

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) ОНД

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Комплексный анализ анизотропии проницаемости на примере Крапивинского месторождения

УДК 553.982:532.546(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Таскин Никита Олегович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Коровин М.О.	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	Меркулов В.П.	К.Г.-М.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ведущий эксперт	Чернова О.С.	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2018 г.

Планируемые результаты освоения ООП

Код	Результат обучения
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и 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	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата
P9	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата
P10	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

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) 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) ОНД

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) Чернова О.С.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Таскин Никита Олегович

Тема работы:

Комплексный анализ анизотропии проницаемости на примере Крапивинского месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.08.2018, 7260/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.08.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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>	Нефтегазопромысловая информация о Крапивинском месторождении. Геофизические исследования скважины. Лабораторные исследования керна.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Предпосылки наличия анизотропии; 2. Геологическая характеристика месторождения; 3. Петрофизическое обоснование ГИС по материалам керна; 4. Определение направления и величины анизотропии по данным ГИС, ГДИС; 5. Моделирование с учетом анизотропности; 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

	7. Социальная ответственность
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.г.-м.н. Белозеров В. Б.
Социальная ответственность	Ведущий эксперт, к.г.-м.н., Меркулов В.П.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Предпосылки наличия факта анизотропии на изучаемом месторождении	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	27.06.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Коровин М.О.	к.г.-м.н		27.06.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Таскин Н.О.		27.06.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Таскин Никита Олегович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01. нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы времени на выполнение определенных видов геоэкологических работ, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы расхода материалов, инструмента
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Страховые взносы 30% Налог на добавленную стоимость 18%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту
2. Разработка устава научно-технического проекта	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных работ Налоговые отчисления недропользователем
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Обоснование эффективности инвестиционного проекта
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	

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	Таскин Никита Олегович		27.06.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Таскин Никита Олегович

Школа	ИППР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01. нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:
 - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)
 - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)
 - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)
 - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)

2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:
 - 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)

Рассмотрены вредные факторы такие как: уровень шума, освещенность рабочей зоны и электромагнитное излучение.

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:
 - 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)

Изучены опасные факторы: электрический ток, пожарная и взрывная опасность

3. Охрана окружающей среды:
 - защита селитебной зоны
 - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
 - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);

Изучено воздействие вредных и опасных факторов на экологическое состояние окружающей среды

– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Рассмотрена противопожарная безопасность
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Рассмотрены правовые нормы безопасности
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ведущий эксперт	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		27.06.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Таскин Никита Олегович		27.06.2018

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
Уровень образования _____
Отделение школы (НОЦ) ОНД
Период выполнения (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.08.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
2.07.2018	<i>Геологическая характеристика изучаемого месторождения</i>	5
12.07.2018	<i>Предпосылки наличия факта анизотропии на изучаемом месторождении</i>	10
18.07.2018	<i>Анализ результатов исследований керна</i>	10
27.07.2018	<i>Определение анизотропии проницаемости по ГИС</i>	15
3.08.2018	<i>Анализ результатов индикаторных исследований</i>	15
6.08.2018	<i>Сравнение анизотропии результатов, полученных разными методами</i>	5
10.08.2018	<i>Геологическое и гидродинамическое моделирование с учетом горизонтальной анизотропии проницаемости</i>	20
12.08.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.08.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Коровин М.О.	к.г.-м.н		27.06.2018

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ведущий эксперт	Чернова О.С.	к.г.-м.н.		27.06.2018

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа _____ 90 _____ с., _____ 21 _____ рис., _____ 14 _____ табл.,
_____ 22 _____ источник, _____ 1 _____ прил.

Ключевые слова: анизотропия, горизонтальная проницаемость, керн, геофизические исследования скважин, гидродинамические исследования, индикаторные исследования, гидродинамическая модель.

Объектом исследования является (ются) пласт Ю₁³ юго-западного участка Крапивинского месторождения.

Цель работы – установление наличия и количественная оценка анизотропии проницаемости нефтяного коллектора.

В процессе исследования проводились расчеты петрофизических зависимостей фильтрационно-емкостных свойств нефтяного коллектора, расчет азимутальной характеристики и величины горизонтальной анизотропии по данным ГИС, анализ результатов индикаторных исследований, геологическое и гидродинамическое моделирование участка месторождения.

В результате исследования было установлено наличие анизотропии горизонтальной проницаемости, проделана её количественная оценка разными методами, смоделирован участок месторождения с учетом величины анизотропии.

Область применения: гидродинамическое моделирование разработки месторождения, оптимизация процесса заводнения коллектора, петрофизическая оценка свойств пласта.

Экономическая эффективность/значимость работы повышение точности моделирования процесса разработки месторождения, особенно для моделирования процесса поддержания пластового давления методом заводнения.

В будущем планируется исследовать всё месторождение на предмет анизотропии горизонтальной проницаемости для получения полноценной геолого-технической модели и провести ряд мер по оптимизации работы нагнетательных скважин и мероприятий по увеличению КИН за счет включения в разработку не дренируемых запасов, а также лучшего понимания работы коллектора.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	12
1. Геологическая характеристика изучаемого месторождения.....	15
1.1 Общие сведения.....	15
1.2 История разведки месторождения.....	16
1.3 Стратиграфия.....	18
1.3.1 Доюрские образования.....	19
1.3.2 Мезозойская эра.....	19
1.3.3 Кайнозойская эра.....	21
1.4 Тектоника.....	22
1.5 Обстановка осадконакопления.....	24
1.5.1 Фациальный анализ.....	24
1.5.2 Седиментологические предпосылки анизотропии проницаемости..	30
1.6 Нефтеносность.....	31
2. Предпосылки наличия факта анизотропии на изучаемом месторождении..	34
2.1 Исследования шлифов.....	34
2.2 Исследования керна.....	38
2.3 Гидродинамические исследования скважин.....	41
3. Методика и результаты исследований керна.....	44
3.1 Петрофизическое обоснование интерпретации данных ГИС.....	45
3.1.1 Расчет проницаемости.....	47
3.1.2 Расчет водонасыщенности.....	47
4. Определения анизотропии проницаемости по ГИС.....	50
4.1 Интерпретация литологии.....	50
4.2 Определение глинистости.....	52
4.3 Определение пористости.....	52
4.4 Расчет проницаемости и водонасыщенности.....	53
4.5 Определение анизотропии проницаемости по ГИС.....	53
5. Методика и результаты индикаторных исследований.....	56
5.1 Результаты анализа гидродинамических исследований.....	56

6. Сравнение анизотропии проницаемости, полученной разными методами..	61
7. Геологическое и гидродинамическое моделирование с учетом горизонтальной анизотропии проницаемости	63
8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	66
8.1 Разработка общей экономической идеи анализа анизотропии проницаемости	67
8.2 Организация работ по научному исследованию	67
8.3 Итоги.....	74
9. Социальная ответственность	75
9.1 Профессиональная социальная безопасность.....	75
9.2 Экологическая безопасность	81
9.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	82
9.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	84
Заключение	86
Список использованных источников	88
Приложение А. Раздел ВКР на иностранном языке	91

ВВЕДЕНИЕ

Проницаемость как способность, с которой флюид может протекать через горную породу, является одним из наиболее важных параметров контролирующих продуктивность коллекторов нефти и газа. Обычно рассматривают горизонтальную и вертикальную проницаемость, а отношение их значений используют для оценки анизотропии пласта [1].

Значения направленной проницаемости обычно принимаются с простой взаимосвязью между собой. Многие исследовательские и проектные работы моделируют анизотропию проницаемости только между вертикальной и горизонтальной проницаемостью, в то время как анизотропия между проницаемостью в горизонтальной плоскости не учитывается. При гидродинамических исследованиях скважин распространение давления анализируется для расчета одного значения проницаемости, обычно в связке с мощностью пласта в виде kh . Однако, такое допущение, что имеется единая горизонтальная проницаемость, может привести к ошибкам при расчетах и увеличению неопределенности проблемы. В реальности история формирования коллекторов приводит к более сложному поведению.

Явление пространственной неоднородности коллекторов нефтяных месторождений изучается многими исследователями [1 – 4, 15]. В работе [2] горизонтальная проницаемость рассматривается с точки зрения ответа на вопрос о бурении вертикальной или горизонтальной скважины, о необходимости гидравлического разрыва вертикальной скважины. Авторы [2] исследуют анизотропные явления проницаемости для осуществления оптимизации расположения нагнетательных и добывающих скважин, а также увеличения нефтеотдачи. Проблема описывается как изученная недостаточно с точки зрения происхождения, установлении связи с геологическими и петрофизическими особенностями коллекторов. Изучение пространственной анизотропии проницаемости должно быть тесно связано с литолого-петрофизической

неоднородностью продуктивных отложений, что подразумевает установления связи ориентированных в пространстве структурных и текстурных характеристик пород коллектора и его петрофизических свойств. Как указывают авторы в работе [15] существуют следующие причины появления анизотропии латеральной проницаемости: первая связана с анизотропией напряжений, обуславливающая ориентацию трещин; вторая причина обусловлена процессами осадконакопления, определяющими структуру порового пространства. Для характеристики анизотропии проницаемости используется три параметра: ориентация или азимут направления максимальной оси проявления проницаемости, численная величина и масштаб проявления.

Актуальность темы. Разработка нефтяных месторождений основывается на комплексном проектировании системы разработки. На данный момент для повышения эффективности проекта используют моделирование разработки нефтяного резервуара. Математическое моделирование помогает оценить вероятный результат разработки залежи и увеличить нефтеотдачу на 10-25% [5]. Полный и всесторонний анализ доступной информации, полученной методами нефтегазопромысловой геологии, является основой для проектирования [6]. Специалистам нефтегазовой отрасли приходится работать с большим числом неопределенностей. Одной из таких неопределённостей является пространственная анизотропия проницаемости.

Проблема изучения анизотропии проницаемости предполагает поиск предпосылок наличия факте пространственной неоднородности коллектора изучаемого месторождения. Выявление особенностей структурных и текстурных элементов горной породы таких как слоистость, ориентировка зерен скелета, пустотных пространств и т.д., влияющих на фильтрационно-емкостные свойства коллектора. Установление связи петрофизических свойств таких как магнитные, упругие, фильтрационные с литологическими и с пространственной анизотропией проницаемости. Возможность выявления латеральной анизотропии тесно связана с изучением образцов керна материала, заранее ориентированных в пространстве, анализом на микроструктурном уровне пород

по ориентированным шлифам, анализом индикаторных исследований, гидродинамических исследований и анализе данных разработки.

Целью работы является установление наличия и количественная оценка анизотропии проницаемости нефтяного коллектора.

Объектом исследования является пласт Ю₁³ юго-западного участка Крапивинского месторождения. Методика выявления и оценки анизотропии проницаемости является **предметом исследования**. Научная новизна заключается в установлении наличия и оценки анизотропии проницаемости для участка Крапивинского месторождения, а также применении данной информации для уменьшения ошибки гидродинамического моделирования.

Защищаемые положения работы:

1. На западной части Крапивинского месторождения выявлено наличие латеральной анизотропии проницаемости. Проведены количественные расчёты азимутальной характеристики и степени неоднородности поля проницаемости.
2. Расчёты, проведённые по методике количественной оценки латеральной анизотропии проницаемости, подтверждаются на Крапивинском месторождении фактическими трассерными исследованиями и это даёт более точный прогноз при расчёте гидродинамической модели с учётом влияния эффекта анизотропии проницаемости.

1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗУЧАЕМОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения

Крапивинское месторождение территориально располагается в двух регионах Западной Сибири: большая часть площади находится в Каргасокском районе Томской области, и небольшой юго-западный участок – в Омской области. Месторождение является нефтяным, геологически приурочено к одноименному куполовидному поднятию.

Районный климат характеризуется как резко континентальный, с продолжительным периодом зимы и коротким – лета. Температура воздуха колеблется от -50°C (зимой) до $+30^{\circ}\text{C}$ (летом). Среднегодовые атмосферные осадки оцениваются в 500 мм, что характеризует зону избыточного увлажнения. Промерзаемость грунта составляет 0,8-1,6 м, болот около 0,4 м.

Рельеф района может быть описан как равнинный, слабовсхолмленный. Абсолютные отметки изменяются от +93 до +125 м, с закономерным увеличением с севера на юг. Характерны сильная заболоченность пойм рек и территории в целом - до 50-60%. Однако, что касается месторождения, то его восточная и южная части покрыты смешанным редким лесом.

Ближайшие разрабатываемые месторождения включают в себя Западно-Моисеевское (7 км на север), Лесмуровское (11 км на север), Двуреченское (16 км на север), Игольско-Таловое нефтяное месторождение (77 км на юго-восток), также рядом находятся мелкие месторождения – Тагайское (17 км на восток), Карайское (24 км на юго-восток).

Дорожная инфраструктура месторождению не носит развитый характер. В 60 км на восток от месторождения проложена дорога, являющаяся транспортным каналом между нефтяными месторождениями Каймысовской

группы (Первомайское, Кательгинское, Зап. Кательгинское и др.), с Игольско-Таловым, пос. Новый Васюган и г. Стрежовой.

В апреле 2002 г. запущен нефтепровод Ду-635, соединяющий месторождение Крапивинское с УПН п. Пионерный.

На территории месторождения построена сеть ЛЭП. Энергоснабжение осуществляется посредством с Игольско-Талового месторождения.

При обустройстве месторождения использовались материалы местного строительного леса; пески, супеси, добываемые карьерным способом в районе Лесмуровского месторождения, использовались для отсыпки лежневых оснований внутрипромысловых дорог и кустов. Для технического водоснабжения скважин и поддержания пластового давления на месторождении используются подземные воды регионально выдержанного сеноманского водоносного комплекса отложений (Покурская свита).

Каргасокский район может быть охарактеризован экономически как слабо развитый. Ближайший населенный пункт – пос. Новый Васюган – находится на северо-востоке от месторождения на расстоянии приблизительно в 70 км, там имеется небольшой аэропорт.

1.2 История разведки месторождения

История разведки Крапивинской площадки описывается в работе [8]. Впервые Крапивинская структура была выявлена и подготовлена к поисковому бурению сейсморазведочными работами МОВ в 1967 -1968 гг. с/п 8/65 - 66 Томского геофизического треста (далее – ТГТ). В начале 80-х гг. поднятие детализировали с помощью сейсморазведки, а в 1985 - 1986 гг. методом ОГТ под руководством Берлина Г.И. изучено его продолжение в северном направлении до зоны сочленения с Моисеевским к.п. Разведочные работы 1981-1982 гг. на юге Каймысовского свода позволили продолжить работы по глубокому поисково-оценочному бурению в пределах Крапивинской структуры к 1984 г. Дальнейшее бурение, а также сопутствующие испытания скважин привели к открытию

Крапивинского нефтяного месторождения. Начиная с 1984 г. на уточненной структурной основе было пробурено 33 разведочных скважин, из них по основному продуктивному пласту Ю₁³ притоки нефти получены в 15 скважинах, притоки нефти с водой - в 8 скважинах, притоки воды - в 6 скважинах. По пласту Ю₁² получены, в основном, незначительные притоки нефти.

В работах Г.И. Берлина 1988 - 1989 годах выполнено обобщение результатов сейсморазведки. В результате чего на основе по отражающему горизонту 1Г – подошва баженовской свиты – была построена сейсмоструктурная модель Крапивинского месторождения и сопредельных территорий Карандашовского и Моисеевского куполовидных поднятий (к.п.).

В данной работе рассматривается юго-западная площадь Крапивинского месторождения, структурная карта которой по последним данным сейсморазведки, представлена на Рисунке 1.1.

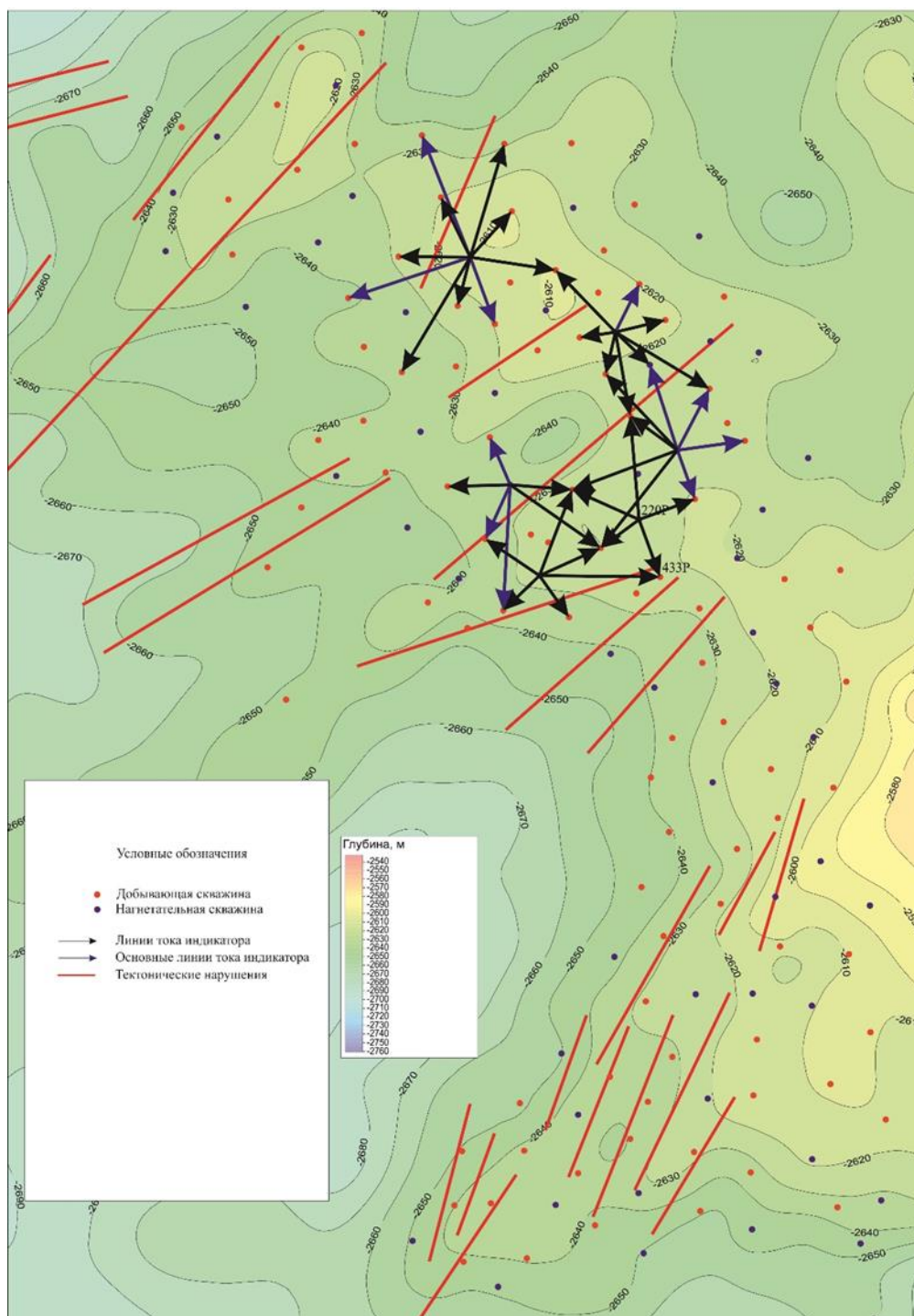


Рисунок 1.1 – Структурная карта юго-западной площади Крапивинского месторождения

1.3 Стратиграфия

В геологическом строении района Крапивинского месторождения согласно работе [8] присутствуют отложения терригенного характера с различным литолого-фациальным составом мезозойско-кайнозойского

платформенного чехла и породы доюрского складчатого фундамента, подвергшиеся метаморфизму и дислоцированию. Общую мощность отложений чехла можно встретить до 3000 м и более, который залегает на денудированной и выветрелой поверхности фундамента, причем залегание является несогласным, со стратиграфическим перерывом.

1.3.1 Доюрские образования

Доюрские образования представлены зеленокаменными измененными миндалевидными спиллитами, согласно образцам керна, отобранного в скважинах №195Р и 200Р, которые вскрыли толщины в 80- 107 м. По результатам исследования вверх по разрезу отложения характеризуются как интенсивно выветрелые.

1.3.2 Мезозойская эра

Юрская система – J

Юрские отложения мощностью до 310 м и более представлены в основном осадками средней и верхней юры.

Нижне-среднеюрский отдел представлен тюменской свитой, отложения которой залегают несогласно на поверхности доюрских образований. Фациальная характеристика приводится в работе [8]: отложения сложены аллювиально-болотными и озерными континентальными осадками. Это представляет собой следующие породы: аргиллиты, алевролиты, песчаники, углистые аргиллиты и угли, характеризующиеся неравномерным прослаиванием с преобладанием в разрезе глинисто-алевролитовых пород. Верхняя часть более песчанистая, включающая пласты Ю₂, Ю₃ и Ю₄. Песчаные пласты континентального происхождения характеризуются сильной фациально-литологической изменчивостью, являются невыдержанными по простиранию, а также в разрезе.

Верхнеюрский отдел представлен васюганской, георгиевской и баженовской свитами.

Отложения васюганской свиты отлично выделяются в разрезах скважин и хорошо прослеживаются по простирацию. Сложение свиты включает в себя разнофациальные отложениями, как морские, так континентальные. В силу представленной природы могут быть выделены в две подсвиты – нижне- и верхне-васюганскую, которые отличаются фациальной принадлежностью и литологическим составом. Нижневасюганские отложения представлены мелководными морскими породами глинистой формации – аргиллиты тёмно-серые, буровато-серые, имеются редкий прослойки светло-серых алевролитов. Наблюдается выдержанность по простирацию с мощностью диапазоне от 33 до 36 м. Верхневасюганская подсвита преимущественно песчанистая и представляет собой регионально нефтегазоносный горизонт Ю₁. Это основной продуктивный объект юго-востока Западной Сибири. Горизонт Ю₁ формировался в трансгрессивно-регрессивную стадию развития осадочного бассейна и в соответствии с общепринятым расчленением разреза Ю₁ [10], в нем выделяют три осадочные пачки:

- подугольную – мелководно-морскую регрессивную, песчаную;
- межугольную – прибрежно-континентальную трансгрессивно-регрессивную, преимущественно глинистую;
- надугольную – мелководно-морскую трансгрессивную, преимущественно песчаную.

В рассматриваемой зоне горизонта выделяют пласты Ю₁² (надугольная толща), Ю₁^м (межугольная толща) и Ю₁³ (подугольная толща), каждый из которых продуктивен в тех или иных скважинах. Мощность свиты составляет 55–70 м. По данным биостратиграфического расчленения [11] пласт Ю₁⁴ отнесен к среднему – верхнему келловее, пласт Ю₁³ – к нижнему оксфорду, межугольная толща и пласт Ю₁² – среднему оксфорду, пласт Ю₁¹ – верхнему оксфорду.

Породы васюганской свиты перекрываются глинами георгиевской свиты, глубоководно-морского происхождения. Мощность свиты, представленная в разрезе данного месторождения, незначительна и встречается лишь до 4 м.

Отложения георгиевской свиты перекрываются глубоководно-морскими отложениями баженовской свиты. Эти осадки представлены тёмно-бурыми, плотными, крепкими битуминозными аргиллитами, иногда карбонатизированными, с включениями пирита и обломков раковин белемнитов. Формации баженовской свиты имеют выдержанность литологического состава и большое распространение по площади с толщинами 20–28 м.

Меловая система – К

Отложения мела обладают толщиной вскрытых отложений – 2483-2438 м, вследствие этого являются наиболее полными и мощными. Нижнемеловые отложения включают в себя куломзинскую, тарскую, ванденскую свиты, а также частично покурскую свиту. Отложения верхнего мела являются глинистыми породами морского генезиса по большей части и могут быть разделены на четыре свиты: от кузнецовской, далее – ипатовской, славгородской до ганькинсой.

1.3.3 Кайнозойская эра

Палеогеновая система – Р

Отложения палеогеновой системы мощностью 290-294м представлены морскими отложениями глинистой формации следующих свит: талицкая (палеоцен), люлинворская (эоцен), чеганская (в.эоцен – 60 ниж. олигоцен), и континентальными отложениями некрасовской серии (ср.- верх. олигоцен).

Четвертичные отложения Q

Залегание отложений четвертичной системы на кровле верхнего олигоцена является несогласным. Отложения обладают толщиной около 30м и

литологически сложены почвенно-растительным слоем, встречаются остатки древесной растительности, суглинки и глины.

1.4 Тектоника

Крапивинское месторождение приурочено к локальному поднятию с одноимённым названием, располагающегося в Моисеевском куполовидном поднятии, а именно в юго-западной части, осложняющего южную часть Каймысовского свода.

В работе [8] дается краткая характеристика тектоники фундамента Крапивинской площадки. Район относится к области позднегерцинской складчатости, а в структурном отношении – к Верхневасюганскому антиклинорию, к его юго-восточной части. Каймысовский свод характеризуется субмеридиональной составляющей структурного плана его центральной части и присутствием двух систем тектонических нарушений – Колтогорско-Уренгойской и Большеюганской зонами разрывных нарушений в региональном плане. По отражающему горизонту Π_a , а именно подошве баженовской свиты, Каймысовский свод имеет контур по изогипсе в -2650 м. В пределах области, ограниченной этой изогипсой, размеры свода могут быть оценены следующими значениями длины – 215 км, ширины – 60÷120 км, амплитуды поднятия – 350 м. На структурах второго порядка глубины сводовых частей имеют абсолютные отметки в -2300÷-2400 м, в тоже время отметки глубины внутренних прогибов и впадин сопоставимы с оконтуривающей изогипсой (-2600÷-2650 м). Таким образом строение Каймысовского свода осложнено структурами второго и третьего порядка с положительным характером. Расположение структур третьего порядка, или локальные поднятия, может быть охарактеризовано как находящихся в пределах куполовидных поднятий и валов, так и в зонах пониженного характера (депресссионных).

На «Тектонической карте юрского структурного яруса осадочного чехла юго-востока Западной Сибири» Конторовича В.А. [7] район

Крапивинского месторождения приурочен к юго-западному склону структуры II порядка – Крапивинско-Моисеевское куполовидное поднятие – см. Рисунок 1.2.

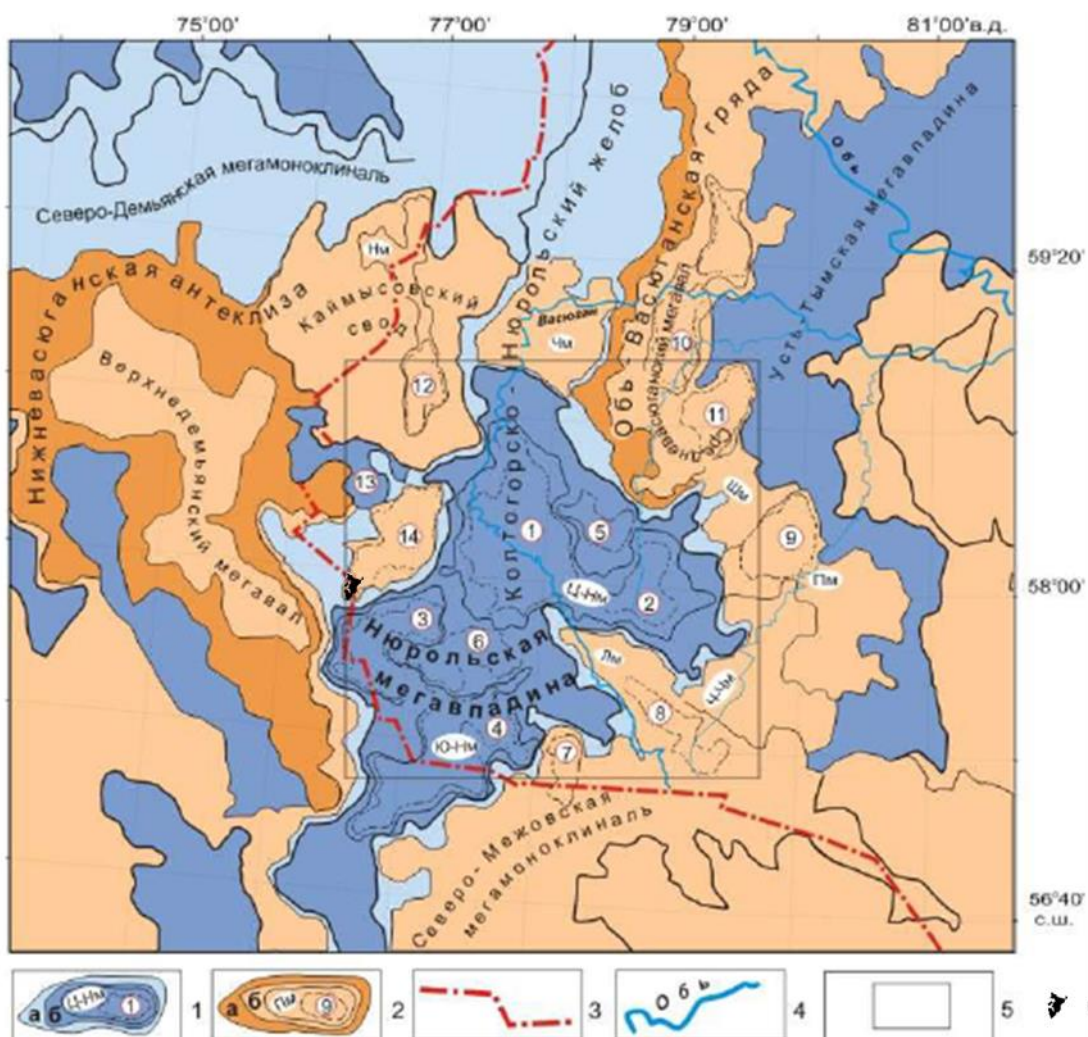


Рисунок 1.2 – Тектоническая карта района изучаемого месторождения (на основе тектонической карты юрского структурного яруса юго-востока Западной Сибири [7]). 1 – отрицательные тектонические элементы; 2 – положительные тектонические элементы; 3 – граница Томской области; 4 – реки; 5 – контур настоящих исследований Нюрольской мегавпадины; 6 – Крапивинское месторождение.

Согласно работе [12] месторождение в тектоническом плане приурочено к группе сложно построенных поднятий локального характера, находящихся на отдалении один от другого по причине наличия узких линейных мультисложных прогибов, амплитудой 15-20 м. С морфологической точки зрения поднятия образуют следующие структуры – Крапивинскую и Западно-

Крапивинскую. Обе структуры являются крупными, III порядка и имеют близкую морфогенетическую характеристику, а также общей понижающейся гипсометрией от –2520 до –2640 м в направлении с востока на запад и с северо-востока на юго-запад. Данные локальные поднятия формируют обособленную структурную зону, включающая в себя разноамплитудные структуры изометричного и асимметричного типа. Большинство локальных поднятий имеют «вершинно–радиальную» форму с рядом узких ложбин и структурных мысов, осложненных более мелкими локальными поднятиями. Простирание таких поднятий самое различное, включая веерообразное.

Крапивинская группа поднятий (г.п.) имеет асимметричную форму, западное крыло по отношению к восточному более пологое и короткое. Для района скважины 191Р характерно, что сводовая часть группы поднятий приближена к северо-восточному крылу. Абсолютные отметки глубины отражающего горизонта Π_a в своде поднятия достигают -2520÷-2515 м. Структура характеризуется как сложнопостроенная, многокупольная.

Западно-Крапивинская г.п. выделяется на юго-западном погружении Крапивинской структуры в районе скважин 200Р, 220Р–223Р, 225Р и отделяется от неё межструктурным понижением, включающим более мелкие мульдообразные понижения, а также седловинные пережимы – северо-восточнее скважин 225Р и 301. В структурном плане по сейсмогоризонту Π_a в пределах Западно-Крапивинской структуры можно выделить два наиболее крупных локальных поднятия: с оконтуривающей изогипсой -2590 м (район скважины 200Р) и -2610 м (между скважинами 220Р и 223Р).

1.5 Обстановка осадконакопления

1.5.1 Фациальный анализ

В работе [13] установлено, что на Крапивинском месторождении верхнеюрские отложения представляют собой комплекс мелководно- и

прибрежно-морских фаций побережья барьерного типа, являющихся результатом воздействия волновой и приливно-отливной деятельности. Приводится следующая схема мелководно- и прибрежно-морских обстановок на Рисунке 1.3.



Рисунок 1.3 – Концептуальная фациальная схема образования келловей-оксфордских отложений Крапивинской площади [13]

Согласно схеме на Рисунке 1.3. мелководно-морская обстановка включает в себя фации дальней, переходной и предфронтальной зон пляжа, и непосредственно пляж (в том числе нижний и верхний), а также эоловые дюны. Мелководно-морские отложения, условно названные авторами как осадки мутьевых потоков, пространственно связаны указанными фациями. Межугольная толща сложена прибрежно-морскими фациями, которые включают в себя приливно-отливные отмели, марши, приморские болота.

Для отложений дальней зоны пляжа характерны условия с уровнем ниже волн, образующихся во время штормов, и градиционно-слоистая текстура пород,

которые представлены аргиллитами, алевролитами и тонкозернистыми песчаниками.

Для Крапивинского месторождения фация переходной зоны пляжа имеет характерное чередование глинисто-алевритовых и песчаных прослоев, формировавшихся слабыми и штормовыми волнами, а именно в периоды погоды, близкой к спокойной, и в периоды штормовой с волнениями соответственно. Песчаные отложения характеризуются бугорчатой слойчатостью ряби волнения. Образцы отложений встречаются с наличием сильной биотурбации.

Отложения предфронтальной зоны пляжа (береговой склон) характеризуются расположением между базисом спокойных волн и уровнем низкой воды. В спокойную погоду действовали колебательные и набегающие волны, что отразилось на формировании нижней части, в верхней части – процессы зоны бурунов и прибоя. По образцам керна наблюдается постепенное увеличение зернистости к суше предфронтальной зоны и снижение степени биотурбации.

Для фаций нижней части предфронтальной зоны характерно переслаивание алевроитов с песками, что типично при формировании в условиях чередования воздействия спокойных и штормовых морских волн. Отложения предфронтальной зоны пляжа Крапивинского месторождения включают преимущественно мелкозернистый песчаник с косой разнонаправленной слойчатостью ряби волнения, а также волнистой, косоволнистой и горизонтальной слойчатостью. Интенсивность встречающейся биотурбации меняет характер в направлении к суше от умеренного на границе с переходной зоной пляжа до слабого, с исчезновением на границе с нижним пляжем. В нижней части встречаются ихнофаии *Cruziana* (*Planolites*) в то время, как в верхней части предфронтальной зоны пляжа – следы биотурбации ихнофаии *Skolithos* (*Arenicolites*, *Monocraterion*, *Palaephycus*).

Фации пляжа на Крапивинском месторождении представлены характерными песчаными осадками, из всех прибрежно-морских отложений являются наиболее крупнозернистыми. Результаты исследования шлифов Крапивинской площади, представленные в работе [13], демонстрируют средне-мелкозернистые хорошо сортированные граувакковые аркозы, включающие глинистый цемент в небольшом количестве. Отложения нижнего пляжа обладают горизонтальной, косой разнонаправленной, волнистой и косоволнистой слойчатостью ряби волнения. Это характерно для нижнего пляжа, формирующегося выше среднего уровня низкой воды. Отложения верхнего пляжа формировались в зоне заплеска штормовых волн. Вследствие этого слойчатость встречается обычно прерывистая и выражена нечетко, подчеркнута намывами тонкого углефицированного растительного детрита (УРД).

В нижней половине пласта Ю₁³ Крапивинской площади присутствуют отложения с выдержанными по зернистости прослоями мелко-тонкозернистых песчаников с переменной мощностью от первых сантиметров до метра и более. В тоже время песчаники являются однородными или с субгоризонтальной и/или градационной слойчатостью, подчеркнутой обильными намывами УРД, а также с частыми включениями интракластов глинистого и сидеритового происхождения. Нижние поверхности прослоев песчаников имеют следы эрозии. Таким образом их строение имеет общие черты со турбидитами и осадками конусов выноса, обычно формирующие аккумулятивные конусы у склона, принадлежащего субаквальным частям дельт. В работе [13] эти отложения условно обозначены осадками мутьевых потоков. Для Крапивинской площади характерно их присутствие совместно с фациями нижней части предфронтальной зоны пляжа, их происхождение достоверно не установлено на текущий момент, поэтому авторы причисляют их к мелководноморским фациям условно и отмечают, что наиболее вероятным является формирование данных осадков мутьевых потоков как результата мощных приливов и отливов,

характеризующихся как катастрофичные, а также действий цунами или разливы паводков в виде флювиальных потоков.

В результате изучения керна авторами исследования [13] была составлена схема процесса осадконакопления верхнеюрских отложений на Крапивинском месторождении – Рисунок 1.4. Также в результате работ по исследованию образцов керна скважин Крапивинского месторождения была предложена концептуальная седиментологическая модель подугольной толщи, отложения которой представлены комплексом баровых тел. Осадки характеризуются сильным сходством текстурно-структурных признаков по разрезу, а также по латерали. Выявленные отличия включают незначительные локальные колебания мощностей отложений с наблюдаемой тенденцией увеличения в направлении запада и юго-запада месторождения. В ряде скважин встречаются существенные различия в фильтрационно-емкостных свойствах верхнеюрских песчаников, данное явление не объясняется только обстановкой осадконакопления.

Таким образом была сформирована литолого-фациальная модель пласта Ю₁³. Модель состоит из трех групп фаций:

- Ф1 – отложения верхнего, нижнего пляжа;
- Ф2 – отложения верхней части предфронтальной зоны пляжа, переходной зоны пляжа;
- Ф3 – отложения устьевого бара, нижней части предфронтальной зоны пляжа, переходной зоны пляжа.

Составление фаций в три группы с их классификацией и нумерацией сверху вниз проводилось авторами работы [13] на основании петрофизической типизацией коллекторов пласта Ю₁³, являющейся результатом построения по данным исследований керна, испытаний пластов и геофизических исследований скважин.

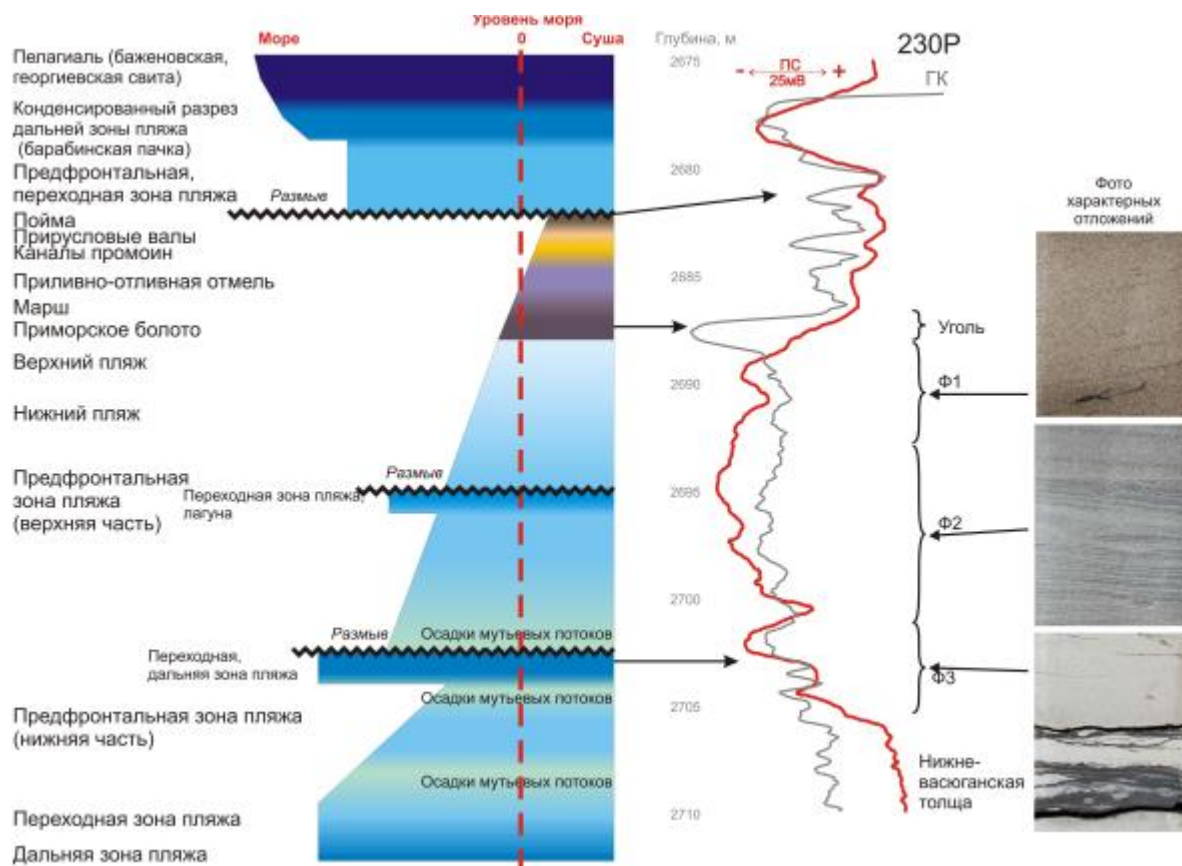


Рисунок 1.4 – Схема геологического развития верхнекурских отложений [13]

В работе [14] данные по керну вновь пробуренных скважин были использованы для описания изменения положения отложений, характерных для верхней части предфронтальной зоны пляжа и устьевых баров.

Под устьевыми барами понимаются песчаные тела, образовавшиеся в результате аккумуляции терригенного материала, вынесенного каналами дельтовых протоков. С учетом выявленного ранее наклона дна бассейна, имеющего западное направление, и форму устьевых баров, описываемую как вытянутая в меридиональном направлении, делается предположение, что привнос песчаного материала в них связан с работой дельтовых протоков, расположенных восточнее.

По результатам анализ карт-схем толщин отложений, принадлежащим устьевым барам и верхней предфронтальной зоны пляжа, в работе [14] демонстрируется тесная пространственная связь данных фаций: отложения верхней части предфронтальной зоны пляжа формировались как результат

волновой переработки отложений устьевых баров, что вследствие отразилось на расположении – данные отложения находятся на расстоянии в 2,5-4,0 км западнее них. Предполагается, что каналы дельтовых протоков осуществляли вынос терригенного материала для формирования устьевых баров, расположение протоков выявлено по данным кернового материала на юго-востоке района исследований. Новые данные по керну 16 скважин подтвердили результаты формирования исходной литолого-фациальной модели.

1.5.2 Седиментологические предпосылки анизотропии проницаемости

На основе описанной обстановки осадконакопления с помощью фациального анализа можно сделать предположение о характерных чертах фильтрационно-емкостных свойств на Крапивинской площадке.

Описанные выше фации свидетельствуют о закономерностях распространения пористости и проницаемости по площади, характерных для переходных обстановок осадконакопления: распространение проницаемости в основном направлении, идущему параллельно береговой линии зоны формирования коллектора. Данное явление связано с характером седиментации осадков волновыми процессами вдоль берега с хорошей сортировкой и преобладающим направлением расположения зерен в терригенной породе.

В работе [15] выделение литотипов и литофаций позволяет осуществить подбор индивидуальных зависимостей пористости и проницаемости для каждой фациальной обстановки, а данные седиментационные модели способствуют объективному распределению свойств при формировании стохастической фильтрационно-емкостной модели осадочной толщи.

С учетом исследований о седиментологической обстановке формирования коллекторов Крапивинского месторождения предполагается наличие анизотропии свойств горных пород для каждой фациальной обстановки. Вытянутые баровые тела с хорошей сортировкой и определенной текстурой зернистого материала предполагают наличие пространственной анизотропии, а

именно горизонтальной неоднородности. Увеличение продуктивности фильтрационных каналов вдоль направления распространения баров согласно ориентации зерен, песчаных тел.

1.6 Нефтеносность

Крапивинское нефтяное месторождение находится на территории двух субъектов Российской Федерации: большая часть месторождения располагается в Томской области и небольшая его часть - в Омской области. В геологическом отношении оно расположено в южной части Каймысовского нефтегазоносного района Каймысовской нефтегазоносной области. Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются Двуреченское, Тагайское, Моисеевское и др. Наиболее крупным из них является Двуреченское, которое находится в непосредственной близости от Крапивинского месторождения и является его аналогом.

Крапивинское месторождение открыто в 1969 году. Промышленная нефтеносность связана с продуктивными пластами Ю₁² и Ю₁³. Основные запасы нефти приурочены к продуктивному пласту Ю₁. На месторождение с учетом анализа всего геолого-геофизического материала реализована блоковая модель месторождения. Блоки разделены «литологическими» экранами зон деструкции, тектонических нарушений и, частично, зон замещения коллектора – глинизации. Всего на месторождение выделено 11 залежей нефти: в горизонте Ю₁ выделено 5 залежей (Северная, Центральная, Восточная, Юго-Восточная и Южная), в пласте Ю - 6 залежей (Северная, Центральная, Восточная, ЮгоВосточная, Южная и Юго-Западная).

Пласт Ю₁³. Северная залежь включает северный и северо-западный районы месторождения. С юга и востока залежь ограничена «литологическим» экраном. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта достигает 22,0 м, в среднем составляя 10,7 м. Тип залежи характеризуется как пластовая сводовая, причем с востока и юга ограничена литологически. Размеры залежи составляют

12х7,2 км, высота - 60 м. Площадь восточной залежи занимает северо-восточную часть месторождения. «Литологический» экран ограничивает залежь с юга и запада. Залежь пластовая сводовая, обладающая размерами в 2,4х6,4 км, высотой - 40 м. Для центральной залежи характерно ограничение с севера, востока и юга системой «литологических» экранов. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта достигает 18 м, в среднем составляя 11 м. Залежь пластовая сводовая, является «литологически» ограниченной с севера, юга и востока. Оценка размеров залежи приводит к 5.7х3.4 км, высоте - 60 м. Юго-восточная залежь расположена южнее района скважины 198Р. С севера, запада и юга залежь ограничена тектоническим экраном. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 8,8 м. Контакт по залежи принят наклонный. Залежь пластовая сводовая, является тектонически ограниченной с севера, запада и юга. При оценке размеров получились величины в 4,5х1,5 км, высота достигает 25 м. На юге месторождения расположена Южная залежь. С севера залежь ограничена «литологическим» экраном. Эффективная нефтенасыщенная толщина достигает 28 м, в среднем составляя 10,8 м. Залежь пластовая сводовая, с севера «литологический» ограничена, с востока тектонически ограничена. Размеры залежи 10,1х11,5 км, высота достигает 100 м.

Пласт Ю₁. Северная залежь расположена в северо-западной части месторождения. Залежь пластовая сводовая, является «литологически» ограниченной с востока и юго-востока. Размеры оцениваются как 9,2х15,8 км, высота - 60 м. К восточному склону Крапивинского поднятия приурочена восточная залежь. Эффективная нефтенасыщенная толщина по залежи небольшая, достигает 3,7 м, в среднем составляя 1,9 м. Все скважины пробурены в чистонефтяной зоне. Залежь пластовая сводовая, с северо-запада и запада «литологически», с юга - тектонически ограничена. Оценка размеров залежи дала следующие величины: 5,5х18 км, высота - 80 м. В тоже время центральная залежь расположена в одноименной части месторождения. Даная залежь может быть охарактеризована как ограниченная системой «литологических» экранов с севера, востока, юга и северо-запада. Эффективная нефтенасыщенная толщина

пласта достигает 4,8 м. Водонефтяной контакт в данной залежи не вскрыт. Залежь пластовая сводовая, является «литологически» ограниченной с юга, севера и востока. Расчет размеров составляет 7х4 км, в высоту - 70 м. Южная залежь занимает обширную область южнее Центральной залежи. С северо-востока, востока и юго-востока залежь ограничена тектоническим экраном, а с юго-запада - зоной отсутствия коллектора. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта достигает 5,6 м. Водонефтяной контакт в скважинах не вскрыт. Залежь пластовая сводовая, с северо-востока, тектонически и литологически ограниченная. Размеры залежи 15х8 км, высота -100 м. Юго-западная залежь расположена на юго-западном склоне поднятия, отделяется от Южной залежи зоной замещения коллектора. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта достигает 16 м, в среднем составляя 3,5 м. Залежь пластовая сводовая, с севера и востока литологически ограниченная. Размеры залежи 5,4×3,4 км, высота достигает 65 м. Юго-восточная залежь вскрыта на одноименном склоне двумя скважинами - 225Р и 227Р, отделяется от южной и восточной тектоническими экранами. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,8 на западе до 3,6 м на востоке. Водонефтяной контакт в залежи не вскрыт. Залежь района скважины 210Р выявлена в центральной области месторождения, на юго-западной периклинали локально выраженного центрального выступа складки. Залежь относится к южному блоку, отделяясь от Южной и Центральной залежей зоной деструкции, представлена одной скважиной – 210-Р, в которой описываемый пласт характеризуется небольшой толщиной 1,8 м и нефтенасыщен до подошвы. Водонефтяной контакт в залежи не вскрыт. Залежь пластовая сводовая, с севера «литологически» ограниченная. Размеры залежи 2×1 км, высота 14 м.

2. ПРЕДПОСЫЛКИ НАЛИЧИЯ ФАКТА АНИЗОТРОПИИ НА ИЗУЧАЕМОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Согласно работе [16] для изучения явления неоднородности проницаемости необходимо подходить на разных уровнях, которые характеризует свой тип исследований. Так, шлифы – это микроуровень, исследования керна – средний уровень, седиментационная модель, индикаторные и гидродинамические исследования – макроуровень. Очевидно, что для выявления факта наличия и оценке анизотропии комбинирование результатов каждого уровня изучения просто необходимо.

2.1 Исследования шлифов

Согласно работам [18] для правильного исследования на микроуровне необходимо провести ориентацию образцов керна согласно сторонам света. В работе [16] для пространственного ориентирования керна использовался палеомагнитный метод, связанный с инверсиями полярности древнего геомагнитного поля, фиксирующегося горными породами в виде остаточной намагниченности. Объект исследования были кернавые материалы скважины № 187 Крапивинского месторождения, характеризующиеся отложениями баженовской, георгиевской и васюганской свит. Все образцы были объектом целого комплекса исследований, включающего установление пространственной ориентации образцов керна с помощью палеомагнитного метода, установление литолого-структурных особенностей ориентированных шлифов и определение набора фильтрационно-емкостных свойств. По результатам исследования было выявлено, что большая часть зерен породы, представленной аркозовыми и мезомиктовыми песчаниками пласта Ю₁³, ориентирована в северо-восточном направлении, см. Рисунок 2.1.

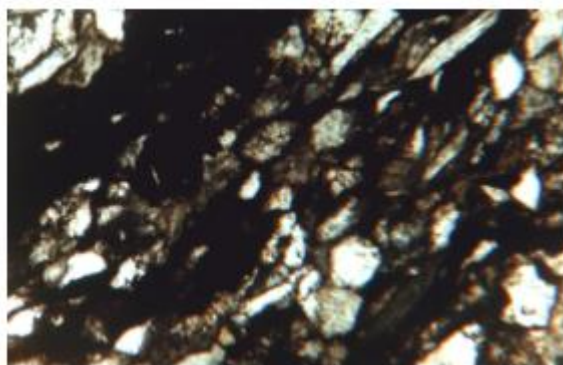


Рисунок 2.1 – Образец ориентированного шлифа скв. № 187 (ширина шлифа 0,96 мм) [9]

Для интерпретации анизотропии использовался набор из 11 ориентированных шлейфов, для каждого из которых проводился подсчет зерен, имеющих ориентацию оси удлинения для каждого сектора по 15 градусов. Авторами были построены розы-диаграммы, отображающие ориентацию осей удлинения, представленные на Рисунке 2.2. Было выделено направление в северо-восточном направлении как преобладающее. При аппроксимации эллипсом методом наименьших квадратов направление большей оси геометрического элемента характеризуется 38 градусами. Стоит отметить, что распределение характеризуется бимодальностью, которое может быть объяснено разным характером течений: вдольбереговым, располагающим зерна параллельно береговой линии, и волно-прибойным, ориентирующий элемента обломочного материала перпендикулярно.

Согласно [15] береговая линия во время формирования коллекторов располагалась преобладающе в северо-восточном направлении, что совпадает с результатами исследования [16]. Таким образом для района данной скважины направление анизотропии горизонтальной проницаемости было определено на микроуровне.

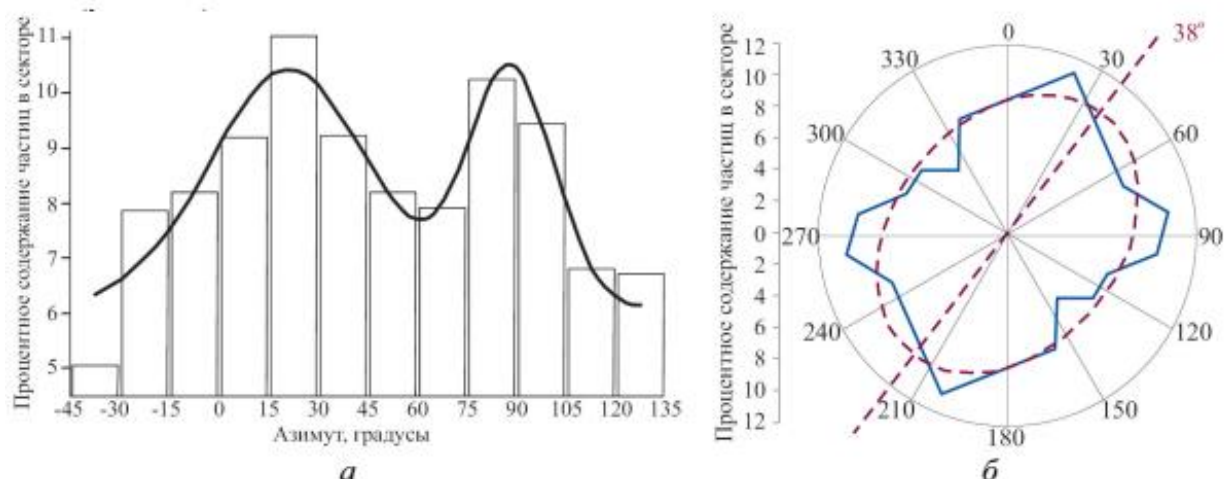


Рисунок 2.2 – Распределение направлений осей удлинения зерен для образцов скв. № 187 (а); обобщенная роза-диаграмма и ее аппроксимация методом наименьших квадратов (б) [16]

В исследовании [17] также имел место микроструктурный анализ образцов керна, который также был пространственно ориентирован. Образцы представляли верхневасюганскую свиту – Таблица 2.1.

Таблица 2.1 – Глубина отбора и стратегическая привязка ориентированных образцов [10]

№ обр.	А.о.м	Стратиграфическая привязка образцов		
		Возраст	Пласт	Свита
13	2588,9	J _{30x} ²⁻³	Ю ₁ ¹⁻³	Васюганская
37	2604,7	J _{30x} ²	Ю ₁ ³	
49	2612,4			

Результаты ориентировки осей зерен кварца в исследуемых образцах в плоскости напластования и нормально к ней представлены на Рисунке 2.3. По результатам работы было установлено, что угол наклона осей зерен кварца преимущественно характеризуется углами до 40 градусов.

Результаты исследования частично согласуются с работой [16], например, для образца №13, однако, для других образцов характерны отклонения. Авторы при сопоставлении петроструктурных узоров оптических осей кварца с розами-диаграммами удлинений кварцевых зерен показывают, что при формировании нефтенасыщенных песчаников Крапивинского месторождения играли роль как

седиментогенные, так и тектонические факторы. Эффект от факторов седиментогенеза проявляется в том, что углы наклона большинства оптических осей не превышают $40\text{--}50^\circ$. Ориентация зерен, имеющих даже незначительное удлинение, устанавливается под углами $10\text{--}15^\circ$ к горизонту. Часто оптические оси кварца могут совпадать с удлинением либо отклоняться от него на 38° вследствие первоначальной формы кварцевых зёрен, представляющих вытянутую форму, и/или их способности к раскалыванию предпочтительно по призме и по ромбоэдру. Эффект тектонических процессов привел к образованию слабого максимума, проявляющегося субгоризонтально по азимуту 330° .

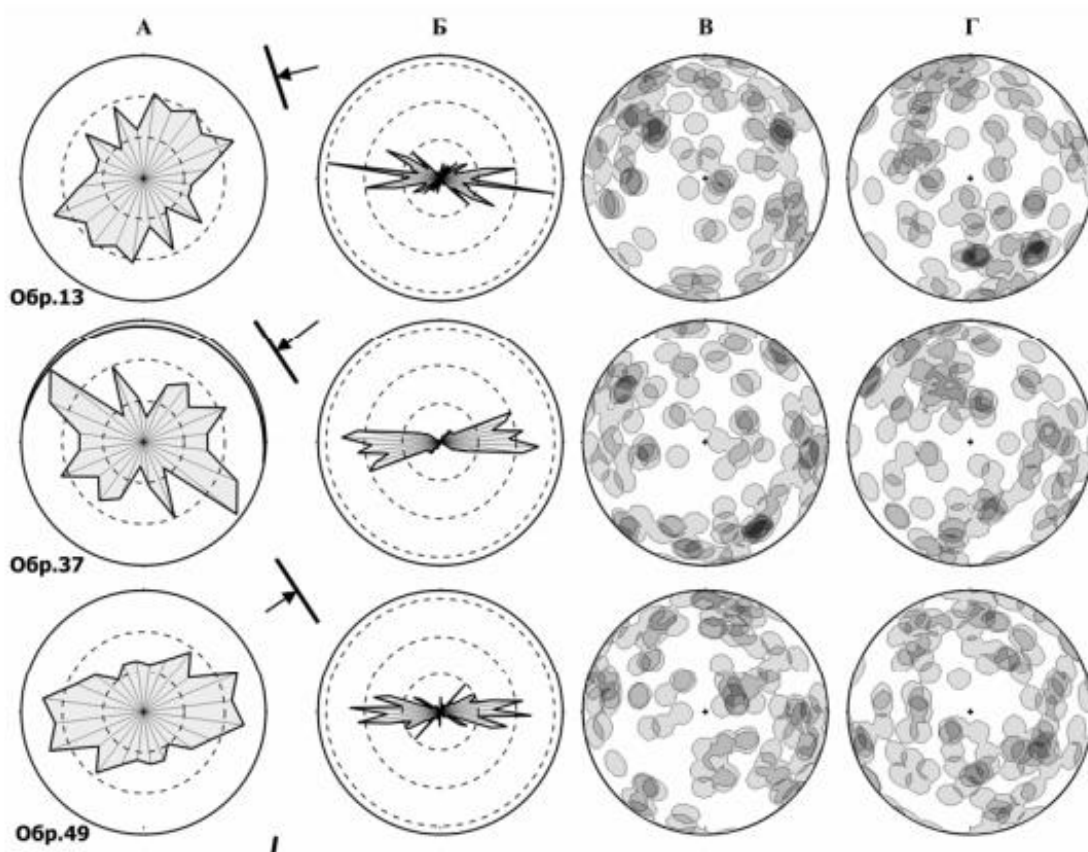


Рисунок 2.3 – Розы-диаграммы удлинения зерен кварца (А, Б) и петроструктурные узоры оптических осей кварца (В, Г) в образцах керна из скв. 203-Р, ориентированных палеомагнитным методом к сторонам света [17].

2.2 Исследования керна

Работа [20] обобщает литологические и петрофизические исследования кернового материала пластов горизонта Ю₁, выполненных в лабораториях физики пласта ОАО «Томскнефтегазгеология» и «ТомскНИПИнефть», а также в Центре подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела (Томский политехнический университет).

Отмечаются следующие особенности пласта Ю₁³: развитие нефтяных залежей является локальным в пределах регионально простирающегося коллектора, проявление резкой пространственной неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора, в частности проницаемости, проявление которой наблюдается на севере месторождения, что продемонстрировано на карте проницаемости – Рисунок 2.4.

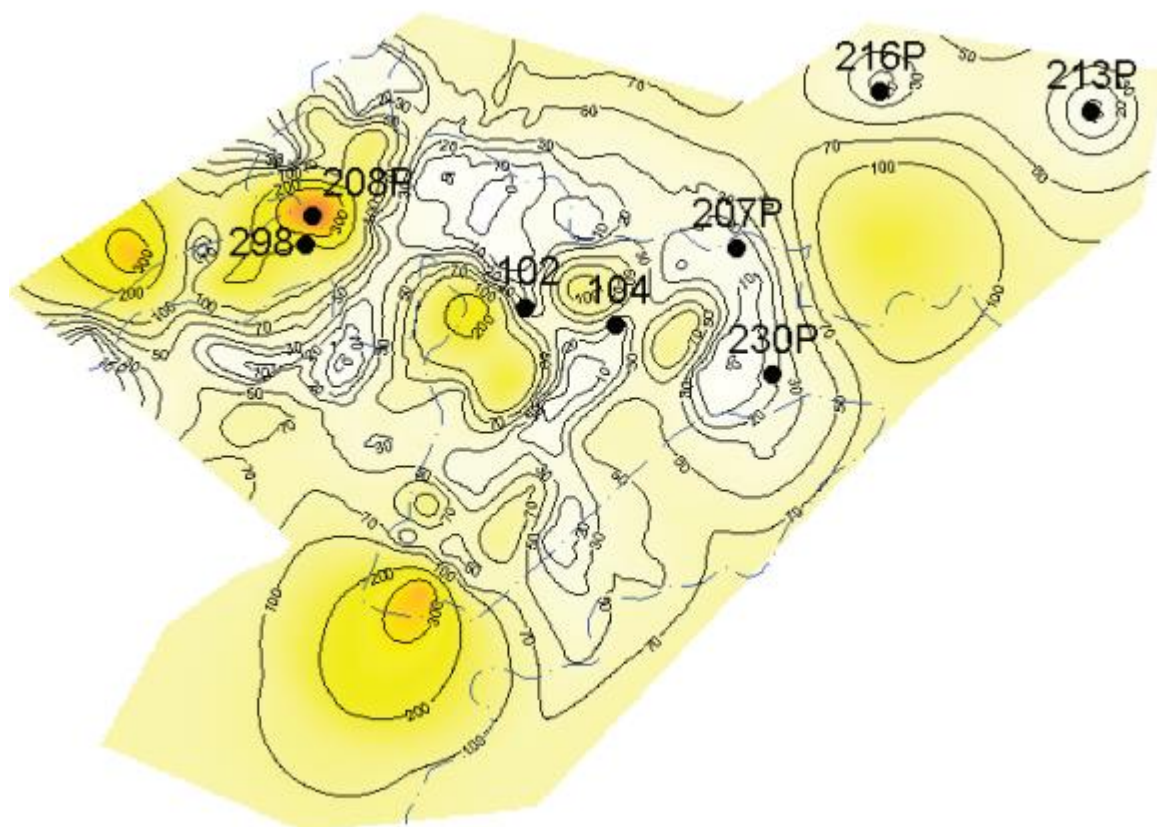


Рисунок 2.4 – План изолиний коэффициента проницаемости (мД) пласта Ю₁³ северной части Крапивинского месторождения. На план нанесены: внешний контур нефтеносности пласта и положение скважин [20]

Латеральная неоднородность по проницаемости пласта Ю₁³ наблюдается на основе данных Рисунка 2.4. Автор описательно выделяет зоны высоких проницаемостей коллектора (>300 мД) в виде локальных областей, например, в районе скважин 208-Р и 298, где отмечается коллектор первого типа, с характерным обрамлением кольцевой зоной более низкой проницаемости. Данное явление автор объясняет степенью карбонатизации коллектора. Коллекторы II типа выделяются в районе скважин 102, 104, III типа – в районе скважин 230-Р, 207-Р. Также автор отмечает тенденцию ухудшения фильтрационных свойств пласта в восточном направлении (северо-востоку), а именно в направлении к Нюрольской мегавпадине. В районе скважин 213-Р, 216-Р для пласта Ю₁³ наблюдается наличие коллектора IV типа, что подтверждается отсутствием притоков в этих скважинах.

В работе [20] по комплексу литолого-физических параметров в пласте выделяются три пачки (Таблица 2.2), характеризующиеся преимущественно как не разделенные непроницаемыми прослоями, поэтому пласт считается единой гидродинамической системой. Отмечается наличие суперколлектора и резкого различия по фильтрационно-емкостным свойствам пачки Ю₁^{3а} от остальных, что в итоге приводит к выводу о составе пласта, содержащего четыре типа коллектора – Таблица 2.3.

Таблица 2.2 – Проницаемость пород пласта Ю₁³ по результатам лабораторных измерений керна и геофизических исследований скважин [20]

Методы измерения проницаемости	Параметры измерений	Интервал пласта Ю ₁ ³		
		Ю ₁ ^{3а}	Ю ₁ ^{3б}	Ю ₁ ^{3в}
Лабораторные	Скважин/определений	15/81	27/261	3/14
	Среднее Кпр, мД	144,6	16,3	6,6
	Интервал измерений, мД	1,9 ... 2484,8	1 ... 36	2 ... 7,6
ГИС	Скважин/определений	83/274	145/570	50/60
	Среднее Кпр, мД	118	14,86	6,86
	Интервал измерений, мД	2,1 ... 413	0,6 ... 382	1 ... 41

Таблица 2.3 – Типы коллекторов по результатам лабораторных измерений керна и геофизических исследований скважин пласта Ю₁³ Крапивинского месторождения [20]

Параметр коллектора	Типы коллектора			
	I	II	III	IV
Открытая пористость, Кп о, %	18... 22	14.. 19	12...15	12..14
Проницаемость, Кпр, мД	100...3000	10...1000	1...10	0,1..1
Глинистость, Кгл, %	~5	5...7	5..9	9... 15
Микропористость глин, %	0,96	3,12	4,2	13,44
Обломков с d>0,25 мм, %	50...70	33	21	4...15
Регенерационного кварца в цементе, %	6,53	5,17	4,17	1,88

В представленной в работе кросс-плоте корреляции $K_{п}$ и $K_{пр}$ параметры, полученные в ходе лабораторных исследований керна и интерпретации данных ГИС, имеют область точек с закономерностью смены типов коллектора от подошвы к кровле. Данная смена параметров соответствует регрессивному

характеру осадконакопления, что отражают коллекторы типа III и IV, размещенные в нижней части пласта.

Важно отметить, что коллектор I типа сложен песчаниками с преобладанием кварцевого состава. Обломи представлены кварцем в количестве более 60 % и цемент также имеет в составе регенерированный кварц. В дополнение, коллектор обладает хорошей сортировкой обломков от других типов, также можно отметить их более крупный размер, низкое содержание в цементе пирита и карбонатов.

Данные гранулометрического анализа пород изучаемых коллекторов в работе [20] показывают (см. Таблица 2.3), что при рассмотрении размера пор коллекторов наблюдается их увеличение от IV типа к I типа. Также наблюдается увеличение проницаемости, что объясняется понижением глинистости и карбонатности цемента, сменой гидрослюды на менее поверхностно активный каолинит, снижением микропористости глин.

В работе [16] также приводятся результаты исследования керна: величина горизонтальной анизотропии находится в диапазоне 1.1–2.0 и имеет ориентацию в северо-восточном направлении.

2.3 Гидродинамические исследования скважин

Исследование анизотропии на макроуровне производится с помощью анализа индикаторных исследований в составе гидродинамических исследований скважины.

В работе [16] приводятся результаты трассерных исследований с помощью 16-ти нагнетательных скважин. В ходе исследования расположение скважин было описано полярной системой координат, в которой точка, означающая скважину, на плоскости характеризуется парой величин: полярным углом и радиусом, однако характеризуется не местоположение скважин, а характеристика. В начало координат была размещена каждая нагнетательная скважина, а связанные с ней добывающие располагаются под углами,

соответствующими их реальному расположению. В качестве радиуса был использован один из параметров исследования скорость движения индикатора в пласте и фазовая проницаемость по воде – Рисунок 2.5.

Автор отмечает, что анизотропия скорости находится в зависимости от анизотропии проницаемости. По диаграммам Рисунка 2.5 можно выделить преобладающее направление в виде северо-востока. Однако, также можно отметить бимодальность.

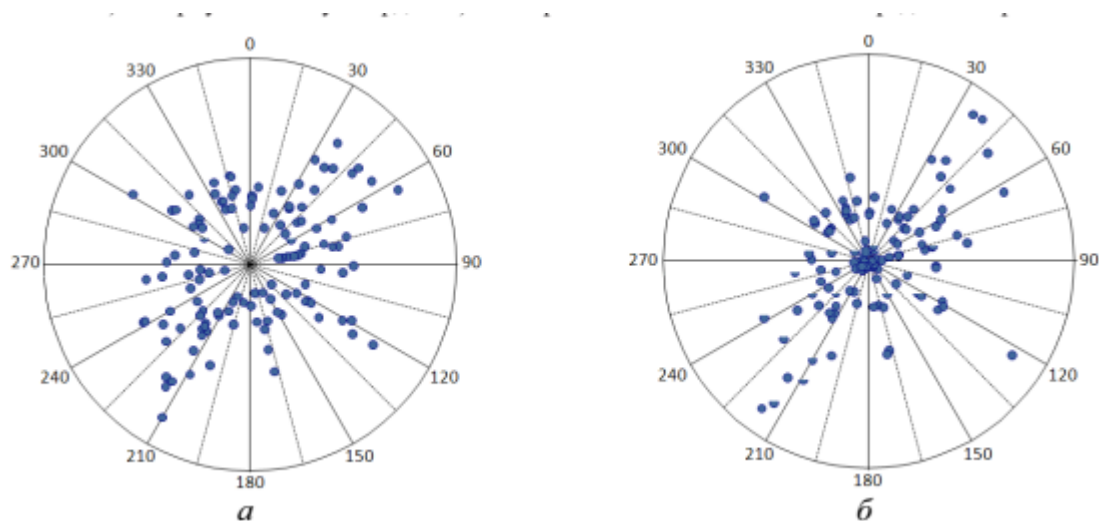


Рисунок 2.5 – Расположение скважин в единой полярной системе координат, где в качестве радиуса использована: а) средняя скорость; б) фазовая проницаемость по воде [16]

Далее в работе [16] данные индикаторных исследований аппроксимируются эллипсом методом наименьших квадратов в каждом секторе по 15 градусов. Результаты представлены на Рисунке 2.6.

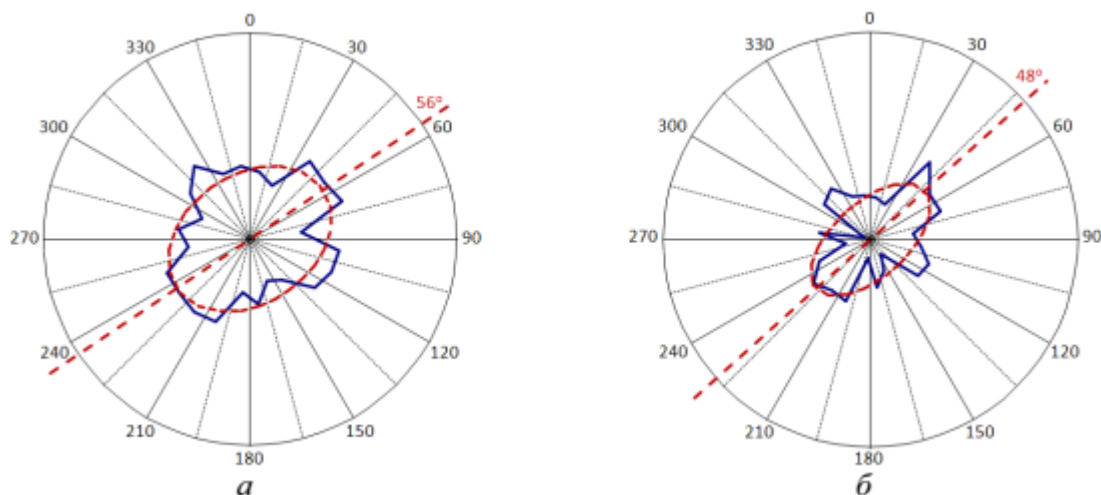


Рисунок 2.6 – Обобщенная роза-диаграмма и ее аппроксимация методом наименьших квадратов для: а) средней скорости; б) фазовой проницаемости по воде [16]

При проведении аналогии между скоростью и проницаемостью наблюдается подтверждение фактов о наличии анизотропии и на макроуровне со средним азимутом в 46 градусов. А отношение горизонтальных проницаемостей показывает анизотропию в размере от 1,4 до 1,9 по скорости и проницаемости соответственно.

Такая близость результатов в работе [16] говорит о возможности использования исследований разных уровней в качестве самостоятельного инструмента для нахождения значений параметров анизотропии, таким образом это решает проблему при ограниченном количестве данных.

Однако, главное, что по данным исследований [13 – 20] можно сделать вывод о наличии горизонтальной анизотропии проницаемости.

3. МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА

На юго-западной площадке Крапивинского месторождения был произведен отбор керна для изучения фильтрационно-емкостных свойств и петрофизических зависимостей в семи скважинах, по пласту Ю₁³ отбор керна в семи скважинах составил в общем 69%.

Объем измерений ФЭС представлен в Таблице 3.1, может быть охарактеризован как достаточный для характеристики объекта исследования.

Таблица 3.1 – Количественный состав измерений фильтрационно-емкостных свойств

Пласт	Количество скважин	Количество измерений		
		Пористость	Проницаемость	Водонасыщенность
Ю ₁ ³	7	362	292	320

Изучение результатов лабораторных исследований керна определяет параметры, участвующие в построении неоднородной геологической модели объекта исследования и включает следующие этапы:

1. Определение и анализ стандартных петрофизических параметров, таких как коэффициент пористости, проницаемости, параметров пористости и насыщенности, выявление корреляционных связей с целью прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств на основе результатов геофизических исследований скважин.
2. Определение удельного электрического сопротивления пластовой воды и коэффициента водонасыщенности пласта.

Описанные этапы являются стандартными работами по определению литолого-петрофизических характеристик и определением зависимостей фильтрационно-емкостных свойств. Результаты данных расчетов являются основой при формировании петрофизического обоснования интерпретации данных ГИС.

Анализ фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов Крапивинского месторождения по данным лабораторных исследований показал, что для изучаемой площадки выделяются коллекторы 1-5го классов по классификации Ханина. Таким образом коллекторы пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^2$ и $Ю_1^M$ относятся к пятому классу, коллектора пачки В пласта $Ю_1^3$ – к четвертому и пятому, коллектора пачки Б пласта $Ю_1^3$ – к первому и второму классам.

Изучаемый объект может быть охарактеризован большой степенью неоднородности коллекторских свойств: надугольная и межугольная толщи имеют низкие фильтрационно-емкостные свойства, в отличие от подугольного пласта $Ю_1^3$, обладающего отличными свойствами, однако демонстрирующего изменчивость свойств в вертикальном разрезе и по латерали Крапивинской площадки.

При изучении нефтеносности месторождения пласт $Ю_1^3$ был охарактеризован как основной продуктивный на Крапивинском месторождении.

По фильтрационно-емкостным свойствам изучаемого участка выделяются две пачки: средняя – высокопроницаемая пачка Б и нижняя – менее проницаемая пачка В. Разделение наблюдается при изучении измерений ГИС, где, например, разделение пачек демонстрируется по скачку гамма-каротажа от кровли до подошвы пласта. Также разделение наблюдается при анализе лабораторных исследований и оценке петрофизической зависимости пористости и проницаемости. В целом пласт $Ю_1^3$ является единым гидродинамически-связанным телом, т.к. не наблюдается непроницаемых перемычек.

3.1 Петрофизическое обоснование интерпретации данных ГИС

Ядерно-магнитным способом геофизических исследований проницаемость на объекте исследования не измерялась, вследствие этого требуется установить зависимость между пористостью и проницаемостью на основе анализа керновых материалов.

На Рисунке 3.1 представлена зависимость пористости от проницаемости по данным исследований керн пласта Ю₁³. Данная зависимость показывает наличие корреляционных связей между данными фильтрационно-емкостными свойствами с надежностью, достаточной для петрофизического обоснования.

Для выявления корреляционной связи был построен кросс-плот по значениям открытой пористости в единицах долей и по значениям абсолютной проницаемости в мД, представленных с помощью логарифмической шкалы.

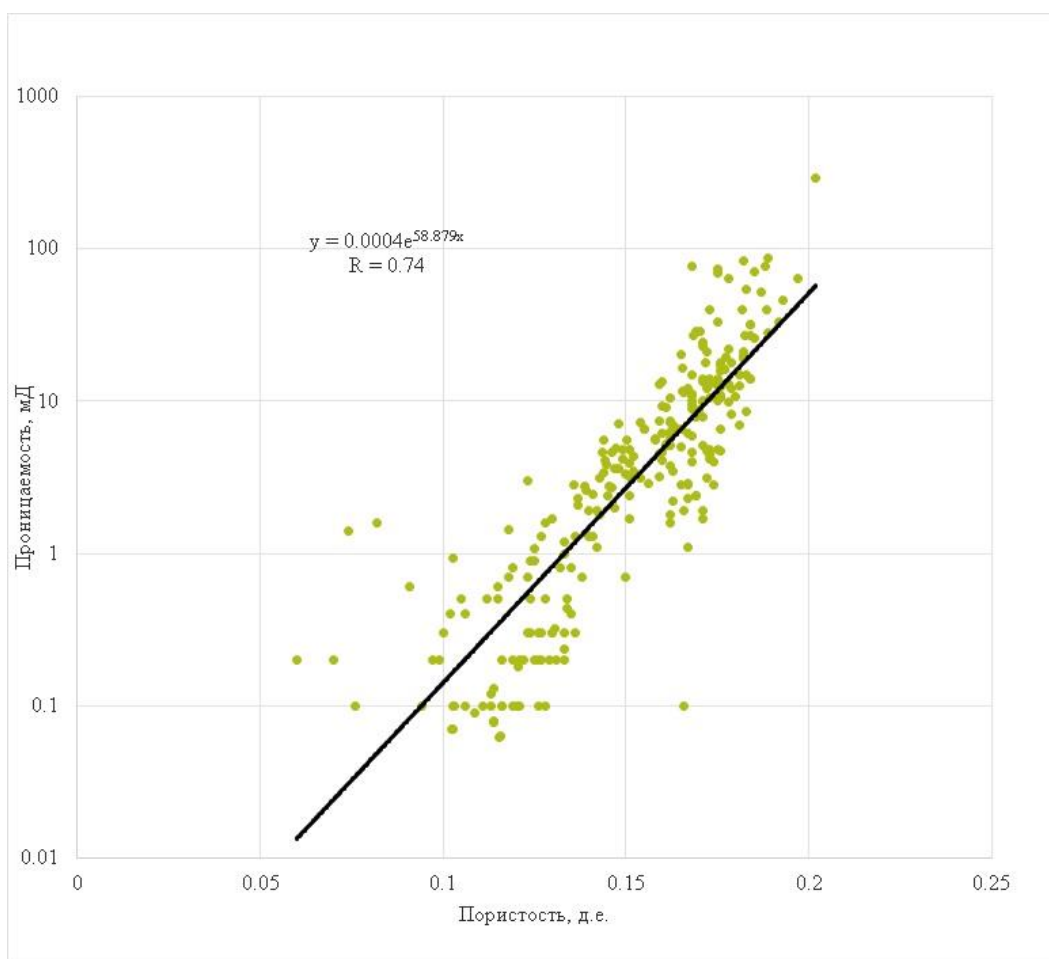


Рисунок 3.1 – Зависимость проницаемости (логарифмическая шкала) от пористости для пласта Ю₁³

Методом наименьших квадратов была найдена аппроксимирующая экспоненциальная функция с достоверностью R=0.74:

$$K_{\text{пр}} = 0.0004e^{58.879K_{\text{п}}},$$

где $K_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости, мД;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости, д.ед.

3.1.1 Расчет проницаемости

Данные лабораторных исследований кернового материала содержали проницаемость в единицах газопроницаемости. Для определения абсолютной проницаемости использовалась поправка Клинкенберга по Формуле 3.1:

$$k_{abs} = \frac{k_{gas}}{1 + b/P_m}, \quad (3.1)$$

где k_{abs} – абсолютная проницаемость жидкости, подчиняющаяся закону Дарси, мД;

k_{abs} – газопроницаемость, мД;

b – поправка Клинкенберга, в данном случае для азота она равна 0.61 атм;

P_m – среднее давление проведения эксперимента (Таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Среднее давление экспериментов по определению проницаемости

Диапазон проницаемости, мД	Среднее давление эксперимента, атм
>10	1.1
1-10	1.3
0.1-1	2.0
<0.1	2.7

В результате аппроксимации экспериментальных данных для зависимости K_p - $K_{пр}$ типа «керна-керна» были получена формула для расчета проницаемости.

3.1.2 Расчет водонасыщенности

Для построения геологической модели необходимо определить водонасыщенность коллектора. Данная характеристика устанавливается с помощью материалов керна скважин.

Расчет водонасыщенности будет проводиться с помощью формулы Арчи-Дахнова по Формуле 3.2:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \cdot R_w}{\varphi^m \cdot R_t}}, \quad (3.2)$$

где S_w – коэффициент водонасыщенности;

a – показатель извилистости пор;

m – показатель цементации породы;

n – показатель насыщенности, зависящий от смачиваемости породы и геометрии порового пространства;

R_w – удельное электрическое сопротивление пластовой воды;

R_t – удельное электрическое сопротивление пласта;

φ – эффективная пористость.

Расчет коэффициентов уравнения Арчи-Дахнова предполагает получение с помощью установления следующей зависимости параметра пористости от пористости по Формуле 3.3:

$$F = aK_{\Pi}^m, \quad (3.3)$$

где F – параметр пористости, Ом·м;

K_{Π} – коэффициент пористости, д.ед.;

a – показатель извилистости пор;

m – показатель цементации породы.

В результате аппроксимации экспериментальных данных методом наименьших квадратов (см. Рисунок 3.2) степенной функцией были получены следующие коэффициенты для уравнения Арчи-Дахнова:

- $a = 1.6355$;
- $m = 1.446$.

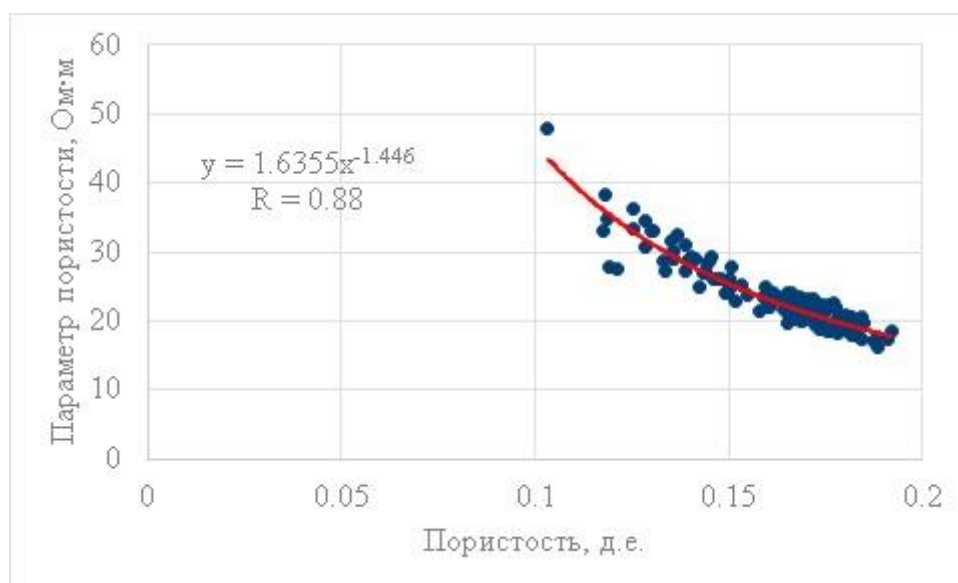


Рисунок 3.2 – Зависимость параметра пористости от пористости для пласта Ю₁³

Определение сопротивления пластовой воды R_w происходило с учетом минерализации воды по интерпретационным палеткам Schlumberger Log Gen-9.

Удельное электрическое сопротивление пласта R_t было рассчитано с помощью обработки индукционного каротажа системой геофизической интерпретации «ПРАЙМ».

4. ОПРЕДЕЛЕНИЯ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО ГИС

Методика интерпретации материалов ГИС по выявлению основных направлений горизонтальной анизотропии пласта и соотношение минимальной и максимальной проницаемости использовалась согласно работе [21].

Информация по данным ГИС в период разведки, а также непосредственно разработки значительно превышает количество керновых данных, а также имеет преимущество в том, что полученные данные непрерывны по разрезу, таким образом информация о строении резервуара является более полной.

Результаты геофизических исследований юго-западного участка Крапивинского месторождения включают стандартный каротаж, индукционный каротаж (ИК), радиоактивный каротаж (ННК, ГК), акустический каротаж (АК), боковое каротажное зондирование (БКЗ), плотностной каротаж (ГГК-П).

Данный набор позволяет провести интерпретацию литологии и определить фильтрационно-емкостные свойства коллектора.

4.1 Интерпретация литологии.

Формирование литологических колонок верхней юры выполнялось с использованием комплекса каротажей.

Для выделения коллекторов использовались следующие критерии:

- понижение значений кривых каротажей ПС и ГК;
- значение МГЗ меньше значений МПЗ;
- расхождение показаний электрических зондов различной глубинности.

Планшет интерпретации ГИС типовой скважины юго-западного участка Крапивинского месторождения представлен на Рисунке 4.1.

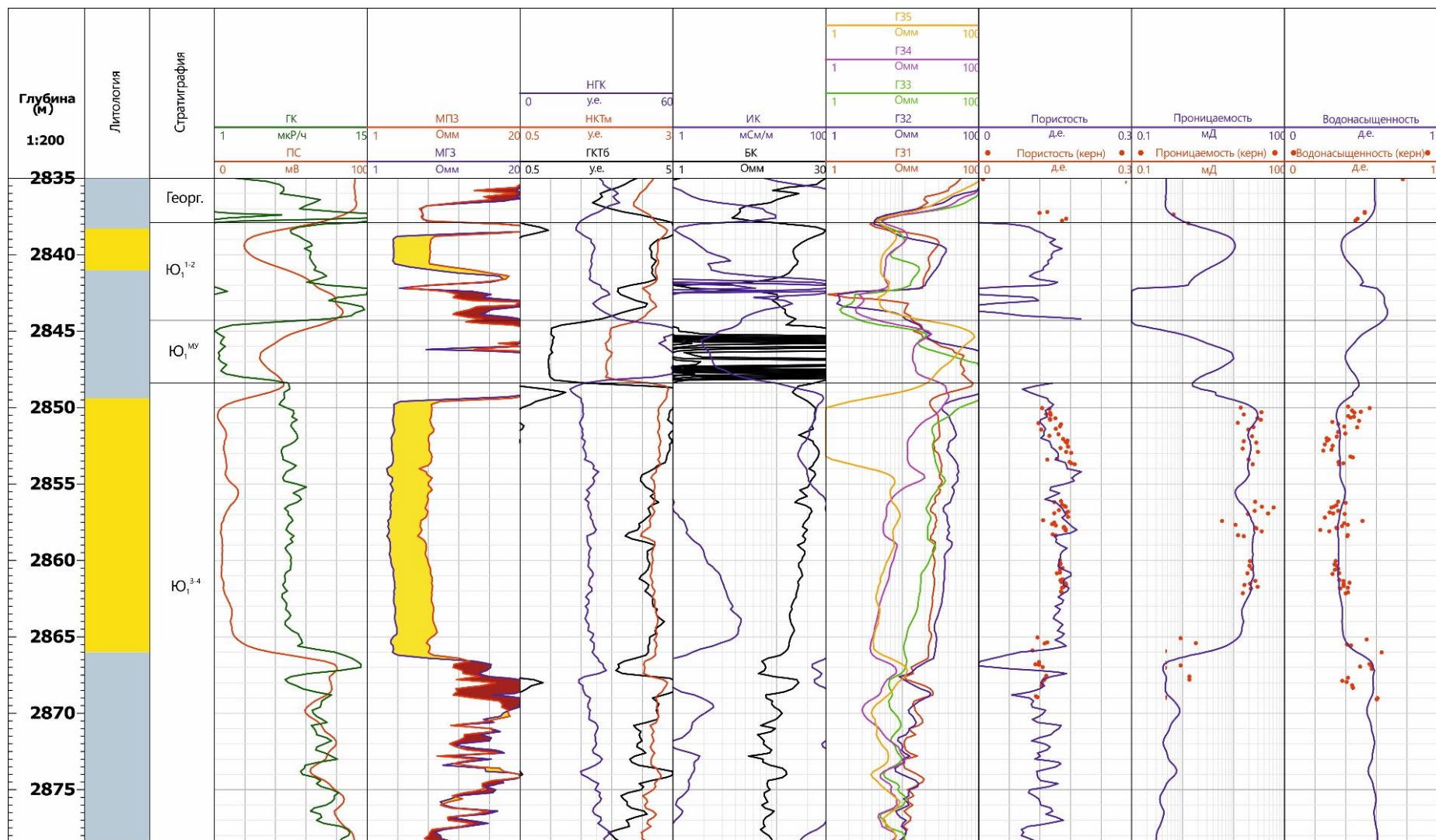


Рисунок 4.1 – Планшет интерпретации ГИС типовой скважины юго-западного участка Крапивинского месторождения

4.2 Определение глинистости

Количественная оценка глинистости выполнялась на основе ПС каротажа по Формуле 3.4:

$$V_{sh} = \frac{ПС - ПС_{мин}}{ПС_{макс} - ПС_{мин}}, \quad (3.4)$$

где V_{sh} – глинистость, д.ед.;

ПС – показания кривой ПС на диаграмме каротажа;

$ПС_{макс}$, $ПС_{мин}$ – максимальное и минимальное показания кривой ПС в изучаемом разрезе соответственно.

На примере планшета типовой скважины (см. Рисунок 4.1) в качестве $ПС_{мин}$ было использовано значение, соответствующее минимальному на каротажной диаграмме около кровли пласта Ю₁³, в качестве $ПС_{макс}$ – соответственно максимальное на каротажной диаграмме, находящееся в интервале глубин нижневасюганской подсвиты, сформированной морскими аргиллитами.

4.3 Определение пористости

В виду отсутствия данных акустического и плотностного каротажей, определение пористости выполнялось по нейтронному каротажу. Каротаж «НГК» снят в условных единицах, что требует пересчета в единицы пористости с помощью типизации значений на плотных глинах.

Для получения открытой пористости вычитался объем, занятый глинами, по зависимости Формулы 3.5:

$$\varphi = \varphi_N - \varphi_{sh} V_{sh}, \quad (3.5)$$

где φ – открытая пористость, д.ед.;

φ_N – пористость по нейтронному каротажу, д.ед.;

φ_{sh} – пористость глин, д.ед.;

V_{sh} – доля объема, занимаемая глинами, д.ед..

4.4 Расчет проницаемости и водонасыщенности

По зависимостям, полученным на этапе анализа результатов лабораторных исследований керн был произведен расчет проницаемости и пористости. Анализ исследовательских материалов и значений петрофизических параметров продемонстрировал достаточную эффективность определения таких параметров как пористость, проницаемость и водонасыщенность по данным ГИС. Коэффициенты корреляции для значений величин, рассчитанных по данным ГИС и фактическим данным лабораторных исследований керн, имеют значения в диапазоне 0.83-0.86; коэффициенты показывают высокий результат.

На основе полученных результатов, можно сделать вывод о том, что значения проницаемости, рассчитанные по данным ГИС, могут быть использованы на центральном участке юго-западной площадки месторождения для оценки пространственного распределения коэффициентов проницаемости.

4.5 Определение анизотропии проницаемости по ГИС

На основе исследования [21] был применен метод для оценки латеральной неоднородности коллекторов по данным ГИС. Основным критерием направления и величины анизотропии является градиент проницаемости продуктивного пласта.

Для количественной оценки анизотропии проницаемости были сделаны следующие шаги:

1. Вычислены средние значения коэффициентов проницаемости пласта $\bar{K}_1^3$ по данным ГИС.
2. На основе полученных значений построена карта средних значений проницаемости, где координаты скважин определялись координатами пластопересечения скважин и пласта $\bar{K}_1^3$.

3. Вычисление градиента проницаемости и расчет угловых характеристик с помощью эллиптической аппроксимации данных.
4. Построение гистограммы распределения азимутальных характеристик α с шагом в 10 градусов.

Для выявления анизотропии проницаемости решено было ограничиться центральным участком юго-западной площадки Крапивинского месторождения.

В результате получена следующая роза-диаграмма градиентов проницаемости – Рисунок 4.2.

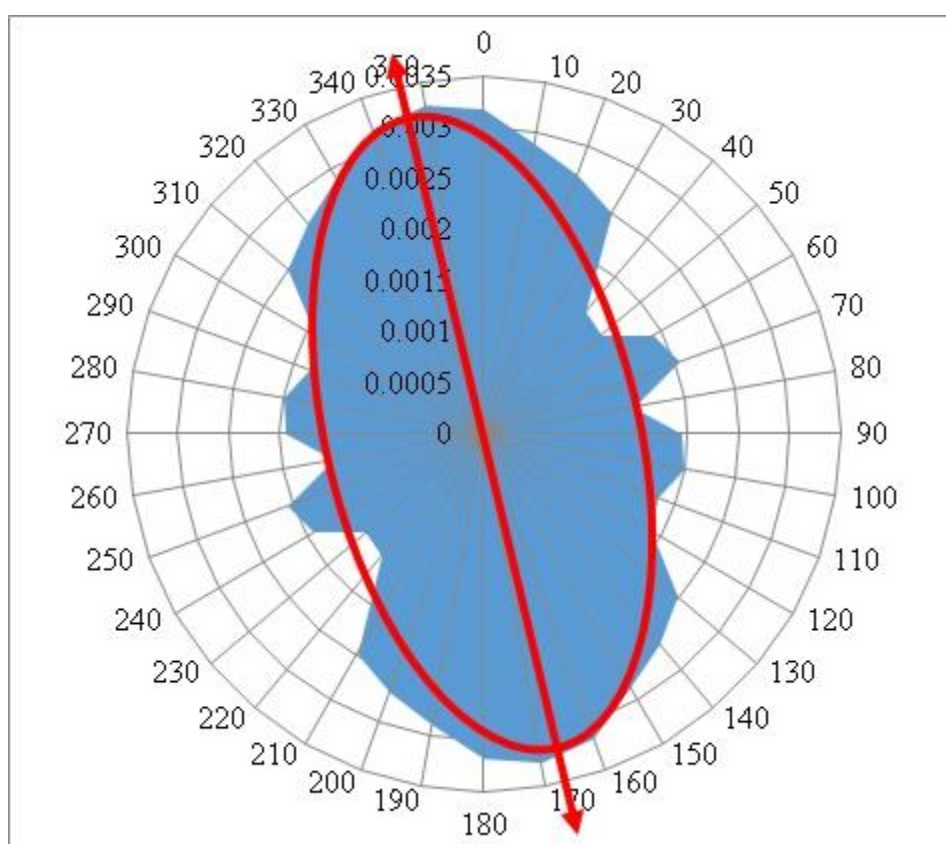


Рисунок 4.2 – Роза-диаграмма азимутов проницаемости

Также была построена гистограмма распределения значений азимутальной характеристики проницаемости – Рисунок 4.3.

Для центрального участка юго-западной площадки Крапивинского месторождения характерна анизотропия, где можно выделить максимальное и минимальное направления изменения свойств: $\alpha_{\max} = 167^\circ(357^\circ)$ и $\alpha_{\min} = 57^\circ(267^\circ)$.

В этом случае пространственная ориентация главной оси характеризует направление улучшенной проницаемости.

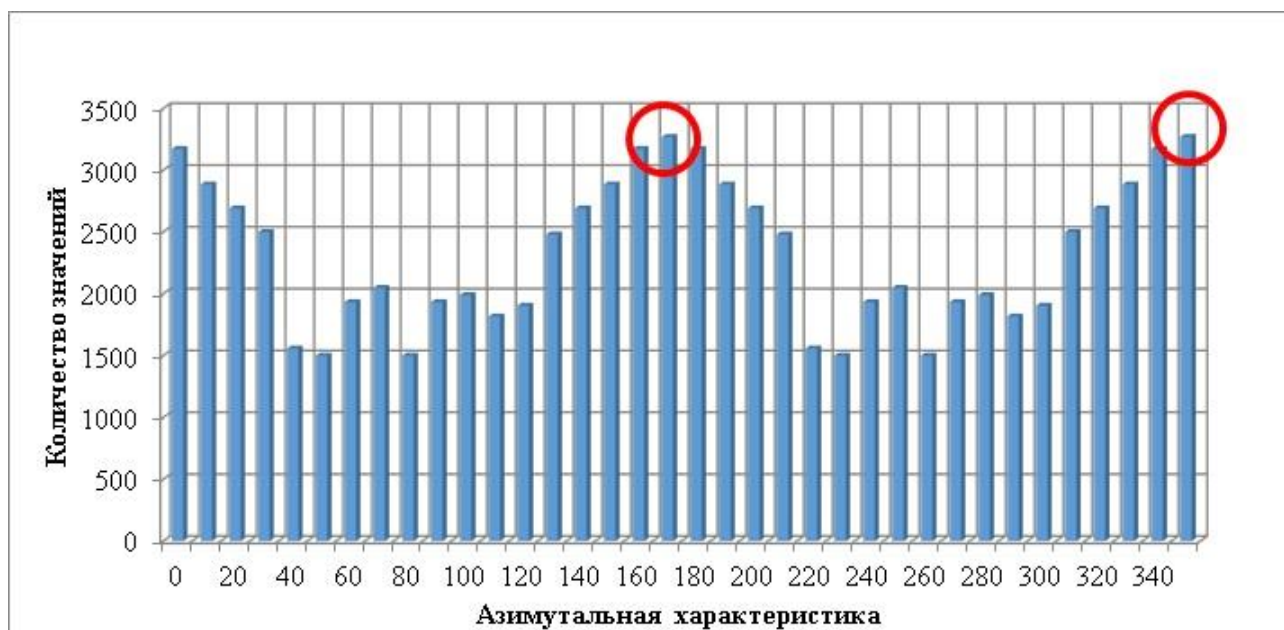


Рисунок 4.3 – Гистограмма распределения азимутов проницаемости

Для центрального участка направления и величина анизотропии коллекторов, оцененных по ГИС, имеют северо-западное направление.

5. МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ ИНДИКАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Расчёты анизотропии проницаемости геофизических исследований скважин необходимо сравнить с результатами гидродинамических исследований, выполненных на юго-западной площадке Крапивинского месторождении – трассерными исследованиями.

Анализ сообщаемости нагнетательных и добывающих скважин, проведенный по результатам закачки и отборов индикаторов, позволяет получить независимую информацию об особенностях распределения потоков флюидов на территории месторождения. Результатами являются распределение массы индикатора по добывающим скважинам, рассчитанные средние скорости. На основе этих данных можно охарактеризовать анизотропию фильтрационных свойств коллектора.

5.1 Результаты анализа гидродинамических исследований

Согласно исследованию [21] параметры, получаемые в результате трассерных исследований, такие как средняя скорость движения жидкости с индикаторами в пласте или фазовая проницаемость по воде, могут быть использованы для оценки анизотропии проницаемости.

В процессе гидродинамических исследований время фильтрации меченой жидкости от нагнетательной скважины к ближайшим добывающим, объем, а также максимальная и средняя скорость движения жидкости являются главными изучаемыми характеристиками. На основе этих данных с учетом расположения скважин рассчитывается фазовая проницаемость пласта и средняя скорость движения индикатора. Полученные параметры характеризуют латеральную неоднородность фильтрационных свойств коллекторов.

Для средних скоростей движения и фазовых проницаемостей характерна линейная связь, для оценки анизотропии коллектора использованы величины

средних скоростей фильтрации индикатора. Для проведения анализа расчетные величины скорости массопереноса меченных веществ в добывающие скважины были сведены в единую полярную систему координат с учетом местоположения относительно нагнетательных скважин. Также отдельно для каждого участка юго-западной площадки Крапивинского месторождения величины массопереноса вынесены на полярные диаграммы.

Данная процедура подразумевает размещение каждой нагнетательной скважины в нулевую точку начала координат, участвовавшие в эксперименте добывающие скважины, должны быть распределены на плоскости координатной системы по углам, соответствующими их реальному расположению по отношению к взаимодействующей нагнетательной скважиной. Величина полярного радиуса в этом случае соответствует значению средней скорости фильтрации индикатора.

Результаты обработки данных по отдельным скважинам приводят к группировке скважин с учетом их расположения, геологической характеристики и схожего поведения по гидродинамическим исследованиям по отдельным участкам месторождения. При объединении нагнетательных скважин по близкими свойствам, группы совпали с их территориальным расположением, вследствие чего были названы условно по участкам: северный, центральный и южный - Рисунок 5.1.

Полученные данные отражают распределение проницаемости, для которых может быть применена аппроксимация эллипсом. Наклон главных осей полученных эллипсов отражает направление, характерное для преобладающей проницаемости. Результаты распределения анизотропии посредством оценки средней скорости фильтрации индикатора, определенной по данным ГДИС, показаны на Рисунках 5.2-5.4.

Основные результаты оценки анизотропии представлены в Таблице 5.1.

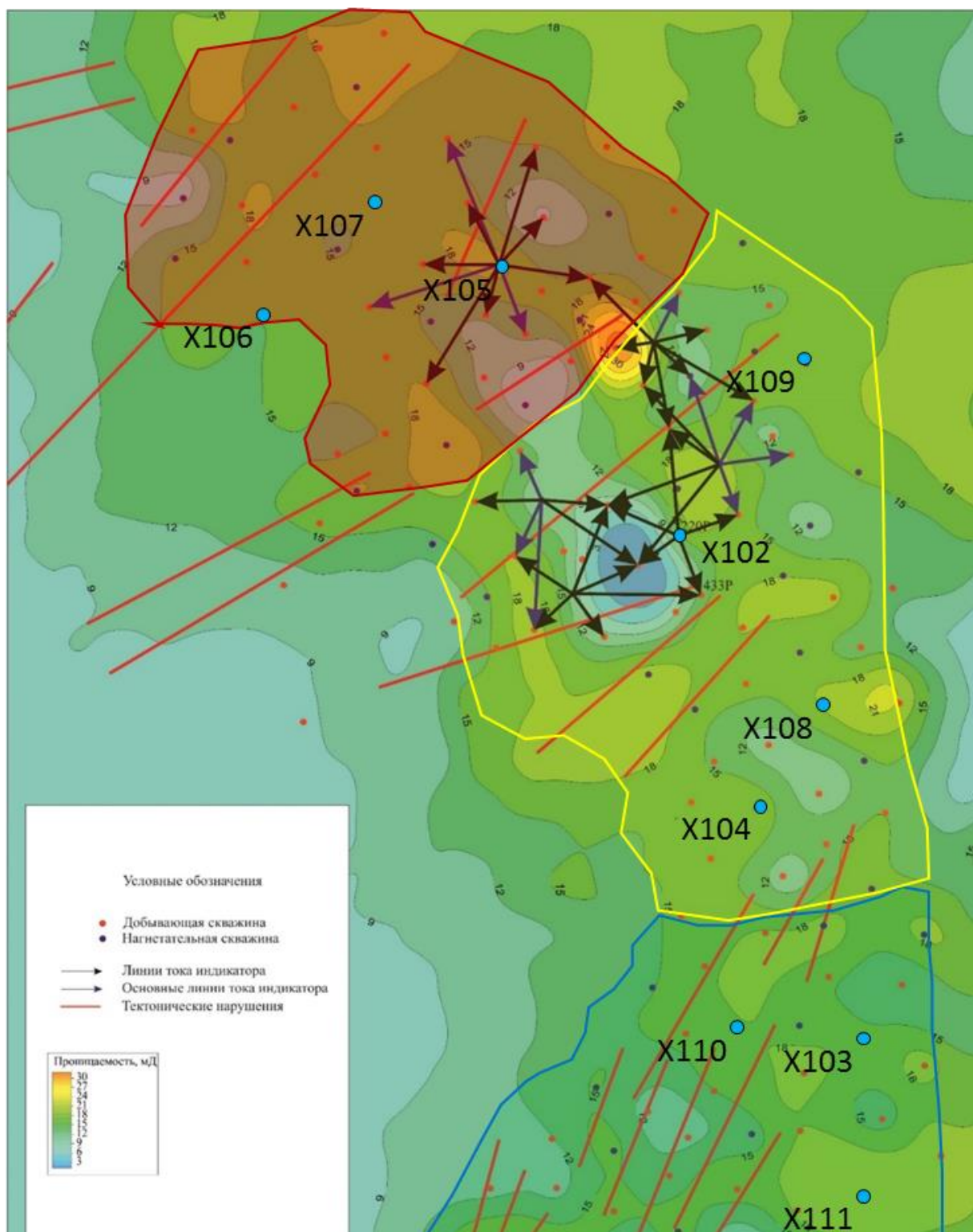


Рисунок 5.1 – Карта участков с близкими направлениями средней скорости индикатора: красный – северный, желтый – центральный, зеленый – южный (на основе карты проницаемости)

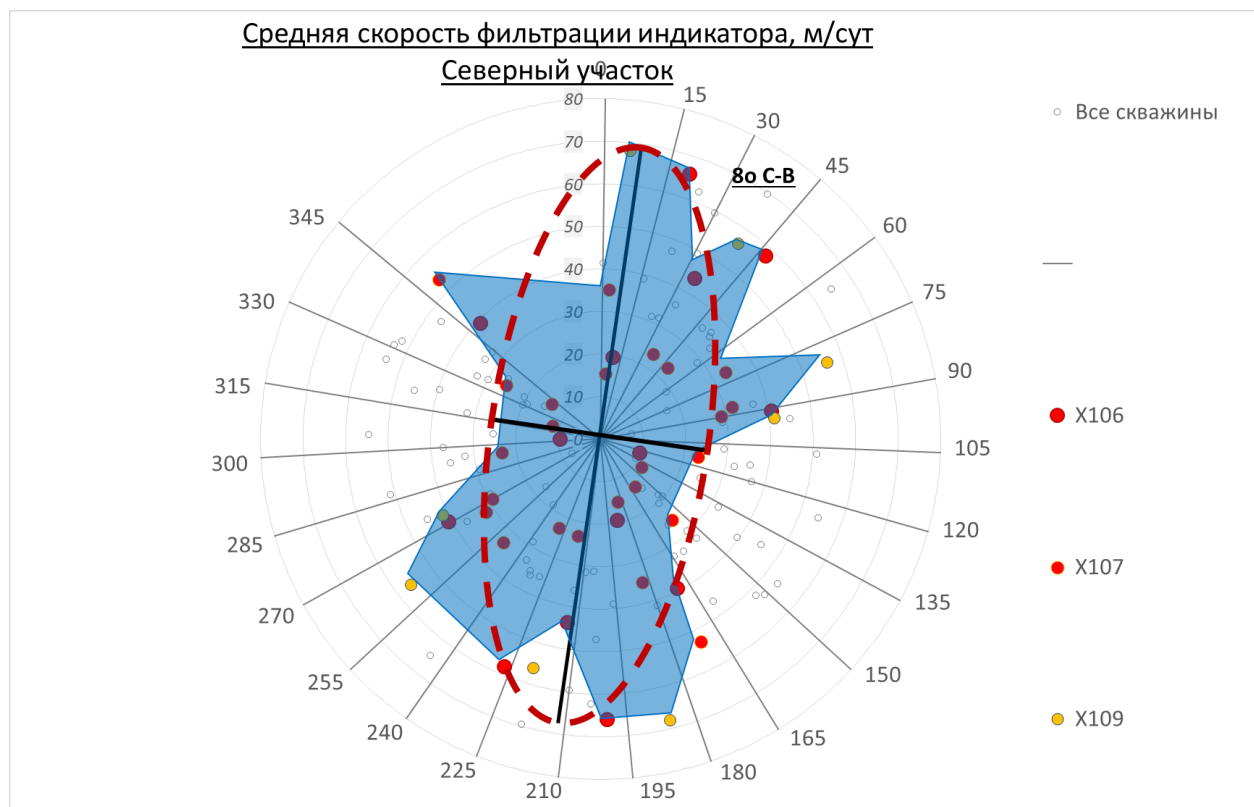


Рисунок 5.2 – Роза-диаграмма азимутов средней скорости фильтрации
Северного участка

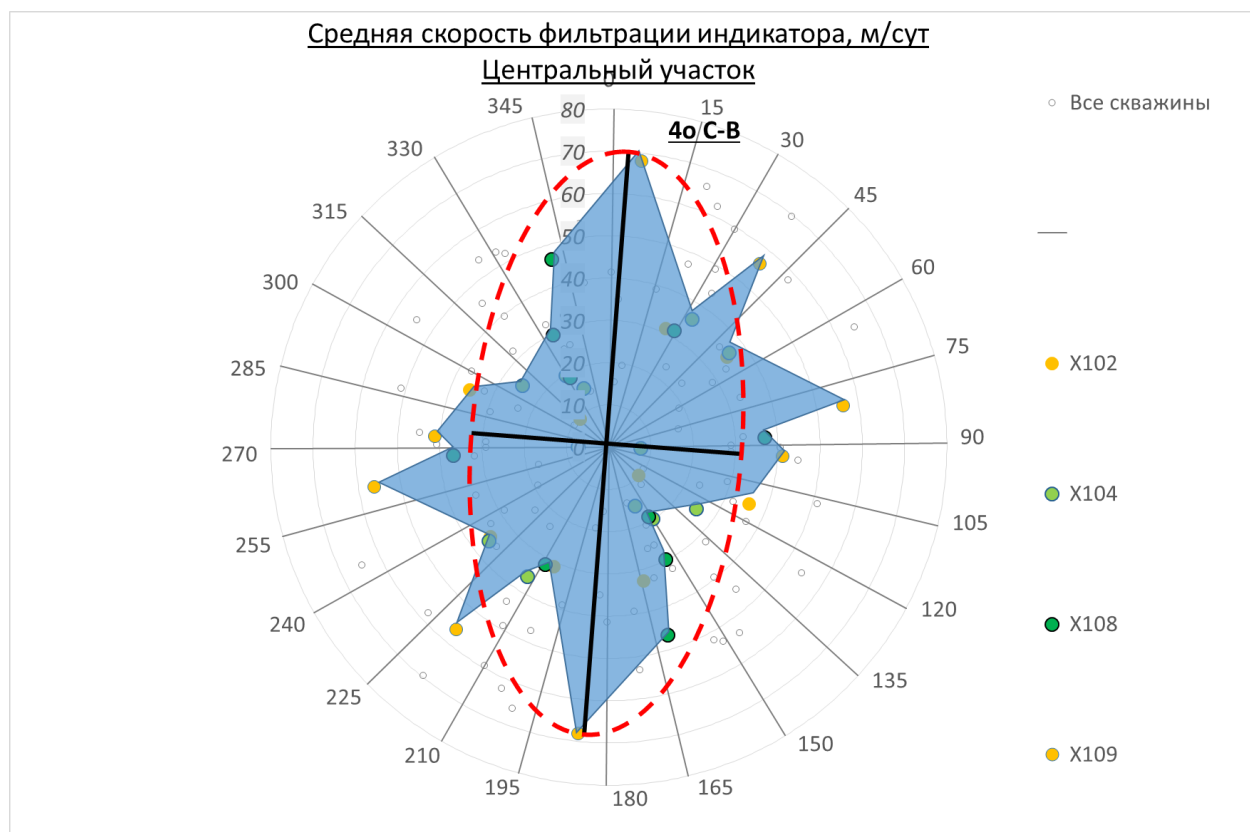


Рисунок 5.3 – Роза-диаграмма азимутов средней скорости фильтрации
Центрального участка

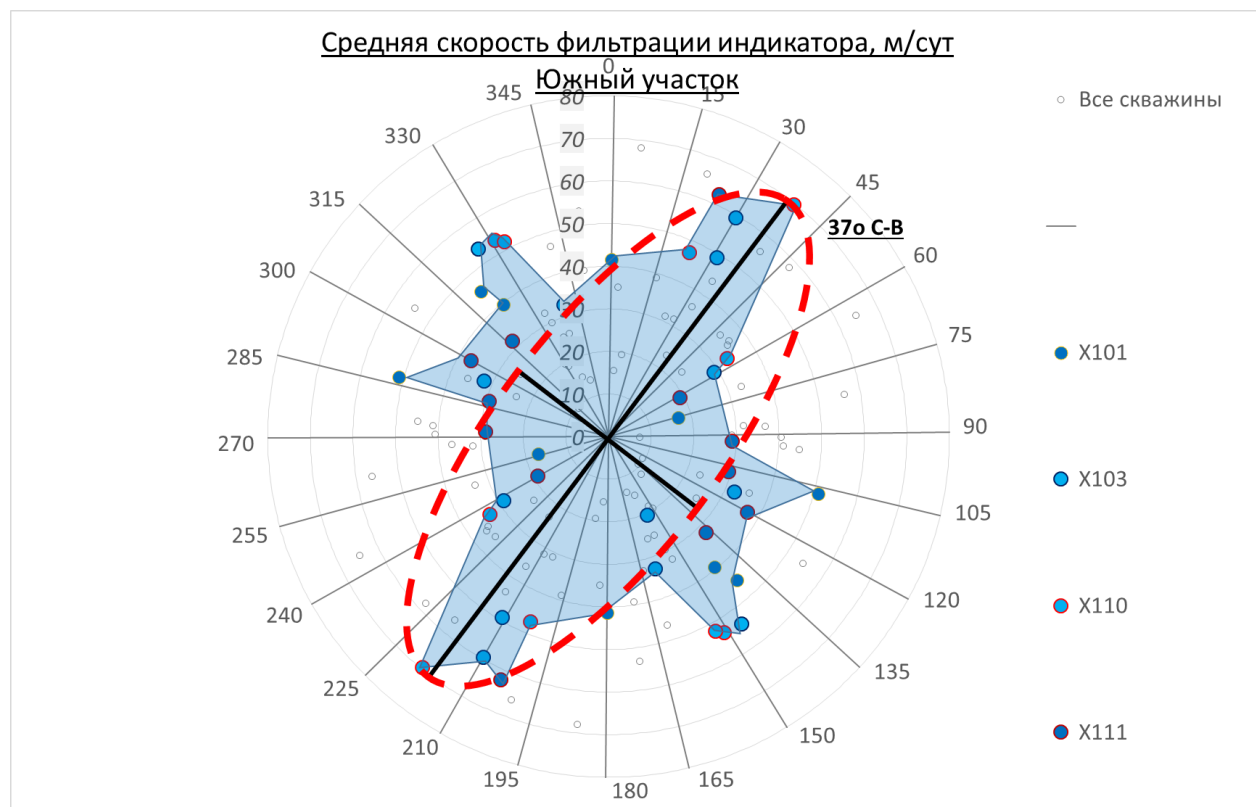


Рисунок 5.4 – Розы-диаграммы средней скорости индикатора для южного участка

Таблица 5.1 – Результаты анализа индикаторных исследований и оценке анизотропии проницаемости

Участок	Азимутальные направления анизотропии α	Соотношение $K_{\max}/K_{\min}$
Северный	8°	2.62
Центральный	4°	2.14
Южный	37°	3.23

6. СРАВНЕНИЕ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ, ПОЛУЧЕННОЙ РАЗНЫМИ МЕТОДАМИ

Сравнительный анализ данных по анизотропным свойствам коллектора юго-западной площадки Крапивинского месторождения, полученных в специализированной обработке и интерпретации материалов ГИС и ГДИС представлен в Таблице 6.1.

При сравнении справедливо будет сопоставить только Центральный участок, в силу возможности работы только с этими данными при расчетах по ГИС.

Таблица 6.1 – Сравнительный результатов по определению анизотропии проницаемости разными методами

Участок	Азимутальные направления анизотропии		Соотношение $K_{\max}/K_{\min}$	
	ГДИС	ГИС	ГДИС	ГИС
Северный	8°	-	2.62	-
Центральный	4°	357°	2.14	1.96
Южный	37°	-	3.23	-

Анализ результатов индикаторных исследований пласта Ю₁³ юго-западной площадки Крапивинского месторождения подтверждает наличие анизотропии проницаемости. Однако, имеется расхождение в результатах при количественной оценке. Это может быть связано с выборкой и оперированием разных масштабов и качества данных.

Однако, для центрального участка значения довольно близкие, что является свидетельством подтверждения анизотропии латеральной проницаемости. Для дальнейших расчетов для ГИС необходимо сделать поправку относительно ГДИС, так как информация гидродинамических исследований являются прямым отражением фактического состояния пласта.

Совмещенная карта средних проницаемостей по ГИС и линий тока при трассерных исследованиях представлена на Рисунке 6.1. Средние

проницаемости скважин определялись среднеарифметическим, карта была построена по данным координат пластопересечения скважин с Ю_1^3 для среднеарифметических проницаемостей методом крикинга.

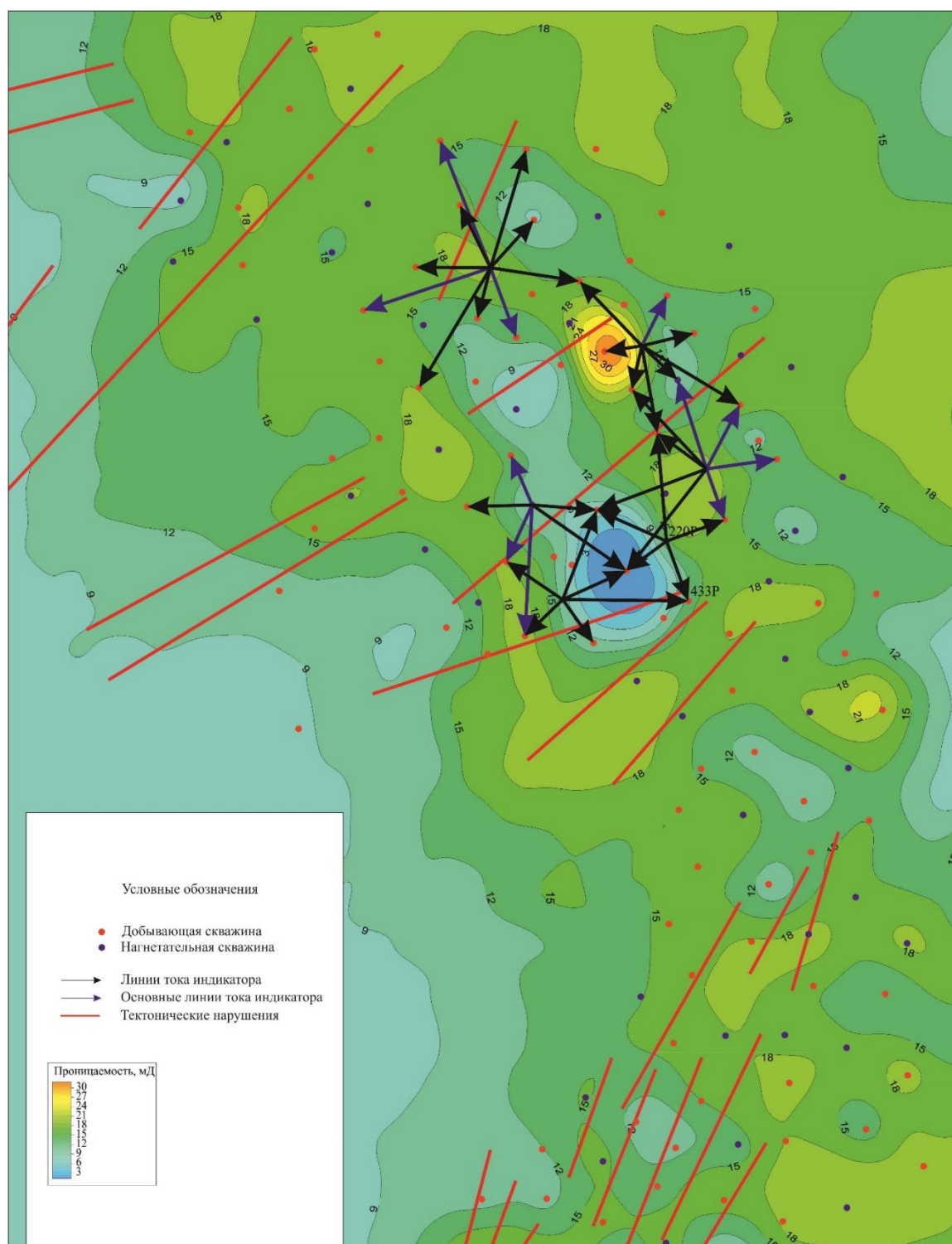


Рисунок 6.1 – Карта проницаемости с линиями тока индикатора для пласта Ю_1^3

7. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ С УЧЕТОМ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ

На основе исходных данных был сделан петрофизический анализ, обработка ГИС и увязка с керном. Полученные данные использовались для создания геологической модели центрального участка в районе скважины X102.

Геологическая модель создавалась с помощью данных ГИС. Для распределения литолого-петрофизических свойств была выбрана стохастическая модель прибрежно-морской обстановки осадконакопления вследствие учета следующих критериев:

- переходная обстановка осадконакопления, подающаяся закономерностям геостатистики;
- доказанная исследователями выдержанность пластов по латерали;
- рекомендации специалистов [22].

Геологическая модель содержит геолого-геофизическую информацию, в т.ч. фильтрационно-емкостные свойства и насыщенность, которые определялись по зависимостям, полученным в разделе 4.

Гидродинамическая модель создавалась на основе кубов пористости, проницаемости и насыщенности, полученных в результате создания геологической модели. А также информацию о термобарическом состоянии залежи, фактические данные о мероприятиях на скважинах, изменении режима, а также ввода и вывода скважин, фактических данных по добыче и закачке.

Для оценки влияния анизотропии на результаты моделирования была создана изотропная и анизотропная модели рассматриваемого участка. Данные полученные по обеим моделям сравниваются с фактической добычей – Рисунок 7.1.

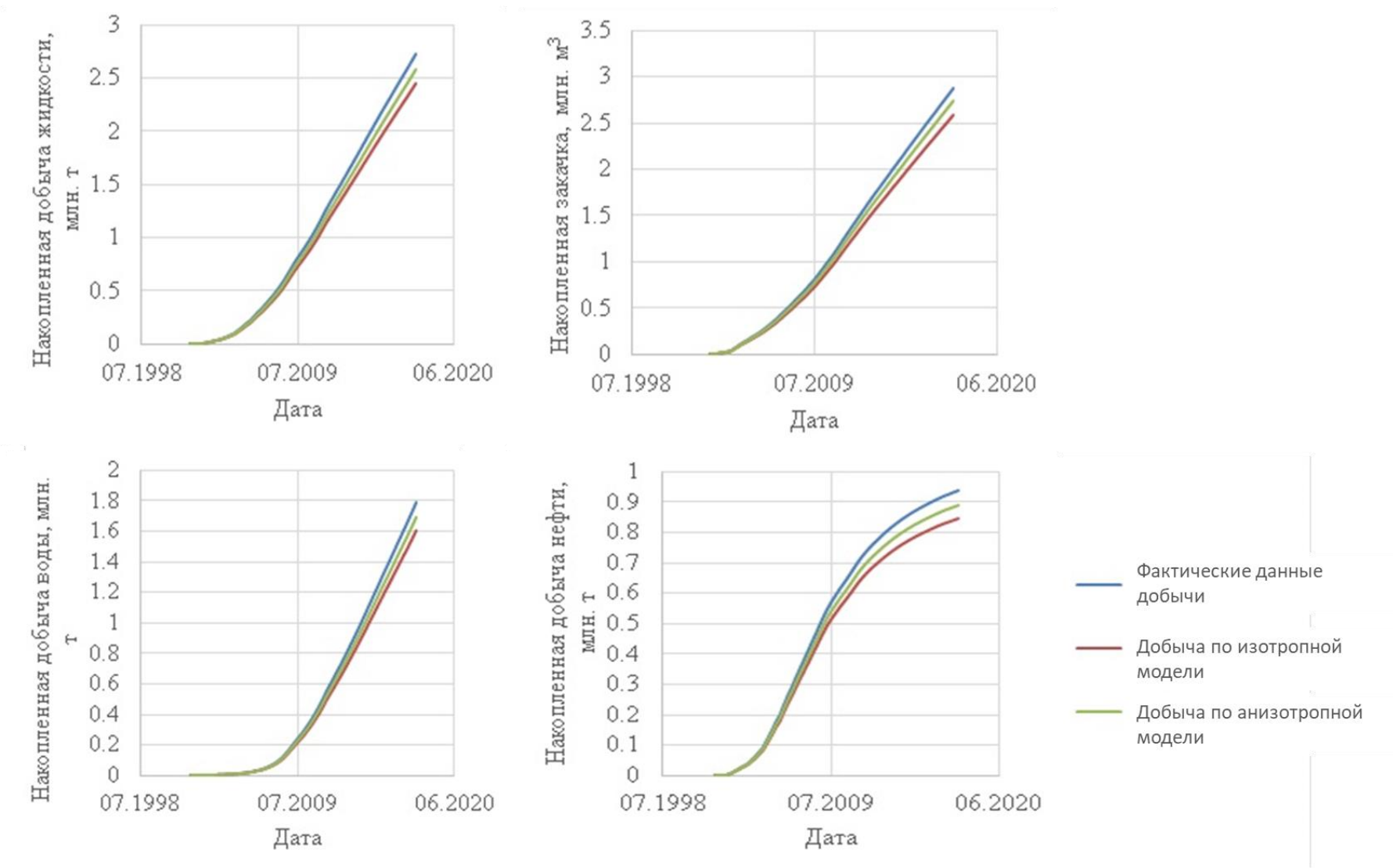


Рисунок 7.1 – Сравнение результатов моделирования добычи и закачки с фактическими данными

Результаты моделирования имеют качественное соответствие всех графиков, однако, возможно оценить отклонения моделей от исторических данных.

Модели имеют следующие отклонения в расчете:

- изотропная - 12.6%;
- анизотропная – 4.8%.

Погрешность анизотропной модели в 2.6 раза меньше и входит в зону допускаемой погрешности, в отличие от изотропной модели. Такие результаты говорят о увеличении точности при учете анизотропии проницаемости коллектора. Параметры добычи и закачки при использовании анизотропной модели ближе к реальным показателям и находятся в пределах погрешности.

8. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Анализ неопределенностей является важным инструментом на ранних стадиях разработки месторождения, т.к. на его основе принимаются главные проектные решения. Моделирование помогает упростить процесс оценки и помогает всесторонне оценить возможные риски при разработке. Однако, качество модели имеет сильное влияние на данные результаты. Поэтому уточнение в первую очередь геологической модели с точки зрения петрофизических параметров может уменьшить неопределенности и улучшить качество моделирования. Одной из важнейших неопределенностей является пространственная анизотропия проницаемости и, в частности, латеральная.

Оценка инвестиционной ценности исследования является важным критерием для фандрайзинга, источников инвестиций и коммерциализации результатов. Необходимо представлять состояние и перспективы реализуемого исследования, востребованность рынком, оптимальную цену для потребителя, бюджет проекта.

Целью данного раздела является оценка предлагаемого исследования с позиции финансового менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение данной цели осуществляется посредством решения задач:

1. разработка общей экономической идеи анализа анизотропии проницаемости;
2. организации работ по научному исследованию;
3. оценка коммерческого потенциала и перспективности оценки анизотропии горизонтальной проницаемости;
4. определение ресурсной, финансовой, социальной и хозяйственной эффективности исследования.

Инвестиционная привлекательность в данный момент времени одна из главных ценностей любого проекта. Следовательно, при предпроектном анализе необходим учет экономических характеристик выполняемой работы. С целью оптимального распределения ресурсов, контроля состояния продвижения работы необходима оценка экономической стороны проекта.

8.1 Разработка общей экономической идеи анализа анизотропии проницаемости

Ценность данного проекта состоит в уменьшении неопределенности проекта разработки нефтяного месторождения с точки зрения моделирования. Это является главным параметром при инвестиционной оценке любого проекта, это инициирует одну из основных частей экономического анализа — менеджментов рисков.

Оценка анизотропии латеральной проницаемости поможет в уточнении модели и улучшении понимания процессов фильтрации флюида в пласте для конкретного месторождения, что повлияет на проектные решения.

Также анализ анизотропии пространственной проницаемости можно рассматривать как прямой инструмент ресурсоэффективности и ресурсосбережения при проектировании разработки нефтяного месторождения. Это затрагивает такие ресурсы как время и финансы.

Экономическая ценность данного проекта является высокой, т.к. позволит напрямую уменьшить неопределенности и ускорить принятие решений. Что обычно при оценке методом потоков наличности является наиболее действенными методами для менеджмента рисков.

8.2 Организация работ по научному исследованию

Организационное управление проектом содержит этап формирования организационного механизма, позволяющих достичь успеха при подготовке и реализации проекта.

С помощью использования этапов управления можно оценить успешность применения организационного, а также функционального управления:

1. Инициация проекта;
2. Планирование проекта;
3. Исполнение проекта.

Инициация проекта подразумевает формулировку изначальной цели и финансовых ресурсов. Цели анализа анизотропии проницаемости была определена через SMART как установление наличия и количественная оценка анизотропии проницаемости на реальном месторождение и исследования влияние на моделирование разработки месторождения за 2 месяца. Результатом должна являться характеристика анизотропии горизонтальной проницаемости разными методами, уточнение моделирования.

Также при инициации проекта определяются заинтересованные стороны – стейкхолдеры. Для данного проекта заинтересованные лица перечислены в Таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Заинтересованные лица проекта

Стейкхолдеры	Ожидания стороны
Нефтяные компании	Упрощение оценки неопределенностей, ускорение принятие решений, ресурсоэффективность
Инвестиционные фонды, финансовые структуры	Ускорение получения базы для менеджмента рисков инвестиционного проекта
Научные центры	Возможность перенести наработки комплексного анализа анизотропии проницаемости на другие месторождения

Ограничения и допущения проекта включающие факторы, которые могут привести к каким-либо ограничениям также должны быть оценены при инициации проекта - Таблица 8.2.

Таблица 8.2 – Факторы и ограничения проекта

Факторы	Ограничения
Бюджет проекта - отсутствует	Нет возможности нанимать специалистов в данной области, нет возможности приобрести платные программные продукты

Сроки проекта – сжатые	Нет возможности провести больше исследований с точки зрения моделирования
------------------------	---

Ограничения проекта сложно преодолеть, поэтому реализация будет проходить в более тяжелых условиях.

Планирование проекта. В этом разделе включают ключевые события и систему дедлайнов.

Бюджет научного проекта

Бюджет можно оценить через определение затрат на выполнение НИР. Это реализуется с помощью расчета отдельных статей затрат и определения всех необходимых ресурсов. На основе данного подсчета реализуется планирование научного исследования, включающее во внимание затраты.

Плановая себестоимость проведения НИР определяется расчетом с составлением следующих статей затрат:

- а) затраты на материалы;
- б) оплата труда работников;
- в) прочие прямые расходы;
- г) оборудование для научных и исследовательских работ;
- д) накладные расходы.

Объем прямых затрат – пункты а)-г), связанные с выполнением НИР – определяется расчетом напрямую. Накладные расходы – статья д) – включает в себя затраты, связанные с содержанием аппарата управления, общетехническими и общехозяйственными службами, поэтому их величина определяется косвенным способом.

Затраты, формирующие себестоимость

Материальные затраты

Материалы включают в себя следующее:

- прямое сырье, или материалы, которые будут являться основными и вспомогательными;

- готовые продукты, или покупные полуфабрикаты и комплектующие;
- электроэнергия.

Этот пункт оценивается исходя из стоимости всех материалов, которая определена ценой на рынке и платой за транспортировку (возможно упаковку и доставку). Затраты сторонних организаций, связанных с доставкой материальных ресурсов, будем считать пренебрежительно малыми – 2-4%, следовательно, их можно опустить.

Материальных расходы, C_m , могут быть оценены по Формуле 8.1:

$$C_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх}i}, \quad (8.1)$$

где k_T – коэффициент на транспортные, заготовительные расходы;

C_i – цена единицы i -го материала;

m – количество материалов, необходимых для выполнения НИР;

$N_{\text{расх}i}$ – количество i -го материала.

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение расходов на транспортировку материалов и цен, при этом зависит от условий договоров по поставке, видов материалов, пространственной удаленности поставщиков и т.д. Затраты на перевозку берутся около 15-25% от стоимости материалов. В рамках выполнения данной выпускной квалификационной работы примем $k=0,15$.

Расчет расходов на материальные ресурсы приведен в Таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Затраты на материалы, участвующие в НИР

Наименование	Марка, размер	Количество, шт./упак.	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Комплект канцелярских предметов	Скрепки канцелярские 50 шт., ручки 2 шт., карандаши 2 шт. Бумага для принтера, формат А4, 500 шт., ластик 1шт., нож канцелярский 1шт., корректор 1шт.	1	830,00	830,00

Итого по статье C_M	830,00
-----------------------	--------

Оплата труда работников

Статья расходов содержит следующие финансовые ресурсы: зарплата работников, принимающих участие в НИР, включая премии, - основная и заработная плата дополнительная – Формула 8.2.

$$C_{zn} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (8.2)$$

где $Z_{осн}$ – зарплата основная, руб;

$Z_{доп}$ – зарплата дополнительная, руб.

Для расчета основной заработной платы работника используется Формула 8.3:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (8.3)$$

где $Z_{осн}$ – заработная плата основная, на одного работника, руб;

$Z_{дн}$ – заработная плата среднедневная, руб.

$T_{раб}$ – длительность работ, за которые отвечает работник, раб. дн.

(Таблица 8.4);

Для определения среднедневной заработной платы используется Формула 8.4:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (8.4)$$

где Z_m – месячный оклад работника по должности, руб.;

M – количество месяцев без отпуска в течение года с учетом долей, например, учет 24 рабочих дней отпуска приводит к $M=11,2$ месяца при 5-дневной неделе; при отпуске в 48 рабочих дней - $M=10,4$ месяца при 6-дневной неделе;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала (в рабочих днях) – см. Таблица 8.4.

Таблица 8.4 – Баланс рабочего времени для текущего НИР

Показатели, отражающее рабочее время	Должность: руководитель	Должность: Стажер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	52	52
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	48	48
- невыходы по болезни	-	-
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	251

Для определения месячного должностного оклада работника используется Формула 8.5:

$$З_{м\text{рук.}} = З_{мс} \times k_p, \quad (8.5)$$

где $З_{мс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

k_p – коэффициент тарифа, принят как 1.3.

С помощью отраслевой системы оплаты труда была определена основная месячная заработная плата руководителя (профессор) – 35000.00 руб. и исполнителя НИР (магистр) – 5500.00 руб. месячные оклады по Формуле 8.5 равны:

$$З_{м\text{рук.}} = (35000,00) \times 1.3 = 45500.00 \text{ (руб.)},$$

$$З_{исп.} = (5500,00) \times 1.3 = 7150.00 \text{ (руб.)},$$

Формула 8.4 была использована для определения среднедневной зарплаты руководителя и исполнителя в следующем виде:

$$З_{дн\text{рук.}} = \frac{45500,00 \times 10,4}{251} \approx 1885,3 \text{ (руб.)},$$

$$З_{дн\text{исп.}} = \frac{7150,00 \times 10,4}{251} \approx 296,3 \text{ (руб.)}.$$

Величина заработной платы руководителя и исполнителя с учетом времени работы над магистерской диссертацией составляет соответственно:

$$З_{осн\ рук.} = 1885,4 \times 6,4 \approx 12065,7 \text{ (руб.)},$$

$$З_{осн\ дип.} = 296,3 \times 90 \approx 26667,0 \text{ (руб.)}.$$

В Таблицу 8.5 были сведены полученные величины, характеризующие основную заработанную плату.

Для определения величины отчислений во внебюджетные фонды используется Формула 8.6:

$$З_{внеб} = З_{осн} \times K_{внеб}, \quad (8.6)$$

где $K_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2017 г. установлен размер страховых взносов равный 30%.

Таблица 8.5 – Заработная плата исполнителей НИР

Заработная плата, руб.	Руководитель	Стажер
Основная зарплата	12065,7	26667,0
Внебюджетные отчисления	3619,7	8000,0
Итого по статье $C_{ЗП}$ (включая $C_{внеб}$)	50352,4	

Накладные расходы

Накладные расходы представлены в Таблице 8.6.

Основные работы для ВКР проводились за персональным компьютером. Время, проведенное за рабочей станцией: 700 часов. Мощность рабочей станции: 0,270 кВт.

Затраты на электроэнергию рассчитываются по Формуле 8.7:

$$C_{эл} = \Pi_{эл} \times F_{об} \times P = 5,8 \times 700 \times 0,270 = 2175,00 \text{ (руб.)}, \quad (8.7)$$

где $\Pi_{эл}$ – тариф на промышленную электроэнергию (4,5руб. за 1 кВт·ч);

$F_{об}$ – время использования оборудования, ч.;

P – мощность оборудования, кВт.

Затраты на электроэнергию составили 2175 рублей.

Таблица 8.6 – Накладные расходы на ВКР

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Электроэнергия	кВт·ч	189	4,5	850,5
Печать на листе А4	шт.	250	0,8	200
Доступ в интернет	месяц	4	350	1400
Итого по статье Снакл				2450,5

Себестоимость НИР

Плановая себестоимость НИР определялась на основании полученных данных по отдельным статьям затрат, результаты сведены в Таблицу 8.7.

Таблица 8.7 – Определение плановой себестоимости

Статьи затрат	Величина, руб.
Затраты на материалы (C_M)	575,0
Затраты на зарплаты работников ($C_{ЗП}$), включая отчисления во внебюджетные фонды ($C_{ВНЕБ}$)	50352,4
Накладные расходы ($C_{НАКЛ}$)	2450,5
Себестоимость НИР ($C_{НИР}$)	53378

8.3 Итоги

Стоимость такого проекта составляет около 50 тыс. рублей (53378 руб). Больших исследований по оценке анизотропии проницаемости в нефтегазовой индустрии на данный момент очень мало. И любой подобный проект может стать настоящим прорывом в индустрии в самых проблемных местах проектирования разработки, также в потенциале может существенно повысить качество некоторых операций таких как управление режимами разработки месторождений и мероприятий, направленных на повышение КИН, а главное ускорить принятие решений. Результат данного проекта увеличит ресурсоэффективность и ресурсосбережение заинтересованным сторонам и на рынке является очень ценным продуктом, способным мультипликационным путем отбить затраты.

9. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью настоящего исследования является установление наличия и количественная оценка анизотропии горизонтальной проницаемости Крапивинского нефтяного месторождения.

9.1 Профессиональная социальная безопасность

В рамках данной работы в качестве лабораторной установки использовались персональные и портативные компьютеры. Работа выполнялась в сидячем положении, процесс также сопровождался небольшим физическим напряжением. Если говорить о рабочем месте, то оно включало в себя компьютерный стол, снабженный ПК. На основании этого, можно отметить следующие факторы, имеющее влияние на здоровье человека:

- состояние тела в неизменном положении длительное время,
- напряжение глаз,
- воздействие электромагнитных полей.

Перед началом работ был проведен вводный инструктаж по правилам пользования аппаратурой, поведения в чрезвычайных ситуациях, инструктаж на рабочем месте. На человека в процессе его трудовой деятельности могут воздействовать опасные и вредные производственные факторы. Опасные и вредные производственные факторы были определены согласно ст. 209 Трудового Кодекса РФ. Классификация опасных и вредных производственных факторов осуществлялась в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74. Производственные факторы имеют уровни воздействия, которые на работающих нормированы предельно-допустимыми уровнями, значения которых установлены в соответствующих стандартах системы стандартов безопасности труда и санитарно-гигиенических правилах. Защита от них обеспечивается снижением их уровня в источнике и применением профилактических и предохранительных мер.

Оценка вредных факторов, сопровождающих исследование

При работе с компьютером отрицательное влияние на человека может быть охарактеризовано как комплексное, во время работы за компьютером на организм подвергается воздействию разных физических и психологических факторов с негативным характером. Физические факторы включают:

- повышенная пульсация светового потока;
- излучение от дисплея с рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной областью частот;
- пылевое загрязнение воздуха;
- зашумленность рабочего места;
- статические заряды на экране монитора, воздействие которых приводит в движение частички пыли по направлению к ближайшему заземленному предмету – лицу пользователя;
- опасный уровень напряжения, действующего в электрической цепи, при замыкании которой, есть вероятность удара током тела человека;
- опасность возникновения пожара.

Таким образом, влияющие на работоспособность вредные факторы должны быть определены нормативными правовыми актами в области санитарно-эпидемиологического контроля и скомпенсированы рациональной организацией рабочего места. Для этого должны быть рассмотрены понятия микроклимата, освещенности рабочего места, уровня шума, особенностей электрического напряжения в сети, уровня напряженности выполняемых работ и их нормативов.

Освещение рабочего места

От степени освещенности напрямую зависит работоспособность человека, его физическое и психоэмоциональное состояние. Помещения различного назначения имеют специальные требования по освещенности. При расчете освещенности учитываются характеристики рабочего процесса, осуществляемого человеком, его периодичность и длительность. Работа,

сопровождаемая задачами с вычислительной техникой, относится к зрительной работе III разряда, имеет следующие недостатки:

- блики экрана;
- слабая контрастность картинки.

Для устранения слабого уровня естественного освещения на рабочем месте должны использоваться источники искусственного освещения.

Для расчёта характеристик искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности применяется процедура оценки коэффициента светового потока, который включает в себя учет светового потока, отражённого от других поверхностей.

Используемые данные для оценки светового потока:

- ширина – 10 м (параметр В),
- высота – 4 м (параметр Н),
- длина помещения в 20 м (параметр А),
- высота рабочей поверхности над полом – 1,5 м (параметр h_p).

Основные требования и значения нормируемой освещённости рабочих поверхностей изложены в СП 52.13330.2011. Разряд зрительной работы требует освещённости не ниже 200 лк.

Отклонение показателей микроклимата, приуроченного к рабочему месту

Климатом внутренней среды какого-либо помещения, который включает в себя температуру, влажность и скорость движения воздуха, и проявляется воздействие на организм человека называется микроклиматом производственных помещений. Рассматриваемый объект – лаборатория, помещение, относящееся к категории помещений для выполнения легких физических работ. Следовательно, должны соблюдаться требования, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.

В холодное время года применяется отопление, являющееся водяным, в теплое время года воздух подвергается кондиционированию с целью создания и

сохранения в аудитории температурных характеристик, характеристик влажности, чистоты и скорости движения воздуха в зоне оптимальных значений. С помощью работы прибора с автоматическим регулированием кондиционер поддерживает в помещении необходимые параметры среды воздушной.

Шум и его воздействие

Шум воздействует на здоровье человека и может привести в зависимости уровня к различным последствиям. Если начать с низкой планки, а именно категория слабого шума, то здесь можно говорить о таких эффектах, как препятствие для понимания речи, раздражение. С увеличением уровня шума все перечисленные эффекты имеют тенденцию расти и как следствие, могут ожидаются физиологические побочные эффекты слуховой функции человека. Высокий уровень шума сопровождается снижением внимания, сильным раздражением, что в итоге проявляется в наполнении ошибками процессов различных видов работ, снижению результатов. Физиологически проявляется в замедлении реакции, угнетении центральной нервной системы, что вызывает учащение дыхания, росту скорости пульса, а главное нарушение обмена веществ.

Лабораторная аудитория, эксплуатируемая в рамках настоящей магистерской диссертации, характеризуется обладанием низкого уровня шума. Источниками шумовых помех отмечаются такое оборудование как вентиляционные установки, кондиционеры, персональные компьютеры.

Эквивалентный уровень звука не должен превышать 50 дБ согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Защита от воздействия шума осуществляется согласно ГОСТ 12.1.003-76, и проявляется в звукоизоляции помещений, конструкций.

Для изложенных целей применяется звукопоглощающее покрытие стен и потолка звукопоглощающим материалом, организуется рациональная планировка помещения, в которой компенсируется воздействие источников шума по периферии. На используемом в компьютерных помещениях оборудовании по возможности выставляется минимальный уровень шума.

Электромагнитное поле и его воздействие

Напряженности электрических и магнитных полей, присущие электромагнитным полям, являются причинами вредного воздействия на организм человека. В рамках лабораторного помещения основными источниками являются дисплеи (мониторы), связанные с персональными компьютерами. Излучая вредные электромагнитные волны, мониторы проявляют неблагоприятных воздействия здоровье работающего.

Для защиты от вредных влияний включенного видеомонитора на организм пользователя ЭВМ необходимо соблюдать следующие требования:

- на рабочем месте располагаться от экрана до глаз на расстоянии не менее 600-700 мм;
- использовать экранные фильтры типа «Полная защита»;
- соблюдать рациональный режим труда и отдыха в течение рабочего дня в зависимости от вида и категории трудовой деятельности.

Напряженность труда

Характеристикой трудового процесса с демонстрацией нагрузки на такие части тела человека как центральная нервная система, органы чувств, а также эмоциональная сфера работника, называется напряженность труда. Данный вредный фактор характеризуют следующие параметры: эмоциональные нагрузки, нагрузки на сенсорные инструменты, интеллектуальные, монотонность, режимные параметры работы. Причинами появления являются следующие процессы:

- время пребывания в сидячем положении,
- однотипные движения и их повторение,
- монотонность процесса;
- перенапряжение от умственных занятий, являющееся последствием характера задач, находящихся на решении;
- большой объем перерабатываемой информации;

- нервно-эмоциональные и нервно-психические перегрузки, в особенности у начинающих пользователей; стресс при потере информации;
- утомление глаз, повышенная нагрузка на зрение;
- повышенная нагрузка на опорно-двигательный аппарат, в особенности на позвоночник и суставы верхних конечностей.

Режим труда и отдыха характеризуется определенной длительностью, непрерывностью работы за персональным компьютером и регламентированными перерывами относительно смены работника, вида и категории работы.

Трудовая деятельность с ПК включает 3 группы:

- А – работа с информацией на экране, считывание через процедуру запроса;
- Б – ввод информации;
- В – работа творческого характера, в так называемом режиме диалога с ПК.

С помощью уровня нагрузки за рабочую смену можно разделить категории тяжести и напряженности работы с ПК в зависимости от группы:

- для А – с помощью суммарного числа считываемых знаков;
- для Б – с помощью суммарного числа вводимых знаков;
- для В – с помощью суммарного времени работы с ПК.

В процессе выполнения настоящей магистерской диссертации, работам с ПК отводилось порядка 8 часов в день, непосредственное оформление пояснительной записки занимало до половины полной рабочей смены и варьировалась по виду операций с ЭВМ. Продолжительность работы с ПК без перерывов не превышало 2 часов.

Оценка воздействия опасных факторов

Электробезопасность

Системой организационных и технических мероприятий, средств для защиты людей от поражения электрическим током. Положением о соблюдении электробезопасности является ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ.

Опасный производственный фактор в помещении – поражение электрическим током. Основными причинами этого могут послужить прикосновение к токоведущим или конструктивным частям, оказавшимся под напряжением. Аудитория относится к категории помещений без повышенной опасности и может быть охарактеризована температурой воздуха и влажностью в диапазоне нормы, отсутствием сырости, химически агрессивной среды, пыли и полов, характеризующихся как не токопроводящие.

Для обеспечения электрической безопасности применяется ряд правил для исключения опасности поражения электрическим током:

- визуальная проверка электропроводки на отсутствие изоляционных составляющих, а также на отсутствие замыкания токопроводящих частей на корпус оборудования, данная процедура необходима каждый раз перед включением ПК в сеть;
- отключение от электрической сети ПК при обнаружении замыкания с последующим устранением неисправности при возможности;
- запрет прикасаться к приборам, имеющим естественное заземление при включенном ПК одновременно.

9.2 Экологическая безопасность

При осуществлении охраны окружающей среды необходимо устранять бытовые отходы и отходы жизнедеятельности человека. Ситуация критической поломки ПК включает в себя списание и транспортировку на специальные склады для утилизации техники и их комплектующих.

Также в лабораторном помещении имеется источник ртутного загрязнения – люминесцентные лампы, не способные быть в дальнейшей эксплуатации. Содержание ртути оценивается в около 60 мг, помимо этого стекло и алюминий представляют угрозу загрязнения. Таким образом люминесцентные лампы, вышедшие из строя и содержащие ртуть, являются опасным источником токсичных веществ.

Передача использованных ламп организациям-переработчикам является первым этапом утилизации ламп, далее с помощью специального оборудования источник загрязнения в виде отслуживших ламп перерабатывается в безвредное сырье, такое как, например, сорбент.

Также возможно хранение отходов, когда организуется временное их размещение до их утилизации. Для этих целей используются специальные места или целые объекты. Согласно Классификатору отходов ДК 005-96 люминесцентные лампы, подлежащие утилизации, относятся к отходам, требующим сортировки и отдельно сбора.

9.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Пожарная безопасность

Здания имеют степень огнестойкости, которая определяется в зависимости от их назначения, также аналогично имеются категории по взрывопожарной и пожарной опасности, обусловленные количеством этажей, площадью в пределах пожарного отсека. Для устранения причин возникновения пожара в аудитории проводится комплекс профилактических противопожарных мероприятий:

- проверка оборудования на исправность;
- инструктажи по пожарной безопасности с регламентированной периодичностью;
- назначение ответственного за пожарную безопасность помещений;
- издание приказов по вопросам усиления пожарной безопасности;

- по окончании работ приостановка работы электрооборудования, отключение освещения и электропитания;
- запрет курения в местах, не оборудованных специальными условиями;
- наличие выходов для эвакуации, содержание их в свободном состоянии.

Самые частые причины пожара включают в себя проблемы электросетей, такие как короткое замыкание, неисправность с проводкой.

При возгорании необходимо провести локализацию или ликвидацию очага с помощью различных средств пожаротушения, необходимо использовать:

- пожарные краны с присоединением к ним пожарных стволов и пожарных рукавов;
- огнетушители, которые обязаны быть на каждом участке определенного количества квадратных метров этажа;
- огнетушащие вещества такие как вода, песок, земля;
- доступный пожарный инвентарь (бочки и чаны с водой, пожарные ведра, ящики и песочницы с песком);

До прибытия пожарной команды необходимо самостоятельно воспользоваться первичными средствами пожаротушения с целью остановить распространение или уменьшить интенсивность пожара.

Пожарная безопасность здания должна соответствовать следующим требованиям:

- охранно-пожарная сигнализация,
- плана эвакуации каждого этажа,
- порошковые огнетушители с поверенным клеймом,
- таблички с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.

Требования к общественным зданиям включают размещение на каждом этаже не менее двух переносных огнетушителей, которые располагаются на видных местах около выходов на высоте не более 1,35 м. Также, размещая

первичные средства пожаротушения, должно соблюдаться требование к беспрепятственной эвакуации людей через проходы, коридоры.

9.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Данные вопросы включают в себя требования к организации и оборудованию рабочих мест. Под рабочим местом понимается часть пространства, предназначенная для трудовой деятельности, и подразумевающая место, где работник проводит большую часть рабочего времени. Для организации рабочего места необходимо соблюсти требования и рекомендации следующего вида: место должно быть хорошо приспособлено к трудовой деятельности, организовано с точки зрения целесообразности в отношении пространства, формы, размера, таким образом, чтобы обеспечить работнику удобное положение для работы и обеспечивать высокую производительность труда при наименьшем физическом и психическом напряжении.

Также предъявляются требования к конструкции рабочего места и взаимном расположении всех его элементов, такие как антропометрические, физические и психологические. При этом значение имеет характер работы, который влияет на соблюдение следующих основных условий для организации рабочего места инженера:

- рабочее место должно отвечать требованию оптимального размещения оборудования;
- достаточность свободного пространства для перемещения на рабочем месте, необходимые для выполнения задач;
- наличие естественного и искусственного освещения, обусловленного комфортом работника при выполнении задач;
- уровень акустического шума не должен превышать допустимого значения.

Положение сидя определено как основное рабочее положение, следовательно, это предполагает профилактику здоровья во время работы для

исключения возникновения заболеваний, связанных с малой подвижностью. Также при таком положении должна быть возможность свободной смены поз.

Исходя из всего выше сказанного, рабочее место инженера должно быть охарактеризовано как индивидуальное рабочее место с основным положением – сидя. Требования к площади включают размер не менее 6 м², к высоте – не менее 4 м, к объему – не менее 20 м³ на одного человека.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы был выполнен анализ анизотропии проницаемости, включающий комплекс подготовительных работ по обработке данных.

Результатом анализа лабораторных данных исследования кернового материала стали петрофизические зависимости для обоснования интерпретации геофизических исследований скважин пласта Ю₁³ юго-западной площадки Крапивинского месторождения.

На основе интерпретации данных ГИС был проведен анализ горизонтальной анизотропии проницаемости для средних значений центрального участка юго-западной площадки Крапивинского месторождения. Результаты демонстрируют наличие пространственной неоднородности проницаемости с направлением наибольшей изменчивости на северо-запад (юго-восток). Количественная оценка анизотропии проницаемости по латерали демонстрирует отношение максимального значения к минимальному, которое равно практически двум. Полученные данные говорят о высокой величине неоднородности проницаемости в горизонтальной плоскости.

Данные гидродинамических исследований скважин с использованием индикаторов позволили также определить наличие горизонтальной анизотропии проницаемости и оценить направление её наибольшего распространения для трех участков: северного, центрального и южного. Для всех участков характерно северо-восточное направление с разными азимутальными характеристиками. Количественная величина анизотропии находится в пределах 2.1 – 3.2.

По итогу можно сделать вывод, что два источника анализа данных подтвердили существование анизотропного коллектора на юго-западной площадке Крапивинского месторождения. Методика количественной оценки анизотропии проницаемости в латеральном направлении показала свою результативность на другом объекте исследования.

По данным анализа неоднородности фильтрационно-емкостных свойств пласта Ю₁³ были построены разные версии гидродинамической модели – изотропную и анизотропную. Анизотропная модель демонстрирует лучшую сходимость с историческими данными. Полученные результаты говорят о необходимости учитывать разный характер латерального распространения проницаемости с целью увеличения точности модели, увеличения достоверности прогноза, и в перспективе – проведения оптимизации работы нагнетательных скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ayan et al., 1994. Measuring permeability anisotropy: The latest approach. Oilfield Review, Vol. 6, No. 4, стр. 24-35.
2. Ehlig-Economides, C and Ebbs, D and Meehan, DN. 1990. Factoring anisotropy into well design. Oilfield Review, Vol. 2, No. 4, стр. 24-33.
3. Kevin McCabe. Analyzing anisotropy in permeability and skin using temperature transient analysis. 2015
4. Краснощекова Л.А., Меркулов В.П. Петрофизическая неоднородность коллекторов Игольско-Талового месторождения (Томской области). 2014.
5. Костюченко С.В., Ямпольский В. З. Мониторинг и моделирование нефтяных месторождений. Томск: НТЛ. 2000
6. Мухарский Э.Д., Лысенко В. Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. М.: Недра. 1972
7. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с
8. Паровинчак К.М. Обоснование комплексного освоения нефтегазоконденсатных месторождений Томской области. 2013.
9. Чернова О.С., Жуковская Е.А. Биостратиграфическая характеристика отложений горизонта Ю-І Крапивинского нефтяного месторождения. 2010 г.
10. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Огарков А.М. Особенности строения васюганской свиты в связи с поиском нефти и газа в ловушках неантиклинального типа // Перспективы нефтегазоносности югоовостока Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1980. – С. 92–100.
11. Решение VI Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

12. Конторович В.А. Мезозойскокайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 4. – С. 461–474.
13. Г.Г. Кравченко, Е.А. Жуковская. Седиментологическая модель верхнеюрских продуктивных отложений Крапивинского месторождения по результатам изучения керна. 2010.
14. Е.В. Индаева. Уточненная литолого-фациальная модель пласта Ю₁³ Крапивинского нефтяного месторождения на основании новых данных по керну (юго-восток Западной Сибири). 2014.
15. Белозеров В.Б и др. Геологические особенности и перспективы дальнейшей разработки залежей нефти Крапивинско-Двуреченской зоны нефтегазонакопления (предварительные результаты). 2011.
16. Е.Н. Главнова, В.П. Меркулов, Н.Г. Главнов. Сравнительный анализ методик определения анизотропии горизонтальной проницаемости пласта. 2010.
17. А.И. Чернышов, Г.Г. Кравченко. Петроструктурные особенности песчаных коллекторов Крапивинского месторождения (Томская область).
18. 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.
19. Быдзан А.Ю., Меркулов В.П. Определение анизотропии горизонтальной проницаемости для петрофизического моделирования коллекторов нефти и газа // Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений: Матер. IV научно-техн. конф. – Томск, 2005. – С. 32–37.
20. Шайхиев Д.Р. Закономерности изменения проницаемости коллекторов горизонта Ю₁ Крапивинского нефтяного месторождения. 2014.
21. Коровин М.О. Методика количественной оценки латеральной анизотропии фильтрационно-ёмкостных свойств терригенных коллекторов на базе комплексного анализа геолого-геофизических данных. Диссертация на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук. 2017г.

22. Геологическое моделирование горизонта Ю1 Томской области. Под редакцией кандидата геолого-минералогических наук К.Е. Закревского. Томск 2016.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. РАЗДЕЛ ВКР НА ИНОСТРАННОМ ЯЗЫКЕ

Раздел 2 ПРЕДПОСЫЛКИ НАЛИЧИЯ ФАКТА АНИЗОТРОПИИ НА ИЗУЧАЕМОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Таскин Никита Олегович		27.06.2018

Консультант школы отделения (НОЦ) ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Максютин К.Ю.	к.п.н		27.06.2018

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

PRECONDITIONS FOR THE AVAILABILITY OF THE ANISOTROPY FACT ON THE DEPOSIT

According to [15], to study the phenomenon of permeability heterogeneity, it is necessary to approach at different levels, which characterizes its type of research. So, thin sections - this is a micro level, core research - medium level, sedimentation model, indicator and hydrodynamic studies - macrolevel. Obviously, to identify the fact of the presence and evaluation of anisotropy, combining the results of each level of study is simply necessary.

Thin section research

According to [17], it is necessary to orient core samples according to the sides of the world for correct investigation at the microlevel. In [15] for spatial orientation of the core, a paleomagnetic method was used, connected with inversions of the polarity of the ancient geomagnetic field, fixed by rocks in the form of remanent magnetization. The object of the study was core samples from well No. 187 of the Krapivinskoye deposit, which characterize the deposits of Bazhenov, St. George and Vasyugan formations. All samples were the object of a whole complex of studies, including the establishment of spatial orientation of core samples with the help of a paleomagnetic method, the establishment of lithologic-structural features of oriented sections and the determination of a set of filtration-capacitive properties. According to the results of the study, it was revealed that the majority of the grains of the rock, represented by the arches and mezomictic sandstones of the U_1^3 bed, are oriented in a northeasterly direction, see Figure A.1.

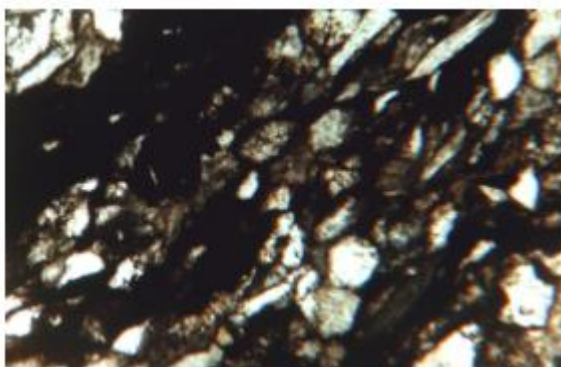


Figure A.1 - Specimen of oriented thin section of wells. No. 187 (slot width 0.96 mm) [9]

To interpret the anisotropy, a set of 11 oriented loops was used, for each of which a count was taken of grains having an orientation of the extension axis for each sector of 15 degrees. The authors constructed rose-diagrams showing the orientation of the extension axes shown in Figure A.2. The direction in the north-eastern direction was identified as the predominant one. When the ellipse is approximated by the method of least squares, the direction of the major axis of the geometric element is characterized by 38 degrees. It should be noted that the distribution is characterized by bimodality, which can be explained by the different nature of the currents: alongshore, which has grains parallel to the shoreline, and wave-surfacing, which orient the element of detrital material perpendicularly.

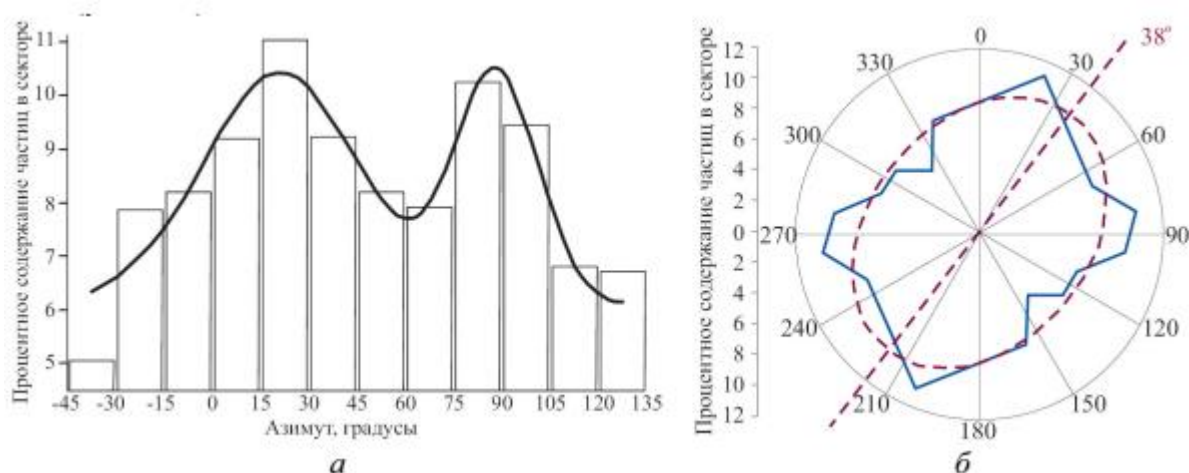


Figure A.2 - Distribution of directions of the axes of elongation of grains for samples of wells. No. 187 (a); generalized rose-diagram and its least-squares fit (b) [15].

According to [14], the coastline during the formation of the reservoirs was located predominantly in the northeasterly direction, which coincides with the results of the study [15]. Thus, for the area of a given well, the horizontal permeability anisotropy direction was determined at the micro level. In the study [16], microstructural analysis of core samples also took place, which was also spatially oriented.

The results of orientation of the axes of the quartz grains in the samples under study in the bedding plane and normal to it are shown in Figure A.3. According to the results of the work it was established that the angle of inclination of the axes of grains

of quartz is predominantly characterized by angles of up to 40 degrees. The results of the study are in part consistent with the work [15], for example, for sample No. 13, however, deviations are characteristic for other samples. The authors, when comparing petrostructural patterns of optical quartz axes with roses-diagrams of elongations of quartz grains, show that both sedimentogenic and tectonic factors played a role in the formation of oil-saturated sandstones of the Krapivinskoye deposit. The effect of sedimentogenesis factors is manifested in the fact that the angles of inclination of most optical axes do not exceed 40-50 °. The orientation of grains having even a slight elongation is established at angles of 10-15 ° to the horizon. Often, the optical axis of the quartz may coincide with the elongation or deviate from it by 38 ° due to the original shape of the quartz grains representing the elongated shape and / or their cleavage ability, preferably in prism and rhombohedron. The effect of tectonic processes led to the formation of a weak maximum, which appears subhorizontal in the azimuth of 330 °.

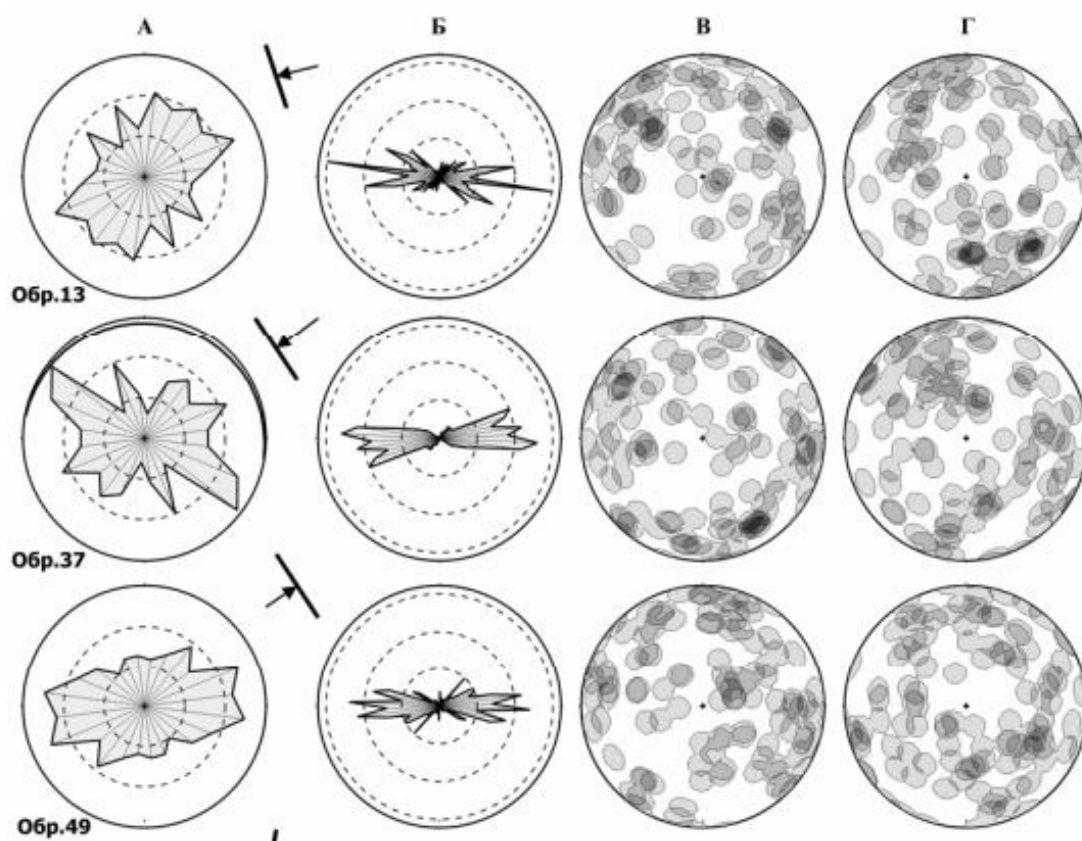


Figure A.3 - Roses-diagrams of elongation of quartz grains (A, B) and petrostructural patterns of optical quartz axes (B, D) in samples of a core from boreholes. 203P, oriented by the paleomagnetic method to the sides of the light [16].

Core research

The paper [19] generalizes lithological and petrophysical studies of the core material of layers of the Yu1 horizon made in the laboratories of the Tomskneftegazgeology and TomskNIPIneft reservoir physics, as well as at the Center for Training and Retraining of Oil and Gas Professionals (Tomsk Polytechnic University).

The following features of the U_1^3 reservoir are noted: the development of oil deposits is local within a regionally extending reservoir, the manifestation of a sharp spatial inhomogeneity in the reservoir filtration and reservoir properties (FEF), in particular the permeability that is most pronounced in the north of the deposit, as demonstrated on the permeability map - Figure A.4.

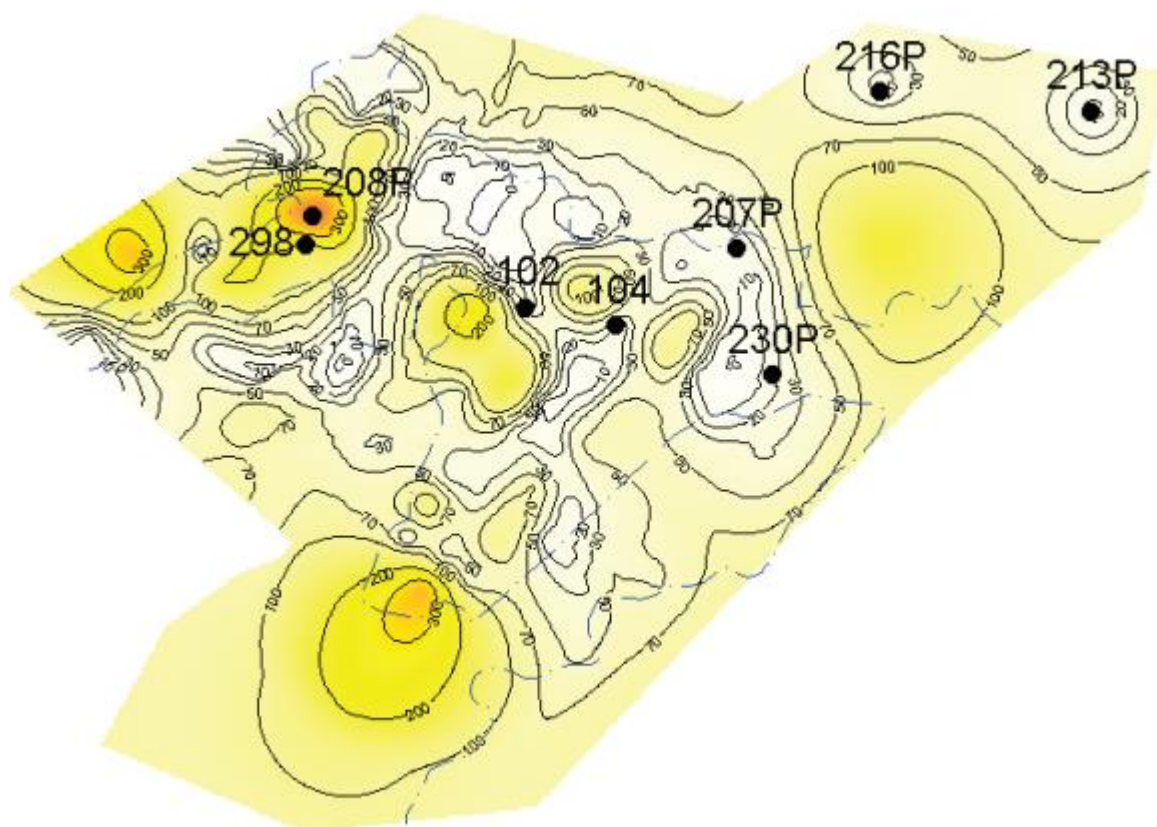


Figure A.4 - Plan of isolines of the permeability coefficient (mD) of the U_1^3 seam of the northern part of the Krapivinskoye field. The plan includes: an external oil reservoir outline and the position of the wells [19]

The lateral inhomogeneity in the permeability of the Y1313 formation can be judged from the data in Figure 7. The author descriptively identifies local regions of high collector permeability (> 300 mD), for example, in sections 208P and 298 (collector of the first type), usually framed by a ring zone of a reduced and low permeability, which explains how the dependence on the degree of carbonation of the reservoir. In the sections of wells 102, 104 type II reservoirs, and wells 230R, 207P - III type. In addition, the author notes a tendency to deteriorate the properties of the collector to the east (northeast), that is, in the direction of the Nyurol megadead. Plate IO13 in sections of wells 213P, 216P has a collector of IV type and practically does not give tributaries

In [19] three packs are distinguished by a complex of lithologic-physical parameters in the reservoir, characterized mainly as not separated by impermeable interlayers, so the reservoir is considered to be a single hydrodynamic system. The

presence of a superreservoir and a sharp difference in the filtration-capacitive properties of the pack of U13a from the others are noted, which ultimately leads to the conclusion about the composition of the reservoir containing four types of reservoir.

In the cross-density correlation presented in the paper, K_p and K_{pn} , the parameters obtained in the course of laboratory core studies and the interpretation of GIS data have a region of points with a pattern of changing the types of the reservoir from the sole to the roof. This change of parameters corresponds to the regressive conditions of sedimentation and is fully applicable to reservoirs of types III and IV located in the lower part of the reservoir.

It is important to note that the type I collector is represented by sandstones of predominantly quartz composition. Quartz predominates in wreckage (more than 60%) and in cement (regenerated quartz). In addition, from other types, the collector has a good sorting of debris and their larger size, as well as a low content of pyrite and carbonates in the cement.

The results of the granulometric analysis of reservoir rocks of different types in [19] show (Table 3) that the pore size increases from the reservoir of type IV to the collector of type I. The increase in permeability is also facilitated by a decrease in clayiness and carbonate content of cement, a change in hydromics to less surface-active kaolinite, a decrease in the microporosity of clays. The results of a core study are also given in [15]: the horizontal anisotropy is in the range from 1.1 to 2.0 and oriented in the northeastern direction.

Well tests

Investigation of anisotropy at the macrolevel is performed using the analysis of indicator studies in the composition of hydrodynamic studies of the well. In work [15] results of tracer researches with the help of 16 injection wells are resulted. In the course of the study, the location of the wells was described by a polar coordinate system in which the point denoting the well is on the plane characterized by a pair of values: the polar angle and the radius, but not the location of the wells, but the characteristic. Each injection well was placed at the origin, and the associated

production wells are located at angles corresponding to their actual location. As a radius, one of the parameters of the study was used to determine the speed of the indicator in the formation and the phase permeability along the water - Figure A.5.

The author notes that the velocity anisotropy depends on the anisotropy of permeability. From the diagrams in Figure A.5, one can identify the predominant direction in the form of the northeast. However, we can also note bimodality.

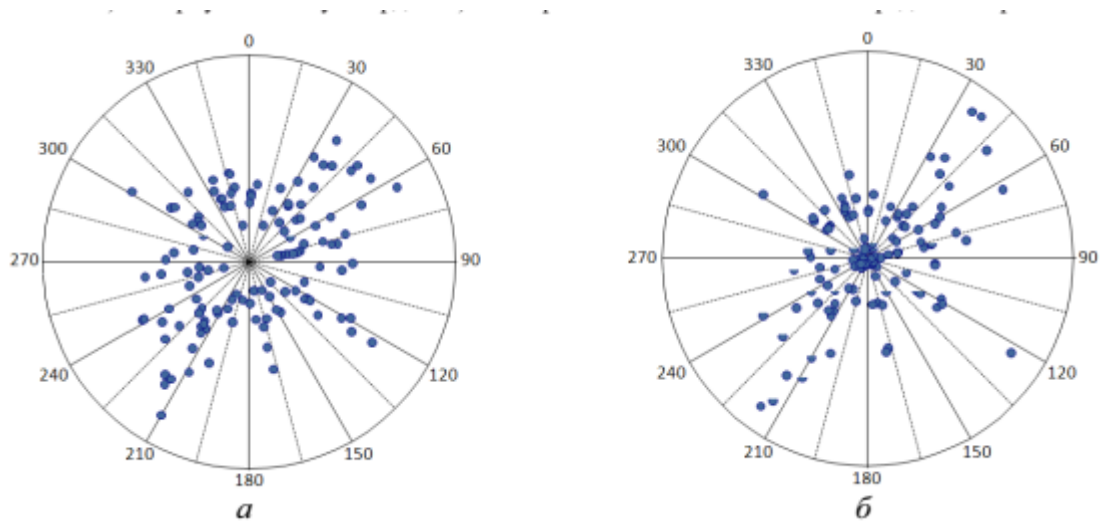


Figure A.5 - Location of wells in a single polar coordinate system, where as the radius is used: a) average speed; b) phase permeability in water [15]

Further in [15], the data of indicator studies are approximated by an ellipse by the method of least squares in each sector of 15 degrees. The results are shown in Figure A.6.

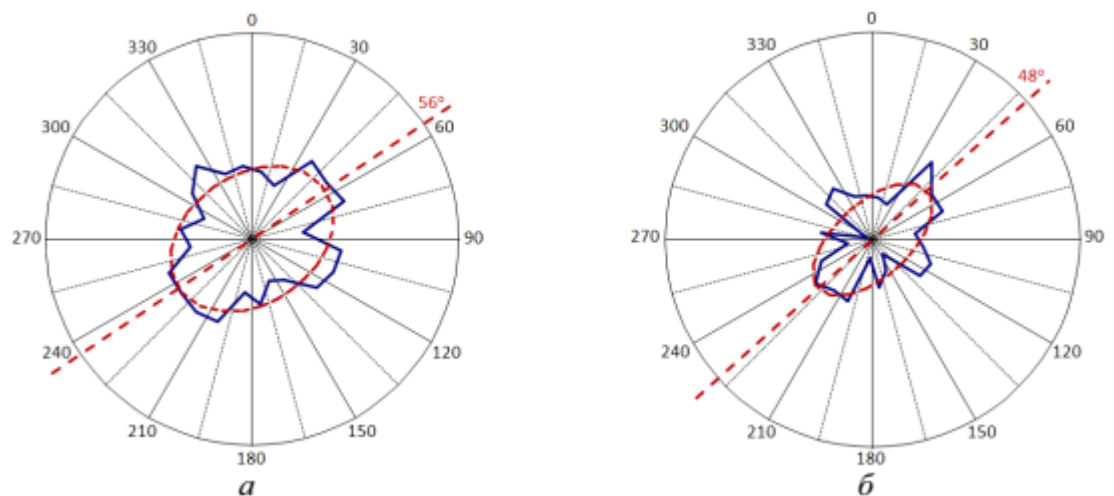


Figure A.6 - Generalized rose-diagram and its least-squares fit for: a) average speed;
b) phase permeability in water [15]

In the analogy between speed and permeability, there is evidence of the facts about the presence of anisotropy and at a macro level with a mean azimuth of 46 degrees. A ratio of horizontal permeability shows an anisotropy in the amount of 1.4 to 1.9 in terms of speed and permeability, respectively.

Such a similarity of the results in [15] suggests the possibility of using each study as an independent instrument for determining the anisotropy parameters, which is very important in view of the limited amount of data.

However, the main thing is that according to the data of studies $[12 \pm 19]$, it can be concluded that there is a horizontal anisotropy of permeability.