

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

---

Институт Природных ресурсов  
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема диссертации
<b>Определение анизотропии горизонтальной проницаемости для петрофизического моделирования нефтегазовых коллекторов (на примере Крапивинского нефтяного месторождения)</b>

УДК 552.578.2.061.4.08

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Семенов Александр Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ГРHM	Коровкин М.В.	д.ф.-м.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРHM	Чернова О. С.	к.г.-м.н., доцент		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

Институт Природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой  
 \_\_\_\_\_  
 (Подпись)      \_\_\_\_\_ (Дата)      Чернова О.С.  
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации
--------------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Семенов Александр Александрович

Тема работы:

Определение анизотропии горизонтальной проницаемости для петрофизического моделирования нефтегазовых коллекторов (на примере Крапивинского нефтяного месторождения)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	24.07.2017, №6174/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.08.2017
------------------------------------------	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Текстовые и графические материалы отчетов научно-исследовательских работ, технологическая схема разработки Крапивинского нефтяного месторождения, результаты исследования геофизических исследований скважин, ориентированного керна, индикаторных исследований скважин, каротажные данные, также нормативные документы, фондовая и периодическая литература, учебники, монографии.</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Введение</li> <li>2. Литературный обзор</li> <li>3. Геолого-физическая характеристика месторождения</li> <li>4. Методические основы определения анизотропии горизонтальной проницаемости</li> <li>5. Создание анизотропной модели</li> <li>6. Социальная ответственность</li> <li>7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>8. Заключение</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><b>Таблицы – 13 штук:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Фильтрационно-емкостные свойства пород по скважине 187;</li> <li>- Статистика всех точек в каждом секторе;</li> <li>- Основные параметры анизотропии для каждой карты проницаемости;</li> <li>- Приемистость нагнетательной скважины в процессе закачки;</li> <li>- Основные результаты трассерных исследований, фильтрация от нагнетательной скважины 190р;</li> <li>- Результаты индикаторных исследований;</li> <li>- Общая таблица полученных результатов по всем методам;</li> <li>- Классы опасности веществ;</li> <li>- Предельно допустимые концентрации вредных веществ в рабочей зоне и в атмосферном воздухе населенных пунктов;</li> <li>- План работы и распределение исполнителей;</li> <li>- Оценка календарных дней;</li> <li>- Результаты калькуляции расходов на материалы;</li> <li>- Рассчитанная заработная плата исполнителей.</li> </ul> <p><b>Рисунки – 20 штук:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- An example of a observation well testing method for determining permeability anisotropy (Papadopoulos-Ramey method);</li> <li>- Ориентирование керна;</li> <li>- Образец ориентированного шлифа из скважины 187;</li> <li>- Розы диаграммы длинный частиц для скважины 187;</li> <li>- Обобщенная роза-диаграмма по всем образцам скважины 187;</li> <li>- Метод эллиптической аппроксимации;</li> <li>- Обобщенная роза диаграмма длинных частиц скважины 187;</li> <li>- Месторасположение скважин;</li> <li>- Выделение различных зон проницаемости на каротажных данных;</li> <li>- Расположение скважин на исследуемом участке;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Карта распределения высокопроницаемого участка пласта;</li> <li>- Роза-диаграмма проницаемости для участка нагнетательной скважины 190р;</li> <li>- Распределение типов коллекторов;</li> <li>- Карта проницаемости;</li> <li>- Карта пористости;</li> <li>- График дебита по жидкости для изотропной модели с историческими показателями;</li> <li>- График дебита по жидкости для анизотропной модели с историческими показателями;</li> <li>- График обводненности продукции для изотропной модели с историческими показателями;</li> <li>- График обводненности продукции для анизотропной модели с историческими показателями.</li> </ul>
--	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

**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	Доцент, к.г.-м.н., Мищенко М. В.

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

Глава 1. Литературный обзор

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	26.06.2017
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ГРNM	Коровкин М.В.	д.ф.-м.н.		26.06.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2TM51	Семенов А.А.		26.06.2017

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Семенов Александр Александрович

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

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

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Рабочим местом является Крапивинское нефтяное месторождение на территории Томской области. При эксплуатации и разработки данного месторождения могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное влияние на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»;          СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»;          СНиП 31-03-2001 «Производственные здания»;          СНиП 2.09.04-87 «Административные и бытовые здания»;          СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;          ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов»;</p>

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

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Работа на нефтяной месторождении непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– воздействие электромагнитных излучений;</li> <li>– недостаточная освещенность;</li> <li>– шум от работы оборудования;</li> <li>– некомфортные метеорологические условия;</li> <li>– умственное перенапряжение и др.</li> </ul>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> </ul>	<p>На установке комплексной подготовки газа при ведении технологического процесса, могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:</p>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</i></li> <li>– <i>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>образование взрывных смесей;</i></li> <li>– <i>отравление газом;</i></li> <li>– <i>разрыв аппаратов и трубопроводов;</i></li> <li>– <i>поражение электрическим током; ожоги;</i></li> <li>– <i>механические травмы.</i></li> </ul>
<p><i>3. Охрана окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>защита селитебной зоны</i></li> <li>– <i>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</i></li> <li>– <i>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</i></li> <li>– <i>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</i></li> <li>– <i>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</i></li> </ul>	<p><i>При разработке и эксплуатации нефтяного месторождения будет оказывать негативное воздействие, в основном, на состояние земельных ресурсов и атмосферного воздуха. Поверхностных водотоков или других водоемов вблизи установки не имеется, негативного воздействия на водную среду не будет. Животный мир вблизи проектируемых объектов также не обитает вследствие фактора беспокойства.</i></p>
<p><i>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>перечень возможных ЧС на объекте;</i></li> <li>– <i>выбор наиболее типичной ЧС;</i></li> <li>– <i>разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</i></li> <li>– <i>разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</i></li> <li>– <i>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</i></li> </ul>	<p><i>Правовую основу защиты в чрезвычайных ситуациях составляют отдельные разделы законов «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «О пожарной безопасности», «Об охране окружающей среды». Основопологающим законом, регламентирующим организацию работ по профилактике ЧС, порядку действий в ЧС и ликвидации их последствий, является Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».</i></p>
<p><i>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</i></li> <li>– <i>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</i></li> </ul>	<p><i>Производственные условия на рабочем месте характеризуются наличием некоторых опасных и вредных факторов (ГОСТ 12.0.002–80 «Основные понятия. Термины и определения»), которые классифицируются по группам элементов: физические, химические, биологические и психофизиологические (ГОСТ 12.0.003–74 «Опасные и вредные факторы. Классификация»).</i></p>
<b>Перечень графического материала:</b>	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	<i>Произведена классификация различных классов вредных веществ, факторов влияющих на условие труда.</i>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко М.В.	к.г.-м.н.		26.06.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Семенов Александр Александрович		26.06.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Семенов Александр Александрович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРМ
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	Технико-экономическое обоснование выполнения научно-исследовательской работы по исследованию методик определения анизотропии проницаемости
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормативы расхода материалов на выполнение научно-исследовательской работы
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Социальные отчисления 30%.

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

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценка потенциальной стоимости реализации исследования и анализ потенциальных потребителей.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	- Расчет заработной платы для работников; - Расчет стоимости материалов для проведения НИР; - расчет экономической эффективности.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка характеристик исследования методов определения анизотропии горизонтальной проницаемости.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. План работы и распределение исполнителей
2. Оценка календарных дней.
3. Результаты калькуляции расходов на материалы.
4. Результаты калькуляции расходов на материалы.
5. Вычисления плановой себестоимости НИР

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		26.06.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Семенов Александр Александрович		26.06.2017

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа \_\_\_\_\_ 102 \_\_\_\_\_ с., \_\_\_\_\_ 36 \_\_\_\_\_ рис., \_\_\_\_\_ 12 \_\_\_\_\_ табл., \_\_\_\_\_ 23 \_\_\_\_\_ источников, \_\_\_\_\_ 0 \_\_\_\_\_ прил.

Ключевые слова: Анизотропия, горизонтальная проницаемость, ориентированный керн, индикаторные исследования, геофизические исследования, ориентированный шлиф, геологическая модель, гидродинамическая модель.

Объектом исследования является (ются): Крапивинское нефтяное месторождение.

Цель работы – Разработка методик для определения основных параметров анизотропии горизонтальной проницаемости на основе данных ориентированного керна, геофизических исследований скважин, индикаторных исследований.

В процессе исследования проводились: Анализ данных геофизических исследований скважин, ориентированного керна и шлифов, индикаторных исследований и истории разработки месторождения

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

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

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

В будущем планируется: Практическое применение данных методик на месторождения Западной Сибири, усовершенствование методов определения основных параметров анизотропии с уменьшением необходимых данных для проведения исследования.

# Содержание

<b>Введение .....</b>	<b>11</b>
<b>1. Review of the literature.....</b>	<b>13</b>
1.1. The problem of horizontal permeability anisotropy and basic methods for determining permeability anisotropy parameters. ....	13
1.2. Basic methods for determining the anisotropy of permeability. ....	20
<b>2. Геолого-физическая характеристика месторождения.....</b>	<b>24</b>
2.1. Общие сведения о месторождении.....	24
2.1. Геолого-физическая характеристика месторождения .....	26
2.2. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов .....	30
2.3. Физико-химические свойства пластовых флюидов .....	31
<b>3. Методические основы определения параметров анизотропии горизонтальной проницаемости .....</b>	<b>33</b>
3.1. Методика определения параметров анизотропии горизонтальной проницаемости по керновым данным. ....	34
3.2. Методика определения параметров анизотропии горизонтальной проницаемости на основе данных полученных при интерпретации геофизических исследований скважины. ....	42
3.3. Методика определения анизотропии горизонтальной проницаемости на основе данных индикаторных исследований .....	51
3.4. Сравнительный анализ методов определения анизотропии горизонтальной проницаемости .....	58
<b>4. Создание геологической и гидродинамической модели для изучения влияния анизотропии горизонтальной проницаемости на фильтрационные свойства пласта. ....</b>	<b>64</b>
4.1. Построение анизотропной модели .....	64
4.2. Сравнительный анализ качества адаптации скважин .....	73
<b>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. ....</b>	<b>77</b>
5.1. Планирование и анализ работ для выполнения магистерской работы. ....	79
5.2. Оценка трудоемкости выполнения исследования для магистерского проекта. ....	81
5.3. Составление календарного плана работ.....	82
5.4. Оценка плановой стоимости проведения НИР.....	84
5.4.1. Затраты, включаемые в себестоимость НИР .....	84
5.4.2. Расчет и формирование затрат, включенных в себестоимость .....	84
<b>6. Социальная ответственность .....</b>	<b>88</b>
6.1. Токсичность нефти, нефтепродуктов, углеводородных газов и реагентов .....	88
6.2. Предельно допустимые концентрации и методы определения вредных веществ в воздухе. ....	92
6.3. Личная гигиена и средства индивидуальной защиты при работе с токсичными и агрессивными веществами. ....	96
6.4. Безопасность при использовании источников ионизирующих излучений. ....	98
6.5. Производственный шум и вибрации .....	101
6.6. Организационные мероприятия .....	104
<b>Заключение.....</b>	<b>108</b>
<b>Список Использованной литературы.....</b>	<b>110</b>

## ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

В данном исследовании рассматривается проблема исследования анизотропии горизонтальной проницаемости. Важность изучения

анизотропии горизонтальной проницаемости состоит в том, что она создает большое влияние на характер гидродинамических процессов в пласте.

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

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

## **1. REVIEW OF THE LITERATURE.**

The spatial inhomogeneity of the reservoirs is expressed in the existence of stable directions that are favorable for intra and for inter reservoir flows of fluids. There are numerous confirmations of this phenomenon in the oil fields of the world, which manifests itself in a sharp fluctuation of the operational parameters of injection wells and in the determination of filtration properties on core samples. Core analysis shows that there is a significant difference in permeability in different directions [12,14,15].

### **1.1. The problem of horizontal permeability anisotropy and basic methods for determining permeability anisotropy parameters.**

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

The anisotropy of the flow properties determines the possibility of the existence of directions that are most favorable for the flow of fluids in the rock. Usually the anisotropy of permeability is considered as a ratio of horizontal  $K_h$  and vertical  $K_v$  permeability [15,26]. A well-known and reliable established fact is that, as a rule, in most cases the horizontal component prevails with respect to the vertical component and the usual ratio varies from 0.1 to 0.5. In recent years a large number of publications [5,6,9] have appeared that indicate the heterogeneity (anisotropy) of horizontal permeability. Interest in this is well explained if we take

into account the most widespread flow regimes of fluids in the reservoir. But for the time being this phenomenon has not been studied completely from the position of the theory, the causes and mechanism of manifestation, and also the connection with the geological and petrophysical features of the reservoirs and the practical significance for the development of field. The scale of horizontal filtration anisotropy in fields that are composed of different reservoir - terrigenous and carbonate, which are characterized by intergranular or fractured type of pore space also remains uncertain. The difficulty of detecting this effect is due to the fact that it depends on a series of factors including the facies conditions of reservoir formation, tectonic sedimentation regime, rock alteration processes that lead to the formation of secondary porosity in which the presence of caverns and cracks. An additional condition that affects the horizontal anisotropic characteristics of the reservoirs can be the stress state of the rock massif. For reservoirs of various types - intergranular or fractured - the predominance of one factor on another can be observed, but, as a rule, the most probable is the combinational nature of the anisotropy phenomenon [18,21]. Therefore, considering the problem of filtration anisotropy, one cannot focus only on the characterization of the permeability of rocks in different directions, since in this phenomenon the entire complex of geological and petrophysical parameters that describe the reservoir is involved.

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

To study the lithologic-petrophysical and filtration anisotropy of reservoirs and to assess the effect of this phenomenon on the process of developing fields, three main lines of research, more or less widely represented in the published literature [18,15,16,27]:

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

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

To determine the spatial characteristics of the horizontal permeability of anisotropic rocks, it is sufficient to make determinations of this parameter from three experimental samples that are sawn from the original core in three independent directions parallel to the bedding. It is this research technology that was proposed and implemented by various authors [7,8], for the quantitative evaluation of the phenomenon. Using elliptical approximation and a simple scheme of spatial recalculations of the coordinate system, it becomes possible to compute the two main components of horizontal permeability ( $K_h\text{-max}$ ) and ( $K_h\text{-min}$ ) and the orientation angle ( $\varphi^\circ$ ) of the main axis of the ellipse ( $K_h\text{-max}$ ) relative to the geographic north. Depending on the technology of the study, absolute gas permeability or liquid permeability can be determined.

Despite its apparent simplicity, the execution of such experiments requires compliance with the two main conditions: Firstly, the presence of a pre-oriented core in the space and, secondly, a preliminary choice of directions for the preparation of experimental samples. These conditions become critically important if one considers that performing such experiments on non-oriented samples gives only a qualitative characteristic of anisotropy without reference to a particular

spatial direction, and random selection of the core cutting direction can lead to uniform permeability values. In addition, the assessment of only the filtration properties does not allow us to relate the phenomenon of filtration anisotropy to other features of the rock, which are in a common causal relationship.

Within the framework of modern core research technology, there is a real possibility of using specialized analyzes, the data of which can give a quantitative characterization of the phenomenon of filtration anisotropy of reservoirs in the entire interrelation of their structural-texture and filtration-capacitive features. The possibilities of revealing and subsequent modeling of reservoir heterogeneity are based on the study of pre-oriented core samples of productive reservoirs by a complex of methods including the determination of anisotropic parameters of petrophysical (elastic, magnetic, electric) and filtration properties, as well as microstructural analysis of rocks along oriented sections. This approach to the problem ensures the identification of ordered structures in reservoirs, allows us to explain the mechanism of their formation and the nature of reflection in various types of physical properties, including filtration [7,17,8]

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

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

2. Spatial orientation of the core, which is intended to study the anisotropic characteristics of rocks by paleomagnetic method [2,10,13] The method is of low cost, but can be implemented on core samples that have quite pronounced magnetic properties.

Paleomagnetic method is based on the phenomena of planetary order that are associated with inversions (reversal of polarity) of the ancient geomagnetic field and the ability of rocks to fix the directions of this field in the process of formation as a vector of residual magnetization.

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

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

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

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

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

The second task is directly related to the problems of stratigraphic breakdown and correlation of the oil-and-gas bearing complex of sediments, the solution of

which for terrigenous and carbonate sections seems to be sufficiently complex. The primary component of the natural residual magnetization of the sediments objectively reflects changes in the polarity of the ancient geomagnetic field, as well, of the zone of direct and reverse magnetization in the sections of the wells.

The third problem is directly related to the study of the spatial inhomogeneity of the reservoirs. The use of an oriented core allows one to rigidly fix any manifestations of the ordered structure of rocks (stratification, fracturing, regular orientation of particles, pores, etc.), also well as related anisotropic characteristics of petrophysical properties in modern magnetic and geographic coordinate systems [3,6,9].

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

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

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

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

It should be noted that collectors of cracked-cavernous type, both terrigenous and carbonate, have been studied in a larger volume, since the phenomenon of filtration anisotropy is much more pronounced and stronger. The reason is that the

formation of cracks occurs under conditions of horizontal stresses in the rock mass, and certain systems of cracks are open to fluid flows. A significant amount of data is available on US fields, including the Gulf of Mexico, the Arab Emirates, Saudi Arabia, the Volga-Ural oil and gas province of Russia [22,24,19]. In the study of oriented samples under the influence of variable loads, it was found that the presence of natural cracks leads to the formation of a significant anisotropy of horizontal permeability. In the static state, the direction of the prevailing permeability is consistent with the direction of fracturing, and the ratio of maximum and minimum permeabilities varies from 2 to 10. In the case of a stressed state of the array, the direction of the prevailing permeability is consistent with the pressure gradient and depends on the orientation of the system of cracks, occupying an intermediate position [20].

Reservoirs of the intergranular type are predominantly terrigenous and have been studied much less. The main reason for the horizontal anisotropy of permeability in this case is the orderliness of the pore channels that are oriented in a certain direction with the ordered process of formation of the sedimentary strata by means of a directed flow, and the formation of cross-bedded series of sediments of ancient rivers [25], the direction of the slope of the underwater slope with the formation of turbidites, the tidal movements and underwater currents in the transitional coastal marine facies situation. As a rule, in these cases, the corresponding ordered orientations of the particles of the rock skeleton are observed, which greatly facilitates the lithological diagnostics of the anisotropy of terrigenous reservoirs. In these cases, the direction of the prevailing permeability is consistent with the direction of the ordered structures and textures of the rock, and the ratio of maximum and minimum permeabilities varies from 1.2 to 4. When compared with data on fracture type reservoirs, it is evident that the expressiveness of the horizontal permeability anisotropy for intergranular reservoirs is much smaller, although in all cases its direction is consistent with the geological structure of the reservoir.

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

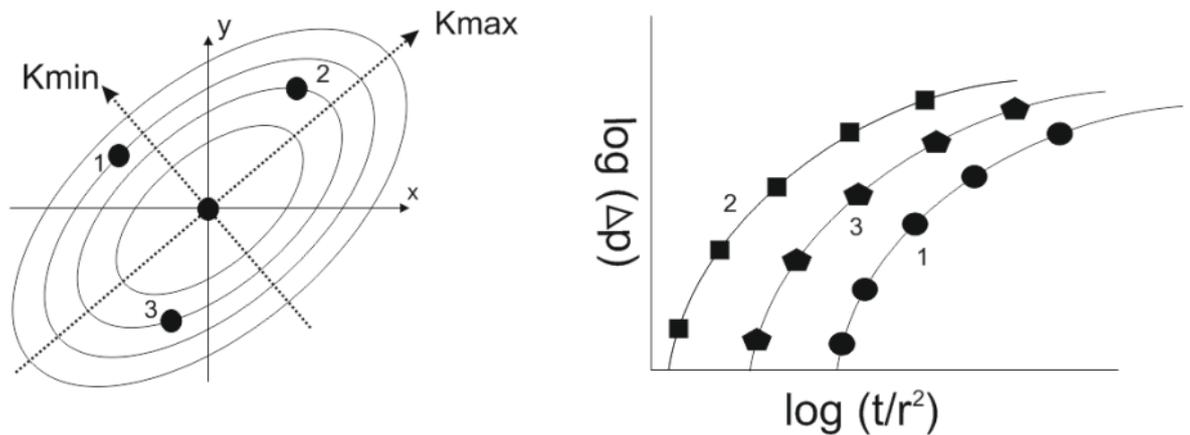
## **1.2. Basic methods for determining the anisotropy of permeability.**

Currently, the main method for determining the anisotropy of permeability is observation well testing, which allow it possible to determine the orientation and magnitude of the anisotropy. There is a fairly large number of published works that describe the technology of conducting and processing the experimental results [9,20].

Figure 1.2.1 shows the principle of implementation of the method for determining the orientation parameters and quantitative ratios of the horizontal permeability anisotropy (Papadopulos-Ramey method [14]). To perform these studies, it is necessary to have one excitation and at least three observation wells, for which the pressure change over time is analyzed. An analysis of these changes is given to the conditions of the experiment-the time of observations, the distances to the tested wells-provided that the parameters of the filtered liquid are known, which allow us to estimate the values of the maximum and minimum permeabilities for elliptical approximation of the anisotropy. However, observation well testing is an expensive, very long procedure in the case of low-permeability oil reservoirs, the application of which is limited due to cost. For this reason, it is

very necessary to develop another method for estimating anisotropic rock properties that would be accessible, simple and relatively inexpensive.

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



**Image 1.2.1.** An example of a observation well testing method for determining permeability anisotropy (Papadopoulos-Ramey method).

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

- At the initial stage of field development, when there is no history of water-cut production and there is a limited number of exploratory wells, to determine the anisotropy parameters (the direction of the greatest permeability, the ratio of the magnitudes of the maximum and minimum permeabilities), it is necessary to use the oriented core. Log data in this case have a subordinate value, because on their basis it is possible to determine only the effective permeability, which is the geometric mean of the maximum and minimum values.
- In the case of a sufficient network of producing wells, the orientation of the filtration anisotropy can be determined on the basis of an analysis of permeability maps constructed on a productive formation. In the case of heterogeneous objects in the vertical structure, it is advisable to break up the formation into fragments

that are different in terms of permeability. For each fragment, an independent permeability distribution map must be constructed, and independent analysis performed. The anisotropy value is determined on the basis of permeability measurements of the oriented core.

- At the final stage of field development, when water breakthrough to producing wells occurred, the same log data and water cut data can be used. Log data is used to calculate permeability and determine the orientation of anisotropy based on maps. Then, by comparing the calculated and historical values of the water cut in the wells, the anisotropy is determined, including the parameters of the direction of the main axis of the ellipse and the ratio of the minimum and maximum permeabilities.

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

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

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

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

permeabilities for this type of reservoir is significantly higher than for intergranular.

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

## 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1. Общие сведения о месторождении

Территория месторождения К расположена в Каргасокском районе Томской области, и лишь небольшая по площади его юго-западная часть входит в состав Омской области Западной Сибири. Нефтяное месторождение К приурочено к одноименному куполовидному поднятию.

В экономическом отношении район развит слабо. Ближайший населенный пункт - пос. Новый Васюган расположен в 70 км на северо - восток от месторождения, где имеются небольшой аэропорт, почта, телеграф.

Дорожная сеть на месторождении развита слабо. В 60 км на восток от месторождения проходит бетонная дорога, соединяющая Каймысовскую группу нефтяных месторождений (Первомайское, Катальгинское, Зап. Катальгинское и др.), с Игольско-Таловым, пос. Новый Васюган и г.Стрежевой. С 2009 г была построена круглогодичная дорога Игольско-Таловое месторождение – Крапивинское месторождение.

Климат района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от  $-50^{\circ}\text{C}$  (зимой) до  $+30^{\circ}\text{C}$  (летом). По количеству выпавших среднегодовых атмосферных осадков (500 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, его толщина достигает от 1 до 1,5 м. Промерзаемость грунта составляет 0,8-1,6 м, болот около 0,4 м.

Рельеф района типично равнинный, слабовсхолмленный. Абсолютные отметки изменяются от +93 до +125 м, закономерно увеличиваясь с севера на юг. Характерны высокая (до 50-60%) заболоченность пойм рек и территории в целом. Восточная и южная части месторождения покрыты смешанным редким лесом (береза, осина, сосна, ель, кедр).

Ближайшие месторождения, находящиеся в разработке: Игольско-Таловое нефтяное месторождение (77 км на юго-восток), Западно-Моисеевское (7 км

на север), Лесмуровское (11 км на север), Двуреченское (16 км на север), мелкие месторождения – Тагайское (17 км на восток), Карайское (24 км на юго-восток). Ближайшие разведанные и подготовленные к разработке мелкие месторождения Федюшкинское (25 км на юго-восток), Западно-Карайское (10 км на юг).

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

Линии ЛЭП на месторождениях развиты. Энергоснабжение на Крапивинском месторождении осуществляется посредством ВЛЭП 110 КВ с Игольско-Талового месторождения от подстанции 110/35/5 2X25 МВА.

Строительный лес, необходимый для обустройства месторождения, имеется на месте. Пески, супеси, необходимые для отсыпки лежневых оснований внутрипромысловых дорог и кустов, добываются карьерным способом в районе Лесмуровского месторождения.

Для технического водоснабжения скважин и поддержания пластового давления на месторождении можно использовать подземные воды регионально выдержанного сеноманского водоносного комплекса отложений (Покурская свита). Для питьевого водоснабжения пригодны подземные воды

Рисунок 1. Схема размещения нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Томской области из отложений Новомихайловской свиты палеогена. После санитарной обработки для этих же нужд можно использовать и поверхностные воды местных рек.

Месторождение принадлежит двум недропользователям: ОАО «Томскнефть» и ОАО «Газпром нефть», при этом согласовано что по границе двух областей будет располагаться ряд нагнетательных скважин, который формируется силами обеих компаний.

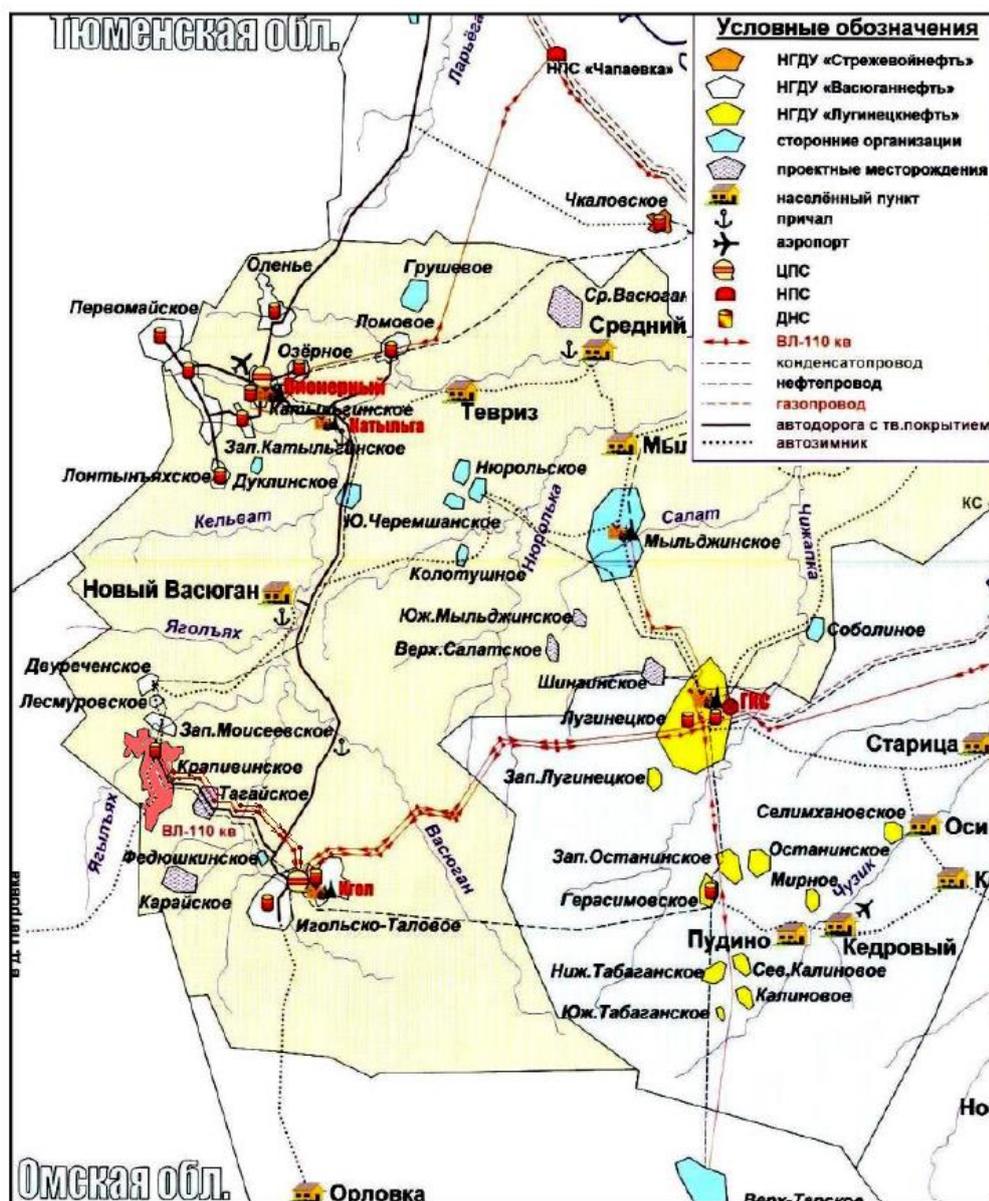


Рис.2.1.1. Схема размещения нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Томской области.

## 2.1. Геолого-физическая характеристика месторождения

В геологическом строении района Крапивинского месторождения принимают участие отложения двух структурных этажей: палеозойского складчатого фундамента и мезо-кайнозойского платформенного чехла. Отложения чехла залегают на денудированной и выветренной поверхности фундамента несогласно, со стратиграфическим перерывом, вскрыты и изучены бурением поисково-разведочных скважин. (рисунок 2 , 3 и 4)

Стратиграфическое расчленение разреза осуществлено по данным глубоких скважин на основании корреляционных схем, утвержденных Межведомственным стратиграфическим комитетом.

Исследования были выполнены по образцам керна нефтенасыщенного коллектора пластов Ю12 и Ю13, вскрытых различными скважинами на Крапивинском месторождении.

Отложения пласта Ю13 проанализированы в интервале 2763,4 – 2781,2 м. В нижней части они представлены алевролитами и мелкозернистыми песчаниками, в верхней – средне-крупнозернистыми песчаниками. В породах постоянно отмечается присутствие глинистого матрикса. Структура алевропсаммитовая и псаммитовая.

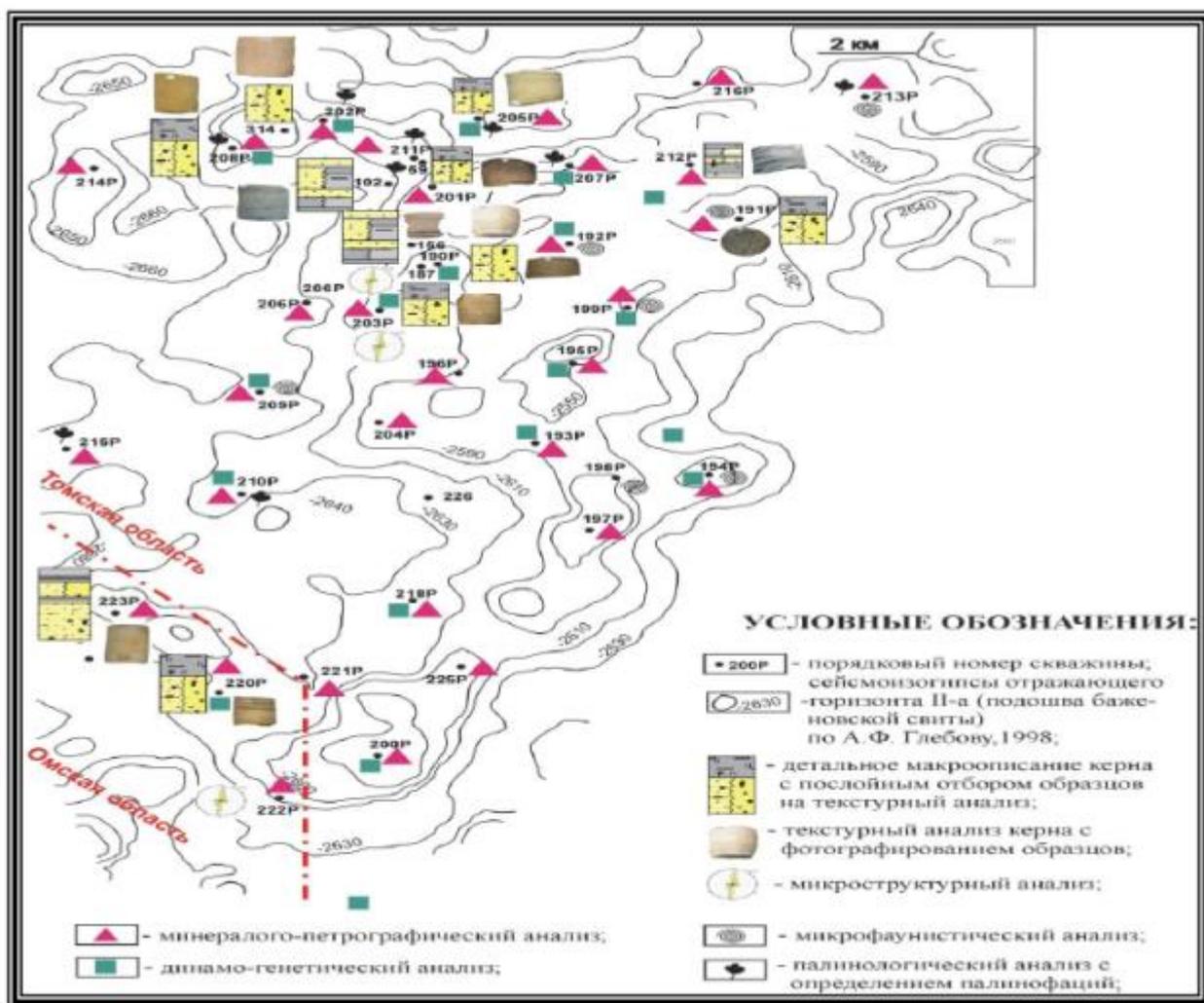


Рис. 2.2.1. Схема литологической изученности.

Терригенный материал, слагающий алеврито-песчаные породы, в целом имеет полуугловатую, полуокатанную и окатанную форму зерен, хотя в нижней части встречаются и плохо окатанные.

Проведённый комплекс петрофизических и литологических исследований на контрольной коллекции образцов керн позволяет сделать следующие выводы:

- для баровых песчаников характерна слоистая микро и макронеоднородность, которая наиболее значительно проявляется в проницаемой части разреза, приуроченной к кровле резервуара;

- пласт Ю13 представлен, в основном, средне-крупнозернистыми песчаниками, обломочно-осадочный материал которых формировался в условиях волноприбойной деятельности морского побережья (устьевого бара).

По данным микроструктурного анализа отслеживается северо-восточное направление береговой линии, что согласуется с предлагаемой фациальной моделью строения барового осадочного комплекса в северной части Крапивинского поднятия. Наличие элементов потоковых фаций северо-западного направления можно связывать с наличием разрывных течений осложняющих морское побережье.

- в целом по разрезу скважины фациальные и динамические условия осадконакопления вышеуказанных пластов характеризуются изменчивостью во времени и пространстве.

Реализуемая в настоящее время технологическая схема разработки месторождения основана на литологической модели пласта Ю13, согласно которой наблюдаемая «мозаика» распределения залежей нефти обусловлена наличием в теле коллектора серии низкопроницаемых зон, выполняющих роль фронтальных экранов. Бурением скважины установлено, что ранее считавшаяся единой северная залежь разделена зоной малопроницаемых пород на две обособленных.

По результатам детальной корреляции пласт был разделен на 3 литологических пачки (далее по тексту – литопачки или пачки): Ю13А, Ю13Б и Ю13В (А, Б и В). Пачки А и Б представляют собой единое геологическое тело с общим водонефтяным контактом и в большинстве скважин плотный прослой между ними отсутствует.

Пачка Ю13В представлена в основании разреза песчаниками с тонкими прослоями алевритового и глинистого материала. Характерна прерывистая горизонтальная слоистость за счет слюды, глинистого материала и растительного детрита. Аллотигенные компоненты в основном представлены кварцем, полевыми шпатами. Обломки пород присутствуют в меньшем количестве (силициты, кварциты, сланцы, аргиллиты, глины). Встречаются листочки биотита. Порода послойно обогащена растительным детритом буро-красного цвета. Цемент пленочно-поровый, поровый глинистый и глинисто-гидрослюдистый.

В строении пласта Ю12 принимают участие алевропесчаники. Наличие в отложениях прослоев глинистого материала в ассоциации с обугленным растительным детритом, слюдой, сидеритом обуславливает прерывистую, волнисто-горизонтальную и волнисто-косую слоистость. Структура алевропсаммитовая, псаммитовая. В обломочной части отмечаются кварц, калиевые полевые шпаты, пертиты, плагиоклазы, часто пелитизированные и серицитизированные. Среди обломков пород наблюдаются микрокварциты, гранитоиды, алевролиты, сланцы. Из акцессорных минералов встречается эпидот. Следует отметить, что для всех пород характерна пиритизация. Цементация пленочно-поровая глинистая и гидрослюдистая. Широко развиты растительные остатки и ОВ, фиксируемые в межзерновом и поровом пространстве в виде бурых пятен. Породы слабопроницаемые.

В пласте вскрыта одна залежь, которая распространена практически на всей территории поднятия, за исключением юго-восточного склона. Залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная на юго-восточном склоне поднятия, с размерами 27 x 14 км и высотой 103 м. Эффективная толщина

пласта небольшая – от 0,6 до 6,6 м, в среднем составляя 2,5 м. Водонефтяной контакт в залежи имеет наклонный характер. На большей части площади он имеет отметку 2617 м. Пласт характеризуется следующими показателями неоднородности: средний коэффициент песчаности 0,868, средняя расчлененность 2,1.

## **2.2. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов**

Характеристика продуктивных пластов приводится по четырем показателям: толщинам (общей, эффективной и нефтенасыщенной); коллекторским свойствам (проницаемости и открытой пористости); неоднородности (расчлененности и песчаности) и нефтенасыщенности.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с терригенными отложениями регионально продуктивного горизонта Ю1 - пластами Ю12 над угольной толщи и Ю13 под угольной толщи, разделяющимися по всей площади непроницаемыми углисто-глинистыми отложениями пласта Ю1МУ толщиной 4-10 м.

Пласт Ю12 развит практически повсеместно по площади. Пласт Ю12 по своему генезису относится к прибрежно-морским песчаникам и имеет покровный характер площадного развития. Керн отобран и проанализирован практически во всех разведочных скважинах.

В большинстве опробованных скважин притоки безводной нефти составили от 0,2 до 3 м<sup>3</sup>/сут при динамических уровнях от 534 до 112 м. притоки безводной нефти составили от 0,2 до 3 м<sup>3</sup>/сут при динамических уровнях от 534 до 112 м. При опробовании в процессе бурения пласта Ю12 при депрессии 14,6 МПа получено 0,2 м<sup>3</sup>/сут нефти.

Коэффициенты продуктивности скважин низкие, варьируют от 0,07 м<sup>3</sup>/сут·МПа до 2,51 м<sup>3</sup>/сут·МПа, составляя в среднем 0,5 м<sup>3</sup>/сут·МПа. Газовый фактор 24 – 36 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Пластовое давление – от 26,4 МПа до 27,6 МПа.

Пласт характеризуется следующими показателями неоднородности: средний коэффициент песчаности 0,868, средняя расчлененность 2,1.

Пласт Ю13 является основным объектом разработки. Особенности геологического строения залежей нефти данного пласта являются:

- локальное распространение залежей в пределах латерально развитого (покровного) коллектора;
- значительная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств резервуара по разрезу и площади;
- в большинстве скважин установлено закономерное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств от кровли к подошве.

Породы верхней части пласта характеризуются довольно высокими фильтрационно- емкостными свойствами (пористость 19,4-22,2% и проницаемость 12,9-292,4 мД). Развитие пористости, по-видимому, можно связывать непосредственно с деформационными процессами – дробление, катаклазирование зерен и поровым выщелачиванием. Пачка Ю13В породы данного интервала характеризуются низкими коллекторскими свойствами (пористость 0,45 %, проницаемость 2.4 мД).

### **2.3. Физико-химические свойства пластовых флюидов**

Анализ имеющегося материала показывает, что все нефти обладают низким газосодержанием и, следовательно, низким давлением насыщения и объемным коэффициентом. Газонасыщенность нефти изменяется в одних и тех же пределах (17 - 37 м<sup>3</sup>/т).

Диапазон изменения плотности поверхностных проб нефти достаточно широк. При этом наблюдается неплохое соответствие между анализами глубинных и поверхностных проб.

Наблюдается довольно отчетливая связь между содержанием асфальтенов и глубиной. Пользуясь этой зависимостью, можно прогнозировать качество нефтей запасов категории С2. Характеристика нефти представлена в таблице 2, а компонентный состав газа.

Очевидно, нефти выше абсолютной отметки 2580 м будут содержать мало асфальтенов, обладать пониженной плотностью и иметь повышенный выход светлых фракции по сравнению с нефтями ниже абсолютной отметки 2630 м. Нефть Крапивинского месторождения содержит большое количество асфальтенов.

### **3. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ АНИЗОТРОПИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ**

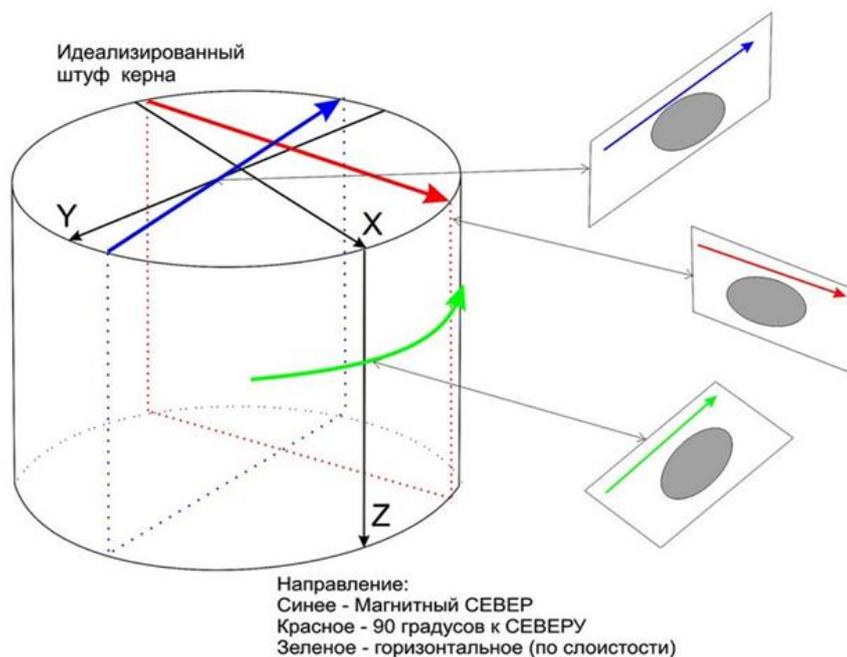
Основной задачей исследования любых эффектов влияния неоднородностей фильтрационных свойств, является оценка возможного проявления анизотропии проницаемости до момента интенсивного обводнения. В связи с этим, существует необходимость разработки различных методик для определения основных параметров анизотропии горизонтальной проницаемости – направление и величина горизонтальной анизотропии коллекторов нефти и газа на основе анализа данных исследования керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин. На основе полученного анализа данных строится геологическая и петрофизическая модель для данного месторождения, с целью оценки влияния эффекта анизотропии на процесс разработки месторождения. С помощью гидродинамического моделирования можно проанализировать изотропную и анизотропную модель для дальнейшего усовершенствования существующей модели разработки месторождения. Каждый тип исследования отличается определенным масштабом. Ориентированные шлифы – это микроуровень исследования, исследования керна – мезоуровень, индикаторные и гидродинамические исследования являются макроуровень исследования. Наилучшим подходом исследования эффекта неоднородности фильтрационных свойств, является комбинирование результатов всех методов для получения наилучшего понимания природы анизотропии.

### **3.1. Методика определения параметров анизотропии горизонтальной проницаемости по керновым данным.**

Одним из основных методов определения геологического строения и свойств горной породы является исследования керна. Основной задачей керновых исследований является определение основных параметров залегания породы, таких как угол падения структурных элементов и азимут простирания геологических объектов. Одним из специализированных направлений в изучении керна является работа с ориентированным керном. Изучение ориентированного керна позволяет получить наиболее подробные сведения о разрабатываемом месторождении: данные о размере месторождения, информация о глубине и простирании породы, расположение трещин в породе, сведения о резервуаре и информацию об особенностях дренажа, пористости и проницаемости по каждому направлению.

Метод, используемый для получения ориентированного керна во многом схож с инклинометрией, где основной задачей является определение пространственного положения скважин. Основной принцип отбора ориентированного керна заключается в нанесении маркировки на площади отбора керна. Для проведения отбора ориентированного керна забой скважины предварительно зачищается, затем фиксируется горизонтальная линия простирания плоскости маркировки, где наносится перпендикулярная ей линия падения маркировки, которая отмечается стрелкой. Азимут падения плоскости маркировки замеряется с помощью компаса и угол падения замеряется эклиметром. Методика ориентации керноориентатора выполняется в системе координат, где основным параметром является вертикальная плоскость, касательная траектории скважины в точке отбора керна (рис.3.1.1). После маркировки и ориентировки выбуривается образец керна. Для получения информации о пространственном положении на извлеченном керне производится палеомагнитный анализ и визуальный

анализ для определения расположения маркировок относительно сторон света.



**Рис.3.1.1.** Ориентирование керна.

В основу применения палеомагнитного метода для ориентации образцов керна положена использование их остаточной намагниченности. Исходя из того, что породы земной коры имеют намагниченность, обусловленной направлением магнитного поля Земли, которая связана с географическим положением древнего магнитного полюса, что существовала при образовании породы.

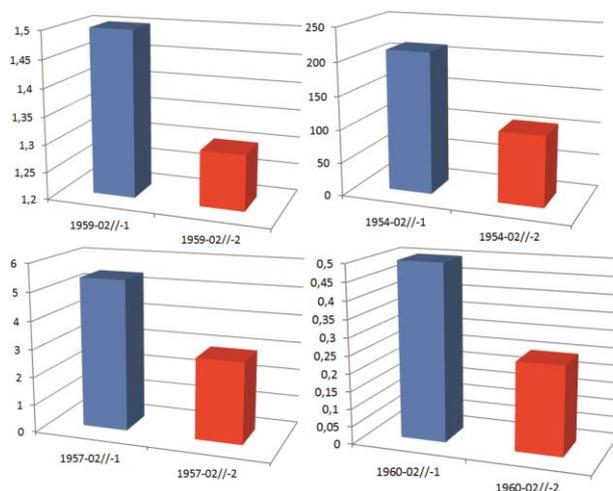
Для изучения фильтрационной неоднородности коллекторов использовалась полученная информация из коллекции образцов ориентированного керна из скважины месторождения К (табл.3.1.1). Используемые для исследования образцы керна характеризуют отложения георгиевской, васюганской и баженовской свит. Интервал отбора ориентированного керна составляет около 20 метров. На всех образцах ориентированного керна было выполнено пространственное ориентирование и определение коллекторских свойств породы. Основной ориентировкой

полученного керна является северо-восточное и северо-западное направление.

**Таблица 3.1.1.** Фильтрационно-емкостные свойства пород по скважине 187 месторождения К.

Лабораторный номер	Коллекторские свойства		Плотность, г/см <sup>3</sup>			Электрич. парамет.	Упругие свойства	Ориентировка
	Кпо, %	Кпр, мД	гас	гму	гмин	Рп	Vp*10 <sup>3</sup> , м/с	
1954-02//-1	18,6	212,8	2,13	2,32	2,62	20,2	2,82	СВ
1954-02//-2	18,2	106,4	2,15	2,33	2,62	21,4	2,96	СЗ
1957-02//-1	9,8	5,4	2,43	2,53	2,69	34,2	3,73	СВ
1957-02//-2	13,2	2,9	2,30	2,43	2,65	28,7	3,16	СЗ
1959-02//-1	12,2	1,5	2,33	2,46	2,66	29,8	3,36	СВ
1959-02//-2	10,9	1,3	2,37	2,49	2,66	33,9	3,59	СЗ
1960-02//-1	12,1	0,5	2,34	2,47	2,67	28,3	3,47	СВ
1960-02//-2	10,8	0,25	2,39	2,50	2,68	31,1	3,57	СЗ

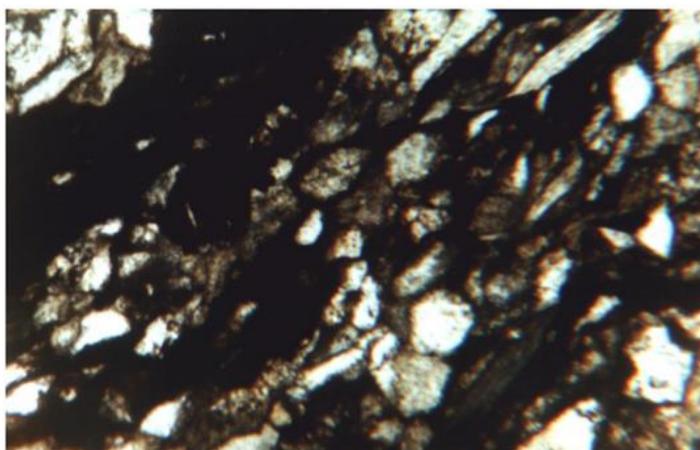
Проанализировав данные полученные из ориентированного керна установлено, что в керне, выпиленном в северо-восточном направлении наблюдается превышение проницаемости, по сравнению с образцами, выпиленными в северо-западном направлении (рис. 3.1.2).



**Рис. 3.1.2.** Гистограмма распределения проницаемости в разные направления

Анализ данных ориентированного керна показали, что коллектора Крапивинского месторождения обладают существенной горизонтальной анизотропией проницаемости, с преобладающей ориентацией в северо-восточном направлении. Измеренные соотношения проницаемостей из данных ориентированного керна по разным направлениям изменяется от 1.3 до 2, несмотря на то, что коэффициент пористости отличается только десятыми долями.

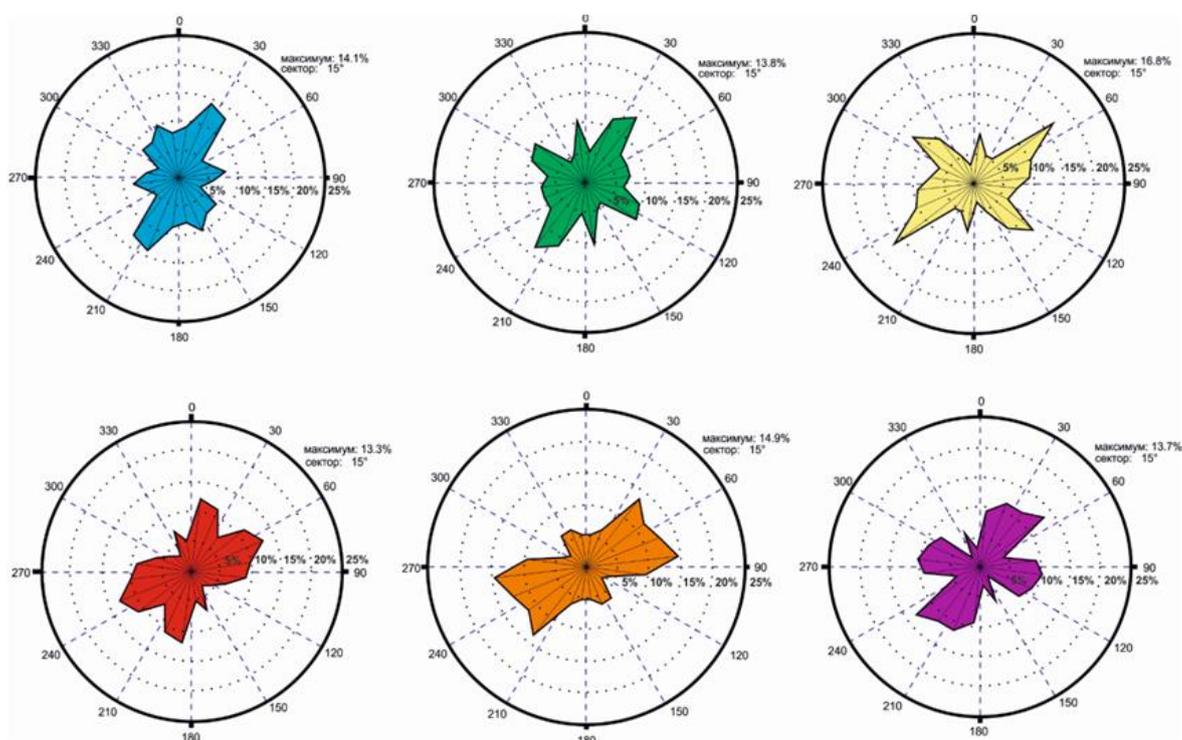
На основе ориентированных образцов литологических разностей изготовлены ориентированные шлифы для изучения состава и условий образования пород и распределения анизотропии методами анализа пространственного распределения удлинений частиц, а также микроструктурного исследования по кварцу (рис.3.1.3).



**Рис.3.1.3.** Образец ориентированного шлифа из скважины 187 месторождения К.

В результате измерений построены розы-диаграммы распределения направлений длинных частиц. Процедура построения роз-диаграмм заключается в том, чтобы полярную плоскость разделить на сектора и произвести подсчет зерен, которые имеют направление оси удлинения в рамках каждого сектора по  $15^{\circ}$ . Для каждого ориентированного шлифа в полярной системе координат строится роза-диаграмма распределения направление осей удлинения частиц. Данные были приведены в единую

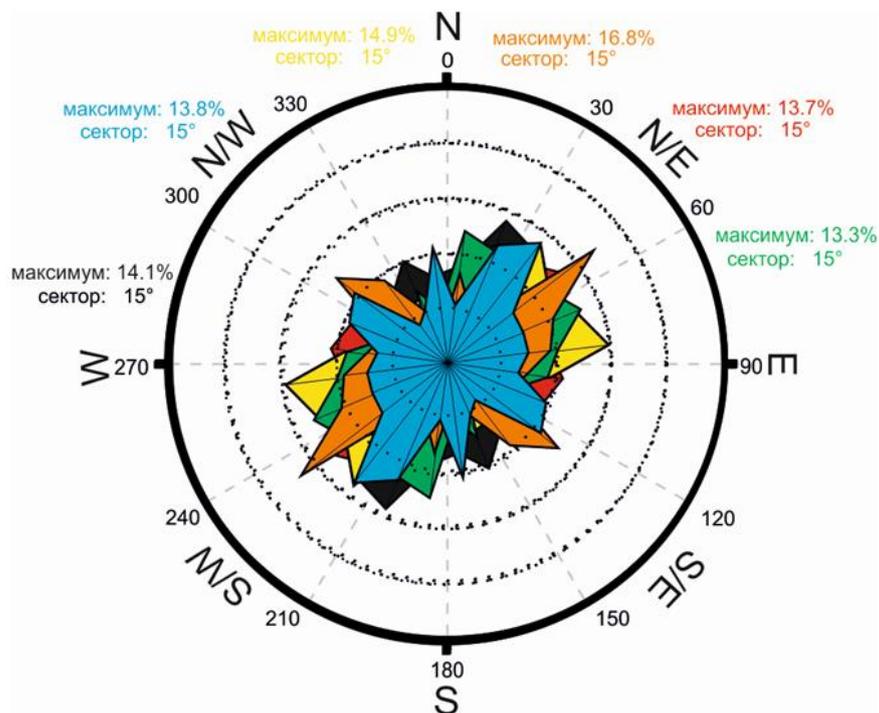
систему координат с одним и тем же шагом, нормировались на максимум и сводились в одну полярную проекцию для каждого образца (рис.3.1.4).



**Рис.3.1.4.** Розы диаграммы длинной частиц для скважины 187 месторождения К.

Полученные розы-диаграммы длинных частиц показывают, что ориентация осей удлинения зерен не постоянна и меняется от образца к образцу в зависимости от глубины отбора образца. Данный факт, что значения в каждом образце меняются от глубины, может быть объяснен с точки зрения формирования породы в определенный момент времени, так как осадки образовались во время прибрежно-морской обстановки в котором большое влияние оказала прибойно-волновая деятельность. Известно, что волно-прибойные процессы ориентируют зерна перпендикулярно, в то время как, вдольбереговые течения формируют зерна параллельно береговой линии.

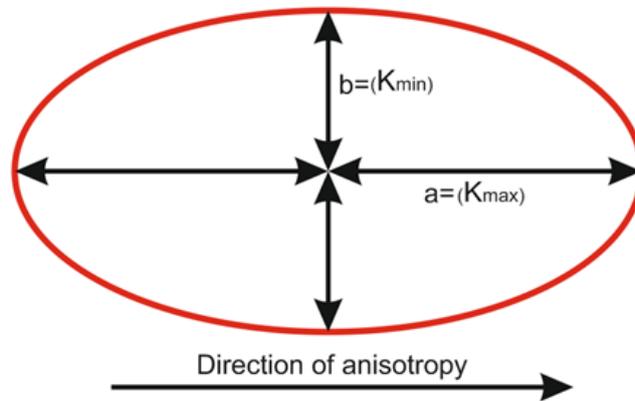
Для более точного анализа и получения основных параметров неоднородности породы, следует все полученные розы-диаграммы привести в одну основную розу-диаграмму, чтобы определить среднее арифметическое распределение по всем образцам. Обобщенная роза-диаграмма представлена на рисунке 3.1.5.



**Рис.3.1.5.** Обобщенная роза-диаграмма по всем образцам скважины 187 месторождения К.

Построенные розы-диаграммы представляют собой распределение точек в географической системе координат. Каждая точка в розе-диаграмме имеет определённый сектор расположения, где круг географической системы координат разделяется на несколько секторов в зависимости от азимутов. Определение основных параметров розы-диаграммы было сделано с использованием эллиптической аппроксимации. В данном исследовании, двумерная неоднородность свойств породы в наиболее простом виде представляется эллипсом. Описать точки и аппроксимировать средние значения наиболее практичным является использование эллипса (рис.3.1.6).

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



**Рис. 3.1.6** Метод эллиптической аппроксимации.

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

$$r_i^* = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{a^2} \cdot \sin^2(\varphi_i - \varphi_0) + \frac{1}{b^2} \cdot \cos^2(\varphi_i - \varphi_0)}} \quad (3.1)$$

где  $r_i^*$  - является радиусом аппроксимирующего эллипса

$a, b$  – длины полуосей аппроксимирующего эллипса

$\varphi_i$  – переменный азимут оси аппроксимирующего эллипса

$\varphi_0$  – истинный азимут оси аппроксимирующего эллипса

При использовании данного метода, распределение анизотропных значений реализуется по схеме наименьших квадратов с перебором различных параметров эллипса путем минимизации.

$$\Sigma(r_i - r_i^*) = \min \quad (3.2)$$

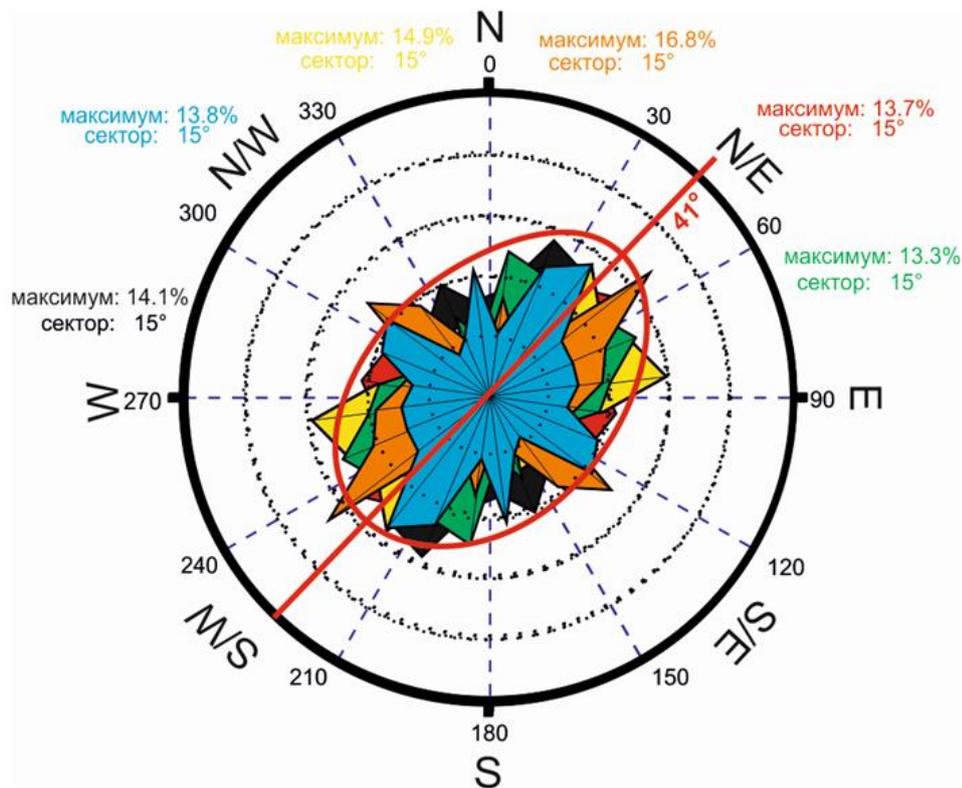
$r_i$  – величина расчетного радиуса аппроксимирующего распределения

$r_i^*$  - величина радиуса измеренного параметра в заданном азимуте

Получаемый в результате вычислений азимут  $\varphi_0$ , является направлением главной оси анизотропии проницаемости. Соотношение значений  $a$  и  $b$  характеризует коэффициент отношения максимального и минимального значения проницаемости. Во всех рассмотренных случаях определения основных параметров анизотропии носит статистический характер, поэтому для их определения используется эллиптическая аппроксимация данных роз-диаграмм. Результат эллиптической аппроксимации является наиболее приемлемой и приближенной.

Анализ обобщенной розы-диаграммы показывает, что основное распределение – бимодальное. Основное направление распределения длинных частиц северо-восточное, что указывает на то, что эффект анизотропии имеет место в данной скважине. Ориентация зерен в значительной степени создает влияние на проницаемость породы и, как правило, основная ось максимальной проницаемости совпадает с направлением преимущественной ориентации пор. Используя несложную схему пространственных пересчетов системы координат и эллиптическую аппроксимацию, становится возможным вычисление двух главных компонентов горизонтальной проницаемости  $K_{\max}$  и  $K_{\min}$ , также угла ориентировки  $\varphi_0$  главной оси эллипса ( $K_{\max}$ ) на обобщенной розе-диаграмме (рис.3.1.7).

В результате проведенной аппроксимации получили направление горизонтальной анизотропии на северо-восток с углом ориентировки  $41^\circ$ . Из обобщенной розы-диаграммы получили соотношение  $K_{\max}$  к  $K_{\min}$ , которое равно 1.84. Значение соотношения максимального и минимального значения проницаемости доказывает, что на данном участке месторождения существует неоднородность фильтрационных свойств данного пласта, которая имеет преимущественное направление на северо-восток.



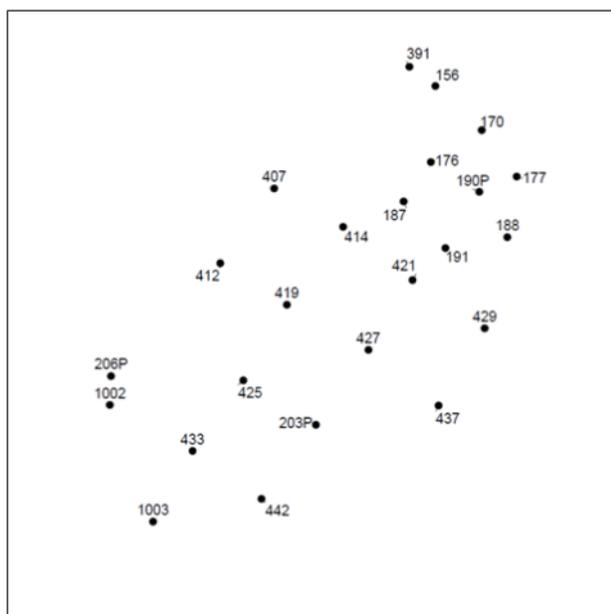
**Рис.3.1.7.** Обобщенная роза диаграмма длинных частиц скважины 187 месторождения К.

### **3.2. Методика определения параметров анизотропии горизонтальной проницаемости на основе данных полученных при интерпретации геофизических исследований скважины.**

Основным источником профилей проницаемости по скважинам является данные полученные при геофизическом исследовании скважин. При геофизическом исследовании скважин конечным результатом исследования являются каротажи, которое отражает геологическое строение разрезов скважин. Данные геофизических исследований отличаются высокой детальностью и точностью. Эта особенность связана с тем, что результаты каротажей фиксируются как непрерывная диаграмма при движении геофизических датчиков по стволу.

Данный метод исследования анизотропии горизонтальной проницаемости предполагает последовательность преобразование каротажных материалов с определением общей и эффективной пористости, водонасыщенности, глинистости и проницаемости пород по всем скважинам исследуемого участка, а затем построение карт проницаемости по отдельным интервалам проницаемости (высокопроницаемые, среднепроницаемые, низкопроницаемые).

Для исследования этого метода были выбраны ряд скважин, которые находятся вблизи друг друга, тем самым являются наиболее благоприятными для изучения эффекта неоднородности фильтрационных свойств на данном месторождении (рис.3.2.1).

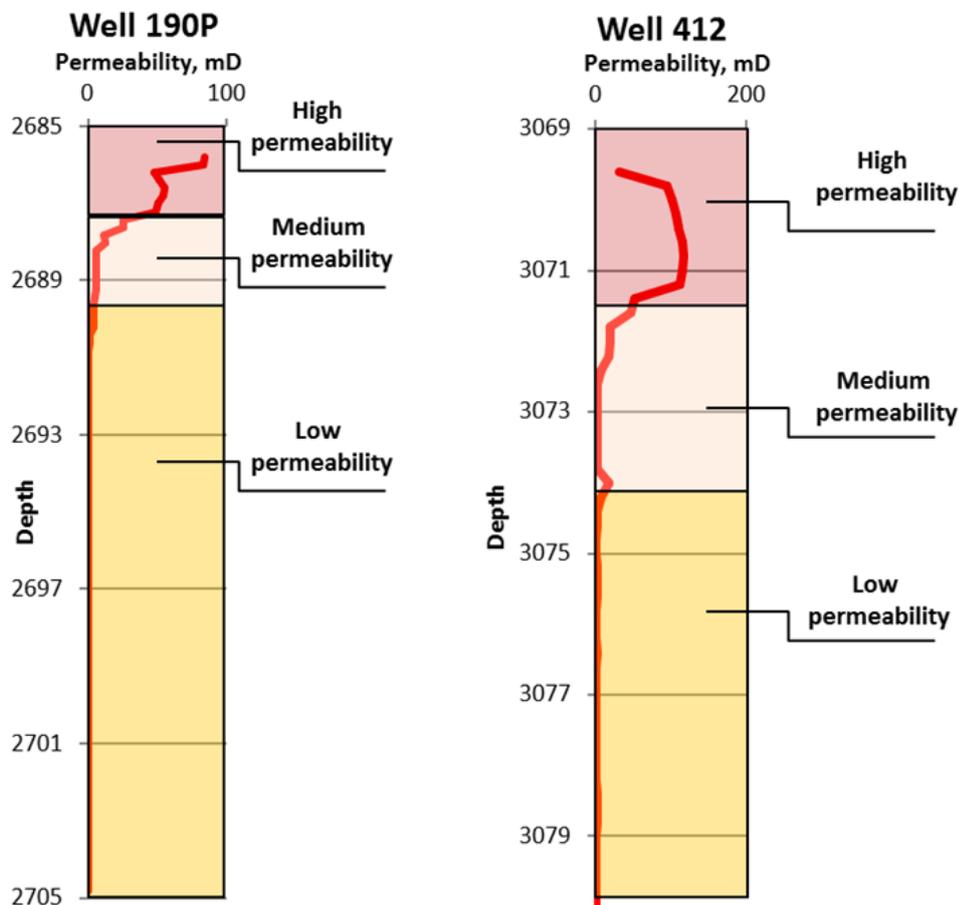


**Рис.3.2.1.** Месторасположение скважин.

Выделенный участок месторождение К включает 24 скважины. Для каждой скважины были проведены геофизические исследования, результатом которых является набор каротажных данных. Анализ и обработка каротажей дает средние значения свойств изучаемых скважин.

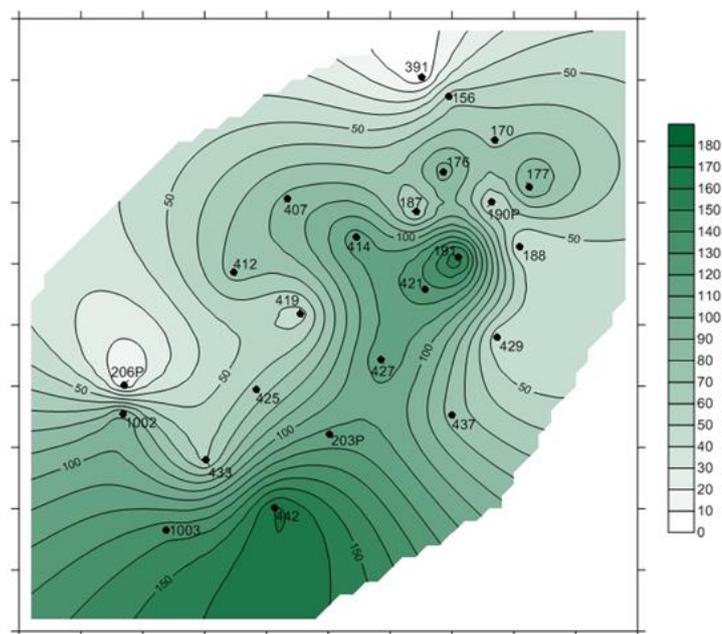
Основанием для выделения различных типов проницаемости является тот факт, что на данном месторождении существует наличие высокопроницаемых пропластков в верхней части разреза. В результате

анализа и обработки каротажных данных, для каждой скважины были определены средние значения для высокопроницаемой, среднепроницаемой и низкопроницаемой зоны (рис.3.2.2).



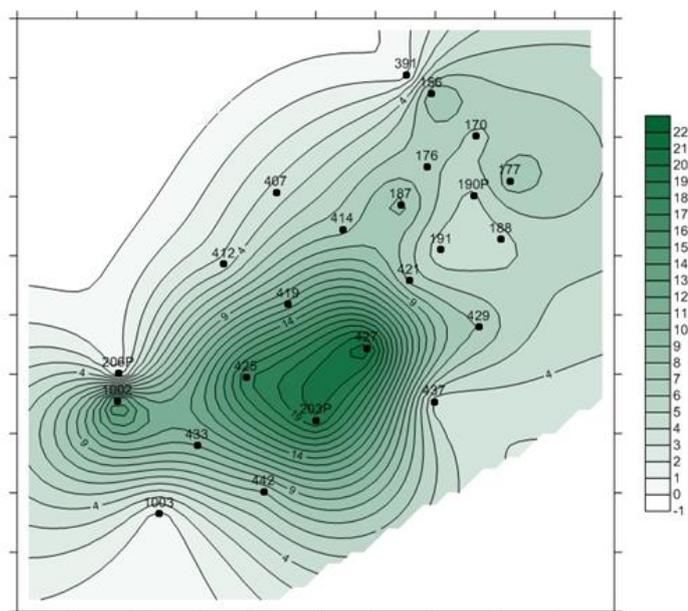
**Рис. 3.2.2.** Выделение различных зон проницаемости на каротажных данных.

С помощью полученных величин из каротажных данных по всем исследуемым скважинам для каждой зоны проницаемости были построены карты проницаемостей (рис. 3.2.3, 3.2.4, 3.2.5).

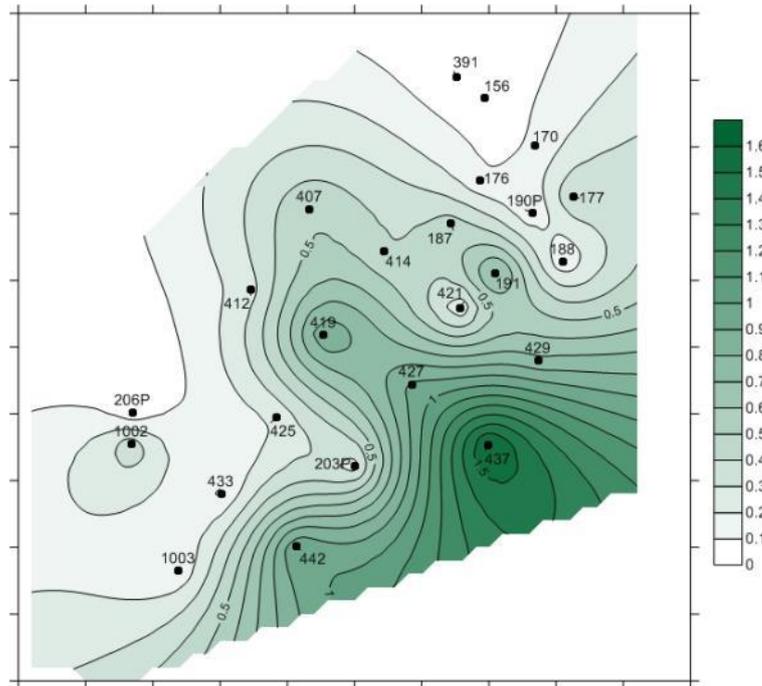


**Рис.3.2.3.** Карта распределения высокопроницаемого участка пласта.

На карте высокопроницаемой зоны отчетливо прослеживается преимущественная ориентация изолиний проницаемости в северо-восточном направлении, несмотря на относительно небольшие пределы изменения значений проницаемости. Среднее значение проницаемости на карте распределения высокопроницаемого участка составляет 90 мД.



**Рис.3.2.4.** Карта распределения среднепроницаемого участка пласта.

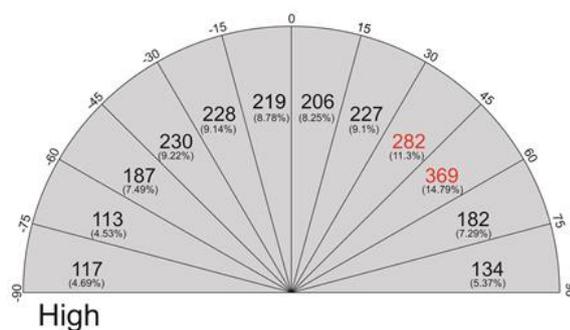


**Рис. 3.2.5.** Карта распределения низкопроницаемого участка пласта.

На построенных картах можно заметить, что основные особенности пространственного распределения значений проницаемости пласта сохраняются и имеют определенные очертания. Дальнейшим этапом анализа полученных карт является количественная оценка преимущественного направления на основе данных анализа векторной модели, в котором учитывается ортогональное направление изолиний. Для проведения оценки направления требуется провести предварительную статистическую обработку карт с определением основных направлений изолиний проницаемости, чтобы привести ее в географическую систему координат. Основная задача статистической обработки карт проницаемости заключается в том, чтобы построить розы-диаграммы направленности изолиний по векторной модели.

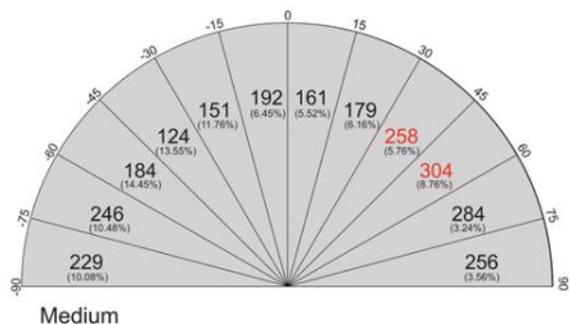
Для построения розы-диаграммы по картам проницаемости необходимо преобразовать направленность изолиний в точки. Пространственный объем разбивается на сектора, где каждый сектор имеет диапазон  $15^{\circ}$ . В секторной модели значений изолиний формируется 6 секторов, в каждом из которых

производится подсчет точек векторной модели, которые входят в данный диапазон сектора. Каждая точка представляет определенную ориентацию изолинии проницаемости. Вычисления точек похожи на процедуры построения гистограммы, но в данном случае рассматривается направление вектора. В ходе статистической обработки каждого сектора для разных карт проницаемости получены точки, и статистика для каждой карты приведена на рисунках 3.2.6, 3.2.7, 3.2.8.



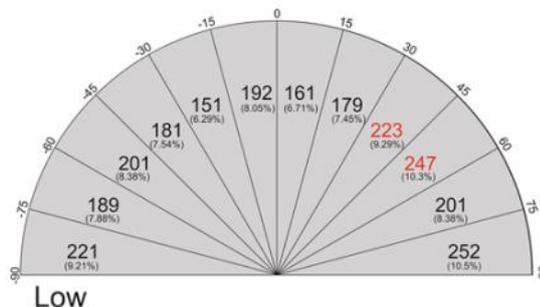
**Рис. 3.2.6.** Статистика точек в секторном виде для карты высокопроницаемой ЗОНЫ.

Статистика показывает, что наибольшее количество точек попадает в сектор от  $45^0$  до  $60^0$ , общее количество точек в этом секторе составляет 369 точек (14.79 % от всего количества точек). Расположение точек в данном секторе доказывает, что преимущественное направление изолиний векторной модели ориентировано на северо-восток.



**Рис.3.2.7.** Статистика точек в секторном виде для карты среднепроницаемой ЗОНЫ.

Для карты средних значений проницаемости наибольшее количество точек также попадает в сектор от  $45^0$  до  $60^0$ , что подтверждает основное направление неоднородности на данном участке Крапивинского месторождения.



**Рис.3.2.8.** Статистика точек в секторном виде для карты низкопроницаемой зоны.

Количество точек в отличие от предыдущих карт отличается в полученной статистике карты низкопроницаемой зоны. Наибольшее количество точек попадает в сектор от  $45^0$  до  $60^0$ , всего точек в этом секторе 247. В данном случае, количество точек связано с тем, что эффект анизотропии горизонтальной проницаемости чаще всего не выделяется при низких значениях проницаемости.

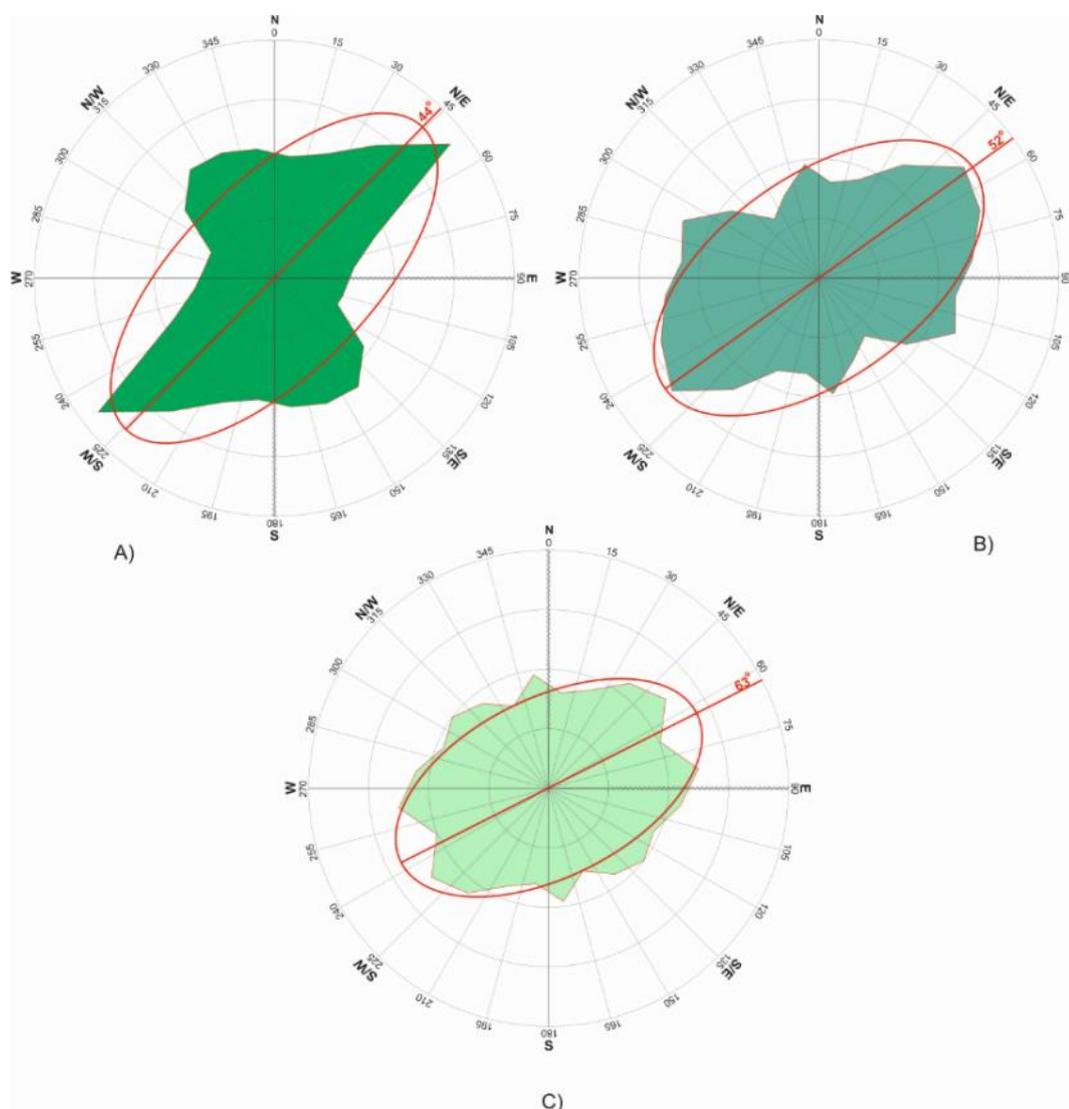
**Таблица. 3.2.1.** Статистика всех точек в каждом секторе.

$(-90)^{\circ}-(-75)^{\circ}$	$(-75)^{\circ}-(-60)^{\circ}$	$(-60)^{\circ}-(-45)^{\circ}$	$(-45)^{\circ}-(-30)^{\circ}$	$(-30)^{\circ}-(-15)^{\circ}$	$(-15)^{\circ}-(-0)^{\circ}$
567	548	572	535	530	603
$0^{\circ}-15^{\circ}$	$15^{\circ}-30^{\circ}$	$30^{\circ}-45^{\circ}$	$45^{\circ}-60^{\circ}$	$60^{\circ}-75^{\circ}$	$75^{\circ}-90^{\circ}$
528	585	763	920	667	642

На основании данных, полученных с помощью статистической обработки карт разных проницаемостей строятся стереограммы направленности изолиний проницаемости для каждой карты, которая отображает существующую неоднородность фильтрационных свойств. Предположим, что точки находящиеся в одном секторе будут находиться в противоположном секторе на таком же расположении от центра так как точки характеризуют направленность изолиний проницаемости. Используя

такое предположения, строится роза-диаграмма с географической системой координат.

Перейдем к определению основных параметров анизотропии горизонтальной проницаемости, на основе полученных роз-диаграмм. Преобразованные и приведённые точки в розе-диаграмме характеризуют величину проницаемости в определенном направлении. Проведем аналогичную процедуру эллиптической аппроксимации, которая рассматривалась ранее.



**Рис.3.2.9.** Розы-диаграммы, полученные из данных карт а) высокопроницаемой зоны, в) среднепроницаемой зоны, с) низкопроницаемой зоны.

В качестве результатов проведенного исследования данных геофизического исследования скважин получена средняя проницаемость, азимут и направление для каждой зоны проницаемости (таблица 3.2.2).

**Таблица 3.2.2.** Основные параметры анизотропии для каждой карты проницаемости

<b>Проницаемость</b>	<b>Средняя проницаемость, мД</b>	<b>Коэфф. анизотропии</b>	<b>Азимут</b>	<b>Направление</b>
Высокопроницаемый	78	2,3	44	Северо-восток
Среднепроницаемый	9,62	1,8	52	Северо-восток
Низкопроницаемый	0,41	1,4	63	Северо-восток

С помощью эллиптической аппроксимации были определены соотношения максимального и минимального значения проницаемости на каждой розе-диаграмме, которая характеризует степень анизотропии. Для розы-диаграммы высокопроницаемых зон, значение коэффициента анизотропии 2,3 с направлением ориентации на северо-восток. С уменьшением значений проницаемости, коэффициент анизотропии проницаемости уменьшается, так как на низких значениях проницаемости трудно определить эффект влияния анизотропии. Анализ результатов показывает, что основное направление анизотропии горизонтальной проницаемости для всех зон проницаемости является северо-восточное. Азимут варьируется от 44<sup>0</sup> до 63<sup>0</sup>.

Данный метод определения приемлем в случае анализа и вычисления анизотропных параметров данных, которые получены по керну или карт проницаемости по интерпретации геофизических исследований скважин.

### **3.3. Методика определения анизотропии горизонтальной проницаемости на основе данных индикаторных исследований**

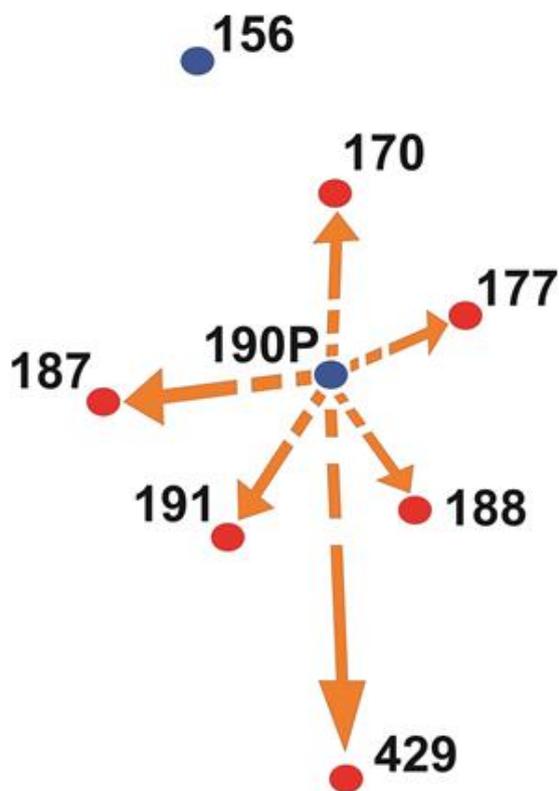
Одним из наиболее используемых методов исследования и анализа реальных фильтрационных потоков продуктивного пласта являются трассерные (индикаторные) исследования. Сущность проведения индикаторных исследований заключается в добавлении в нагнетательную жидкость меченый раствор, которая вытесняется к добывающим скважинам. Преимуществом проведения индикаторных исследований является то, что исследования могут проводиться без остановки скважин. Дальнейший анализ извлеченной жидкости показывает, какая связь присутствует между скважинами.

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

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

Для изучения текущей фильтрационной обстановки и определения коллекторских свойств пласта, а так же для уточнения распределения закачиваемой воды по контрольным добывающим скважинам пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинского месторождения, был выбран опытный участок, включающий нагнетательную скважину 190р и группу добывающих скважин ближайшего окружения (рис.3.3.1). Участок расположен в центральной части

месторождения. Нагнетательные скважины № 156, 190р перфорированы на пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.



**Рис.3.3.1.** Расположение скважин на исследуемом участке

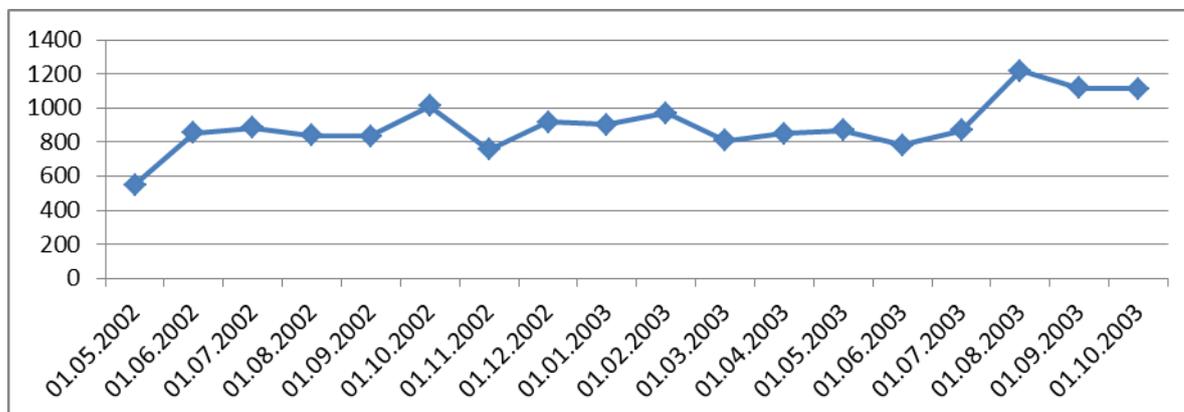
В пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> через нагнетательную скважину № 190р закачали 6м<sup>3</sup> водного раствора индикатора тринатрийфосфата с исходной концентрацией 25 г/л.

Значение приемистости нагнетательной скважины в процессе закачки индикатора представлено в таблице 3.3.1.

**Таблица 3.3.1.** Приемистость нагнетательной скважины в процессе закачки

№ нагн.скв.	Дата начала исследования	Приемистость, м <sup>3</sup> /сут	Давление нагнетания, МПа
190р	08.09.2003г.	216	14

Нагнетательная скважина № 190р работала в течение двух лет с увеличением среднестатистической приемистости от 550,5 м<sup>3</sup>/сут до 1111,5 м<sup>3</sup>/сут (рис.3.3.2) .



**Рис. 3.3.2.** Динамика среднесуточной закачки воды в нагнетательную скважину 190.

С целью контроля, за перемещением меченой отгорочки, закачанной в скважину 190р осуществлялся отбор проб из всех обводненных добывающих скважин на наличие индикаторов в пластовой воде. По каждой пробе проводился химический анализ по определению качественного и количественного содержания индикаторов.

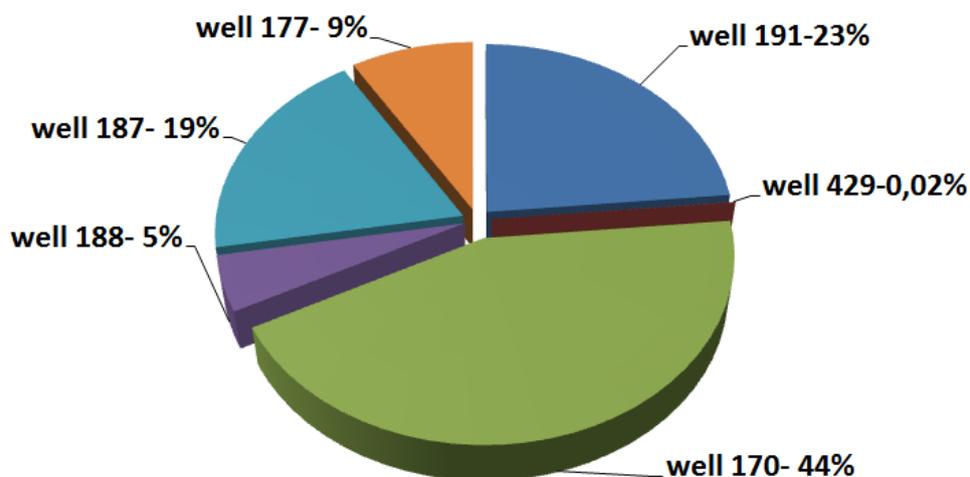
Индикаторные исследования показали, что закачиваемая вода на участке нагнетательной скважины № 190 перемещается по фильтрационным каналам общим объемом 517,8. Высокопроницаемая часть пласта на исследуемом участке составляет порядка 8,6-13,3% от общей водозамещенной области.

В результате трассерных исследований были получены данные о скорости индикатора на данном участке, коэффициент проницаемости и общая масса извлеченного индикатора. Основные результаты приведены в таблице 3.3.2.

**Таблица 3.3.2.** Основные результаты трассерных исследований, фильтрация от нагнетательной скважины 190р.

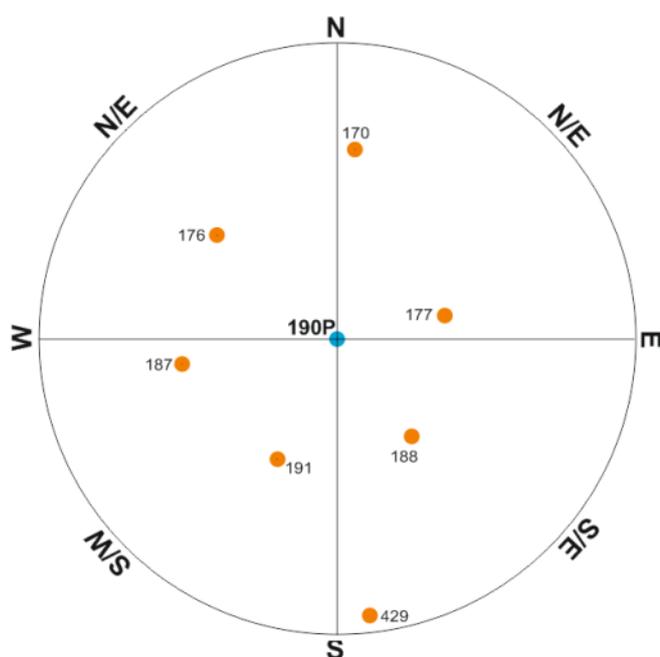
Добывающая скважина	Время прихода первой порции индик. сут	Скорость перемещения индикатора, м/сут		Максимальная концентрация индикатора, мг/л	Масса извлеченного индикатора, %	Коэфф. Проницаемости по воде, мкм <sup>2</sup>
		V <sub>max</sub>	V <sub>ср</sub>			
170	8	88,44	39,43	1,71	43,93	0,3173
177	9	49,17	30,20	1,11	8,77	0,2430
187	10	57,25	28,78	0,94	18,95	0,2315
188	8	58,44	34,85	0,78	4,83	0,2713
191	9	55,88	34,92	1,36	23,49	0,2732
429	46	24,29	24,29	0,21	0,02	0,1613

Видно что, распределение индикатора по направлениям, носит неравномерный характер. Наибольшее количество меченой воды, фильтрующейся через пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, извлечено из скважины 170 (рис.3.3.3). Следовательно, добывающая скважина № 170 оказывают наибольшее влияние на формирование текущей гидродинамической обстановки участка.



**Рис.3.3.3.** Блок-диаграмма извлеченного индикатора по всем добывающим скважинам

Итак, для анализа и сравнения полученных результатов необходимо привести все скважины в одну полярную систему координат, в которой все точки на плоскости характеризуются парой чисел: радиусом и полярным углом. Способ приведения всех скважин в одну систему заключается в том, чтобы нагнетательную скважину поместить на начало координат, а связанные с ней все добывающие скважины находятся относительно нагнетательной скважины согласно их реальному расположению, под теми же углами. В данном случае, полярным радиусом является один из регистрируемых параметров трассерного исследования. Преобразование в одну координатную систему показано на рисунке 3.3.4.

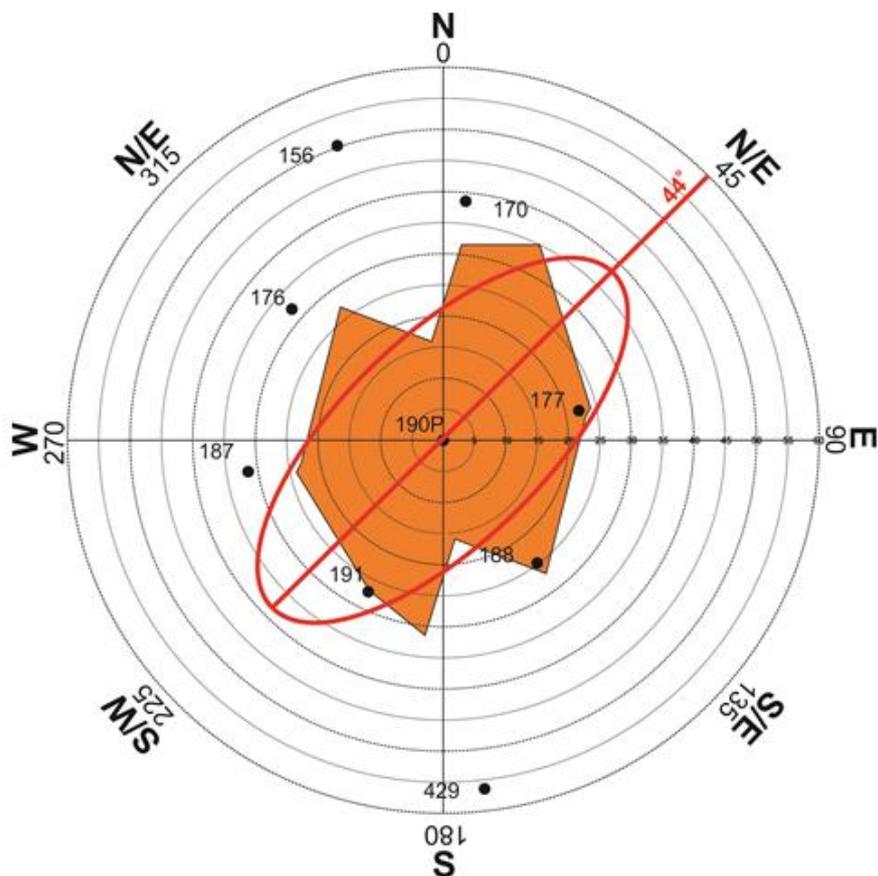


**Рис.3.3.4.** Скважины, преобразованные в одну координатную систему.

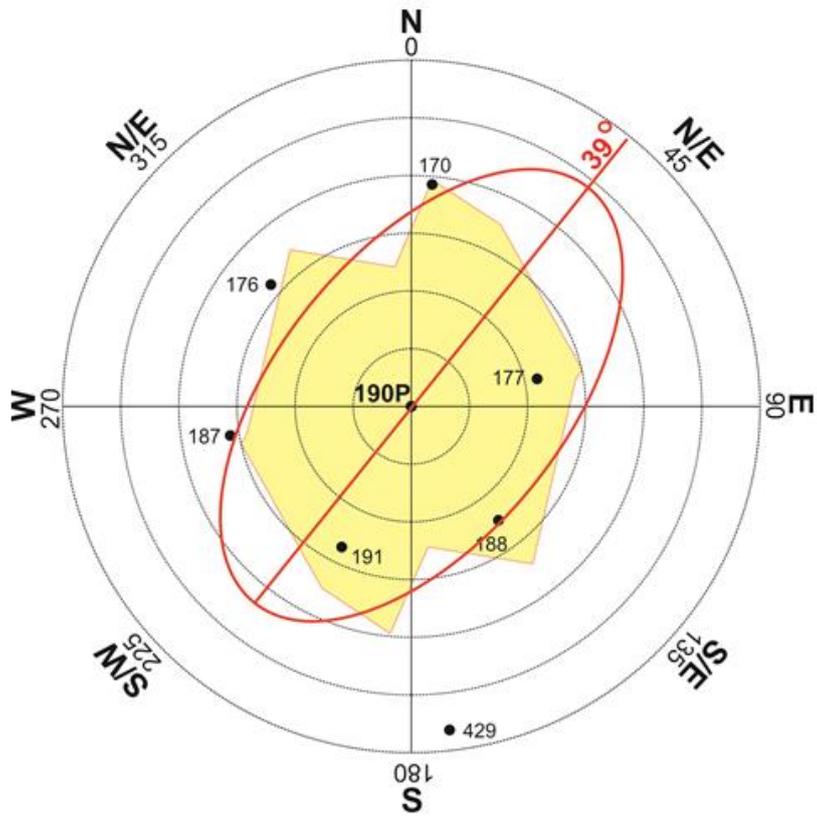
Известно, что проницаемость и скорость перемещения индикатора находятся в линейной зависимости, из этого следует, что говоря об анизотропии скорости, мы подразумеваем анизотропию проницаемости. Для определения основных параметров анизотропии на основе данных индикаторных исследований используем полученные данные: средняя скорость движения индикатора и фазовая проницаемость по воде. Следует заметить, что средняя скорость движения индикатора – параметр, который

регистрируется непосредственно при проведении исследования, а проницаемость является расчетной величиной. Параметры анизотропии, найденные при анализе двух этих значений, достаточно одинаковы. Поэтому для изучения существования неоднородности фильтрационных свойств можно использовать средние скорости.

На основе результатов индикаторного исследования были построены розы-диаграммы с использованием средней скорости движения индикатора (рис.3.3.5) и проницаемости по воде (рис.3.3.6). Для того, чтобы получить основные параметры анизотропии проницаемости (отношение максимальной и минимальной величины, азимут, ориентация анизотропии), полученную розу-диаграмму аппроксимируем с помощью эллиптической аппроксимации. Проведем данную процедуру и для розы-диаграммы средней скоростей движения индикатора.



**Рис.3.3.5.** Роза-диаграмма проницаемости для участка нагнетательной скважины 190р.



**Рис.3.3.6.** Роза-диаграмма средних скоростей движения индикатора для участка нагнетательной скважины 190р.

В качестве результатов анализа и изучения розы-диаграмм является получение отношения  $K_{\text{макс}}/K_{\text{мин}}$ , азимут и направление анизотропии, полученные результаты приведены в таблице 3.3.3.

**Таблица 3.3.3.** Результаты индикаторных исследований

Роза-диаграмма	Максимальное значение	Минимальное значение	$K_{\text{макс}}/K_{\text{мин}}$	Азимут	Направление
Средняя скорость движения индикатора	43,84	26,866	1,64	39	Северо-восток
Фазовая проницаемость по воде	38,18	16,4	2,33	44	Северо-восток

Исследование показала, что анизотропия в горизонтальном направлении на данном участке месторождения имеет северо-восточную ориентацию (азимут по двум результатам роз-диаграмм варьируется от 39 до 44<sup>0</sup>), отношение максимального и минимального в пределах от 1.64 до 2.33. Такие результаты дают возможность использования каждого исследования в качестве самостоятельного метода для определения основным параметров анизотропии.

### **3.4. Сравнительный анализ методов определения анизотропии горизонтальной проницаемости**

В данном исследовании рассматривались несколько методов определения и вычисления анизотропии горизонтальной проницаемости, которые основаны на данных ориентированных в пространстве образцов керна, на микроструктурном анализе пород по ориентированным шлифам, на анализе данных, полученных из геофизических исследований скважин, на анализе индикаторных исследований, также на анализе данных разработки.

Следует заметить, что каждый метод анализа зависит от наличия необходимых данных, что в свою очередь зависит от степени изученности месторождения. Важным аспектом для каждого метода является получение оценки эффекта анизотропии горизонтальной проницаемости на ранних стадиях разработки месторождения для того, чтобы разработать наиболее лучшую систему заводнения. Анизотропия горизонтальной проницаемости играет большую роль в распределении потоков флюида в пласте, тем самым влияет на процесс извлечения нефти. Как отмечалось ранее, наличие доступных данных на ранней стадии разработки месторождения в большой степени влияет на выбор определенного метода выявления и последующего учета анизотропии проницаемости.

Основные методы анализа и определения анизотропии горизонтальной проницаемости, рассмотренные в данном исследовании:

### **1. Методика определения параметров анизотропии горизонтальной проницаемости по керновым данным.**

Для решения проблемы были проанализированы данные по образцам ориентированного керна. Пространственное ориентирование образцов керна проводилось палеомагнитным методом. На основе данных ориентированных шлифов построены розы-диаграммы. Полученные розы-диаграммы показывают, что ориентация длинных частиц не постоянна и меняется от образца к образцу, но при этом имеет общее направление. Можно выделить, что основным направлением анизотропии проницаемости является северо-восточная ориентация. Следует отметить, что для большинства образцов характерно бимодальное распределение. Этот факт можно объяснить с точки зрения седиментологии т.к. осадконакопление происходило в прибрежно-морской обстановке, где большое влияние оказывала прибойно-волновая деятельность. Проницаемость в направлении предпочтительной ориентации зерен оказалась выше, чем в ортогональном направлении. Для определения основных параметров анизотропии горизонтальной проницаемости использовалась эллиптическая аппроксимация. Данный метод аппроксимации данных, наиболее приближенно и точно описывает большинство параметров. В качестве результатов были получены такие параметры как значение отношения максимального и минимального значения проницаемости, направление анизотропии проницаемости. В данном случае осадконакопления длинные частицы параллельны распределению поровых каналов. Таким образом, становится очевидно влияние условия осадконакопления на структуру осадка, анизотропную характеристику и распределение пор.

## **2. Методика определения параметров анизотропии горизонтальной проницаемости на основе данных полученных при интерпретации геофизических исследований скважины.**

В данном методе определения анизотропии горизонтальной проницаемости коллекторов использовались данные основанные на интерпретации геофизических исследований скважин. Процесс определения основных параметров заключается в том, чтобы трансформировать каротажные данные по проницаемости пород для каждой скважины. Далее с помощью полученных данных строятся карты проницаемости по отдельным интервалам, которые разделены на высокопроницаемые, среднепроницаемые, низкопроницаемые зоны. Карты проницаемостей для каждой зоны отражают анизотропию фильтрационных свойств по величине и направлению. Для дальнейшей оценки выполняется статистическая обработка каждой карты с определением направленности изолиний проницаемости по отношению к полярной системе координат. Из карт проницаемости выгружаются точки, характеризующие определенное направление изолиний проницаемости. Каждая точка имеет, определенный сектор в полярной системе координат, которая определяет направление наиболее преобладающей ориентации изолиний. Статистика точек показывает, что в секторе от  $30^\circ$  до  $45^\circ$  преобладает количество точек по сравнению с другими секторами. Итоговым результатом является построение роз-диаграмм на основе полученных точек направленности изолиний проницаемости. Полученные в результате карты для разных зон проницаемости были проанализированы с помощью эллиптической аппроксимации. Главное направление розы-диаграммы рассматривается как направление анизотропии. Направление анизотропии меняется в пределах от  $44^\circ$  до  $63^\circ$ . Величина соотношения максимального и минимального значения проницаемости варьируется от 1.4 до 2.3. Обязательным элементом качественной интерпретации каротажных данных является правильный анализ разделения пачек горной породы т.е. правильное разделение проницаемых зон на основании величины

проницаемости имеет важную роль при дальнейшем анализе. При снижении величины проницаемости, эффект влияния анизотропии горизонтальной проницаемости становится менее заметным.

### **3. Методика определения анизотропии горизонтальной проницаемости на основе данных индикаторных исследований**

Определение анизотропии горизонтальной проницаемости пласта производилась с использованием данных, полученных с помощью индикаторного исследования скважин. Индикаторное исследование скважин проводится с целью изучения фильтрационных свойств и движения флюида в пласте. Данное исследование позволяет определить строение и степень неоднородности между скважинами, также степень влияния нагнетательных скважин. Для определения анизотропии были использованы такие данные как средняя скорость движения индикатора на определенном участке месторождения и значение фазовой проницаемости по воде. Также проанализирована степень взаимосвязи между скважинами, которая показывает, что наибольшее влияние на формирование фильтрационной системы на данном участке месторождения оказывает добывающая скважина 170.

Далее, чтобы сравнить полученные данные необходимо привести все скважины в единую координатную систему, в данном случае это полярная система координат. Нагнетательная скважина помещается в центре координатной сетки, а каждая добывающая скважина располагается относительно нее согласно их реальному положению. Следовательно, каждая добывающая скважина имеет определенный азимут относительно центра, в котором располагается нагнетательная скважина. С помощью азимута для каждой скважины распределяются данные результата индикаторного исследования на данном участке месторождения. В результате строятся розы-диаграммы показывающие распределение значений проницаемости и средней скорости движения флюида для каждой

добывающей скважины. Проводим аналогичную процедуру аппроксимации, которая использовалась ранее для методов определения параметров анизотропии на основе данных керна и геофизических исследований скважин. При эллиптической аппроксимации получаем направление основной оси эллипса в северо-восточном направлении, которая характеризует направление анизотропии проницаемости. Отношение максимального к минимальному значению проницаемости изменяется в пределах от 1.63 до 2.33. Азимут ориентации анизотропии варьируется от  $39^\circ$  до  $44^\circ$ . Следует заметить, что построенные розы-диаграммы достаточно похожи друг на друга, точнее величины на основании которых построены данные стереограммы достаточно близки. Таким образом, для определения анизотропии горизонтальной проницаемости также можно использовать средние скорости движения флюида в пласте.

На основании произведенных исследований для разных методов определения анизотропии горизонтальной проницаемости получены следующие результаты:

1. Установлена преимущественная северо-восточная ориентировка направления анизотропии горизонтальной проницаемости на исследуемом участке Крапивинского месторождения. Азимут варьируется от  $39^\circ$  до  $63^\circ$ , с средним азимутом  $47^\circ$ .
2. Отношение  $K_{\max}/K_{\min}$  из расчетных методов меняется в пределах от 1.4 до 2.32. Следовательно, полученные величины отношений подтверждают наличие анизотропии в горизонтальном направлении.
3. Средняя скорость движения флюида в пласте, также можно использовать для определения анизотропии горизонтальной проницаемости наряду с данными о величине проницаемости. Близость результатов дает возможность использовать значение средней скорости движения флюида как самостоятельный инструмент определения анизотропии проницаемости.

4. Для оценки основных параметров анизотропии использовалась эллиптическая аппроксимация, в котором полученные розы-диаграммы аппроксимировались эллипсом наименьших квадратов. Использование такой аппроксимации дает возможность более точно и приближённо определить основные параметры анизотропии горизонтальной проницаемости.
5. Ориентация зерен оказывает значительное влияние на анизотропия горизонтальной проницаемости. Также не следует забывать, что обстановка осадконакопления играет важную роль в формировании внутреннего строения осадка.

Параметры анизотропии горизонтальной проницаемости, полученные с помощью различных методов определения, представлены в таблице 3.4.1.

**Таблица.3.4.1.** Общая таблица полученных результатов по всем методам.

№	Роза диаграмма	Направление	Ориентация (азимут)	Отношение полуосей эллипса	Максимальное значение	Минимальное значение
1	Стереодиаграмма длинных частиц (группировка всех стереодиаграмм)	СВ	41	1.84	20.26	11.23
2	Роза-диаграмма высокопроницаемой зоны	СВ	44	2.3	350.67	158.36
3	Роза-диаграмма среднепроницаемой зоны	СВ	52	1.8	315	172
4	Роза-диаграмма низкопроницаемой зоны	СВ	63	1.4	277.27	197
5	Роза-диаграмма проницаемости из трассерных исследований	СВ	44	2.32	38.17	16.4
6	Роза-диаграмма скорости фильтрации из трассерных исследований	СВ	39	1.63	43.83	26.86

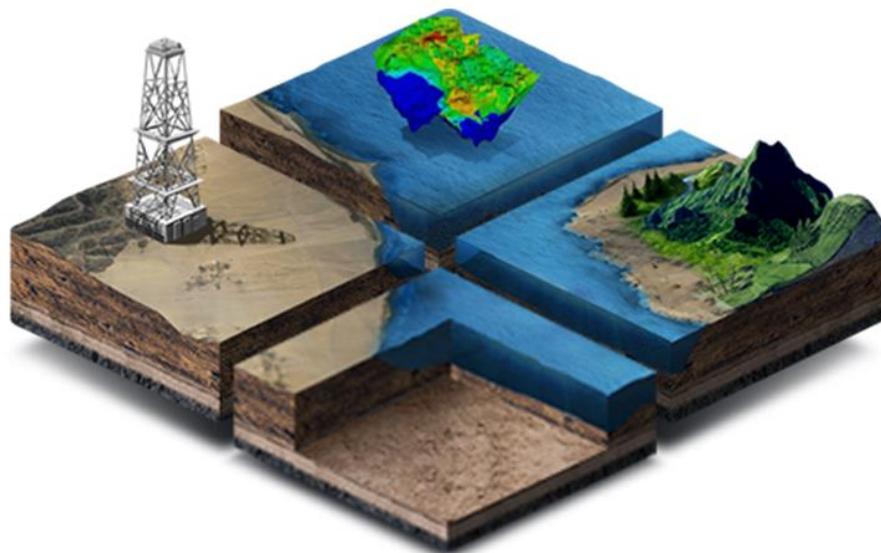
#### **4. СОЗДАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ВЛИЯНИЯ АНИЗОТРОПИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ПЛАСТА.**

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

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

##### **4.1. Построение анизотропной модели**

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



**Рис. 4.1.1.** Вид геологической модели.

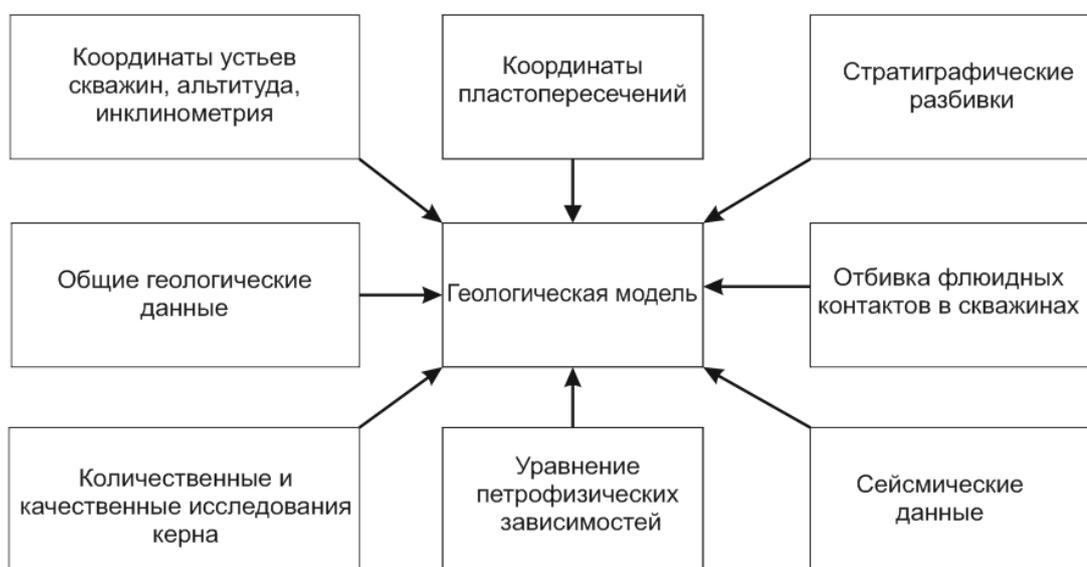
Прогнозирования поведения пласта используется для планирования и эксплуатации месторождения на всех стадиях разработки. Цифровые модели пласта разделяются на два вида: статистическая модель, в которой все параметры и свойства не изменяются во времени и динамическая модель, где все свойства зависят от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

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

Для реализации данной задачи используются данные сейсморазведки, геофизических исследований скважин, результаты анализа основных параметров пласта. Также для правильного построения анизотропной модели используются результаты, полученные при определении основных параметров анизотропии горизонтальной проницаемости с помощью разных методик определения и вычисления, которые рассматривались в предыдущей

главе. Для создания анизотропной модели важным параметром является величина анизотропии проницаемости, которая описывает различие значения проницаемости для различных направлений внутри этой среды. Среднее значение для коэффициента анизотропии горизонтальной проницаемости составляет 1.84. Данное значение было определено из анализа всех результатов, полученных ранее. Коэффициент анизотропии горизонтальной проницаемости определяется путем соотношения двух различных направлений, обычно это характеризует максимальное и минимальное значение проницаемости.

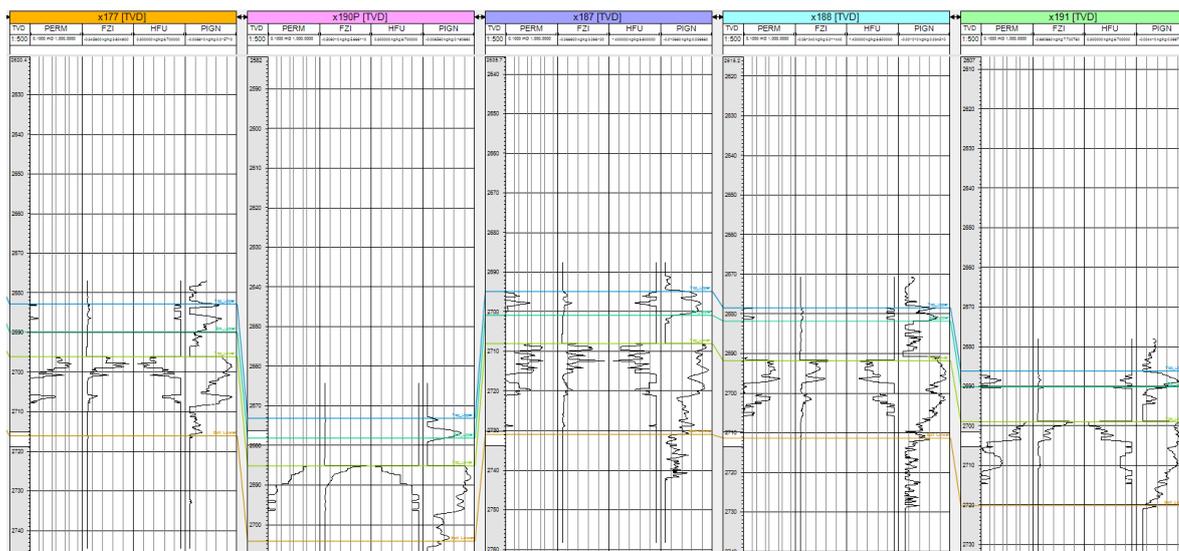
Первым этапом построения геологической модели является аккумуляция всей доступной информации (рис.4.1.2). Основной информацией для построения геологической модели послужили результаты интерпретации геофизических исследований скважин. Все скважинные данные для каждой скважины были загружены в модель с учетом траектории каждой скважины.



**Рис.4.1.2** Основные данные для построения геологической модели.

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

тел, тектонических нарушений и петрофизических свойств горных пород. Результаты сейсмических съемок в профильном варианте 2D нескольких сейсмических партий, а также 3D сейсморазведки проведенные на территории месторождения К в дальнейшем использовались как входные параметры. В данном случае, использовались интерпретация каротажных данных по пористости, проницаемости (рис.4.1.3).



**Рис.4.1.3.** Каротажные данные для каждой скважины.

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

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

Построение геологической модели состоит из следующих этапов:

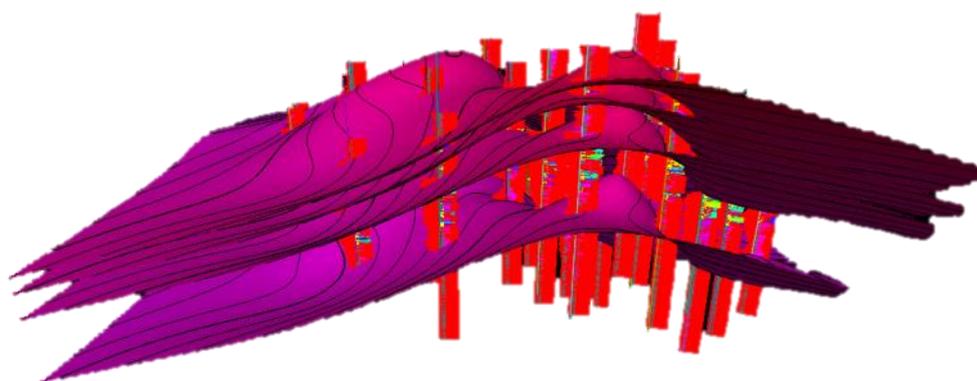
1. Анализ и сбор всех результатов исследований, проведенных на данном участке месторождения.
2. Подготовка информационных данных скважин для дальнейшего структурного и петрофизического моделирования.
3. Создание основного структурного каркаса модели (грида) на основе стратиграфической поверхности.
4. Подготовка данных, которые необходимы для расчета трехмерной сеточной модели путем перемасштабирования каротажных данных на структурный каркас модели.
5. Моделирование основных петрофизических свойств пласта. Проведение трехмерной интерполяции основных параметров геологической модели – построение и распределение кубов литологии, затем пористости, проницаемости.
6. Определение основных контуров залежей нефти и газа.
7. Подсчет запасов и вычисление средних подсчетных параметров.
8. Построение карт проницаемости, пористости, насыщенности.
9. Анализ качества построения трехмерной модели.
10. Создание гидродинамической сетки и перемасштабирование основных параметров геологической модели.
11. Трансформация цифровой геологической модели для гидродинамических расчетов.

Основными нефтеносными горизонтами Крапивинского нефтяного месторождения являются два песчаных пласта Ю1-2 и Ю1-3.

Пласт Ю1-3 является основным продуктивным горизонтом месторождения. Пористость на данном горизонте находится в интервале 14-18% и имеет среднее значение 16 %. Как правило, пористость увеличивается от подошвы пласта к его кровле. Проницаемость по данным керн находится в пределах 0.01-300 мД при среднем значении 27 мД. При этом наблюдается

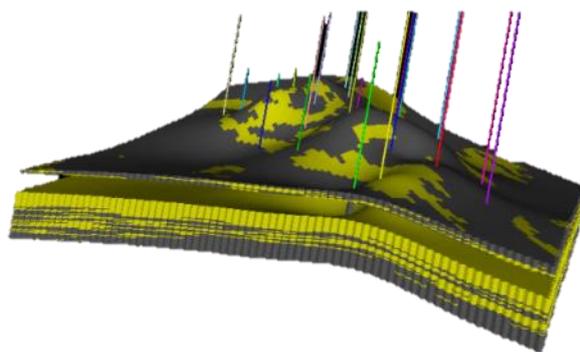
большая изменчивость проницаемости по разрезу, и при близких значениях пористости проницаемость изменяется более чем на порядок.

Для всех скважин были созданы отметки подошвы и кровли пластов. На основе полученных отметок подошвы и кровли для каждого пласта строились структурные поверхности (Рис.4.1.4.). Для дальнейшего построения модели создавались сетки для каждого пласта. Трехмерные сетки строились в объёме между построенными структурными поверхностями.



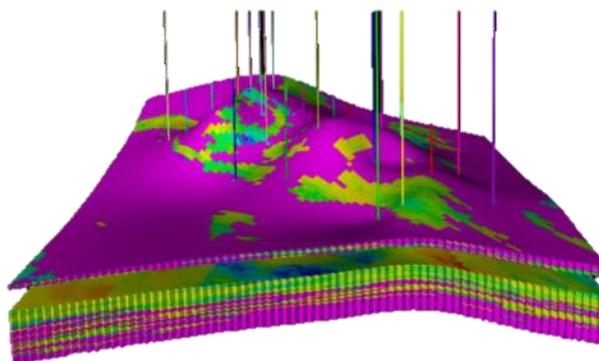
**Рис.4.1.4.** Построение поверхности на основании подошвы и кровли пласта.

Распределение типов коллектора было сделано с помощью данных интерпретации FZI в разрезе каждой скважины. Для каждого типа значения FZI задавался тип литологии. Далее было проведено литологическое моделирование, чтобы получить представление о пространственном распределении пород с различными литотипами. В данной модели под литотипами подразумевается разделение пород на две разные категории: коллектор и не коллектор (Рис.4.1.5).

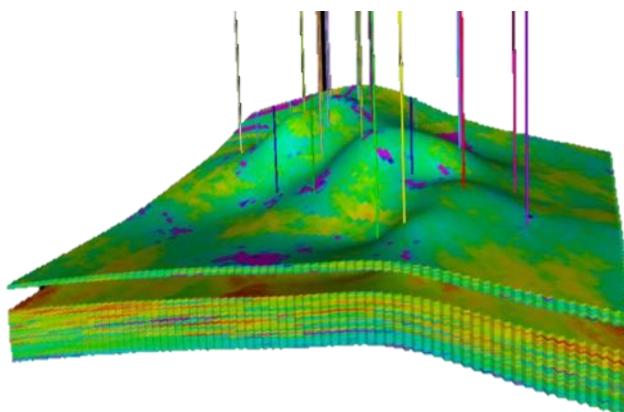


**Рис.4.1.5.** Распределение типов коллекторов.

Распределение пористости для пластов было построено стохастически с помощью последовательного колокационного Гауссова алгоритма, использующего данные интерпретации ГИС в разрезе каждой скважины (Рис.4.1.6).



**Рис.4.1.6.** Распределение пористости.



**Рис.4.1.7.** Распределение проницаемости.

Геологическая модель имеет сетку с размером ячеек по латерали 50x50м.

В процессе геологического моделирования полученное распределение проницаемости по различным объектам показывает ярко выраженную анизотропию горизонтального компонента  $K_h$ . На карте проницаемости для песчаных пластов отчетливо видно преимущественное направление на северо-восток (Рис.4.1.8).

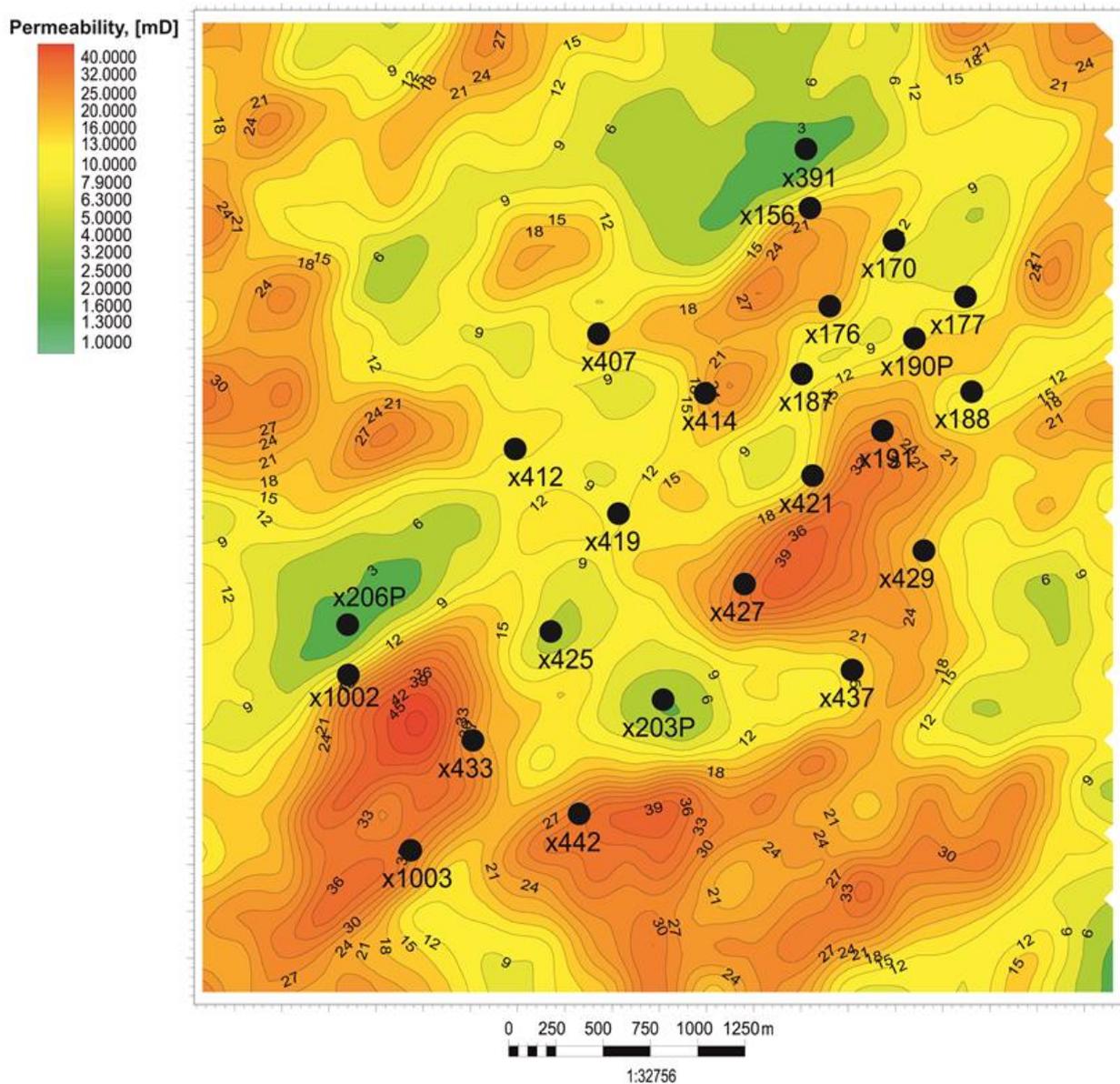


Рис.4.1.8. Карта проницаемости.

Для исследования влияния анизотропии горизонтальной проницаемости, координатная сетка данной модели была переориентирована с учетом ранее рассчитанной основной оси ориентации анизотропии проницаемости.

Данном случае, проницаемость для каждой ячейки была постоянной, чтобы не изменять начальное распределение проницаемости. Единственным переменным в построении модели является соотношение максимальной и минимальной проницаемости, что характеризует величину анизотропии проницаемости.

Распределение пористости показывает, что полученная карта пористости принципиально повторяет основные черты проницаемости. Карта пористости приведена на рисунке 4.1.9.

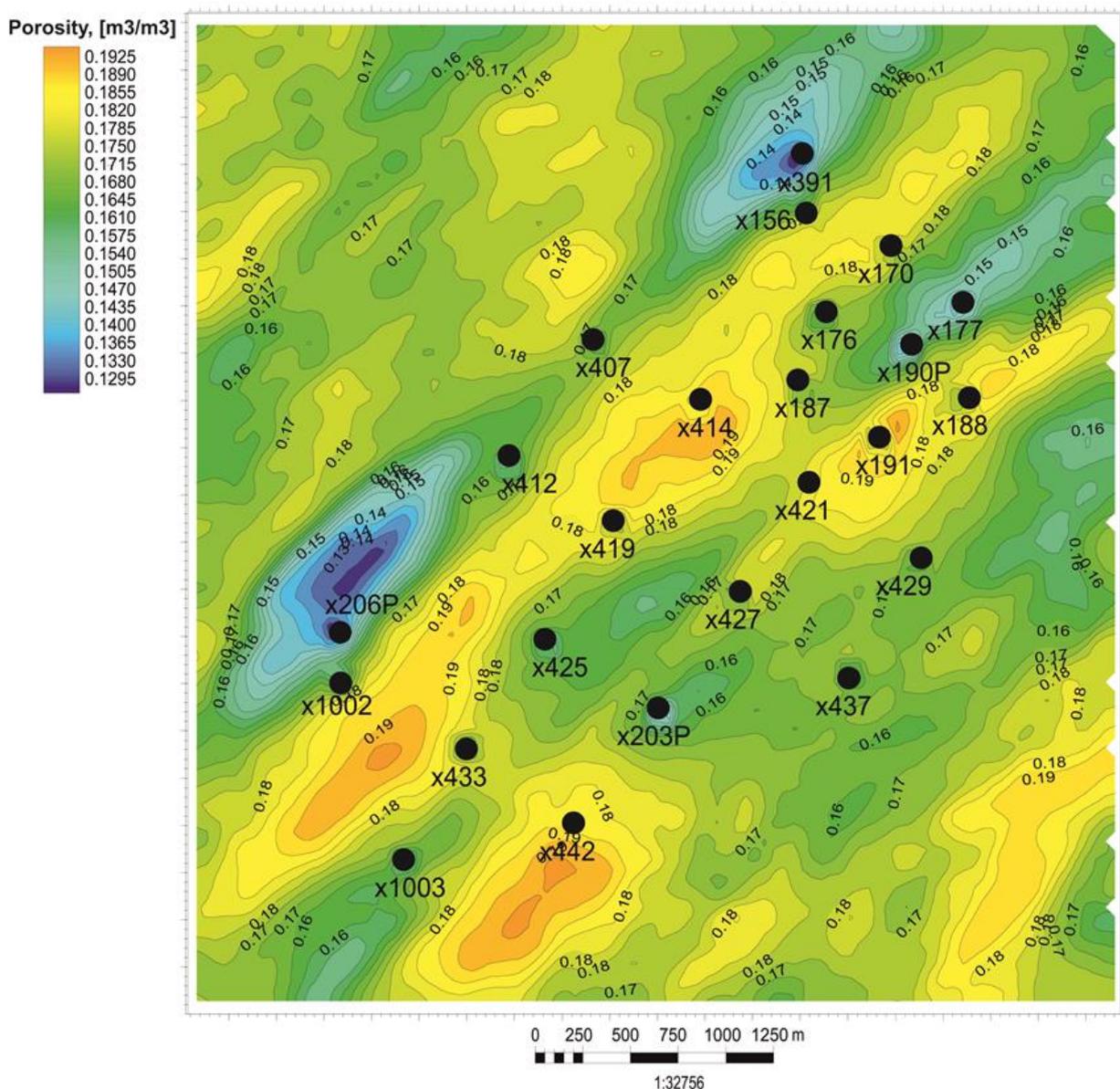
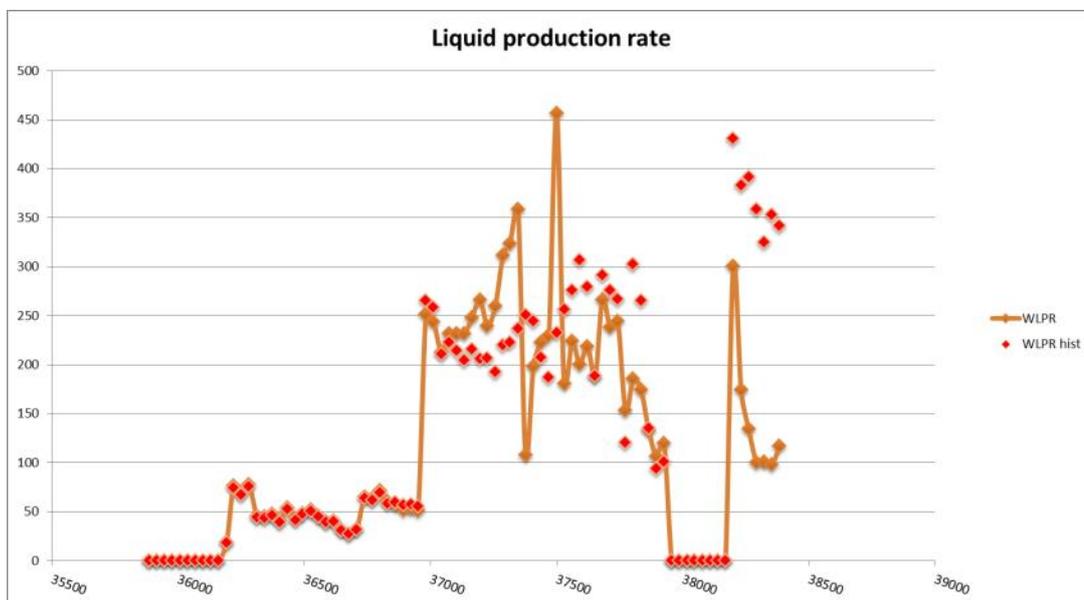


Рис.4.1.9. Карта пористости.

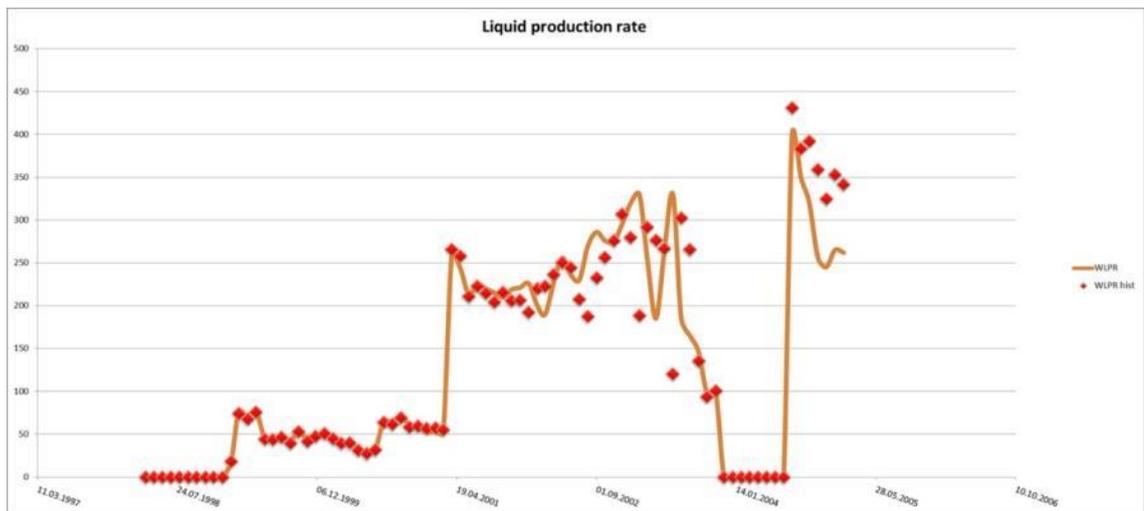
## 4.2. Сравнительный анализ качества адаптации скважин

Следующим этапом исследования анизотропии горизонтальной проницаемости является создание фильтрационной модели на основе геологической модели, которая учитывает основные геолого-физические и технологические факторы, также описывает реальные гидродинамические процессы в пласте. Фильтрационная модель исследуемого участка месторождения дает возможность сравнения основных расчетных и исторических показателей разработки между изотропной и анизотропной моделью. Основными показателями являются дебит нефти, обводненность, дебит жидкости. Сравнение показателей дает возможность сделать вывод о качественной адаптации модели.

Для сравнения полученных данных были выбраны результаты истории работы добывающей скважины 187. Сравнение производилось для дебита жидкости и обводненности (рис. 4.2.1, рис.4.2.2).



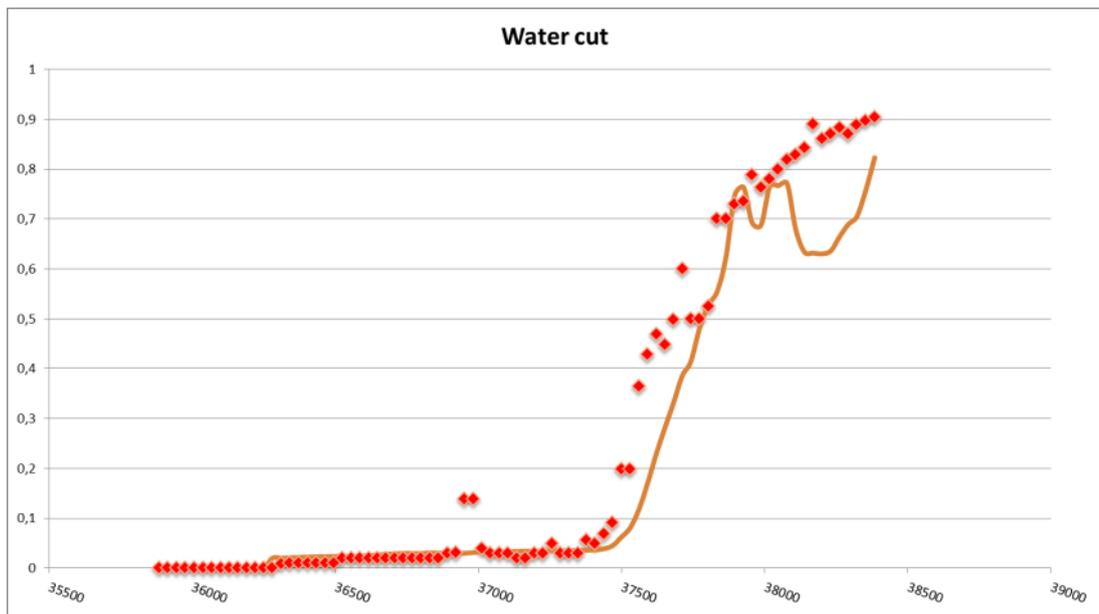
**Рис.4.2.1.** График дебита по жидкости для изотропной модели с историческими показателями



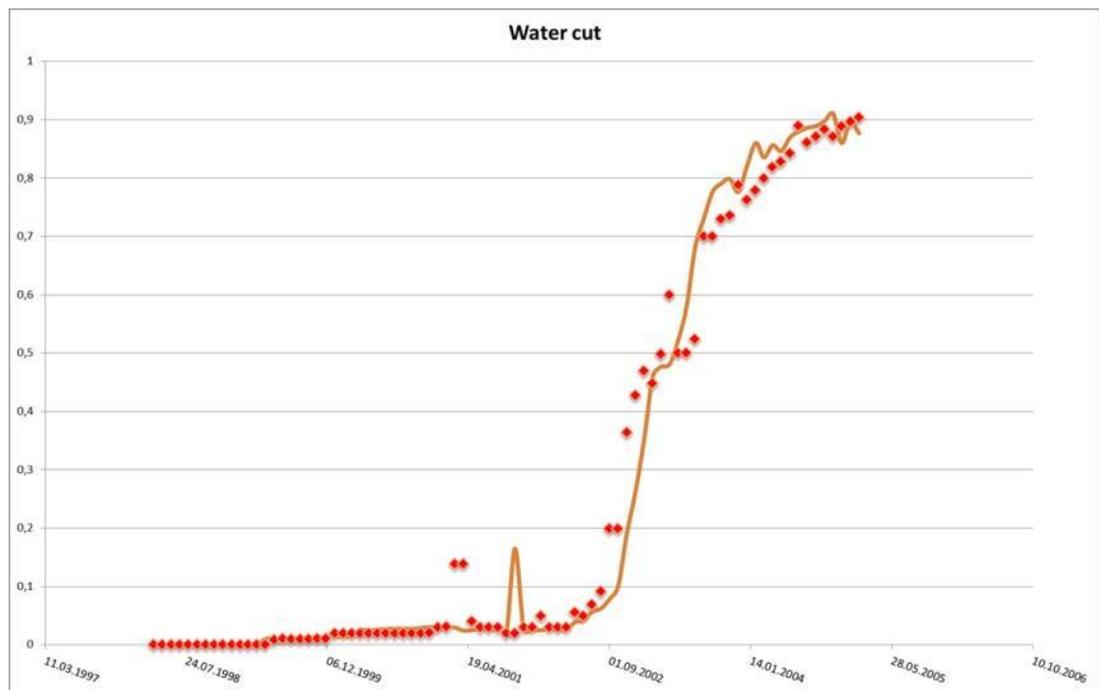
**Рис.4.2.2.** График дебита по жидкости для анизотропной модели с историческими показателями

График дебита по жидкости для анизотропной модели показывает наиболее лучшую сходимость с историческими данными для этой скважины.

Одним из наиболее объективных параметров истории разработки, который реагирует на изменение проницаемости, которую можно сравнить из исторических и модельных данных является обводненность продукции во время эксплуатации скважины. Обводненность продукции отражает продвижение фронта воды и конфигурацию области заводнения продуктивного пласта. На рисунках 4.2.3 и 4.2.4 показаны результаты в виде графиков для анизотропной и изотропной модели. Графики обводненности были сравнены с историческими данными.



**Рис.4.2.3.** График обводненности для изотропной модели с историческими показателями.



**Рис.4.2.4.** График обводненности для анизотропной модели с историческими показателями.

Построенная анизотропная гидродинамическая модель исследуемого участка месторождения К при сравнении с изотропной модели более точно

отражает закономерности движения флюидов в пределах исследуемого горизонта и позволяет произвести обоснованную адаптацию скважин.

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

## **5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.**

В результате анализа исследования методов для определения основных параметров анизотропии горизонтальной проницаемости было доказано, что данные полученные с помощью разных методов схожи в значениях и параметрах. Такая близость результатов показывает, что каждый отдельный метод может быть использован как самостоятельный метод для определения параметров независимо от других. Следует отметить, что на выбор применения определенного метода большое влияние оказывает наличие доступной информации, которая на ранней стадии разработки месторождения является ограниченной. Учитывая эти ограничения, рекомендуется использовать метод, при котором проводится анализ ориентированного керна и шлифов. Использование такого метода дает значительное преимущество над остальными методами, так как для данного метода предусматривается корректировка в плане разработки по мере поступления новых данных (гидродинамические индикаторные исследования, данные обводненности, добычи и др.).

Основной целью определения параметров анизотропии горизонтальной проницаемости является, то что полученные результаты позволяют правильно спланировать план разработки месторождения с учетом эффективной системы заводнения, зарезки боковых стволов, направление горизонтальных скважин, уплотняющее бурение, также способствует наиболее корректному процессу адаптации гидродинамической модели месторождения.

С помощью гидродинамического моделирования можно проанализировать изотропную и анизотропную модель для дальнейшего усовершенствования существующей модели разработки месторождения. Каждый тип исследования отличается определенным масштабом.

В данный момент времени, для реализации любых проектов и исследований необходимо не только техническая сущность, но также экономическая эффективность, привлекательность, ресурсоэффективность и коммерческий потенциал планируемых работ. На сегодняшний день именно такой вектор развития имеет промышленность для реализации новых проектов. Но с другой стороны, такой подход задает суть основных научно-технических исследований, тем самым направляя в сферу повышения эффективности проекта, увеличивая срок использования и упрощая обслуживание.

В данном разделе рассматривает оценка ресурсоэффективности и ресурсосбережения для проводимого исследования. Для этого должны учитываться все возможные минимизации усилий для достижения максимального результата в исследовании или реализации исследовательской работы, с целью сэкономить ресурсы и возможности (финансовые, материальные, временные ресурсы и т.д.). Оценка ресурсоэффективности будет проводиться на основе исследования данной проблемы с помощью различных методов определения анизотропии горизонтальной проницаемости.

Магистерская работа несет научно-исследовательский характер, который связан с научным поиском, реализацией различных исследований с целью получения научных обобщений, изыскания путей и принципов создания (модернизации) методик, материалов и других решений. Эти исследования включают в себя следующие основные разделы:

1. Поисковые исследования, которые проводятся с целью поиска путей выявления различных явлений и закономерностей в определенной области науки с дальнейшим этапом создания новых методов и технологий.
2. Фундаментальные исследования, которые проводятся с целью расширения доступных и современных научных знаний, методов исследования, технологий для развития научных исследований относительно к их определенному практическому применению.

3. Прикладные исследования, выполняемые с целью решения научных проблем, также совершенствования существующих методов для получения результата, который используется в практике.

Важность проведения научного исследования определяется не только перспективностью планируемой работы, но также не в малой степени зависит от коммерческой значимости проводимой работы. Исходя из этого, при анализе предпроектной работы следует учитывать экономические стороны исследования, которые играют важную роль при реализации проекта. Анализ экономической стороны исследования поможет оптимально распределить доступные ресурсы, контролировать и планировать выполняемую работу. Положительной стороной такой работы является то, что исследователь может найти партнера для проведения или реализации дальнейших научных исследований. Также появляется возможность предоставления на рынок продукт исследования.

Итак, целью данного раздела является анализ и оценка перспективности и эффективности научного проекта, оценка ресурсосберегающей, бюджетной, социальной и финансовой части исследования.

### **5.1. Планирование и анализ работ для выполнения магистерской работы.**

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

**Таблица 5.1.1.** План работы и распределение исполнителей

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

## 5.2. Оценка трудоемкости выполнения исследования для магистерского проекта.

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

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

$$t_{ож i} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} \quad (5.1)$$

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

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

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

Для определения продолжительности проведения определенной работы в рабочих днях  $T_p$ , необходимо учесть ожидаемую трудоемкость и параллельность проведения работ несколькими членами рабочей группы. При расчете продолжительности одной работы используется следующая формула (4.2):

$$T_{p i} = \frac{t_{ож i}}{q_i}, \quad (5.2)$$

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

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

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

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

### **5.3. Составление календарного плана работ**

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

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

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

$$T_{ki} = T_{pi} \times k, \quad (5.3)$$

$T_{pi}$  – продолжительность времени для выполнения одной работы, раб. дн.;  
 $k$  – коэффициент для календарности, чтобы перевести в календарный день.

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

$$k = \frac{T_{кг}}{T_{кг} - T_{вд} - T_{пд}}, \quad (5.4)$$

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

Таблица 5.3.1 Оценка календарных дней.

Этап	$t_{min}$ , чел.- дн.	$t_{max}$ , чел.- дн.	$t_{ож}$ , чел.- дн.	Исполните ли	$T_p$ , раб. дн. (Р./Д.)	$T_k$ , кал. дн.
1	2	5	8	Р., С.	3,5	4
2	5	10	5	С.	7	17
3	1	1	1,4	Р.	1,5	2
4	5	6	6	С.	4	15
5	3	4	2,8	С.	2	7
6	6	7	7,2	С.	6,5	16
7	1	2	1,3	С.	1,8	3
8	3	4	2,7	С.	2,5	7
9	6	10	13	С.	12	21
10	2	3	5,2	Р., С.	3,9	4
11	4	8	9	С.	8	15
ИТОГО:			61,4		6,4/6 0	71

## **5.4. Оценка плановой стоимости проведения НИР**

### **5.4.1. Затраты, включаемые в себестоимость НИР**

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

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

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

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

### **5.4.2. Расчет и формирование затрат, включенных в себестоимость**

#### **Материальные затраты**

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

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

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

Для определения материальных затрат используется следующая формула:

$$C_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расх\ i} \quad (5.5)$$

где  $m$  – является количеством материала необходимого для выполнения работы;

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

$C_i$  – цена приобретения одной единицы  $i$ -го вида;

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортные расходы.

Результаты калькуляции расходов на материалы приведена в таблице 5.4.1

**Таблице 5.4.1** Результаты калькуляции расходов на материалы.

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

### **Заработная плата для работников**

Данная статья предусматривает заработную плату для работников, которые непосредственно заняты в проведении научно-исследовательской работы, также учитывается дополнительная заработная плата.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (5.6)$$

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

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

Для расчета основной заработной платы используется следующая формула:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб} \quad (5.7)$$

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

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

Для расчета среднедневной заработной платы используется следующая формула:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (5.8)$$

где  $Z_m$  – является месячной должностным окладом для работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года

Должностной оклад для руководителя (месяц):

$$Z_{м\text{рук.}} = Z_{мс} \times K_p, \quad (5.9)$$

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

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

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

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

Среднедневная зарплата руководителя и дипломника соответственно равны:

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

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

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

$$Z_{\text{осн рук.}} = 1615,9 \times 6,4 \approx 10341,76 (\text{руб.}),$$

$$Z_{\text{осн дип.}} = 269,3 \times 90 \approx 24237,00 (\text{руб.}).$$

**Таблица 5.4.2.** рассчитанная заработная плата исполнителей

Заработная плата, руб.	Руководитель	Стажер
Основная зарплата	10341,76	24237
Внебюджетные отчисления	3102,53	7271,10
Итого по статье $C_{ЗП}$ (включая $C_{внеб}$ )	44952,39	

### Себестоимость научно-исследовательской работы

**Таблица 5.6.3.** Вычисления плановой себестоимости НИР

Наименование статей затрат	Сумма, руб.
Материальные затраты ( $C_M$ )	575,00
Затраты на оплату труда работников, непосредственно занятых созданием НИР ( $C_{ЗП}$ ), включая отчисления во внебюджетные фонды ( $C_{ВНЕБ}$ )	44952,39
Накладные расходы ( $C_{НАКЛ}$ )	2450,5
Итого себестоимость НИР ( $C_{НИР}$ )	47977,89

**Вывод:** Исходя из проведенных вычислений, для проведения научно-исследовательской работы требуется около 50 тыс. рублей. Все рассмотренные методы определения основных параметров анизотропии горизонтальной проницаемости используется с такой же эффективностью, как самостоятельный инструмент для анализа и обработки данных. Создание и усовершенствование методов определения основных параметров анизотропии может существенно улучшить разработку месторождения, таких как мероприятия направленные для повышения КИН, бурение горизонтальных скважин, планирование системы заводнения.

## **6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Нефтеперерабатывающая и особенно нефтехимическая промышленность развивается быстрыми темпами. На высоком техническом уровне с учетом новейших достижений науки и техники строятся новые и реконструируются действующие предприятия.

Широкое внедрение новой техники и передовой технологии сочетается с систематическим проведением мероприятий по улучшению условий труда работающих. В этой связи большое значение имеет подготовка инженерно-технических кадров для нефтяной промышленности, которые наряду с общеинженерными и специальными знаниями имели бы достаточную подготовку в области охраны труда и техники безопасности.

Получив инженерное образование, выпускник вуза должен быть хорошо подготовлен к решению различных вопросов охраны труда на производстве, владеть методами организации безопасных условий труда, соответствующих требованиям государственного законодательства.

### **6.1. Токсичность нефти, нефтепродуктов, углеводородных газов и реагентов**

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

Отравления могут быть острыми и хроническими. Острые отравления имеют место при внезапном поступлении в организм относительно больших количеств токсичных продуктов. Хронические отравления происходят в результате поступления в организм небольших количеств яда в течение более

или менее длительного периода. Развиваются они постепенно без ясного начала.

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

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

Условно, по характеру действия на отдельные ткани и системы организма, токсичные вещества делят на следующие группы:

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

По приведенной классификации нефть и большинство продуктов ее переработки (бензин, керосин, предельные и непредельные углеводородные газы, ароматические продукты) являются нервными ядами, обладающими наркотическим действием и поражающими главным образом центральную нервную систему. Они повышают возбудимость человека, вызывают головокружение, сердцебиение, общую слабость организма, нередко заканчивающуюся потерей сознания. Нефть и жидкие нефтепродукты, попадая на кожу, обезжиривают и сушат ее, вызывают различные кожные

заболевания (экземы, дерматиты). К нервным ядам относятся также применяемые в нефтеперерабатывающей промышленности тетраэтилсвинец, метанол и другие вещества.

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

Токсичность химических веществ и их действие на организм человека определяется большим числом факторов: составом вещества, его строением, физико-химическими свойствами, физическим состоянием, путями проникновения в организм, температурой окружающей среды и др.

Влияние внешних факторов (температура, давление) объясняется нарушением системы терморегуляции организма и снижением, вследствие этого, его сопротивляемости действию ядовитых веществ.

Большое влияние на степень токсичности вещества оказывает его агрегатное состояние. Токсичность твердых и жидких ядов проявляется чаще всего в тех случаях, когда они переходят в пылеобразное или парообразное состояние. Поэтому, низкокипящие легкоиспаряющиеся жидкости (бензин, бензол, эфиры) представляют значительно большую опасность, чем высококипящие продукты (масла, мазут и др.) Для большинства нефтепродуктов и химических реагентов токсический эффект возрастает с понижением температуры кипения вещества и повышением давления его паров.

Максимально достижимое содержание паров вещества, отнесенное к единице объема воздуха при данной температуре, принято отождествлять с летучестью. С гигиенических позиций предпочтение должно отдаваться при возможности замены менее летучим веществам. Этим, например, в известной степени объясняется целесообразность замены бензола (летучесть 320 мг/л при 20 °С) на толуол (летучесть 13 мг/л).

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

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

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

При одновременном действии на организм двух и более ядовитых веществ необходимо учитывать их совместное действие. В большинстве случаев происходит суммирование токсичных свойств ядовитых продуктов. Например, если в воздухе присутствуют пары двух веществ и для каждого из них установлена предельно допустимая концентрация 10 мг/м<sup>3</sup>, то следовательно, они окажут такое же действие как 20 мг/м<sup>3</sup> какого-либо одного вещества. Двуокись углерода значительно усиливает токсичные свойства ароматических углеводородов. Поэтому в нефтехимических производствах, где используются ароматические продукты, нельзя газировать питьевую воду. Алкоголь усиливает токсическое действие почти всех ядовитых продуктов. Это объясняется тем, что алкоголь улучшает всасывание ядов и ускоряет их окисление в организме. Предельно допустимая концентрация для сероводорода установлена в 10 мг/м<sup>3</sup>, а для

сероводорода в смеси с углеводородами C<sub>1</sub>—C<sub>5</sub> определена уже в 3 мг/м<sup>3</sup>. В то же время есть яды, которые взаимно снижают свое токсическое действие на организм. Так, при взаимодействии тяжелых металлов с мышьяковистыми соединениями образуются прочные водорастворимые комплексы, которые относительно легко выводятся из организма с мочой.

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

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

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

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

При определении степени воздействия ядовитых веществ, поступающих в организм через дыхательные пути, особое значение имеют пороговые концентрации, вызывающие начальные признаки воздействия ядов на

организм. Они являются исходным критерием для установления предельно допустимых концентраций (ПДК).

Предельно допустимыми концентрациями вредных веществ в воздухе рабочей зоны являются также концентрации, которые при ежедневной работе в пределах 8 ч в течение всего рабочего стажа не могут вызвать у работающих заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследования, непосредственно в процессе работы или в отдаленные сроки. Предельно допустимые концентрации выражаются в миллиграммах на один кубический метр воздуха ( $\text{мг}/\text{м}^3$ ).

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

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

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

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

**Таблица.6.1.** Классы опасности веществ.

Класс опасности и наименование вещества	пдк мг/м <sup>3</sup>
<b>Класс 1 — вещества чрезвычайно опасные</b>	
Карбонил никеля	0,0005
Тетраэтилсвинец	0,005
Пары ртути	0,01
Хромовый ангидрид, хроматы	0,01
Свинец и его неорганические соединения	0,01
Сулема	0,1
Фосфористый водород	0,1
Двуокись хлора	0,1
Озон	0,1
Бромистый метил	1
<b>Класс 2 — вещества высоко опасные</b>	
Кобальт и его окись	0,5
Акролеин	0,7
Окись этилена	1
Окислы азота	5
Бензол	5
Сернистый ангидрид	10
Сероводород	10
Сероуглерод	10
<b>Класс 3—вещества умеренно опасные</b>	
Пыль, содержащая более 70% свободной SiO <sub>2</sub>	1
Серная кислота, серный ангидрид	1
Метиловый спирт	3
Пропиловый спирт	5
<b>Класс 4 — вещества мало опасные</b>	
Аэрозоли алюминия и его окиси	2
Пыль, содержащая от 10 до 70% свободной SiO <sub>2</sub>	2
Аммиак	20
Окись углерода	20
Изопрен	40

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

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

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

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

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

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

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

В нефтеперерабатывающей промышленности широко применяется экспрессный метод газового анализа, основанный на цветной реакции определяемого вещества со специальным реагентом, размещенным на твердом сорбенте (силикагель, фарфоровый порот шок) в индикаторной

трубке. Длина окрашенного, столбика пропорциональна концентрации анализируемого вещества в воздухе и измеряется по шкале, градуированной в мг/л или мг/м<sup>3</sup>. Индикаторные трубки можно использовать самостоятельно или с помощью универсальных газоанализаторов. Например, универсальным газоанализатором УГ-2, меняя в нем индикаторные трубки и время пропускания анализируемого воздуха, можно в течение 5--10 мин определить содержание в воздушной среде аммиака, ацетона, окиси углерода, ароматических углеводородов (бензола, толуола, ксилола), некоторых углеводородов, входящих в состав нефти и нефтяных фракций, а также двуокиси серы, хлора, этилового эфира, окиси азота и др.

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

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

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

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

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

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

Спецодежда должна удовлетворять следующим требованиям:

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

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

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

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

Большое значение помимо подбора нужного материала имеет также правильная конструкция спецодежды. Иногда бывает трудно при конструировании совместить защитную способность и гигиенические свойства. В таких случаях в первую очередь подбирают материал,

обладающий хорошей защитой, а отсутствие или недостаток гигиенических свойств компенсируют покроем. Например, если ткань обладает плохой воздухопроводностью, то вентиляцию пододежного пространства усиливают разрезами, прикрываемыми кокетками и клапанами, отверстиями под мышками и другими способами.

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

#### **6.4. Безопасность при использовании источников ионизирующих излучений.**

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

Расширение области применения радиоактивных источников и возрастающий круг лиц, работающих с ними, требуют повышенного внимания к вопросам радиационной безопасности. Для обслуживающего персонала опасны все виды ионизирующих излучений:  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ -лучи, поток нейтронов, рентгеновские лучи. Опасность усугубляется тем, что органы чувств человека не реагируют на облучение. Последствия облучения могут проявиться через длительный скрытый период в виде лучевой болезни.

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

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

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

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

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

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

За единицу поглощенной дозы принят рад.  $\text{Рад} = 10^{-2} \text{ Дж/кг}$  ( $100 \text{ эрг/г}$ ). За единицу измерения экспозиционной дозы излучения принят рентген (Р). Это доза рентгеновского или  $\gamma$ -излучения, при которой в  $1 \text{ см}^3$  сухого воздуха при температуре  $0^\circ\text{C}$  и давлении  $760 \text{ мм рт. ст.}$  образуется такое число пар ионов, суммарный заряд которых составляет одну электростатическую единицу количества электричества каждого знака. За единицу эквивалентной дозы принят биологический эквивалент рентгена — бэр. Бэр—это количество энергии любого вида излучения, поглощенного в ткани, биологическое действие которого эквивалентно действию 1 рада рентгеновских или  $\gamma$ -лучей.

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

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

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

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

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

## **6.5. Производственный шум и вибрации**

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

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

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

При длительном воздействии шума развивается профессиональная тугоухость, которая может привести к полной потере слуха. Действуя на центральную нервную систему, шум ухудшает зрение, ослабляет внимание и память человека, что увеличивает возможность травм.

Действие вибрации оказывает сильное отрицательное влияние на центральную нервную и сердечно-сосудистую системы, опорнодвигательный аппарат и органы, определяющие равновесие тела. При длительном воздействии вибраций у человека развивается так называемая вибрационная болезнь, признаками которой являются повышенная утомляемость организма, головокружение, ослабление зрения, частые головные боли,

повышение кровяного давления, дрожание тела, особенно головы и рук, изменения в суставах верхних конечностей.

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

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

Санитарными нормами определены допустимые значения параметров вибрации: частоты (в Гц), амплитуды (пиковое значение) перемещения при гармонических колебаниях (в мм), среднеквадратичное значение колебательной скорости (в мм/с). Например, при частоте 5 Гц амплитуда не должна превышать 0,16 мм, а среднеквадратичное значение колебательной скорости — 5 мм/с; при частоте 50 Гц амплитуда не должна быть больше 0,009 мм и среднеквадратичное значение колебательной скорости — не более 2 мм/с. Приводимые в санитарных нормах допустимые значения вибрации даны для воздействия вибрации в течение 8 ч. Если продолжительность воздействия вибрации в течение рабочего дня составляет меньше 4 ч, допустимые значения параметров увеличиваются в 1,4 раза, при воздействии менее 2 ч — в 2 раза, при воздействии менее часа — в 3 раза.

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

Прежде всего стремятся устранить или уменьшить вибрацию и шум в источнике их образования. Когда меры по уменьшению шума в источнике

исчерпаны, применяют меры снижения шума по пути его распространения. Если этими мерами не удастся добиться снижения шума до допустимого уровня, то применяют средства индивидуальной защиты.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Звукопоглощение основано на способности материалов, обладающих пористостью и воздухопроницаемостью, поглощать звук. Наилучшей звукопоглощающей способностью обладает войлок, вата, минеральная шерсть, а из специальных промышленных материалов— асбестит, асбосиликат, арборит, пористые штукатурки — сабинитовые, газогипсовые и др. Звукопоглощение зависит также от частоты поглощаемого звука: низкочастотные звуки поглощаются хуже, высокочастотные лучше. На звукопоглощение влияет толщина изоляции (до определенного предела, превышение которого уже не увеличивает ее звукопоглощающей способности). Для перечисленных выше пористых материалов коэффициент звукопоглощения лежит (при частоте 1000 Гц) в пределах 0,3—0,8. Коэффициент звукопоглощения бетона и кирпича равен 0,01—0,03.

## **6.6. Организационные мероприятия**

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

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

б) обеспечение комфортных условий труда (вентиляция, отопление, кондиционирование, освещение).

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

Объекты добычи, сепарации и транспортирования нефти и газа обеспечиваются углекислотными огнетушителями и набором простейшего противопожарного инвентаря. Для снижения риска возможного возникновения очагов пожара на предприятии разработаны противопожарные мероприятия и осуществляется контроль за их исполнением.

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

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

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

2) применение устройств защитного заземления: автоцистерны для перевозки кислот, жидкости и химических реагентов имеют заземляющее

устройство для отвода статистического электричества во время переездов и при сливноналивных операциях;

- 3) применение устройств заземления;
- 4) применение специальных схем защитного отключения;
- 5) применение защитных средств, при обслуживании электроустановок;
- 6) проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации.

Меры электробезопасности, при проведении различных работ:

- 1) электродвигатели, пусковые устройства и соединительные провода выполнены во взрывозащищенном исполнении;
- 2) все металлические конструкции, устройства, трансформаторы, станции управления заземлены через контур заземления;
- 3) на территории установки предусмотрена молниезащита;
- 4) силовой кабель от станции управления к устью скважины располагается на эстакаде, допускается прокладка кабеля на специальных стойках-опорах;
- 5) силовой кабель имеет двойную изоляцию и броню.

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

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

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

- 1) обволакивание кустов скважин;
- 2) герметизация устья скважин;
- 3) использование контрольно-измерительных приборов;
- 4) применение более технологичного оборудования;
- 5) автоматизация и диспетчеризация процессов добычи нефти;
- 6) герметизация соединений технологического оборудования.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследования, выполненные для определения основных параметров анизотропии горизонтальной проницаемости – величины и направления, основанных на данных геофизических исследований скважин, ориентированного керна и шлифов, индикаторных исследований и гидродинамического моделирования на примере Крапивинского месторождения, позволяют сделать следующие выводы:

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

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

3. Между проницаемостью, средней скоростью индикатора, пористостью существует корреляционная связь.

4. На основе полученных результатов исследования методов определения основных параметров анизотропии горизонтальной проницаемости предлагается следующая обобщённая методика определения основных параметров анизотропии. Для определения параметров анизотропии на начальной стадии, когда отсутствует история обводненности, нужно использовать ориентированный керн и каротажные данные. Направление анизотропии проницаемости определяется на основе картирования проницаемости, с помощью измерений проницаемости керна определяется величина анизотропии. Для определения параметров анизотропии на

завершающей стадии разработки месторождения, необходимо использовать данные по обводненности продукции и каротажные данные, так как на этой стадии уже произошел прорыв воды к добывающим скважинам. Ориентация анизотропии определяется на основе каротажных данных. Затем, сравнивая исторические и расчетные величины обводненности для каждой скважины определяется величина анизотропии.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Семёнов В.В., Казанский А.Ю., Банников Е.А. Изучение анизотропии горных пород на керне и её ориентация в пространстве палеомагнитным методом // Геология, геофизика и разведка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 1. – С. 18–23.
2. Махнач А.А. Катагенез и подземные воды. Минск: Наука, 1989. - 312 с.
3. Кучерук Е.В. Эпигенетически экранированные залежи нефти и методы их поиска // Методические поиски стратиграфических и литологических залежей нефти и газа. Материалы Всесоюзной науч.конф. Баку, 1983. -С.25-27.
4. Меркулов В.П., Александров Д.В., Краснощекова Л.А., Мартынова Т.Е., Ненахов Ю.Я. Методика и результаты изучения анизотропии верхнеюрских коллекторов // Геофизические методы при разведке недр и экологических исследованиях: Матер. Всерос. научнотехн. конф., посвященной 100 летию со дня рождения Д.С. Микова. – Томск, 2003. – С. 114–119.
5. Латеральная изменчивость состава и физических свойств осадочной толщи в пределах локальных структур и ее отражение в зональности физических полей. Тр. ВНИГНИ. - 1974. - Вып. 160.- 420 с.
6. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических изменений. М.: Недра, 1992.- 126 с.
7. Марковский Н.И. Палеогеографические основы поисков нефти и газа. - М.: Недра, 1973.-304 с.
8. Новые разработки в области детальных геофизических исследований на нефть и газ. М.:Недра, 1985. - 184 с.
9. Г.Х.Дикенштейн и др., Нефтегазоносные провинции СССР. / М.: Недра, 1977.-328 с.
10. Меркулов В.П., Краснощекова Л.А. Исследование пространственной литолого-петрофизической неоднородности продуктивных коллекторов

месторождений нефти и газа // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т. 305. – № 6. – С. 296–303.

11. 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.

12. Earlougher R.C. Discussion of Interference Analysis for Anisotropic Formations // A Case History. Petrol. Tech. Dec. 1975. Trans. AIME, 259. -P. 1525.

13. Перозио Г.Н., Зимин Б.Г., Мандрикова Н.Т. Карбонатные цементы и подземные воды // Литология и коллекторские свойства палеозойских и мезозойских отложений Сибири. Новосибирск, 1976.-С. 116-125.

14. Papadopoulos I.S. Nonsteady Flow to a Well in an Infinite Anisotropic Aquifer // Proc. Dubrovnik Symposium on the Hydrology of Fractured Rocks International Association of Scientific Hydrology. Debrovnik, Yugoslavia, 1965.-P. 21-31.

15. Ramey H.J. Interference Analysis for Anisotropic Formations A Case History. Petrol. Tech., Oct. 1975. - Trans., AIME, 259.-P. 1290- 1298.

16. Whitehead N.H. Atlas of Major Rocky Mountain Gas Reservoirs // New Mexico Bureau of Mines and Mineral Resources Socorro, NM, 1993.- P. 221-224.

17. Никашкин А.М. Взаимоотношение вещественного состава и макронеоднородности с промысловыми свойствами нефтяного пласта // Труды ин-та /Зап.-Сиб. науч. исслед. геологоразвед. нефтян. ин-т. -Тюмень, 1985.-Вып. 201.-С. 88-95.

18. Марковский Н.И. Палеогеографические основы поисков нефти и газа. - М.: Недра, 1973.-304 с.

19. Минский Н.А. Закономерности формирования поясов оптимальных коллекторов. М.: Недра, 1979. - 288с.

20. Aminian K., Ameri S., Sardji M.S. Locke C.D. A Study Of Reservoir Parameters Affecting Gas Well Spacing in West Virginia // Eastern
21. Коссовская А.Г., Шутов В.Д. Проблема эпигенеза // Эпигенез и его минеральные индикаторы. М.: Наука, 1971. - С. 9-34.
22. Кулямин Л.Н. Об ориентировке песчинок в отложениях различного генезиса (на примере оболочковых песков Прибалтики) // Докл. АН СССР. 1970. -Т. 192, №1. - С.169-171.
23. Chen H.Y., Hidayati D.T., Teufel L.W. Estimation of Permeability Anisotropy and Stress Anisotropy From Interference Testing // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, LA. Sept. 27-30,1998.- SPE Paper 49235.