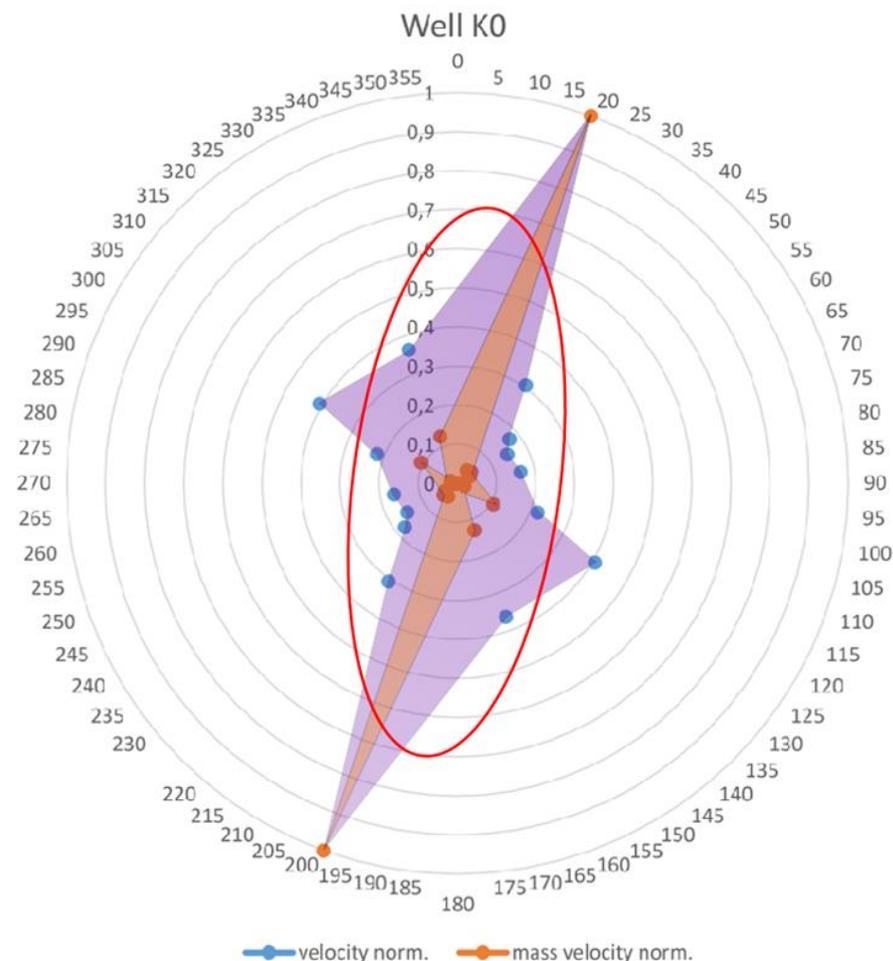


Рисунок 3.2.3 – Роз-диаграммы скорости фильтрации и скорости массопереноса для скважины К0

Как можно видеть, для скважины К0 по данным одной скважины выявляется направление максимума (моды) с азимутом в 20°, однако данные по другим скважинам направляют аппроксимирующий эллипс севернее. Как результат статистического усреднения, получается азимут в 7° и коэффициент анизотропии в 2,62.

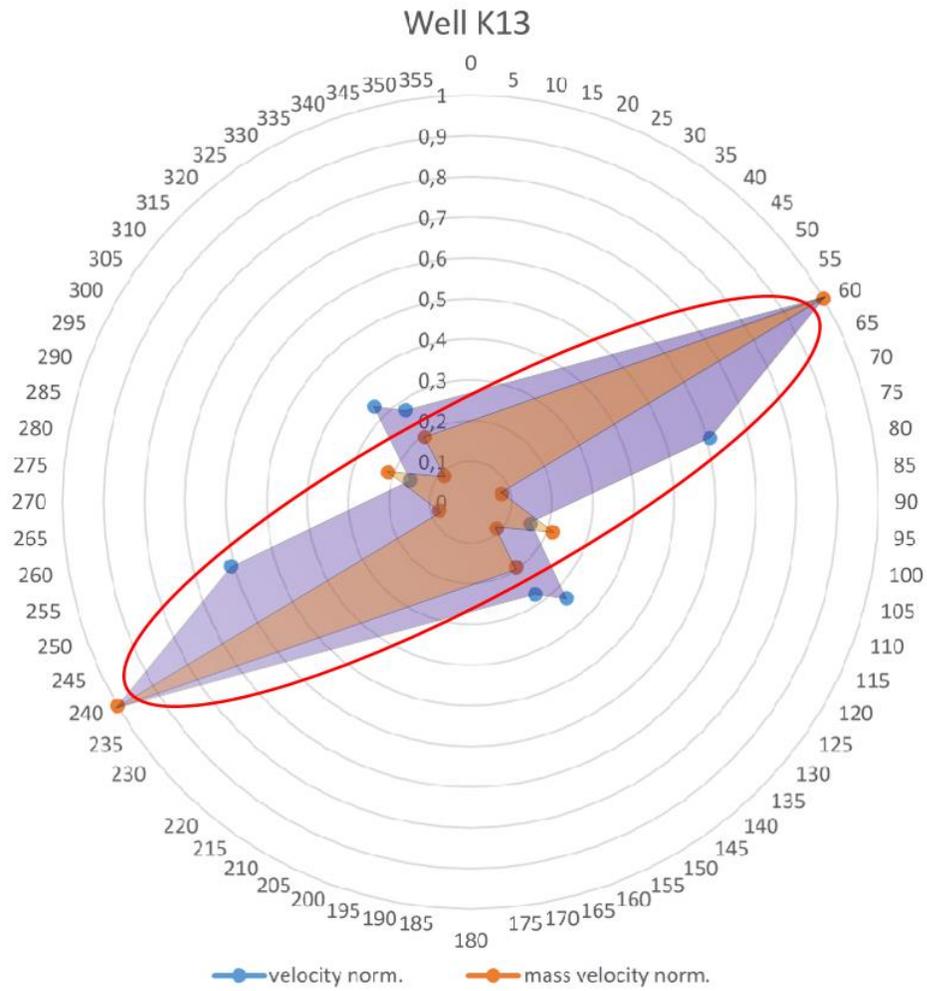


Рисунок 3.2.4 – Роз-диаграммы скорости фильтрации и скорости массопереноса для скважины К13

В свою очередь, для скважины К13 достаточно надёжно определяется азимут в 61° и коэффициент анизотропии в 4,21.

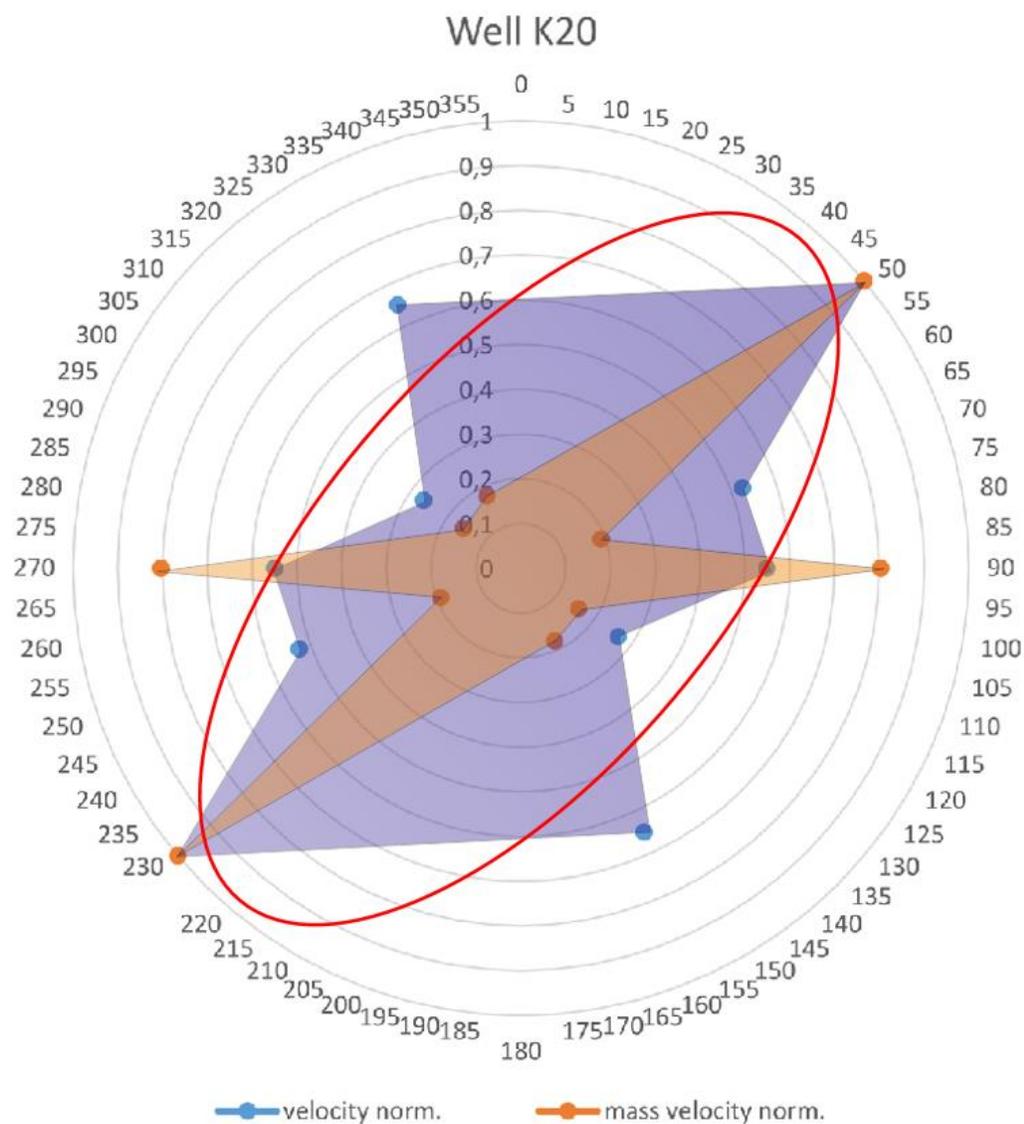


Рисунок 3.2.5 – Роз-диаграммы скорости фильтрации и скорости массопереноса для скважины K13

Наконец, для скважины K20 результат выглядит также достаточно однозначным, а аппроксимированный азимут в 39° весьма хорошо соотносится с данными из литературных источников. Коэффициент анизотропии в данном случае равен 2,11.

Таким образом, результатами анализа и изучения роз-диаграмм являются значения азимута направления ожидаемой наибольшей проницаемости и оценки отношения $K_{\text{макс}}/K_{\text{мин}}$, представленные в Таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.2 – Результаты анализа трассерных исследований

Участок скважины	Азимут направления $K_{\text{макс}}, ^\circ$	Соотношение $K_{\text{макс}}/K_{\text{мин}}$	Генеральное направление анизотропии проницаемости
К0	7	2,62	ССВ
К13	61	4,21	ВСВ
К20	39	2,11	СВ

Итак, исследование показало, что анизотропия в горизонтальном направлении на данном участке месторождения имеет северо-восточную ориентацию, отношение максимального и минимального значений в пределах от 2 до 4. Однако в дальнейшем по данному разделу будет приниматься результат по участку скважины К20, как наиболее достоверный и согласующийся с литературными данными.

3.3. Определение параметров анизотропии горизонтальной проницаемости по данным ГИС

Профили проницаемости по скважинам могут быть получены лишь при помощи данных геофизическом исследовании скважин. При геофизическом исследовании скважин конечным результатом исследования являются каротажи, которые отражают геологическое строение разрезов скважин. Данные геофизических исследований отличаются высокой детальностью и точностью. Эта особенность связана с тем, что результаты каротажей фиксируются как непрерывная диаграмма при движении геофизических датчиков по стволу.

Применённая в этой работе методика исследования анизотропии горизонтальной проницаемости предполагает последовательное преобразование каротажных материалов с определением общей и эффективной пористости, водонасыщенности, глинистости и проницаемости пород по всем скважинам исследуемого участка, а затем построение карт проницаемости по отдельным интервалам.

В данной работе объектом исследования был выбран достаточно обособленный участок месторождения К, включающий ряд скважин, которые находятся вблизи друг друга, вследствие этого являясь весьма благоприятными для объединения и совместного изучения по ним эффекта неоднородности фильтрационных свойств.

Выделенный участок месторождения К включает 24 скважины, 21 из которых имеют достаточную для учёта историю разработки (три оставшихся являются разведочными и были пробурены и опробованы в достаточно удалённые и разные моменты времени, в течение непродолжительного времени. Для каждой скважины были проведены геофизические исследования, результатом которых является набор каротажных данных. Анализ и обработка каротажей даёт средние значения свойств изучаемых скважин. Местоположение скважин и границы участка показаны на структурной карте по кровле пласта Ю₁³, представленной на Рисунке 3.3.1.

Первым шагом в этом разделе для скважин были увязаны интервалы отбора кернa, затем произведено литологическое расчленение разреза. Далее в интервале пласта Ю₁³ было выделено до двух пачек, отдельные статистики по которым показали надёжные корреляции проницаемости от эффективной пористости. Были определены модели глинистости, эффективной пористости и проницаемости, а также водонасыщенности для обеих пачек. Наконец, были наложены критерии

отсечения и определены продуктивные интервалы. На Рисунке 3.3.2 показан конечный вариант планшета для разведочной скважины K20.

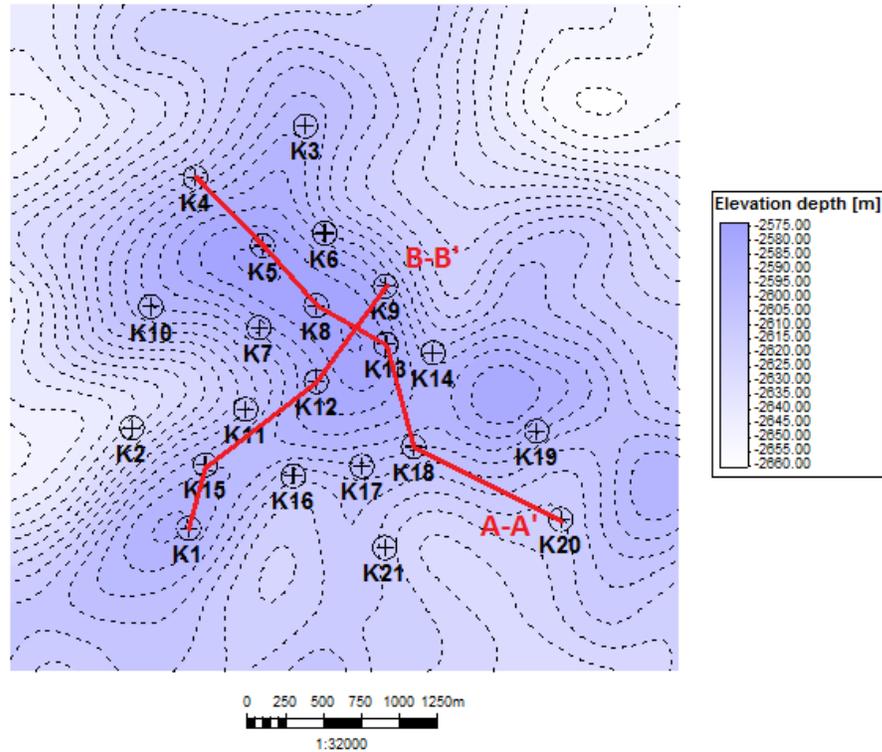


Рисунок 3.3.1 – Структурная карта по кровле Ю₁³ с положением забоев скважин

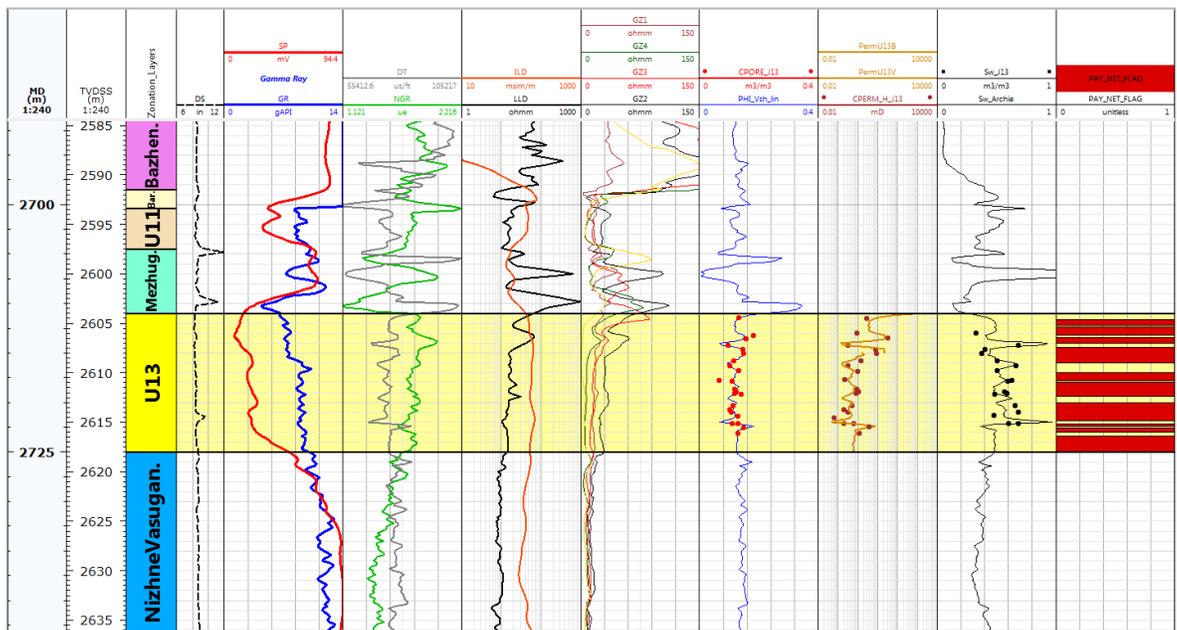


Рисунок 3.3.2 – Результаты интерпретации ГИС по скважине K20

На Рисунке 3.3.3 показаны полученные по данным керна корреляции проницаемости от эффективной пористости. Как можно видеть, достаточно явно разделяются два облака точек, что говорит о надёжном разделении на геологические пачки. Полученные коэффициенты детерминации говорят о хорошем описании облаков экспоненциальными трендами.

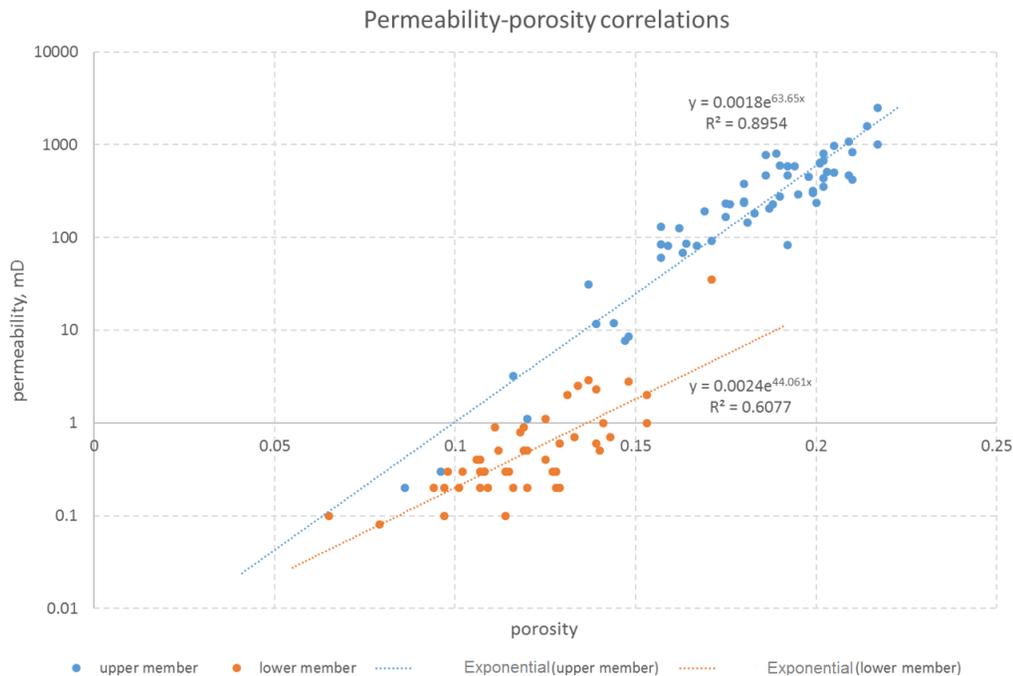


Рисунок 3.3.3 – Корреляции проницаемость-эффективная пористость

Следует отметить, что важным основанием для выделения двух интервалов явился тот факт, что для большинства скважин месторождения описано во многих источниках наличие по меньшей мере двух пачек Ю₁^{3В} и Ю₁^{3Б}. На Рисунках 3.3.4 и 3.3.5 показаны корреляции для пласта Ю₁³ по линиям А-А' и В-В'

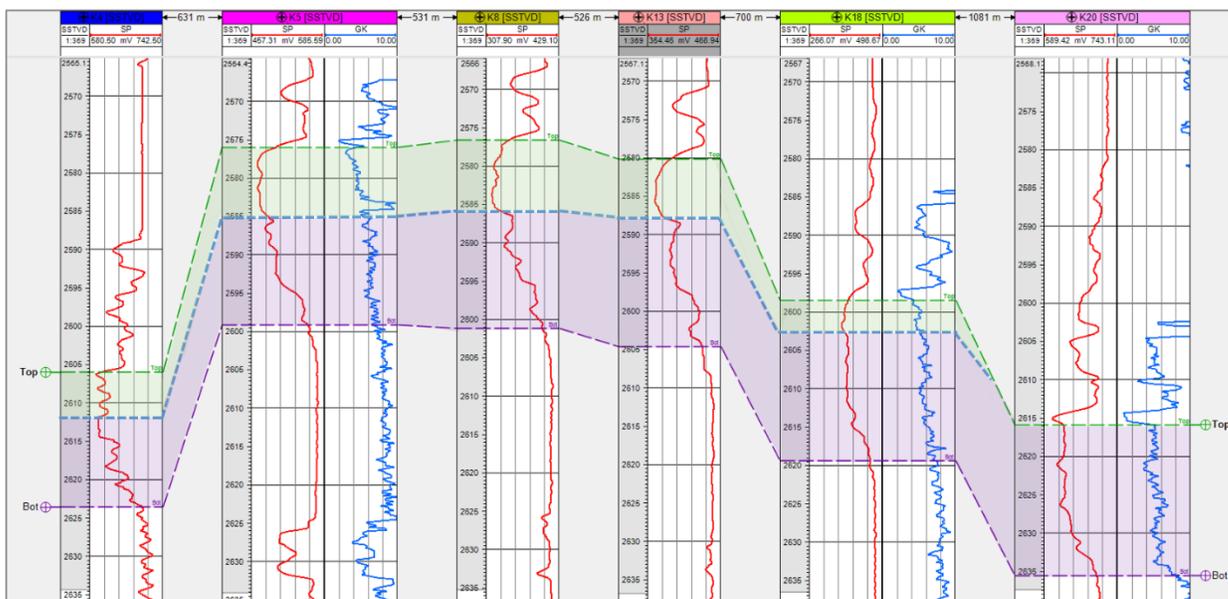


Рисунок 3.3.4 – Корреляция по линии А-А'

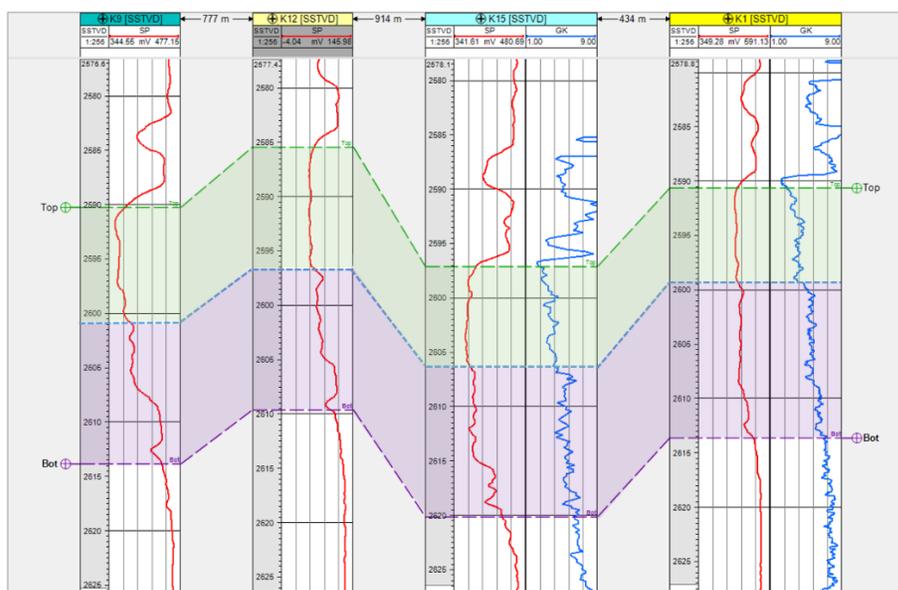


Рисунок 3.3.5 – Корреляция по линии В-В'

В результате арифметического усреднения по мощности продуктивных интервалов для большинства исследуемых скважин были получены средние значения проницаемости по отдельности для двух пачек. С помощью этих значений

для обеих зон были построены карты проницаемостей методом кригинга, представленные на Рисунках 3.3.6 и 3.3.7.

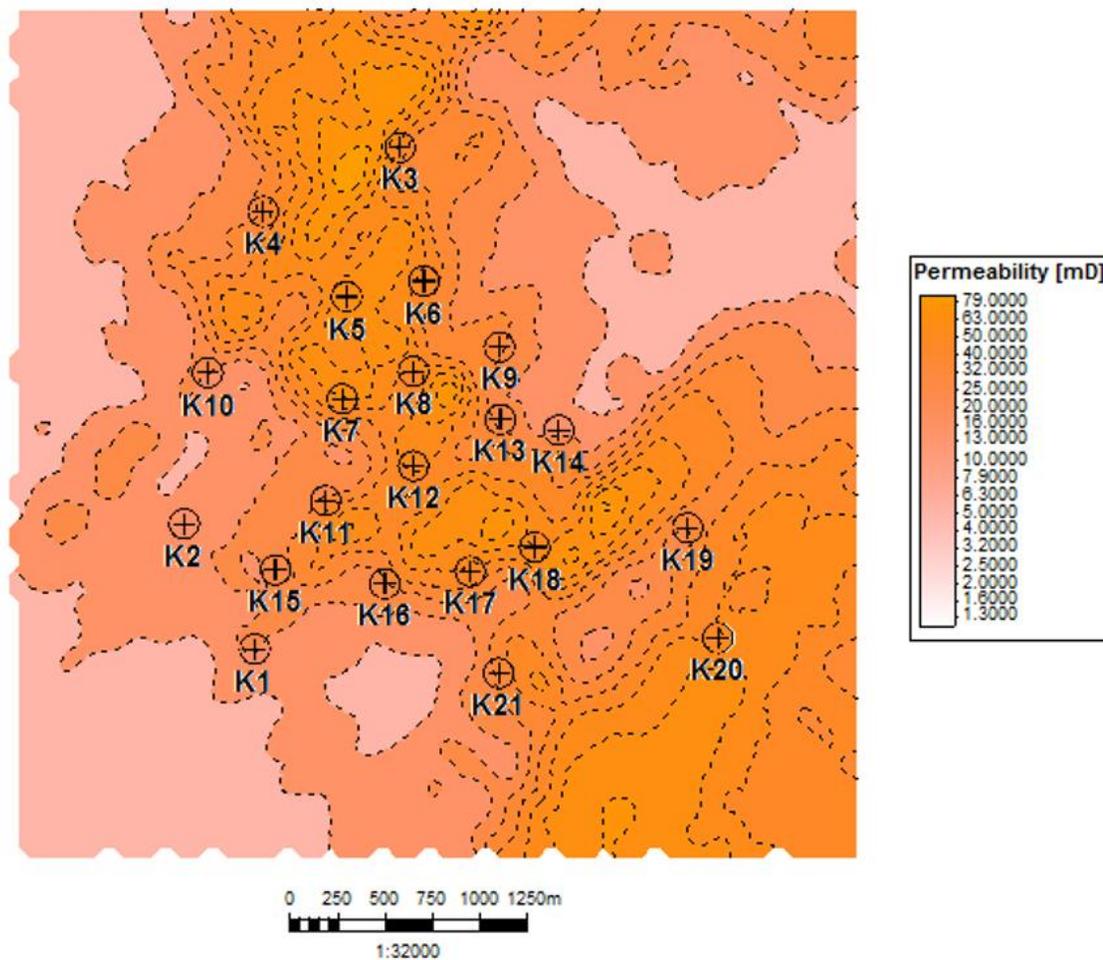


Рисунок 3.3.6 – Карта проницаемости верхней зоны

На карте для верхней высокопроницаемой зоны отчетливо прослеживается преимущественная ориентация изолиний проницаемости в северо-восточном направлении. Видим, что среднее значение проницаемости на карте достигает 79 мД.

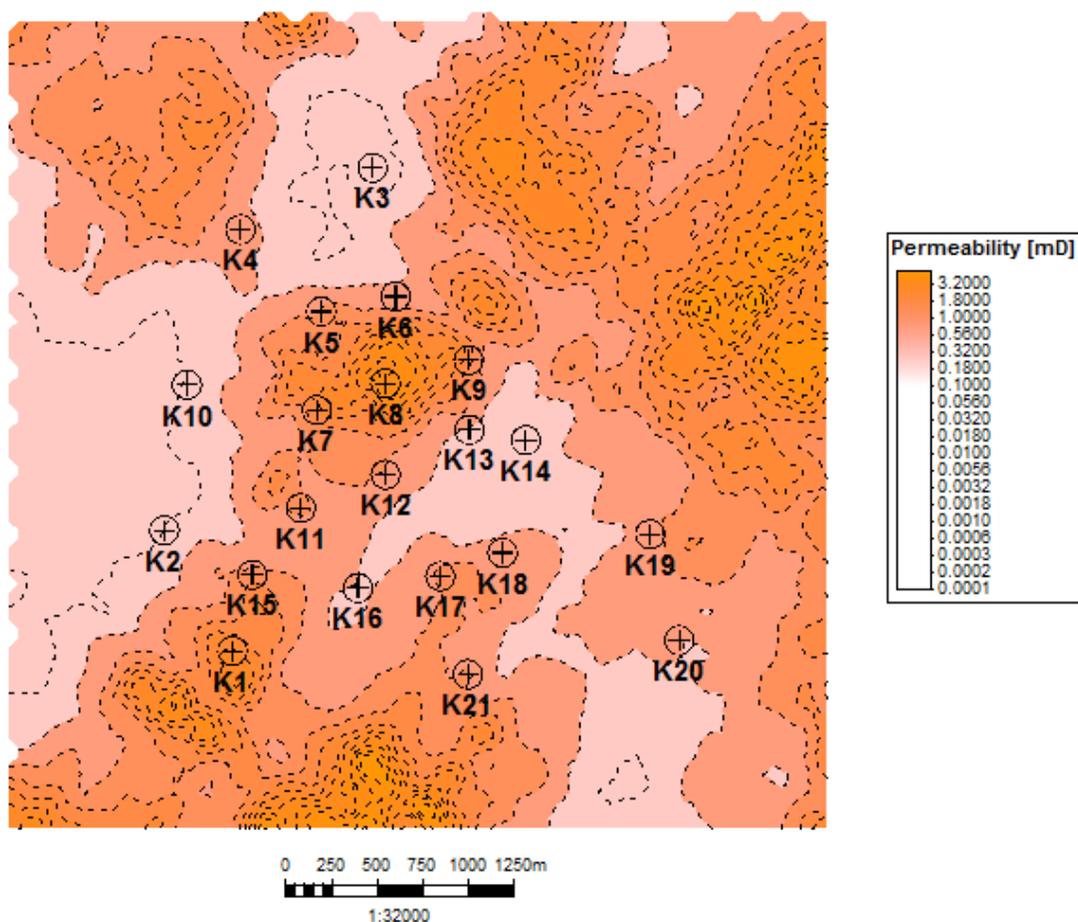


Рисунок 3.3.7 – Карта проницаемости нижней зоны

На карте по нижней зоне в целом трудно оценить направленность изолиний. Среднее значение проницаемости здесь достигает лишь 3,2 мД.

Дальнейшим этапом анализа полученных карт является количественная оценка преимущественного направления на основе данных анализа векторной модели, в котором учитывается направление, ортогональное изолиниям. Для проведения оценки направления требуется провести предварительную статистическую обработку карт с определением основных направлений изолиний проницаемости, чтобы привести её в географическую систему координат. Основная задача статистической обработки карт проницаемости заключается в том, чтобы построить роз-диаграммы направленности изолиний по векторной модели.

Чтобы построить роз-диаграммы по картам проницаемости необходимо преобразовать направленность изолиний в точки. Пространственный объём разбивается на сектора, где каждый сектор имеет диапазон в 5° . В секторной модели значений изолиний формируется 72 сектора, в каждом из которых производится подсчет точек векторной модели, которые входят в данный диапазон сектора. Каждая точка представляет определенную ориентацию изолинии проницаемости. Вычисления точек похожи на процедуры построения гистограммы, и в данном случае рассматривается направление вектора. В ходе статистической обработки каждого сектора для обеих карт проницаемости получены частоты появления направлений касательных к полю градиентов проницаемости, диаграммы по которым представлены на Рисунках 3.3.8 и 3.3.9.

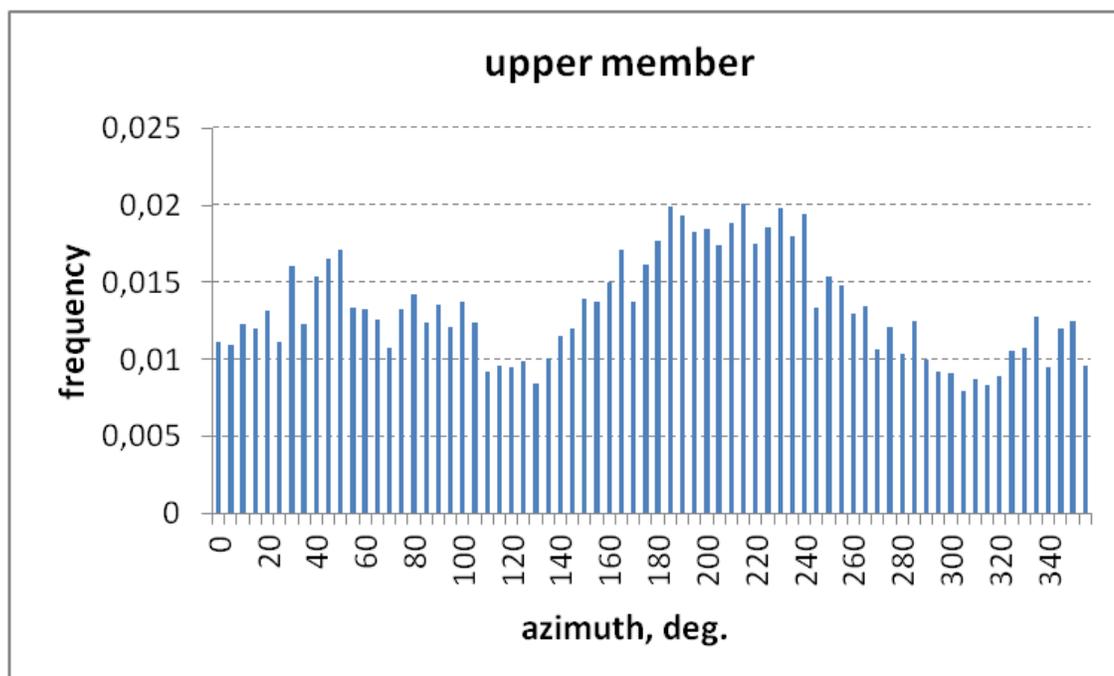


Рисунок 3.3.8 – Распределение направлений касательных к градиентам проницаемости для верхней зоны

Значения диаграммы для верхней пачки показывают, что мода распределения направлений имеет здесь значение в 215° , однако можно заметить,

что наиболее вероятное положение максимума распределения – 210° (несколько левее моды, исходя из общей формы пика). Это показывает, что преимущественное направление изолиний здесь ориентировано на северо-восток.

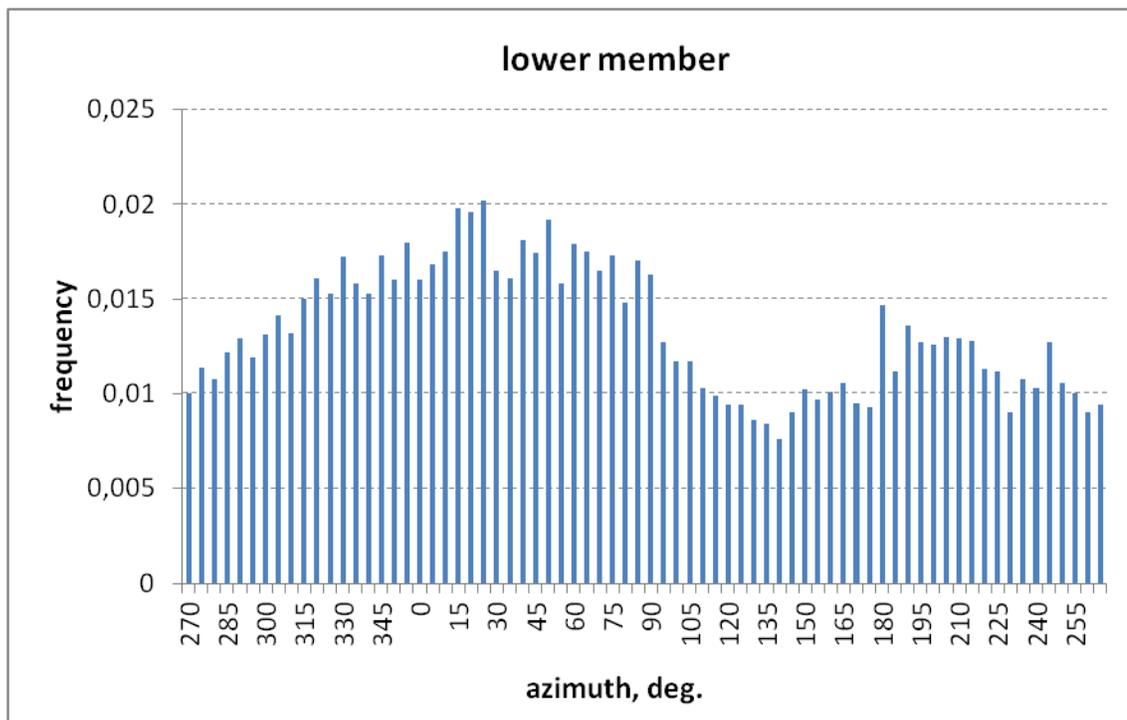


Рисунок 3.3.9 – Распределение направлений касательных к градиентам проницаемости для верхней зоны

Также для нижней пачки мода расположена на 25° , но наиболее вероятное положение максимума – 35° (между пиками на 25° и 50°), исходя из общей формы распределения. Таким образом, здесь также выявлена северо-восточная направленность изолиний, которая была не столь очевидна из самой карты.

Затем на основании данных, полученных с помощью статистической обработки карт проницаемостей были построены роз-диаграммы направленности изолиний проницаемости для карт. Предположим, что точки находящиеся в одном секторе будут находиться в противоположном секторе на таком же расположении от центра так как точки характеризуют направленность изолиний проницаемости.

Используя такое предположение, частоты, разнесённые друг от друга на 180° , были сложены. Таким образом были построены роз-диаграммы в географической системе координат, представленные на Рисунках 3.3.10 и 3.3.11.

Преобразованные и приведённые точки в розе-диаграмме характеризуют величину проницаемости в определенном направлении. Наконец, по роз-диаграммам была проведена процедура эллиптической аппроксимации методом наименьших квадратов, которая рассматривалась ранее, и определены основные параметры анизотропии горизонтальной проницаемости.

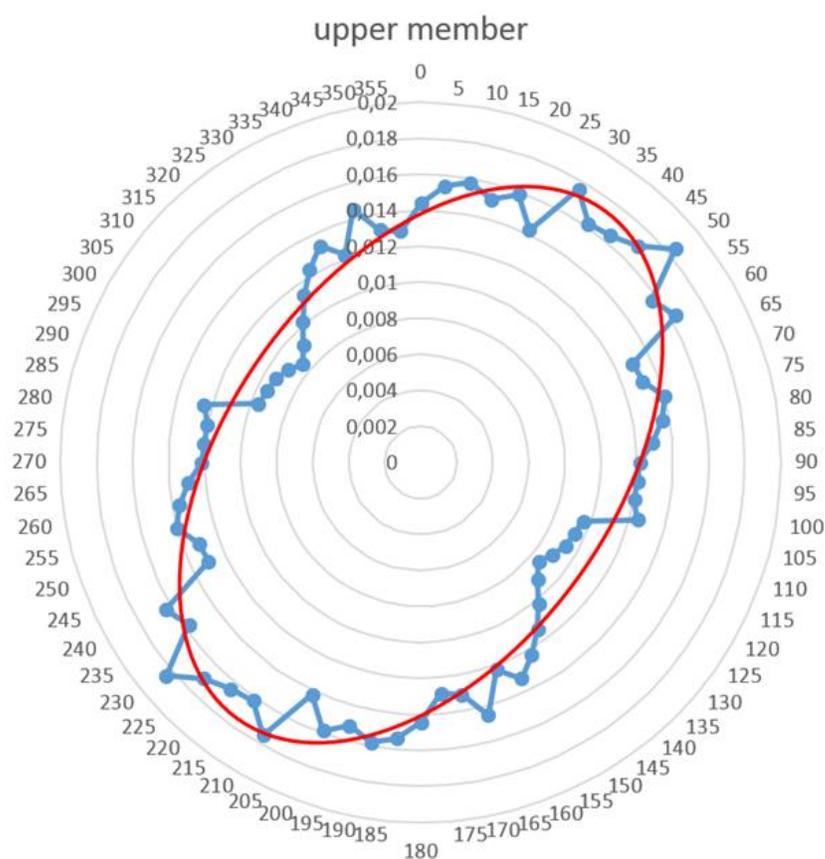


Рисунок 3.3.10 – Роз-диаграмма направленности изолиний проницаемости для верхней зоны

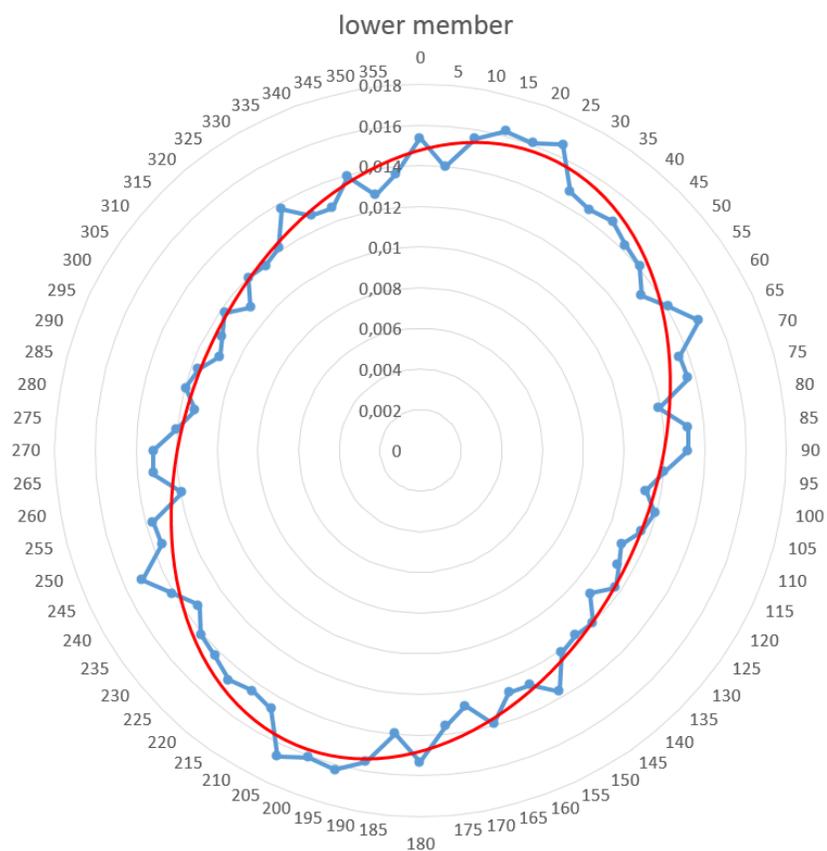


Рисунок 3.3.11 – Роз-диаграмма направленности изолиний проницаемости для нижней зоны

Результатами проведенного исследования данных геофизического исследования скважин явились оценки коэффициента анизотропии и азимута общей направленности для каждого эллипса проницаемости, представленные в Таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1 – Результаты анализа роз-диаграмм

Зона	Коэффициент анизотропии	Азимут, °	Направление
Верхняя	1,67	35	СВ
Нижняя	1,34	24	СВ

Итак, при помощи эллиптической аппроксимации были определены соотношения максимального и минимального значения проницаемости на каждой роз-диаграмме, которые характеризует степень анизотропии. Для розы-диаграммы высокопроницаемой зоны значение коэффициента анизотропии 1.67 с направлением ориентации на северо-восток. С уменьшением значений проницаемости в низкопроницаемой зоне коэффициент анизотропии проницаемости уменьшается до 1,34, так как на низких значениях проницаемости трудно определить эффект влияния анизотропии. Анализ результатов показывает, что основное направление анизотропии горизонтальной проницаемости для обеих зон – северо-восточное. Азимут же варьируется от 25° до 40° .

4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ С УЧЕТОМ АНИЗОТРОПИИ

Одним из мощных методов управления пластом является его моделирование, что позволяет понять геологию изучаемого пласта и предсказывать будущее поведение пласта при различных вариантах метода разработки.

Для высокой эффективности эксплуатации нефтегазового месторождения требуется правильное планирование и своевременное проведение мероприятий по его разработке. В настоящее время для проведения таких мероприятий необходимо учесть результаты трёхмерного моделирования месторождения, в связи, с чем корректность построения трёхмерных геологических моделей имеет большое практическое значения для разработки месторождения. Создание геологической модели с учетом литологических и фильтрационных свойств позволяет получить комплексное представление о строении нефтеносного этажа исследуемой зоны.

4.1. Построение геологической и гидродинамической моделей

Геологическая модель даёт представление как пористость, и проницаемость распределены в данном участке месторождения. Основным параметром в геологической модели должна быть неоднородность распределения свойств, связанных с распределением проницаемых тел между собой, при этом учитывается наличие барьеров и экранов, которые влияют на движение флюида в пласте.

Прогнозирования поведения пласта используется для планирования и эксплуатации месторождения на всех стадия разработки. Цифровые модели пласта разделяются на два вида: статистическая модель, в котором все параметры и свойства не изменяются во времени и динамическая модель, где все свойства зависят от времени. Статистическим типом модели является геологическая модель, а динамические типы представляют гидродинамические модели.

Задачей данного исследования на влияние анизотропии горизонтальной проницаемости на фильтрационные свойства, является построение геологической и гидродинамической модели на примере исследуемого участка месторождения К для анализа и изучения фильтрационных неоднородностей на данном месторождении.

Для реализации данной задачи используются данные сейсморазведки, геофизических исследований скважин, результаты анализа основных параметров пласта. Также для правильного построения анизотропной модели используются результаты, полученные при определении основных параметров анизотропии горизонтальной проницаемости с помощью разных методик определения и вычисления, которые рассматривались в предыдущей главе. Для создания анизотропной модели важным параметром является величина анизотропии проницаемости, которая описывает различие значения проницаемости для различных направлений внутри этой среды. Среднее значение для коэффициента анизотропии горизонтальной проницаемости составляет 1.73. Данное значение было определено из анализа всех результатов, полученных ранее. Коэффициент анизотропии горизонтальной проницаемости определяется путём соотношения двух различных направлений, обычно это характеризует максимальное и минимальное значение проницаемости.

Первым этапом построения геологической модели является аккумуляция всей доступной информации. Основной информацией для построения геологической модели послужили результаты интерпретации геофизических исследований скважин. Все скважинные данные для каждой скважины были загружены в модель с учётом траектории каждой скважины.

Результаты интерпретации данных сейсморазведки служат одной из основных составляющих при построении геологической модели месторождения и описывают пространственное распределение геологических тел, тектонических

нарушений и петрофизических свойств горных пород. Результаты сейсмических съемок в профильном варианте 2D нескольких сейсмических партий, а также 3D сейсморазведки проведенные на территории месторождения К в дальнейшем использовались как входные параметры. В данном случае, использовались интерпретация каротажных данных по пористости, проницаемости.

Основными исходными данными, которые используются в дальнейшем для построения геологической модели, являются:

- данные интерпретации сейсмических данных на данном участке месторождения;
- координаты устьев и забоев скважин;
- структурные поверхности для подсчетных объектов;
- данные о результатах корреляции разрезов скважин;
- результаты интерпретации и обработки данных геофизических исследований скважин;
- результаты анализа керна и основных петрофизических зависимостей;
- данные испытаний и исследований скважин, абсолютные отметки и глубины отметки интервалов перфорации;

Построение геологической модели состоит из следующих этапов:

1. Анализ и сбор всех результатов исследований, проведенных на данном участке месторождения.
2. Подготовка информационных данных скважин для дальнейшего структурного и петрофизического моделирования.
3. Создание основного структурного каркаса модели (грида) на основе стратиграфической поверхности.
4. Подготовка данных, которые необходимы для расчёта трехмерной сеточной модели путем перемасштабирования каротажных данных на структурный каркас модели.

5. Моделирование основных петрофизических свойств пласта. Проведение трёхмерной интерполяции основных параметров геологической модели – построение и распределение кубов литологии, затем пористости, проницаемости.
6. Определение основных контуров залежей нефти и газа.
7. Построение карт проницаемости.
8. Анализ качества построения трёхмерной модели.
9. Создание гидродинамической модели.
10. Трансформация цифровой геологической модели для гидродинамических расчётов.

Пласт Ю₁³ является основным продуктивным горизонтом месторождения. Пористость на данном горизонте находится в интервале 14-18% и имеет среднее значение 16 %. Как правило, пористость увеличивается от подошвы пласта к его кровле. Проницаемость по данным керн находится в пределах 0.01-300 мД при среднем значении 27 мД. При этом наблюдается большая изменчивость проницаемости по разрезу, и при близких значениях пористости проницаемость изменяется более чем на порядок.

На данном этапе сначала были загружены координаты X и Y устьев скважин также с указанием величин альтитуд положения стола ротора (KB) при бурении; загружены данные инклинометрии скважин в виде массивов значений измеренной глубины (MD), отклонения ствола от вертикали (INCL) и азимута (AZIM). Далее были загружены отметки пластопересечений для скважин и результаты по комплексам геофизических исследований, проведённых на них, а также результаты петрофизических интерпретаций. Была загружена структурная карта по подошве Баженовской свиты. Были созданы структурные поверхности кровли и подошвы пласта Ю₁³. Также “вырезан” прямоугольный сектор, где был сделан отступ в 800 м от ближайших крайних скважин, чтобы исключить влияние границ модели.

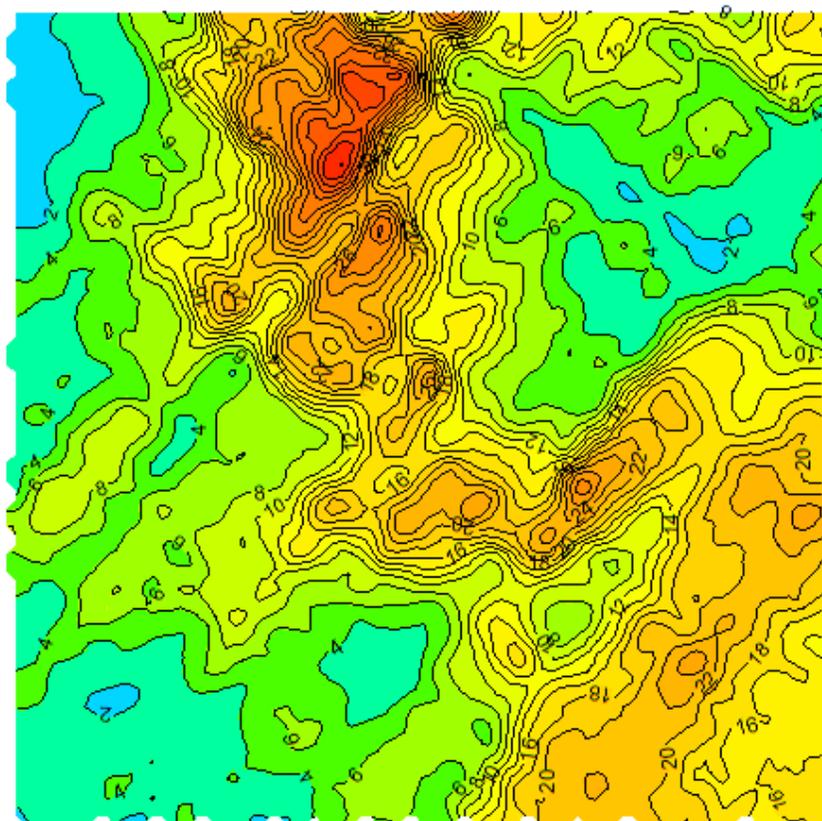
Для дальнейшего построения модели создавались сетки для каждого пласта. Трёхмерные сетки грида строились в объёме между построенными структурными поверхностями. Грид был сориентирован с азимутом в 38° .

Далее было проведено литологическое моделирование, чтобы получить представление о пространственном распределении пород с различными литотипами. В данной модели под литотипами подразумевается разделение пород на две разные категории: коллектор и не коллектор.

Распределение пористости для пластов было построено стохастически с помощью последовательного Гауссова алгоритма, использующего данные интерпретации ГИС в разрезе каждой скважины.

Отметим, что данная геологическая модель имеет сетку с размером ячеек 50×50 м.

В процессе геологического моделирования полученное распределение проницаемости по различным объектам показывает ярко выраженную анизотропию горизонтального компонента k_h . На карте проницаемости для песчаных пластов отчетливо видно преимущественное направление на северо-восток (Рисунок 4.1.1).



Map	
Country	Scale
	1:32000
Block	Contour inc
	2
License	User name
	VershiniinS
Model name	Date
	08/17/2018
Horizon name	Signature

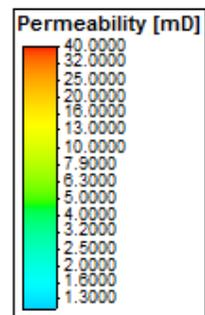
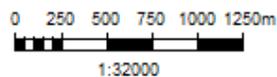


Рисунок 4.1.1 – Карта средней проницаемости для участка

4.2. Анализ качества адаптации гидродинамических моделей на историю разработки

Следующим этапом исследования анизотропии горизонтальной проницаемости является создание фильтрационной модели на основе геологической модели, которая учитывает основные геолого-физические и

технологические факторы, также описывает реальные гидродинамические процессы в пласте. Фильтрационная модель исследуемого участка месторождения даёт возможность сравнения основных расчётных и исторических показателей разработки между изотропной и анизотропной моделью. Основными показателями являются дебит нефти, обводнённость, дебит жидкости. Сравнение показателей дает возможность сделать вывод о качественной адаптации модели.

Для сравнения полученных данных были выбраны результаты истории скважины всего участка по накопленной добыче нефти (Рисунок 4.2.1) и накопленной добыче воды (Рисунок 4.2.2).

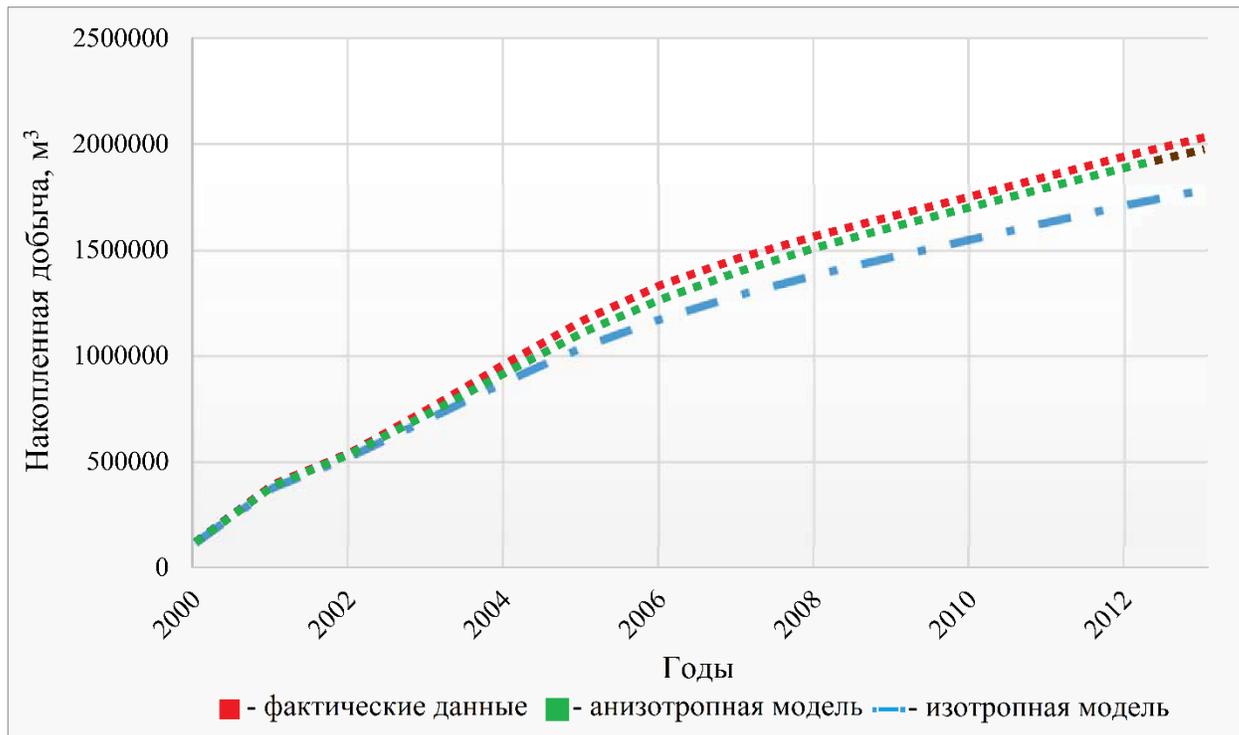


Рисунок 4.2.1 – Адаптация на накопленную добычу нефти

Видим, что анизотропная модель лучше приблизилась к фактическим данным по своим результатам относительно накопленной добычи нефти.

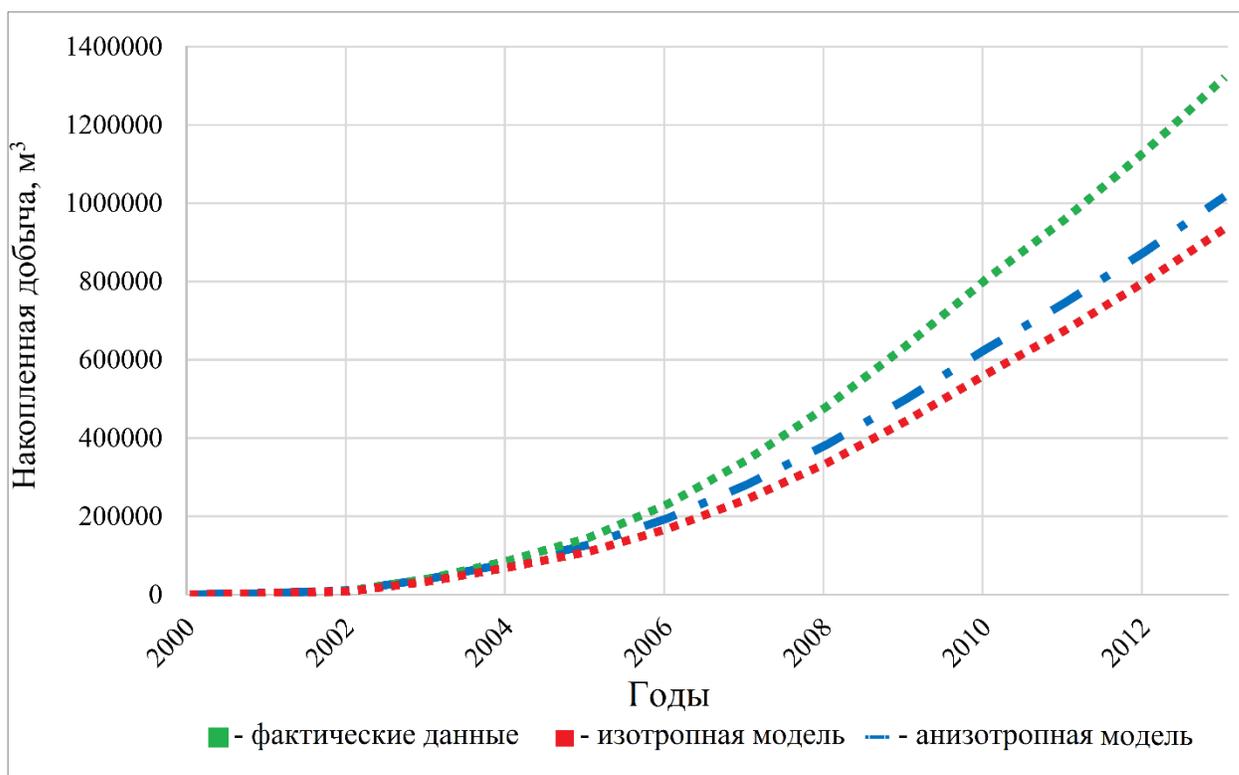


Рисунок 4.2.2 – Адаптация на накопленную добычу воды

В случае с накопленной добычей воды анизотропная модель также более адекватно описывает историю разработки.

Итак, построенная анизотропная гидродинамическая модель исследуемого участка месторождения К при сравнении с изотропной модели более точно отражает закономерности движения флюидов в пределах исследуемого горизонта и позволяет произвести обоснованную адаптацию скважин.

С учётом полученных результатов гидродинамического моделирования анизотропной модели было произведено сравнение показателей разработки для изотропной и анизотропной модели. Стоит отметить, что полученная адаптация истории работы скважины в анизотропной модели лучше, чем в изотропной модели, и более точно описывает исторические данные по работе скважины.

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

По итогам анализа различных методов оценки главных параметров анизотропии проницаемости в горизонтальном направлении в данной работе показано, что результаты данных методик сходны по генеральным трендам анизотропии и её значениям. Это сходство результатов говорит о том, что все эти методы могли бы быть использованы в отдельности и независимо друг от друга. Важно заметить, что на решение об использовании конкретной методики значительное влияние будет иметь наличие или полное отсутствие априорной информации. Она же, в свою очередь, бывает весьма ограничена на ранних стадиях разработки месторождений. С учётом всего этого можно рекомендовать применение методики с проведением специального анализа шлифов и ориентированного керна. Её применение может дать весомое преимущество над другими методиками, поскольку именно для неё возможна небольшая корректировка при закономерном появлении всё большего количества новых данных (например, от трассерных исследований, информации по обводнённости добываемой продукции и т.д.).

Главной причиной проведения анализа параметров анизотропии проницаемости в горизонтальном направлении является возможность более рационального планирования системы разработки, а именно: системы поддержания пластового давления заводнением, проектирования боковых стволов и уплотняющего бурения на недобыработанных участках. Также значительную роль играет возможность более адекватной адаптации гидродинамической модели месторождения.

Следует также отметить, что при помощи адекватной гидродинамической модели возможен более глубокий анализ резервуара и сравнение изотропной и

анизотропной концепций с целью дальнейшего улучшения существующей системы разработки. Также отметим, что каждая методика исследования отличается и своим масштабом оценки.

В настоящее время для осуществления любого проекта или исследования важно планирование как технической составляющей, так и экономической эффективности, ресурсоэффективности и экономического потенциала. И на данный момент промышленность задаёт именно такой вектор направления ресурсов и развития новых проектов. Однако стоит заметить и то, что этот факт задаёт суть и направление научно-технического прогресса, стимулируя повышение ресурсоэффективности любого проекта.

В этом разделе будет освещена оценка ресурсоэффективности и ресурсосбережения для данного исследования. Для получения хорошей оценки данных характеристик необходимо учитывать любые потенциальные и возможные способы минимизации усилий для достижения максимального результата исследования или реализации проекта с целью экономии ресурсов и возможностей. Оценка же ресурсоэффективности будет произведена для различных методик расчёта анизотропии проницаемости в горизонтальном направлении.

Данная магистерская работа имеет научно-исследовательский характер, сопряжённый с научным поиском, реализацией различных исследований для выведения научных обобщений, нахождения путей и принципов выявления методов, материалов и других решений. Данные изыскания заключаются в следующих основных разделах:

1. Поисковые исследования, производимые для нахождения способов выявления каких-либо явлений или закономерностей в данной научной области с последующим созданием новых методов и технологий.

2. Фундаментальные исследования, проводимые для расширения доступных и современных научных знаний, методик исследований и технологий для развития научных исследований применительно к их практической применимости.

3. Прикладные исследования, осуществляемые для разрешения научных проблем и совершенствования уже существующих методик с целью получения результатов, которые затем будут использоваться на практике.

Необходимость и важность проведения научного изыскания определяется не только перспективностью планируемой работы, но также в значительной степени зависит и от коммерческой значимости проводимой работы. Исходя же из этого, при анализе работы следует учитывать и экономические стороны исследования, которые будут играть важную роль при реализации проекта. Анализ экономической стороны исследования помогает оптимально распределить доступные ресурсы, контролировать и планировать выполняемую работу. Ещё одной положительной стороной такой работы является и то, что исследователь может найти партнера для проведения или реализации дальнейших научных исследований. Также при условии успеха проекта появляется возможность вывести на рынок продукт исследования.

Итак, целью данного раздела является проведение анализа, оценка перспективности и эффективности научного проекта, а также оценка ресурсосберегающей, бюджетной, социальной и финансовой частей исследования.

5.1. Планирование и анализ работ для выполнения магистерской работы

С целью осуществления данного исследования было сформирована рабочая группа, которая будет заниматься проведением исследований, обобщением результатов, оценкой и анализом проведенной работы. В состав рабочей группы входят научный руководитель и студент. Для успешного проведения исследования был составлен план работы, который приведен в Таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 – План работы и распределение исполнителей

Этапы исследования	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Определение направления исследования	1	Анализ, изучение и подбор литературы.	Руководитель, студент
	2	Изучение и анализ литературы, а также выбор наиболее подходящего метода решения проблемы.	Студент
Разработка технического задания для магистерской работы	3	Составление и утверждение технического задания.	Руководитель
Теоретические и расчетные исследования	4	Оценка существующих методов определения анизотропии проницаемости	Студент
	5	Изучение интерпретации данных геофизических исследований скважин для дальнейшего анализа	
	6	Изучение интерпретации гидродинамических исследований скважин	
	7	Разбор принципов трассерных исследований	
	8	Обработка результатов исследований и подготовка проведения анализа	
	9	Создание геологической и гидродинамической моделей	
Обобщение и оценка результатов	10	Анализ и формирование выводов по полученным результатам исследований.	Руководитель, Студент
	11	Составление методики оценки анизотропии, составление пояснительной записки.	Студент

5.2. Оценка трудоемкости выполнения исследования для магистерского проекта

Основными трудовыми затратами являются, те затраты, которые связаны с выполнением исследовательской работы. Часто эти затраты играют большую роль при проведении научно-исследовательских работ. Для того, чтобы оценить и проанализировать трудовые затраты необходимо рассчитать время, которое необходимо исполнителю исследовательской работы, чтобы выполнить определенную задачу.

Трудоемкость исследовательской работы оценивается путем использования значения человек/день (ч/д), что носит вероятностный характер, так как данное значение зависит также от множества влияющих факторов. Для определения ожидаемой трудоемкости работ, $t_{ож}$, используется данная формула:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{\min\ i} - 2t_{\max\ i}}{5} \quad (3)$$

где $t_{ож\ i}$ – является значение ожидаемой трудоемкости для проведения i -ой работы, человек/день;

$t_{\min\ i}$ – является минимально возможная трудоемкость для проведения заданной i -ой работы, человек/день;

$t_{\max\ i}$ – обозначает максимально возможную трудоемкость для проведения заданной i -ой работы, человек/день.

Для определения продолжительности проведения определенной работы в рабочих днях, T_p , необходимо учесть ожидаемую трудоёмкость и параллельность проведения работ несколькими членами рабочей группы. При расчёте продолжительности одной работы используется следующая формула (4):

$$T_{p\ i} = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i} \quad (4)$$

Где $T_{p\ i}$ – продолжительность одной работы, работа/день;

$t_{ож i}$ – является ожидаемой трудоёмкостью для проведения одной работы, человек/день.;

$Ч_i$ – число исполнителей данной работы, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Определение продолжительности проведения работ необходимо, чтобы обосновать расчеты заработной платы, так как заработная плата в общей смете стоимости для проведения исследования составляет 70%. Полученные результаты расчетов продолжительности трудоёмкости для проведения одной работы приведены в таблице.

5.3. Составление календарного плана работ

Выполнение выпускной квалификационной работы студента предполагает, что студент будет рассматривать относительно узкую тему исследования, поэтому ожидаемый результат исследования должен быть небольшой. Исходя из этого, для наиболее удобного вида календарного плана проведения работ был выбран ленточный график выполнения научно-исследовательской работы в виде диаграммы Ганта.

Данная диаграмма Ганта представляется собой график, который состоит из отрезков, находящихся на горизонтальной шкале времени. Для каждого отрезка горизонтальной шкалы разделены отдельные задания для выполнения работы. По вертикали размещается номер этапа, характеризующий определенную задачу. Начало и конец отрезка соответствует началу и концу задачи.

Для того, чтобы упростить построение календарного графика, длительность определенных этапов, которые в рабочих днях трансформируется в календарные дни. Продолжительность выполнения конкретной работы в календарных днях определяется по следующей формуле:

$$t_{ki} = T_{pi} \times k, \quad (5)$$

T_{pi} – продолжительность времени для выполнения одной работы, раб. дн.;

k – коэффициент для календарности, чтобы перевести в календарный день.

Принимаем, что в одном году 356 дней, выходных дней 52 и праздничных дней 14. Исходя из этих данных, коэффициент календарности составляет:

$$k = \frac{T_{кг}}{T_{кг} - T_{вд} - T_{пд}}, \quad (6)$$

где $T_{кг}$ – характеризует количество календарных дней (кал. дн.) в году.

Таблица 5.2 – Оценка календарных дней.

Этап	t_{min} , чел.- дн.	t_{max} , чел.- дн.	$тож$, чел.-дн.	Исполнители	T_p , раб. дн. (Р./Д.)	T_k , кал. дн.
1	1	4	7	Р., С.	2,4	3
2	4	9	4	С.	6	16
3	1	1	1,4	Р.	1,3	1
4	4	5	5	С.	3	14
5	2	3	1,8	С.	1	6
6	5	6	6,2	С.	5,4	15
7	1	1	1,3	С.	1,4	2
8	2	3	1,7	С.	1,5	6
9	5	9	14	С.	11	20
10	1	2	4,2	Р., С.	2,8	3
11	3	7	8	С.	7	14
ИТОГО:			52,4		6,4/60	60

5.4. Оценка плановой стоимости НИР

5.4.1. Затраты, включаемые в себестоимость НИР

Оценка затрат, которые необходимы для проведения работ производится путём создания калькуляции по различным статьям затрат для всех видов требуемых ресурсов. Калькуляция является важным документом, с помощью которого осуществляется создание плана и учёт производимых затрат на проведение научных работ.

Для составления калькуляции плановой себестоимости выполнения научно-исследовательской работы используются следующие статьи затрат:

- Заработная плата для работников, участвующих в выполнении работы
- Материальные затраты, необходимые для исследований
- Накладные расходы
- Оборудования для проведения исследований
- Прочие расходы

Половина из этой статьи затрат относятся к прямым затратам, которые связаны с выполнением работы. Стоимость прямых затрат определяется прямым счетом. Накладные расходы, те расходы которые подразумевают затраты на содержание оборудования.

5.4.2. Расчет и формирование затрат, включенных в себестоимость

В этот пункт материальных затрат входят стоимость всех материалов, требуемых для выполнения работы. В категорию материалов входят:

- покупные и комплектующие изделия;
- материалы, сырье для выполнения работы;
- электроэнергия.

Стоимость материала для проведения работы, формируется исходя из платы за транспортировку и приобретения, осуществляемая сторонними организациями. Расходы на материалы являются незначительными, то их можно опустить.

Для определения материальных затрат используется следующая формула:

$$C_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i}, \quad (7)$$

где m – является количеством материала необходимого для выполнения работы;

$N_{\text{расх } i}$ – объём материальных ресурсов i -го вида;

C_i – цена приобретения одной единицы i -го вида;

k_T – коэффициент, учитывающий транспортные расходы.

Результаты калькуляции расходов на материалы приведена в Таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Результаты калькуляции расходов на материалы

Наименование	Марка, размер	Количество, шт./упак.	Цена за единицу, руб	Сумма, руб.
Канцелярские товары	Бумага для принтера, формат А4, 500 шт., Скрепки канцелярские 50 шт., ручки 2 шт., карандаши 2 шт., ластик 1шт., нож канцелярский 1шт., корректор 1шт.	1	575,00	575,00
Итого по статье <i>СМ</i>				575,00

Статья заработной платы для работников включает зарплаты участников, которые непосредственно заняты в проведении научно-исследовательской работы, также здесь учитывается дополнительная заработная плата.

$$C_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (8)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – является основной заработной платой;

$Z_{\text{доп}}$ – является дополнительной заработной платой.

Для расчета основной заработной платы используется следующая формула:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}}, \quad (9)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – является основной заработной платой для одного работника;

$T_{\text{раб}}$ – продолжительность работ, проводимых научно-техническим работником, раб. дн.;

Для расчета среднедневной заработной платы используется следующая формула:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (10)$$

где $Z_{\text{м}}$ – является месячной должностным окладом для работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года

Должностной оклад для руководителя (месяц):

$Z_{\text{м рук.}} = Z_{\text{тс кр}} (5.9)$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

Исходя из отраслевой системы оплаты труда, для руководителя (профессор) основная месячная оплата труда составляет 30000 рублей.

$$Z_{\text{м рук.}} = 30000,00 \cdot 1,3 = 39000,00 \text{ (руб.)}$$

$$Z_{\text{м исп.}} = 5000,00 \cdot 1,3 = 6500,00 \text{ (руб.)}$$

Среднедневная зарплата руководителя и дипломника соответственно равны:

$$Z_{\text{дн рук.}} = \frac{39000,00 \cdot 10,4}{251} = 1615,90 \text{ (руб.)}$$

$$Z_{\text{дн исп.}} = \frac{6500,00 \cdot 10,4}{251} = 269,30 \text{ (руб.)}$$

Заработная плата руководителя и дипломника за время работы над дипломной работой составляет соответственно:

$$Z_{\text{осн рук.}} = 1615,90 \cdot 6,4 = 10341,76 \text{ (руб.)}$$

$$Z_{\text{осн исп.}} = 269,30 \cdot 90 = 24237,00 \text{ (руб.)}$$

Таблица 5.4. рассчитанная заработная плата исполнителей

Заработная плата, руб.	Руководитель	Стажер
Основная зарплата	10341,76	24237
Внебюджетные отчисления	3102,53	7271,10
Итого по статье <i>СЗП</i> (включая <i>Свнеб</i>)	44952,39	

Далее рассчитывается себестоимость проекта, что отражено в Таблице 5.5.

Таблица 5.5. Вычисления плановой себестоимости НИР

Наименование статей затрат	Сумма, руб.
Материальные затраты (<i>СМ</i>)	575,00
Затраты на оплату труда работников, непосредственно занятых созданием НИР (<i>СЗП</i>), включая отчисления во внебюджетные фонды (<i>СВНЕБ</i>)	44952,39
Накладные расходы (<i>СНАКЛ</i>)	2450,5
Итого себестоимость НИР (<i>СНИР</i>)	47977,89

В качестве вывода следует заметить, что из проведенных вычислений для проведения научно-исследовательской работы требуется около 50 тыс. рублей. Все

рассмотренные методы определения основных параметров анизотропии горизонтальной проницаемости используется с такой же эффективностью, как самостоятельный инструмент для анализа и обработки данных. Создание и усовершенствование методов определения основных параметров анизотропии может существенно улучшить разработку месторождения, таких как мероприятия направленные для повышения КИН, бурение горизонтальных скважин, планирование системы заводнения.

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Нефтехимическая и нефтеперерабатывающая промышленность развивается в данный момент весьма стремительно. Постоянно основываются новые предприятия, применяющие в технологическом процессе новейшие технологии.

Повсеместное и широкое внедрение новейших и передовых технологий сочетается с внедрением мероприятий по улучшению социальных условий служащих. В этом контексте подготовка инженерно-технических кадров для нефтегазовой промышленности имеет принципиальное значение.

По получении инженерного образования выпускники вузов должны быть достаточно подготовлены к решению всего множества разнообразных вопросов, связанных с охраной труда на производстве, а также быть обученными методам организации безопасности условий труда, соответствующих всем требованиям государственного законодательства.

6.1. Токсичность нефти, нефтепродуктов, углеводородных газов и реагентов

Ядовитыми (токсичными) называются такие вещества, проникая в организм человека и вступая в химическое или физико-химическое взаимодействие с его тканями, вызывают в них нарушения нормальной жизнедеятельности. Результатом этих нарушений может явиться общее болезненное состояние организма, называемое отравлением.

Отравления могут быть острыми и хроническими. Острые отравления имеют место при внезапном поступлении в организм относительно больших количеств токсичных продуктов. Хронические отравления происходят в результате поступления в организм небольших количеств яда в течение более или менее длительного периода. Развиваются они постепенно без ясного начала.

При определенных условиях многие вещества и продукты, используемые в нефтеперерабатывающих и нефтехимических производствах, могут проявить свое токсическое действие. Это относится к нефти и ее отдельным фракциям (бензиновая, лигроиновая, керосиновая и др.), а также к продуктам переработки нефти: жидким (ароматические углеводороды, спирты, эфиры) и газообразным (газы пиролиза, крекинга, индивидуальные предельные и непредельные углеводородные газы: этан, этилен, пропан и др.).

Широко используемые химические реагенты (аммиак, ацетон, фенол, фурфурол, кислоты, щелочи и др.) также являются ядовитыми и агрессивными веществами.

Условно, по характеру действия на отдельные ткани и системы организма, токсичные вещества возможно классифицировать по следующим группам:

- нервные (нейротропные) яды;
- яды крови, реагирующие с гемоглобином крови, нарушающие костно-мозговое кроветворение, разрушающие форменные элементы крови;
- печеночные (гепатотропные) яды;
- ферментные яды;
- канцерогены;
- яды, раздражающие органы дыхания;
- яды, прижигающие и раздражающие кожу и слизистые оболочки.

Согласно данному подходу нефть и большую часть продуктов её переработки относятся к нервным ядам, которым присуще наркотическое действие и которые, главным образом, способны поражать центральную нервную систему. Эти вещества значительно увеличивают возбудимость человека, могут вызывать головокружение, учащённое сердцебиение, а также вызывать общую слабость и усталость организма, часто приводящую к потере сознания. Также нефть и продукты её переработки, попав на кожу, приводят к её обезжириванию и сушке, а

также приводят к разнообразным заболеваниям кожи. К нервным ядам относятся также применяемые в нефтеперерабатывающей промышленности тетраэтилсвинец, метанол и другие вещества.

К раздражающим и прижигающим веществам относятся хлор, аммиак, окислы азота, фенол, кислоты и их пары, щелочи и др. Ими поражаются прежде всего верхние и нижние дыхательные пути, вызываются раздражение и воспаление носоглотки, бронхов, удушье, а в наиболее тяжелых случаях — отек легких. Кислоты, щелочи, фенолы вызывают химические ожоги.

Важно отметить, что токсичность химических веществ и воздействие их на человеческий организм определяется значительным количеством факторов: составом и строением вещества, его физико-химическими свойствами, а также физическим состоянием, возможными путями проникновения в организм и температурой окружающей среды.

Влияние внешних факторов, таких как давление и температура, возможно объяснить нарушениями системы терморегуляции человеческого организма, а также понижением его сопротивляемости действию ядов.

Значительное влияние на токсичность любого химического вещества оказывает его агрегатное состояние. Токсичность жидких и твердых ядовитых веществ чаще всего выявляются в случаях, когда эти вещества переходят в парообразное состояние. В связи с этим легкоиспаряющиеся низкокипящие жидкости могут представлять намного большую опасность, чем высококипящие вещества. Для продуктов переработки нефти и других химических реагентов токсичный эффект увеличивается с падением температуры кипения данного вещества и ростом давления насыщенных паров.

Максимально достижимое содержание паров вещества, отнесенное к единице объема воздуха при данной температуре, принято отождествлять с летучестью. С гигиенических позиций предпочтение должно отдаваться при

возможности замены менее летучим веществам. Этим, например, в известной степени объясняется целесообразность замены бензола (летучесть 320 мг/л при 20 °С) на толуол (летучесть 13 мг/л).

Токсичность многих веществ зависит от их растворимости в воде и в тканевых жидкостях и средах организма. Такая способность обуславливает их проникновение в организм человека и накопление в клетках и тканях.

Двуокись азота, малорастворимая в воде, не задерживается на слизистых оболочках дыхательных путей, быстро проникает в альвеолы легких, вызывая их отек. Хлористый водород, хорошо растворимый в воде, легко задерживается на слизистых, вызывает раздражение верхних дыхательных путей, заставляющие человека удалиться из опасной среды.

Токсичность углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, зависит от их химической структуры. У низкомолекулярных предельных углеводородов токсичность увеличивается с повышением молекулярного веса. Бутан, например, токсичнее пропана, а пропан токсичнее этана. При появлении в молекуле вещества двойной и особенно тройной связи его токсичность также возрастает. Поэтому, например, ацетилен токсичнее этилена, а этилен - этана. Таким образом, непредельные углеводороды в целом являются более токсичными, чем предельные, что связано с их большей химической и биологической активностью.

При одновременном действии на организм двух и более ядовитых веществ необходимо учитывать их совместное действие. В большинстве случаев происходит суммирование токсичных свойств ядовитых продуктов. Например, если в воздухе присутствуют пары двух веществ и для каждого из них установлена предельно допустимая концентрация 10 мг/м³, то следовательно, они окажут такое же действие как 20 мг/м³ какого-либо одного вещества. Двуокись углерода значительно усиливает токсичные свойства ароматических углеводородов. Поэтому в нефтехимических производствах, где используются ароматические

продукты, нельзя газировать питьевую воду. Алкоголь усиливает токсическое действие почти всех ядовитых продуктов. Это объясняется тем, что алкоголь улучшает всасывание ядов и ускоряет их окисление в организме. Предельно допустимая концентрация для сероводорода установлена в 10 мг/м³, а для сероводорода в смеси с углеводородами С₁—С₅ определена уже в 3 мг/м³. В то же время есть яды, которые взаимно снижают свое токсическое действие на организм. Так, при взаимодействии тяжелых металлов с мышьяковистыми соединениями образуются прочные водорастворимые комплексы, которые относительно легко выводятся из организма с мочой.

При работе с нефтью и нефтепродуктами наиболее часто ядовитые вещества попадают в организм через органы дыхания, так как большинство нефтепродуктов является газообразным или легкоиспаряющимися веществами. Проникновение через органы дыхания является наиболее опасным в связи с большой всасывающей способностью слизистой оболочки полости носа и особенно дыхательной поверхности легких.

Некоторые растворители могут проникать в организм и через кожный покров человека. Токсичные вещества могут также попасть в организм через пищеварительный тракт путем заглатывания паров и газов при дыхании, а также при еде, питье и курении.

Выделение ядовитых веществ из организма может происходить через легкие, кожу, кишечник, почки, а также вместе с желчью, слюной. Большинство газообразных веществ выделяется из организма; через легкие при выдыхании воздуха. С мочой выделяются ядовитые вещества или продукты их превращения, хорошо растворимые в воде. Плохо растворимые вещества, в том числе соединения тяжелых металлов — ртути, свинца, мышьяка, марганца, выделяются в основном через кишечник.

6.2. Предельно допустимые концентрации и методы определения вредных веществ в воздухе

При определении степени воздействия ядовитых веществ, поступающих в организм через дыхательные пути, особое значение имеют пороговые концентрации, вызывающие начальные признаки воздействия ядов на организм. Они являются исходным критерием для установления предельно допустимых концентраций (ПДК).

Предельно допустимыми концентрациями вредных веществ в воздухе рабочей зоны являются также концентрации, которые при ежедневной работе в пределах 8 ч в течение всего рабочего стажа не могут вызвать у работающих заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследования, непосредственно в процессе работы или в отдаленные сроки. Предельно допустимые концентрации выражаются в миллиграммах на один кубический метр воздуха (мг/м³).

Знание предельно допустимых концентраций имеет громадное значение для профилактики отравлений и профессиональных заболеваний. Очевидно, что чем меньше ПДК, тем более серьезные требования должны предъявляться к мерам защиты работающих.

Санитарные нормы разделяют вредные вещества по степени воздействия на организм человека на 4 класса опасности.

В зависимости от класса опасности вещества при проектировании и конструировании принимается то или иное оформление зданий, аппаратов, технологических процессов. Так, санитарными нормами предусматривается, что при проектировании производств вредных веществ 1-го и 2-го классов опасности следует, как правило, размещать технологическое оборудование в изолированных кабинах, помещениях или зонах с управлением оборудованием из пультов или

операторных. Этот принцип применяется, например, на этилосмесительных установках.

Для борьбы с загрязнением атмосферного воздуха населенных пунктов санитарное законодательство определяет предельно допустимые концентрации вредных веществ. Они значительно ниже принятых для воздуха рабочей зоны и помимо токсичности вещества учитывают также его запах и раздражающее действие на слизистые оболочки дыхательных путей и глаз.

Таблица 6.1 – Классы опасности веществ.

Класс опасности и наименование вещества	пдк мг/м ³
Класс 1 — вещества чрезвычайно опасные	
Карбонил никеля	0,0005
Тетраэтилсвинец	0,005
Пары ртути	0,01
Хромовый ангидрид, хроматы	0,01
Свинец и его неорганические соединения	0,01
Сулема	0,1
Фосфористый водород	0,1
Двуокись хлора	0,1
Озон	0,1
Бромистый метил	1
Класс 2 — вещества высоко опасные	
Кобальт и его окись	0,5
Акролеин	0,7
Окись этилена	1
Окислы азота	5
Бензол	5
Сернистый ангидрид	10
Сероводород	10
Серовуглерод	10
Класс 3—вещества умеренно опасные	

Пыль, содержащая более 70% свободной SiO ₂	1
Серная кислота, серный ангидрид	1
Метиловый спирт	3
Пропиловый спирт	5
Класс 4 — вещества мало опасные	
Аэрозоли алюминия и его окиси	2
Пыль, содержащая от 10 до 70% свободной SiO ₂	2
Аммиак	20
Окись углерода	20
Изопрен	40

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе населенных пунктов имеют два значения: максимально разовой концентрации и среднесуточной концентрации. В табл. 6.2 приводится сопоставление предельно допустимых концентраций некоторых веществ для рабочей зоны и для атмосферного воздуха населенных пунктов.

Таблица 6.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в рабочей зоне и в атмосферном воздухе населенных пунктов.

Вещество	Предельно допустимые концентрации, мг/м ³		
	в рабочей зоне	в атмосферном воздухе населенных пунктов	
		максимально разовая	средне суточная
Аммиак	20	0,2	0,2
Бензол	5	1,5	0,8
Бензин топливный	100	5	1,5
Окись углерода	20	3	1
Сероводород	10	0,008	0,008
Фурфурол	10	0,05	0,05

Необходимость строгого соблюдения предельно допустимых концентраций в воздухе рабочей зоны и в атмосфере населенных пунктов требует систематического контроля за фактическим содержанием вредных веществ в воздушной среде. В настоящее время в промышленности используются три основные группы методов определения фактических концентраций веществ в воздухе: лабораторные, экспрессные и автоматические.

Лабораторные (аналитические) методы дают точные результаты, но требуют длительного времени для своего проведения.

Экспрессные методы, выполняемые с помощью газоанализаторов разового действия, дают менее точные, но достаточные для практических целей результаты, позволяющие быстро определить содержание искомых веществ в анализируемом воздухе.

Автоматические методы обеспечивают автоматичность, непрерывность, необходимую точность и объективность результатов анализа. Автоматические газоанализаторы могут не только непрерывно фиксировать фактическую концентрацию веществ в воздухе, но и быть датчиками, предупреждающими опасную ситуацию и приводящими в действие различные предохранительные устройства (автоматическое пожаротушение, аварийную вентиляцию и др.).

В нефтеперерабатывающей промышленности широко применяется экспрессный метод газового анализа, основанный на цветной реакции определяемого вещества со специальным реагентом, размещенным на твердом сорбенте (силикагель, фарфоровый порот шок) в индикаторной трубке. Длина окрашенного, столбика пропорциональна концентрации анализируемого вещества в воздухе и измеряется по шкале, градуированной в мг/л или мг/м³. Индикаторные трубки можно использовать самостоятельно или с помощью универсальных газоанализаторов. Например, универсальным газом анализатором УГ-2, меняя в нем

индикаторные трубки и время пропускания анализируемого воздуха, можно в течение 5--10 мин определить содержание в воздушной среде аммиака, ацетона, окиси углерода, ароматических углеводородов (бензола, толуола, ксилола), некоторых углеводородов, входящих в состав нефти и нефтяных фракций, а также двуокиси серы, хлора, этилового эфира, окиси азота и др.

6.3. Личная гигиена и средства индивидуальной защиты при работе с токсичными и агрессивными веществами

Немалое значение для работников нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности имеет личная гигиена. Это связано с характером выполняемой ими работы, при которой в ряде случаев технологическими мероприятиями полностью не исключен непосредственный контакт продуктами и реактивами, в большинстве случаев являющимися токсичными, агрессивными или раздражающими веществами.

Продолжительность пребывания работающих на предприятии вызывает необходимость устройства специальных помещений для хранения домашней одежды и спецодежды, для приема пищи, поддержания чистоты тела, обслуживания работниц и др. Такие помещения называются бытовыми.

К мерам личной гигиены можно также отнести регулярное проветривание рабочих помещений и занятия производственной гимнастикой.

Индивидуальные защитные средства предназначены для защиты кожного покрова (спецодежда, спецобувь, перчатки, защитные пасты и мази), головы (каска, шлемы), органов дыхания (противогазы, респираторы), органов зрения (защитные очки, маски, светофильтры), органов слуха (антифоны, противошумы), а также для предупреждения электротравм (электрозащитные средства) и падения с высоты (предохранительные пояса).

Спецодежда и спецобувь выдаются для защиты работающих от профессиональных вредностей на работах с вредными условиями труда, а также на работах в неблагоприятных метеорологических условиях или связанных с загрязнением тела.

Спецодежда должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечивать наилучшую защиту от вредности, для предотвращения от которой она предназначена;
- быть гигиеничной и, в частности, создавать хороший воздухообмен и теплообмен между внешней средой и телом человека;
- быть удобной для надевания, носки и работы в ней.

На большинстве нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств в качестве основной защитной спецодежды используются хлопчатобумажные костюмы (куртка и брюки), комбинезоны и халаты. Они относительно хорошо защищают от действия нефти и нефтепродуктов, грязи и пыли, удобны в носке, гигиеничны и хорошо стираются.

При работе с кислотами используют костюмы из шерстяной ткани. В настоящее время противокислотную спецодежду начинают изготавливать из тканей со специальной пропиткой, а также из синтетических тканей — хлорина, винитрона, лавсана, нитрона, которые более стойки к воздействию кислот, чем ткани из натуральных волокон. При работе со щелочами, кроме хлорина и винитрона, можно использовать капрон, молескин, плотную льняную ткань. При опасности загорания применяют спецодежду из льняной ткани и брезента.

При работе с продуктами, проникающими в организм через кожу, например с ароматическими углеводородами, можно применять спецодежду из шерсти, поскольку она сорбирует эти продукты.

Большое значение помимо подбора нужного материала имеет также правильная конструкция спецодежды. Иногда бывает трудно при конструировании

совместить защитную способность и гигиенические свойства. В таких случаях в первую очередь подбирают материал, обладающий хорошей защитой, а отсутствие или недостаток гигиенических свойств компенсируют покрытием. Например, если ткань обладает плохой воздухопроводностью, то вентиляцию пододежного пространства усиливают разрезами, прикрываемыми кокетками и клапанами, отверстиями под мышками и другими способами.

При работе с нефтью, нефтепродуктами, маслами используются кожаные ботинки с маслобензостойкой резиновой подошвой; при работе с кислотами и щелочами - кислото- и щелочностойкие резиновые сапоги; при работе с особо токсичными продуктами - полусапоги или ботинки с гладким кожаным верхом, без шнурков; в горячих цехах и при ремонте медленно остывающих аппаратов - брезентовые сапоги с теплоизолирующей прокладкой из асбеста, войлока; во взрывоопасных цехах - ботинки на кожаной или резиновой подошве, крепление которых производится деревянными, медными или латунными гвоздями.

6.4. Безопасность при использовании источников ионизирующих излучений

Источники ионизирующих излучений применяются в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности при дефектоскопии (контроль сварных соединений), в контрольно-измерительных и регулирующих приборах (толщиномеры, плотномеры, уровнемеры, регуляторы уровня и др.), в нейтрализаторах зарядов, статического электричества и т. д.

Расширение области применения радиоактивных источников и возрастающий круг лиц, работающих с ними, требуют повышенного внимания к вопросам радиационной безопасности. Для обслуживающего персонала опасны все виды ионизирующих излучений: α , β , γ -лучи, поток нейтронов, рентгеновские лучи. Опасность усугубляется тем, что органы чувств человека не реагируют на

облучение. Последствия облучения могут проявиться через длительный скрытый период в виде лучевой болезни.

Облучение также связано с серьезными последствиями, в результате которых изменяются наследственные признаки; особенно это опасно для женщин. Однако нет оснований для преувеличения степени опасности, радиоактивных веществ; при строгом соблюдении требований защиты от ионизирующих излучений обеспечивается достаточная безопасность для обслуживающего персонала.

В качестве источников ионизирующих излучений используются радиоактивные изотопы. Их радиоактивность проявляется в самопроизвольном распаде ядер химических элементов, сопровождающихся альфа, бета и гамма излучениями.

При взаимодействии радиоактивных излучений с веществом в нем образуются заряженные атомы и молекулы (ионы). При облучении организма происходит расщепление содержащейся в нем воды, изменение структуры различных химических соединений, появление химических соединений, которые не встречаются в нормальных условиях. Все это приводит к изменению химической среды в организме человека и нарушению нормальных функций внутренних органов и систем.

Радиоактивное облучение может быть внешним - от источников, находящихся вне его, или внутренним - от радиоактивных веществ, попавших в организм через органы дыхания, пищеварительный тракт, реже через кожные покровы. В условиях нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, где в производстве применяются закрытые источники излучения, исключая попадание радиоактивных веществ в окружающую среду, может иметь место только внешнее облучение.

Доза излучения - это количество энергии, поглощенной единицей массы облучаемого вещества и расходуемой на ионизацию и возбуждение молекул (атомов) среды.

Различают поглощенную дозу излучения, экспозиционную дозу рентгеновского излучения и эквивалентную дозу смешанного ионизирующего излучения.

За единицу поглощенной дозы принят рад. $\text{Рад} = 10^{-2} \text{ Дж/кг}$ (100 эрг/г). За единицу измерения экспозиционной дозы излучения принят рентген (Р). Это доза рентгеновского или γ -излучения, при которой в 1 см³ сухого воздуха при температуре 0°С и давлении 760 мм рт. ст. образуется такое число пар ионов, суммарный заряд которых составляет одну электростатическую единицу количества электричества каждого знака. За единицу эквивалентной дозы принят биологический эквивалент рентгена — бэр. Бэр—это количество энергии любого вида излучения, поглощенного в ткани, биологическое действие которого эквивалентно действию 1 рада рентгеновских или γ -лучей.

Для сравнения радиоактивных препаратов по ионизирующему действию их γ -излучений служат гамма-эквиваленты. Единицей гамма-эквивалента является миллиграмм-эквивалент радия (мг-экв радия).

Организационные меры безопасности определены «Санитарными правилами работы с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений». Ни при какой другой работе, связанной с профессиональной вредностью, не имеет такого большого значения понимание грозящей опасности и соблюдение организационных принципов безопасности, как при работе с радиоактивными веществами (РВ).

Работы с радиоактивными веществами и источниками радиоактивных излучений можно разделить на две группы:

К первой группе относятся работы с источниками РВ, размещенными в запаянных ампулах, или с рентгеновскими установками. При работе с такими источниками радиоактивные вещества не выделяются и не загрязняют тело, одежду, оборудование, поверхности помещения, и здесь может иметь место только внешнее облучение. Этими источниками РВ пользуются для производственных работ в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности; они в основном и будут описываться в дальнейшем.

На предприятиях, где работают с РВ, предусматривается обязательный дозиметрический и радиометрический контроль, осуществляемый службой радиационной безопасности. Такой контроль проводится с целью предупреждения переоблучения работающих. Данные дозиметрического контроля регистрируются в особом журнале. Для контроля применяют индивидуальные дозиметры, переносные и стационарные сигнально-измерительные устройства.

6.5. Производственный шум и вибрации

Шумом называется совокупность звуков различной, частоты и интенсивности, вызывающих неприятные субъективные ощущения в организме человека.

Под производственной вибрацией понимаются колебания аппаратов, машин и трубопроводов, происходящие при плохой балансировке и центровке оборудования, пульсирующем движении жидкостей и газов и т. д.

Источниками шума и вибраций в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности являются: компрессоры, различные дробильные и мельничные установки, элементы вентиляционных систем, трубопроводы для перемещения жидкостей, газов и пыли и т. д.

При длительном воздействии шума развивается профессиональная тугоухость, которая может привести к полной потере слуха. Действуя на

центральную нервную систему, шум ухудшает зрение, ослабляет внимание и память человека, что увеличивает возможность травм.

Действие вибрации оказывает сильное отрицательное влияние на центральную нервную и сердечно-сосудистую системы, опорнодвигательный аппарат и органы, определяющие равновесие тела. При длительном воздействии вибраций у человека развивается так называемая вибрационная болезнь, признаками которой являются повышенная утомляемость организма, головокружение, ослабление зрения, частые головные боли, повышение кровяного давления, дрожание тела, особенно головы и рук, изменения в суставах верхних конечностей.

Степень вредности шума и вибраций зависит от силы, частотного состава (спектра), продолжительности воздействия и регулярности повторения.

Физическая сила звука характеризуется либо энергией звуковой волны ($\text{Вт}/\text{см}^2$), либо звуковым давлением ($\text{Н}/\text{м}^2$), т. е. максимальным отклонением от нормального атмосферного давления в воздухе при прохождении звуковой волны. Минимальная сила звука, которая воспринимается ухом, называется порогом слышимости и равна $10\text{-}12 \text{ Вт}/\text{см}^2$ или $2\text{-}10\text{-}5 \text{ Н}/\text{м}^2$. Наибольшая сила звука, которую человек воспринимает еще без ощущения боли, но превышение которой уже приводит к резкому болезненному ощущению, называют болевым порогом. Между этими порогами лежит область слышимости.

Санитарными нормами определены допустимые значения параметров вибрации: частоты (в Гц), амплитуды (пиковое значение) перемещения при гармонических колебаниях (в мм), среднеквадратичное значение колебательной скорости (в мм/с). Например, при частоте 5 Гц амплитуда не должна превышать 0,16 мм, а среднеквадратичное значение колебательной скорости — 5 мм/с; при частоте 50 Гц амплитуда не должна быть больше 0,009 мм и среднеквадратичное значение колебательной скорости — не более 2 мм/с. Приводимые в санитарных

нормах допустимые значения вибрации даны для воздействия вибрации в течение 8 ч. Если продолжительность воздействия вибрации в течение рабочего дня составляет меньше 4 ч, допустимые значения параметров увеличиваются в 1,4 раза, при воздействии менее 2 ч — в 2 раза, при воздействии менее часа — в 3 раза.

Борьба с шумом и вибрацией ведется с помощью как организационных, так и технических мероприятий. Методы борьбы с шумом и вибрацией во многом сходны между собой.

Прежде всего стремятся устранить или уменьшить вибрацию и шум в источнике их образования. Когда меры по уменьшению шума в источнике исчерпаны, применяют меры снижения шума по пути его распространения. Если этими мерами не удастся добиться снижения шума до допустимого уровня, то применяют средства индивидуальной защиты.

Способы устранения или уменьшения вибраций и шума в источнике их образования многообразны и зависят от технологических процессов и применяемого оборудования.

Для устранения и уменьшения вибрации машин и оборудования и производимого ими шума используются различные методы:

1. Жесткое крепление вибрирующих деталей и узлов, устранение излишних зазоров в сочленениях машин и механизмов.

2. Амортизация и виброизоляция с помощью стальных пружин (рессор) и упругих материалов (резина, войлок, дерево, пробка), благодаря чему вибрирующие узлы и механизмы не сообщают собственных колебаний основанию (фундаменту) или другим частям оборудования.

Эффективным методом снижения шума является и разделение потока газа на множество мелких потоков. На этом принципе построены лабиринтные глушители звука (звуковые фильтры).

Для уменьшения вибрации трубопроводов, вызываемой пульсацией давления газа (воздуха), устанавливаются буферные и акустические емкости, уменьшается число поворотов при обвязке трубопроводов, а сами повороты осуществляются при максимальном радиусе.

10. Снижение уровня шума достигается также заменой ударного оборудования безударным, металлических шумящих частей машин неметаллическими (пластмассами); внедрение звукомаскировки, т. е. снижение отрицательного влияния высокочастотного шума с помощью подачи на рабочие места низкочастотных звуков и другими мероприятиями.

Весьма важным направлением борьбы с шумом является звуко- отражение, звукопоглощение и звукоизоляция.

При встрече звуковых волн со сплошной преградой часть энергии звуковой волны отражается, часть поглощается, а часть проходит через нее.

Степень поглощения, отражения и пропускания звука характеризуется соответствующими коэффициентами, представляющими собой отношение поглощенной, отраженной и прошедшей через преграду силы звука к силе звука до преграды. Сумма этих коэффициентов равна единице. Это значит, что чем больше поглощающая и отражающая способность преграды, тем меньше ее звукопроводимость.

Звукопоглощение основано на способности материалов, обладающих пористостью и воздухопроницаемостью, поглощать звук. Наилучшей звукопоглощающей способностью обладает войлок, вата, минеральная шерсть, а из специальных промышленных материалов— асбестит, асбосиликат, арборит, пористые штукатурки — сабинитовые, газогипсовые и др. Звукопоглощение зависит также от частоты поглощаемого звука: низкочастотные звуки поглощаются хуже, высокочастотные лучше. На звукопоглощение влияет толщина изоляции (до определенного предела, превышение которого уже не увеличивает ее

звукопоглощающей способности). Для перечисленных выше пористых материалов коэффициент звукопоглощения лежит (при частоте 1000 Гц) в пределах 0,3—0,8. Коэффициент звукопоглощения бетона и кирпича равен 0,01—0,03.

6.6. Организационные мероприятия

Для обеспечения производственной безопасности регулярно проводится большой комплекс инженерно-технических мероприятий:

- 1) обеспечение пожаро- и взрывобезопасности;
- 2) защита от поражения электрическим током и статическим электричеством;
- 3) защита от действия вредных веществ при их выбросах и сбросах;
- 4) защита от энергетических воздействий (вибрации, шума, опасных излучений и полей);
- 5) защита от высокого давления и механического травмирования;
- 6) обеспечение комфортных условий труда (вентиляция, отопление, кондиционирование, освещение).

Проводятся следующие мероприятия по пожаро- и взрывобезопасности: разработка и использование системы нормативных материалов; обучение, инструктаж и допуск к работе персонала пожаро- и взрывобезопасных производств; контроль и надзор за соблюдением нормативных документов; предотвращение возникновения пожаров; ограничение распространения пожара; обеспечение условий эвакуации людей и материальных ценностей из области пожара; организация тушения пожаров (составление планов, тренировки, реализация этих планов).

Объекты добычи, сепарации и транспортирования нефти и газа обеспечиваются углекислотными огнетушителями и набором простейшего противопожарного инвентаря. Для снижения риска возможного возникновения

очагов пожара на предприятии разработаны противопожарные мероприятия и осуществляется контроль за их исполнением.

Во избежание пожаров и взрывов, каждый работник должен соблюдать простые требования производственной санитарии. При проектировании любых объектов технологического процесса выполняется комплекс строительных противопожарных мероприятий, направленных на исключение возможности возгорания, локализацию пожаров, эвакуацию людей из очагов пожаров и на быстрое и эффективное тушение пожаров.

Электробезопасность на территории представляет собой систему организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока.

1) устройства электроустановок обеспечены защитой от прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;

2) применение устройств защитного заземления: автоцистерны для перевозки кислот, жидкости и химических реагентов имеют заземляющее устройство для отвода статистического электричества во время переездов и при сливноналивных операциях;

3) применение устройств заземления;

4) применение специальных схем защитного отключения;

5) применение защитных средств, при обслуживании электроустановок;

6) проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации.

Меры электробезопасности, при проведении различных работ:

1) электродвигатели, пусковые устройства и соединительные провода выполнены во взрывозащищенном исполнении;

2) все металлические конструкции, устройства, трансформаторы, станции управления заземлены через контур заземления;

3) на территории установки предусмотрена молниезащита;

4) силовой кабель от станции управления к устью скважины располагается на эстакаде, допускается прокладка кабеля на специальных стойках-опорах;

5) силовой кабель имеет двойную изоляцию и броню.

Для электротехнического персонала используются средства индивидуальной защиты (специальная обувь, специальные перчатки). На объектах нефтедобычи существует опасность поражения электрическим током.

Для защиты от действия вредных веществ при их выбросах и сбросах, проводятся следующие инженерно-технические мероприятия: контроль токсических выбросов в атмосфере, воздухе рабочих помещений, качества воды, содержания вредных веществ в почве, продуктах питания и т. Очистка промышленных выбросов от паро-, газообразных загрязнителей; уменьшение токсических выбросов транспортно-энергетических установок; рассеивание токсических выбросов в атмосфере.

Во избежание проливов и выбросов кислот, щелочей и нефтепродуктов при проведении соляно-кислотных закачек применяются следующие инженерно-технические решения:

1) обволакивание кустов скважин;

2) герметизация устья скважин;

3) использование контрольно-измерительных приборов;

4) применение более технологичного оборудования;

5) автоматизация и диспетчеризация процессов добычи нефти;

6) герметизация соединений технологического оборудования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты, полученные в данной работе при определении основных параметров анизотропии горизонтальной проницаемости – величины и направления, основанных на данных геофизических исследований скважин, ориентированного керна и шлифов, индикаторных исследований и гидродинамического моделирования на примере Крапивинского месторождения, позволяют сделать следующие выводы:

Во-первых, в резервуарах с межзерновым типом порового пространства, направление наибольшей горизонтальной проницаемости в образцах лучше согласуется с ориентацией длинных частиц. Главная ось эллипса, которая показывает направление анизотропии ориентирована ортогонально. Следует отметить, что на распределение пор и структуру осадка, литолого-петрофизическую анизотропную характеристику определяющее влияние оказывает фациональное условие осадконакопления.

Во-вторых, для определения основных параметров анизотропии горизонтальной проницаемости на основе различных исходных данных наиболее лучшим вариантом является эллиптическая аппроксимация. Результаты каждого вида данных полученных при исследовании скважины, наилучшим способом описываются эллипсом.

Также между проницаемостью, средней скоростью индикатора, пористостью существует явная взаимосвязь (корреляция).

Наконец, на основе полученных результатов исследования методов определения основных параметров анизотропии горизонтальной проницаемости предлагается следующая обобщённая методика определения основных параметров анизотропии. Для определения параметров анизотропии на начальной стадии, когда отсутствует история обводнённости, нужно использовать ориентированный керн и

каротажные данные. Направление анизотропии проницаемости определяется на основе картирования проницаемости, с помощью измерений проницаемости керна определяется величина анизотропии. Для определения параметров анизотропии на завершающей стадии разработки месторождения, необходимо использовать данные по обводнённости продукции и каротажные данные, так как на этой стадии уже произошел прорыв воды к добывающим скважинам. Ориентация анизотропии определяется на основе каротажных данных. Затем, сравнивая исторические и расчётные величины для изолированных блоков месторождения определяется величина анизотропии.

В качестве главного результата работы была доказана справедливость защищаемых положений данной работы.

Метод градиентного анализа, действительно, показал для выбранного участка месторождения репрезентативные результаты оценки параметров анизотропии горизонтальной проницаемости, сходящиеся с результатами анализа керна и индикаторных исследований, а также сведениями из литературных источников.

И главное, было показано, что учёт латеральной анизотропии проницаемости значительно улучшает сходимость гидродинамической модели с историческими данными по разработке, а также увеличивает скорость её адаптации к ним.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Earlougher, R.C. Discussion of Interference Analysis for Anisotropic Formations // A Case History. Petrol. Tech. Dec. 1975. Trans. AIME, 259. -P. 1525.
2. Papadopoulos, I.S. Nonsteady Flow to a Well in an Infinite Anisotropic Aquifer // Proc. Dubrovnik Symposium on the Hydrology of Fractured Rocks International Association of Scientific Hydrology. Debrovnik, Yugoslavia, 1965.-P. 21-31.
3. Ramey, H.J. Interference Analysis for Anisotropic Formations A Case History. Petrol. Tech., Oct. 1975. - Trans., AIME, 259.-P. 1290- 1298.
4. Латеральная изменчивость состава и физических свойств осадочной толщи в пределах локальных структур и ее отражение в зональности физических полей. Тр. ВНИГНИ. - 1974. - Вып. 160.- 420 с.
5. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических изменений. М.: Недра, 1992.-126 с.
6. Дикенштейн Г.Х. и др., Нефтегазоносные провинции СССР. / М.: Недра, 1977.-328 с.
7. Марковский Н.И. Палеогеографические основы поисков нефти и газа. -М.: Недра, 1973.-304 с.
8. Коссовская А.Г., Шутов В.Д. Проблема эпигенеза // Эпигенез и его минеральные индикаторы. М.: Наука, 1971. - С. 9-34.
9. Whitehead, N.H. Atlas of Major Rocky Mountain Gas Reservoirs // New Mexico Bureau of Mines and Mineral Resources Socorro, NM, 1993.- P. 221-224.
10. Меркулов В.П., Краснощекова Л.А. Исследование пространственной литолого-петрофизической неоднородности продуктивных коллекторов месторождений нефти и газа // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т. 305. – № 6. – С. 296–303.
11. Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины (Тюмень,

1990). Объяснительная записка к региональным стратиграфическим схемам мезозоя Западно-Сибирской равнины. Тюмень, 1991. 53 с.

12. Чернова О.С., Жуковская Е.А. Биостратиграфическая характеристика отложений горизонта Ю-I Крапивинского нефтяного месторождения // Известия ТПУ. 2010

13. Конторович В.А., Соловьев М.В., Калинина Л.М., Калинин А.Ю. Роль мезозойско-кайнозойской тектоники в формировании залежей углеводородов в южных частях Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины// Геология и геофизика, 2011. Т. 52, № 8.-С.1075-1091

14. Харитонов А.С., Лапковский В.В. Сейсмогеологическая характеристика и история тектонического развития зоны сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины в мезозое и кайнозое // Науки о Земле. – 2014. – С. 140-141

15. Кравченко Г.Г. Седиментологическая модель верхнеюрских продуктивных отложений Крапивинского месторождения по результатам изучения керна / Г. Г. Кравченко, Е. А. Жуковская // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. — 2010. — Т. 316, № 1: Науки о Земле. — С. 80-86

16. Главнова Е.Н., Меркулов В.П., Главнов Н.Г. Сравнительный анализ методик определения анизотропии горизонтальной проницаемости пласта// Известия ТПУ. 2010

17. Белозёров В.Б. Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на разработку залежей углеводородов // Известия ТПУ. 2011

18. Коровин М.О. Специализированный анализ керна для изучения анизотропии коллекторов нефти и газа // Известия ТПУ. 2014

19. Коровин М.О. Методика количественной оценки латеральной анизотропии фильтрационно-ёмкостных свойств терригенных коллекторов на базе

комплексного анализа геолого-геофизических данных : диссертация на соискание
ученой степени кандидата геолого-минералогических наук : спец. 25.00.10 / М. О.
Коровин ; Национальный исследовательский Томский политехнический
университет (ТПУ) ; науч. рук. В. А. Конторович. — Томск, 2017

Приложение А

Раздел (1) Literature review

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Вершинин Иван Сергеевич		

Консультант школы отделения (НОЦ) _____ ИШПР, ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	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.		

1. LITERATURE REVIEW

The directional heterogeneity of the reservoir's characteristics responds to the existence of certain stable directions favorable for intra- and inter-reservoir fluid flows. Numerous confirmations of this phenomenon exist in oilfields' geology. The anisotropy of the reservoir manifests itself as sharp fluctuations of the operational parameters of injection wells and is revealed by experiments, where the filtration characteristics are determined on core samples. Core analysis shows that there is a significant difference in permeability in different directions [1,2,3].

1.1. Horizontal permeability anisotropy concept

An analysis of the literature on this problem shows that recently there has been a deviation from the traditional notions of a homogeneous structure of reservoirs which represented in the form of parallel-layered geological bodies. Much attention begins to be focused on more complex objects that are composed of differently diverse deposits that form channels that are favorable for the filtration of reservoir fluids. The geostatistical model of the field includes three interacting elements - the geological, petrophysical and seismic model. At the moment, none of these elements take into account the anisotropy characteristics of the geological space, which has a vector or tensor nature.

The anisotropy of the flow properties determines the possibility of the existence of directions that are most favorable for the flow of fluids in the rock. Usually the anisotropy of permeability is considered as a ratio of horizontal K_h and vertical K_v permeability [3]. A well-known and reliable established fact is that, as a rule, in most cases the horizontal component prevails with respect to the vertical component and the usual ratio varies from 0.1 to 0.5. In recent years a large number of publications [4,5,6] have appeared that indicate the heterogeneity (anisotropy) of horizontal permeability. Interest in this is well explained if we take into account the most widespread flow regimes of fluids

in the reservoir. But for the time being this phenomenon has not been studied completely from the position of the theory, the causes and mechanism of manifestation, and also the connection with the geological and petrophysical features of the reservoirs and the practical significance for the development of field. The scale of horizontal filtration anisotropy in fields that are composed of different reservoir - terrigenous and carbonate, which are characterized by intergranular or fractured type of pore space also remains uncertain. The difficulty of detecting this effect is due to the fact that it depends on a series of factors including the facies conditions of reservoir formation, tectonic sedimentation regime, rock alteration processes that lead to the formation of secondary porosity in which the presence of caverns and cracks. An additional condition that affects the horizontal anisotropic characteristics of the reservoirs can be the stress state of the rock massif. For reservoirs of various types - intergranular or fractured - the predominance of one factor on another can be observed, but, as a rule, the most probable is the combinational nature of the anisotropy phenomenon [7, 8]. Therefore, considering the problem of filtration anisotropy, one cannot focus only on the characterization of the permeability of rocks in different directions, since in this phenomenon the entire complex of geological and petrophysical parameters that describe the reservoir is involved.

Together, these factors lead to the formation in a certain way of ordered structures and textures of reservoir rocks that affect on various types of physical properties, and ultimately - the oil recovery of the reservoir. An analysis of the state of the problem shows that, in the development of fields, the lithologic-petrophysical anisotropy begins to manifest itself in an obvious form at a late stage, when in the production wells the process of intensive watering of the production begins. In this case, the facts of uneven reservoir flooding and water breakthrough in clearly defined areas become apparent. The efficiency of operation falls sharply, arrays of hydrocarbons which not involved in the development. The anisotropic phenomena in reservoirs should be investigated in order to optimize the placement of injection and production wells, and increase oil recovery.

To study the lithologic-petrophysical and filtration anisotropy of reservoirs and to assess the effect of this phenomenon on the process of developing fields, three main lines of research, more or less widely represented in the published literature [1,9]:

- the direct experimental research on representative core samples of rock composing the reservoir;
- the specialized hydrodynamic studies that are designed to study the directions of fluid flow (observation well testing);
- the petrophysical modeling of reservoirs taking into account the anisotropy of permeability in comparison with the analysis of development history and operation modes of individual wells taking into account the anisotropy characteristics of the geologic horizon.

Let us consider successively the available literature data on these areas.

To determine the spatial characteristics of the horizontal permeability of anisotropic rocks, it is sufficient to make determinations of this parameter from three experimental samples that are sawn from the original core in three independent directions parallel to the bedding. It is this research technology that was proposed and implemented by various authors [1,9], for the quantitative evaluation of the phenomenon. Using elliptical approximation and a simple scheme of spatial recalculations of the coordinate system, it becomes possible to compute the two main components of horizontal permeability (Kh -max) and (Kh -min) and the orientation angle (φ°) of the main axis of the ellipse (Kh -max) relative to the geographic north. Depending on the technology of the study, absolute gas permeability or liquid permeability can be determined.

Despite its apparent simplicity, the execution of such experiments requires compliance with the two main conditions: Firstly, the presence of a pre-oriented core in the space and, secondly, a preliminary choice of directions for the preparation of experimental samples. These conditions become critically important if one considers that performing such experiments on non-oriented samples gives only a qualitative

characteristic of anisotropy without reference to a particular spatial direction, and random selection of the core cutting direction can lead to uniform permeability values. In addition, the assessment of only the filtration properties does not allow us to relate the phenomenon of filtration anisotropy to other features of the rock, which are in a common causal relationship.

Within the framework of modern core research technology, there is a real possibility of using specialized analyzes, the data of which can give a quantitative characterization of the phenomenon of filtration anisotropy of reservoirs in the entire interrelation of their structural-texture and filtration-capacitive features. The possibilities of revealing and subsequent modeling of reservoir heterogeneity are based on the study of pre-oriented core samples of productive reservoirs by a complex of methods including the determination of anisotropic parameters of petrophysical (elastic, magnetic, electric) and filtration properties, as well as microstructural analysis of rocks along oriented sections. This approach to the problem ensures the identification of ordered structures in reservoirs, allows us to explain the mechanism of their formation and the nature of reflection in various types of physical properties, including filtration [1,2,3].

In principle, there are two technologies for obtaining an oriented core:

1. The oriented core sampling in the process of drilling the well with the use of specialized coring tool. This procedure is quite laborious and expensive, which requires special planning of work with core sampling and special equipment, which is not always possible.

2. Spatial orientation of the core, which is intended to study the anisotropic characteristics of rocks by paleomagnetic method [10] The method is of low cost, but can be implemented on core samples that have quite pronounced magnetic properties.

Paleomagnetic method is based on the phenomena of planetary order that are associated with inversions (reversal of polarity) of the ancient geomagnetic field and the

ability of rocks to fix the directions of this field in the process of formation as a vector of residual magnetization.

Depending on the type of rock, the primary residual magnetization that was formed simultaneously with the rock may have:

- for sedimentary rocks - orientational nature;
- for magmatic - thermomagnetic residual magnetism;
- for chemogenic and metamorphic - chemical.

Due to the uncompensated nature of the magnetic moments of individual ferromagnetic particles, a viscous magnetization necessarily arises in the rocks, due to the modern magnetic field of the Earth and coinciding with it in the direction. The viscous and primary magnetizations form a vector sum and, to a first approximation, create a natural residual magnetization that can be measured by individual core samples (or rock samples selected in natural outcrops) with sufficient accuracy. The experience of world paleomagnetic studies shows that the viscous and primary magnetizations differ significantly in their degree of resistance to external influences - heating and alternating magnetic fields. The viscous magnetization of rocks collapses much more rapidly than the more stable primary one.

The study of the behavior of the vector characteristics of the viscous and primary components of the natural residual magnetization in the course of experiments related to heating or the action of an alternating magnetic field makes it possible to solve a series of practical problems of great importance for petroleum geology.

The first of them is associated with the possibility of restoring the spatial orientation of the core of the wells according to the viscous component that is obtained by successive stepwise heating of the samples in the form of a vector difference between the measured natural residual magnetization vectors. The usual scheme of heating - in steps of 25 ° from room temperature to the reservoir temperature. Deviation of the spatial orientation of the core (azimuth and tilt) depends on the magnetic properties of the rocks.

The second task is directly related to the problems of stratigraphic breakdown and correlation of the oil-and-gas bearing complex of sediments, the solution of which for terrigenous and carbonate sections seems to be sufficiently complex. The primary component of the natural residual magnetization of the sediments objectively reflects changes in the polarity of the ancient geomagnetic field, as well, of the zone of direct and reverse magnetization in the sections of the wells.

The third problem is directly related to the study of the spatial inhomogeneity of the reservoirs. The use of an oriented core allows one to rigidly fix any manifestations of the ordered structure of rocks (stratification, fracturing, regular orientation of particles, pores, etc.), also well as related anisotropic characteristics of petrophysical properties in modern magnetic and geographic coordinate systems.

The use of a single coordinate system makes it possible to perform a comparison and statistical analysis of various parameters and characteristics of vertical and lateral heterogeneity of reservoirs, to reveal quantitative interrelations, mechanisms and the causes of their manifestation.

In the framework of the study of spatial inhomogeneity of reservoirs, as shown in the literature, various lithologic-mineralogical and petrophysical data acquire a special place, which allows predicting the direction and magnitude of permeability in a certain way, creating the prerequisites for reliable study and explanation of the filtration anisotropy mechanism. Simultaneously, experimental studies become possible the variability of the permeability of samples under various types of directed mechanical loads simulating the reservoir conditions. The generalization of the obtained materials makes it possible to form a spatially inhomogeneous geostatic reservoir model.

An analysis of publications on these issues shows that all materials of the available research can be conditionally combined into several groups.

The first characteristic feature is the primary fluid-conducting pore spaces, i.e., belonging to reservoirs with intergranular or fissure-cavernous type of pore space.

It should be noted that collectors of cracked-cavernous type, both terrigenous and carbonate, have been studied in a larger volume, since the phenomenon of filtration anisotropy is much more pronounced and stronger. The reason is that the formation of cracks occurs under conditions of horizontal stresses in the rock mass, and certain systems of cracks are open to fluid flows. A significant amount of data is available on US fields, including the Gulf of Mexico, the Arab Emirates, Saudi Arabia, the Volga-Ural oil and gas province of Russia [1,2]. In the study of oriented samples under the influence of variable loads, it was found that the presence of natural cracks leads to the formation of a significant anisotropy of horizontal permeability. In the static state, the direction of the prevailing permeability is consistent with the direction of fracturing, and the ratio of maximum and minimum permeabilities varies from 2 to 10. In the case of a stressed state of the array, the direction of the prevailing permeability is consistent with the pressure gradient and depends on the orientation of the system of cracks, occupying an intermediate position.

Reservoirs of the intergranular type are predominantly terrigenous and have been studied much less. The main reason for the horizontal anisotropy of permeability in this case is the orderliness of the pore channels that are oriented in a certain direction with the ordered process of formation of the sedimentary strata by means of a directed flow, and the formation of cross-bedded series of sediments of ancient rivers, the direction of the slope of the underwater slope with the formation of turbidites, the tidal movements and underwater currents in the transitional coastal marine facies situation. As a rule, in these cases, the corresponding ordered orientations of the particles of the rock skeleton are observed, which greatly facilitates the lithological diagnostics of the anisotropy of terrigenous reservoirs. In these cases, the direction of the prevailing permeability is consistent with the direction of the ordered structures and textures of the rock, and the ratio of maximum and minimum permeabilities varies from 1.2 to 4. When compared with data on fracture type reservoirs, it is evident that the expressiveness of the horizontal

permeability anisotropy for intergranular reservoirs is much smaller, although in all cases its direction is consistent with the geological structure of the reservoir.

The second sign is the complex nature of studies of the anisotropy of the reservoir from the standpoint of its lithologic-petrophysical characteristics. The peculiarity of such works consists in studying the spatial parameters of not only permeability, but also lithological, electrical, magnetic, elastic properties of rocks. This makes it possible to perform a comparative analysis of the data with the establishment of the causes of the formation of filtration anisotropy, because of its different physical properties of the rocks, including those measured directly in geophysical studies of wells. In turn, this creates opportunities for predicting the filtration anisotropy from the data of indirect methods, provided that the relationships between the geophysical and filtration parameters are proved.

1.2. Permeability anisotropy estimation methods

Currently, the main method for determining the anisotropy of permeability is observation well testing, which allow it possible to determine the orientation and magnitude of the anisotropy. There is a fairly large number of published works that describe the technology of conducting and processing the experimental results [10].

Figure 1.2.1 shows the principle of implementation of the method for determining the orientation parameters and quantitative ratios of the horizontal permeability anisotropy (Papadopoulos-Ramey method [2]). To perform these studies, it is necessary to have one excitation and at least three observation wells, for which the pressure change over time is analyzed. An analysis of these changes is given to the conditions of the experiment-the time of observations, the distances to the tested wells-provided that the parameters of the filtered liquid are known, which allow us to estimate the values of the maximum and minimum permeabilities for elliptical approximation of the anisotropy. However, observation well testing is an expensive, very long procedure in the case of low-

permeability oil reservoirs, the application of which is limited due to cost. For this reason, it is very necessary to develop another method for estimating anisotropic rock properties that would be accessible, simple and relatively inexpensive.

Logging data, core data, hydrodynamic modeling, and development history are generally available. These data can be used to determine the orientation and the magnitude of the anisotropy of permeability.

From the literature review the following methods for determining the anisotropy of horizontal permeability are proposed:

- At the initial stage of field development, when there is no history of water-cut production and there is a limited number of exploratory wells, to determine the anisotropy parameters (the direction of the greatest permeability, the ratio of the magnitudes of the maximum and minimum permeabilities), it is necessary to use the oriented core. Log data in this case have a subordinate value, because on their basis it is possible to determine only the effective permeability, which is the geometric mean of the maximum and minimum values.

- In the case of a sufficient network of producing wells, the orientation of the filtration anisotropy can be determined on the basis of an analysis of permeability maps constructed on a productive formation. In the case of heterogeneous objects in the vertical structure, it is advisable to break up the formation into fragments that are different in terms of permeability. For each fragment, an independent permeability distribution map must be constructed, and independent analysis performed. The anisotropy value is determined on the basis of permeability measurements of the oriented core.

- At the final stage of field development, when water breakthrough to producing wells occurred, the same log data and water cut data can be used. Log data is used to calculate permeability and determine the orientation of anisotropy based on maps. Then, by comparing the calculated and historical values of the water cut in the wells, the

anisotropy is determined, including the parameters of the direction of the main axis of the ellipse and the ratio of the minimum and maximum permeabilities.

On the basis of a brief review of the literature, the following main conclusions can be drawn, which are important from the point of view of the subsequent work:

1. In terrigenous reservoirs with an intergranular type of porous space, the orientation of the best permeability in the samples agrees well with the directions of the preferred orientation of the particle elongations, optical quartz axes and the main axis of the ellipse of the anisotropy of the magnetic and electrical properties. The principal axis of the ellipse of the anisotropy of the elastic properties is directed orthogonally. Determining the influence of the facial conditions of sedimentation on the structure of the sediment, the distribution of pores and the corresponding lithologic-petrophysical anisotropic characteristics.

2. In comparison with the materials of the capillarometry, the interrelationships of these anisotropic parameters are due to the spatial distribution of pores of different diameters and the predominance of bound pores of the largest radius in the direction determined by the sedimentation process.

3. In the fractured reservoirs, the orientation of the best permeability in the samples is in good agreement with the directions of the preferred orientation of the systems of open cracks, the main axis of the ellipse of the anisotropy of electrical properties. The principal axis of the ellipse of the anisotropy of the elastic properties is directed as before orthogonally. The ratio of maximum and minimum permeabilities for this type of reservoir is significantly higher than for intergranular.

4. One of the important methodological elements of the evaluation of the effect of permeability anisotropy on the operating regime of a productive formation is the use of anisotropic hydrodynamic modeling and comparison of calculated operating modes with historical data. On this basis, it becomes possible to determine the ratio of maximum and

minimum permeabilities for individual sections of the field and the adaptation of well operation regimes.