

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы

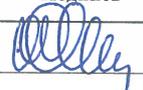
«Влияние анизотропии фильтрационных свойств коллекторов на оптимизацию разработки Крапивинского нефтяного месторождения»

УДК 552.578.2.061.4-026.564.3(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Присмотров Константин Васильевич		04.06.21г.

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		04.06.21

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		09.06.21г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		09.06.21г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		09.06.21.

**Результаты освоения образовательной программы
Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК-1. Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
		И.УК(У)-5.2. Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учётом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

5.2. Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК-1. Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий
		И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли
		И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения
		И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты
		И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе
		И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям

	нефтегазовой отрасли и смежных областях	
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии
		И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: Научно-исследовательский				
19. Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа 40. Сквозные виды профессиональных стандартов	1. Осуществление научных исследований в области профессиональной деятельности	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235);</i> <i>ОТФ. Код D. Организация работ по добыче углеводородного сырья</i>	ПК -1. Способен проводить анализ и обобщение научно-технической информации по теме исследования, осуществлять выбор методики и средств решения задачи, проводить патентные исследования в выбранной области нефтегазового инжиниринга	И.ПК-1.1. Анализирует и обобщает научно-техническую информацию по теме исследования, осуществляет выбор методики и средств решения задачи, проводит патентные исследования в выбранной области нефтегазового инжиниринга
			ПК-2. Способен планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы	И.ПК-2.1. Планирует и проводит аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивает данные и делает выводы
	2. Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли	19.021 <i>Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 10.03.2015 г. № 151н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31.03.2015 г. № 36656)</i> <i>ОТФ. Код В. Организация геолого-промысловых работ</i> <i>Профессиональный стандарт «Специалист-петрофизик», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 июня 2017 г. N 534н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 13 июля 2017 г., регистрационный №47411).</i>	ПК-3. Способен использовать профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов ПК-10. Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных	И.ПК-3.1. Использует профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов И.ПК-10.1. Разрабатывает документацию, планирует и выполняет исследования физических свойств кернового материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	3. Осуществление технического руководства по выполнению научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, разработки комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ и непосредственное участие в их выполнении	<p><i>ОТФ. Код С.</i> Организация процесса исследований физических свойств ядерного материала нефтегазовых месторождений и цифровой обработки полученных петрофизических данных</p> <p><i>Профессиональный стандарт «Специалист-петрофизик»,</i> утверждённый приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 июня 2017 г. N 534н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 13 июля 2017 г., регистрационный №47411)</p> <p><i>ТФ. Код С/01.7.</i> Разработка плановой и проектно-сметной документации на объекты исследований физических свойств ядерного материала горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p> <p><i>Профессиональный стандарт «Специалист по организации и управлению научно-исследовательскими и опытно-конструкторскими работами»,</i> утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 11 февраля 2014 г. N 86н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 21 марта 2014 г., регистрационный №31696)</p> <p><i>ОТФ. Код D.</i> Осуществление руководства разработкой комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ</p> <p><i>ТФ. Код D/01/7.</i> Организация выполнения научно-исследовательских работ в соответствии с тематическим планом организации</p>	<p>ПК-10. Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств ядерного материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p> <p>ПК-11. Способен организовывать и выполнять научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации</p>	<p>И.ПК-10.1. Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств ядерного материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных</p> <p>И.ПК-10.2. Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств ядерного материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных</p> <p>И.ПК-11.1. Организует и выполняет научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации</p>
Тип задач профессиональной деятельности: Технологический				
19 «Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа»	Осуществление контроля, технического сопровождения и управления технологическими	<p><i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата»,</i> утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235)</p>	<p>ПК-4. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге</p>	<p>И.ПК-4.1. Анализирует и обобщает данные о работе технологического оборудования, осуществляет контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
40. Сквозные виды профессиональных стандартов	процессами нефтегазового производства	<i>ОТФ. Код D.</i> Организация работ по добыче углеводородного сырья <i>ОТФ. Код E.</i> Руководство работами по добыче углеводородного сырья	ПК-7. Способен контролировать выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата	И.ПК-7.1. Контролирует выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата
	Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли		ПК-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.П-5.1. Участвует в управлении технологическими комплексами, принимает решения в условиях неопределенности
Тип задач профессиональной деятельности: Организационно-управленческий				
19 «Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа» 40. Сквозные виды профессиональных стандартов	Осуществление маркетинговых исследований, проведение технико-экономического обоснования инновационных решений в профессиональной деятельности, управление коллективом, руководство	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата»</i> , утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235) <i>ТФ. Код E/01.7.</i> Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья	ПК-6. Способен осуществлять руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга, применять полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применять методику проектирования	И.ПК-6.1. Осуществляет руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга И.ПК-6.2. Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования

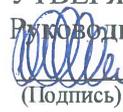
Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	производственной деятельностью подразделения	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 10 марта 2015 г. N 151н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31 марта 2015 г., регистрационный №36656) ОТФ. Код В. Организация геолого-промысловых работ ТФ. Код В/02.7. Подготовка предложений по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла</i>	ПК-8. Способен подготавливать предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла	И.ПК-8.1. Подготавливает предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла
	Разработка оперативных планов и руководство проведением всех видов деятельности, связанной с исследованием, разработкой и реализацией управлением технологическими процессами и производствами	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235) ТФ. Код Е/01.7. Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья <i>Профессиональный стандарт «Специалист по обработке и интерпретации скважинных геофизических данных», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 28 декабря 2015 г. N 1166н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 29 июня 2017 г., регистрационный №47457). ОТФ. Код D. Управление процессом обработки и интерпретации полученных скважинных геофизических данных ТФ. Код D/01.7. Управление разработкой перспективных планов области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных</i></i>	ПК-6. Способен осуществлять руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга, применять полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применять методику проектирования ПК-9. Способен разрабатывать перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных, руководить производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных геофизических данных	И.ПК-6.2. Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования И.ПК-9.1. Разрабатывает перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных И.ПК-9.2. Руководит производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

 15.03.21 О.С. Чернова

(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Присмотров Константин Васильевич

Тема работы:

«Влияние анизотропии фильтрационных свойств коллекторов на оптимизацию разработки Крапивинского нефтяного месторождения»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	30.04.2021 г. № 121-1/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

9 июня 2021 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Отчет об анализе разработки Крапивинского нефтяного месторождения, информация о скважинах на исследуемом участке месторождения, результаты геофизических, трассерных и гидродинамических исследований, фильтрационно-емкостные свойства керна, результаты микроструктурного анализа керна, ежемесячные эксплуатационные рапорты по фонду скважин, нормативные документы, фондовая и периодическая литература, учебники, монографии.</i>
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1 Введение 2 Общие сведения о месторождении 3 Геолого-геофизическая характеристика месторождения 4 Методические основы определения анизотропии проницаемости 5 Геологическое и гидродинамическое моделирование участка месторождения с учетом анизотропии проницаемости 6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7 Социальная ответственность 8 Заключение
<p>Перечень графических материалов</p>	<p>Рисунки – 37 штук:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 Географическое расположение месторождения 2 Сводный биостратиграфический разрез Крапивинского месторождения 3 Структурная карта по отражающему горизонту Па (подошве баженовской свиты) и расположение основных тектонических нарушений 4 Фациальный анализ пласта Ю₁³ 5 Корреляция пласта Ю₁³ (область развития крупного дельтового канала) 6 Фациальная схема истории развития пласта Ю₁³ 7 Направление градиентов давления и скорости фильтрации 8 Направление нормальных и касательных составляющих тензора проницаемости 9 Модель упрощенного представления анизотропии 10 Схема аппроксимирования эллипсом 11 Схема ориентированного зерна 12 Представление скважин в полярной системе координат 13 Сравнение величины проницаемости образцов зерна при фильтрации в северо-восточном и северо-западном направлениях 14 Сравнение максимальных, минимальных и средних значений проницаемости образцов зерна при фильтрации в северо-восточном и северо-западном направлениях 15 Увеличенное изображение зерен горной породы в шлифе

	<p>16 Роз-диаграммы распределения направлений удлиненных зерен в шлифах</p> <p>17 Эллиптическая аппроксимация итоговой роз-диаграммы направлений удлиненных зерен в шлифах</p> <p>18 Расположение нагнетательных и добывающих скважин с указанием направления фильтрации индикаторной жидкости</p> <p>19 Динамика среднесуточной закачки воды в нагнетательную скважину А8</p> <p>20 Динамика среднесуточной закачки воды в нагнетательную скважину А12</p> <p>21 Диаграмма распределения индикатора в районе скважины А8</p> <p>22 Диаграмма распределения индикатора в районе скважины А12</p> <p>23 Роз-диаграмма распределения основных потоков фильтрации в исследуемом районе</p> <p>24 Роз-диаграмма распределения проницаемости по воде в районе скважины А12</p> <p>25 Роз-диаграмма распределения проницаемости по воде в районе скважины А8</p> <p>26 Расположение устьев скважин на рассматриваемом участке</p> <p>27 Карта распространения проницаемости пласта Ю₁³</p> <p>28 Векторная модель распространения проницаемости пласта Ю₁³</p> <p>29 Распределение точек, характеризующих направление касательных к полю градиентов проницаемости в пространстве</p> <p>30 Роз-диаграмма распределения проницаемости по данным ГИС</p> <p>31 Эллиптическая аппроксимация роз-диаграммы проницаемости</p> <p>32 Фациальная модель пласта Ю₁³</p> <p>33 Сравнение накопленной добычи нефти при различных коэффициентах вертикальной анизотропии проницаемости</p> <p>34 Сравнение накопленной добычи нефти при различных коэффициентах вертикальной анизотропии проницаемости</p>
--	---

35 Диаграмма накопленного чистого денежного потока и дисконтированных денежных потоков по годам разработки

36 Структура операционных затрат

37 Структура денежных потоков

Таблицы – 18 штук:

- 1 Результаты анализа фильтрационно-емкостных свойств образцов ориентированного керна
- 2 Результаты трассерных исследований в районе нагнетательных скважин А8 и А12
- 3 Результаты эллиптической аппроксимации роз-диаграмм
- 4 Результаты эллиптического аппроксимирования анизотропии проницаемости по данным ГИС
- 5 Сводная таблица результатов оценки анизотропии проницаемости по рассматриваемым методам
- 6 Параметры геологической модели
- 7 Параметры вариограмм фациального моделирования
- 8 Средние характеристики гидравлических единиц потока коллекторов
- 9 Уравнения, связывающие пористость и проницаемости
- 10 Сравнение геологических запасов
- 11 Сравнение геологических запасов после увеличения ячеек
- 12 Результаты модели при вариация вертикальной анизотропии
- 13 Исходные данные для экономического расчета
- 14 Экономический расчёт разработки месторождения
- 15 Опасные и вредные факторы производственной среды
- 16 Предельно допустимые значения электромагнитного излучения от экрана монитора
- 17 Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

	18 Виды категорий трудовой деятельности с ЭВМ
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Социальная ответственность»	Белозеров Владимир Борисович, профессор, д.г.-м.н.
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рукавишников Валерий Сергеевич, доцент, PhD
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
<i>4 Методические основы определения анизотропии проницаемости</i>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2021 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова Оксана Сергеевна	д.г.-м.н.		15.03.21

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Присмотров Константин Васильевич		15.03.21

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: магистратура
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)
 Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.2021г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2021	<i>Общие сведения о месторождении</i>	10
10.04.2021	<i>Геолого-геофизическая характеристика Крапивинского нефтяного месторождения</i>	15
21.04.2021	<i>Методические основы определения анизотропии проницаемости</i>	25
05.05.2021	<i>Геологическое и гидродинамическое моделирование участка месторождения с учетом анизотропии проницаемости</i>	20
15.05.2021	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
18.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова Оксана Сергеевна	Д.Г.-М.Н.		15.03.21г.

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		15.03.21г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Присмотрову Константину Васильевичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материально-технические затраты, выраженные в виде капитальных и операционных затрат на разработку месторождения
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормативы расходования ресурсов выражены в капитальных затратах на единицу оборудования и операционных затратах, пересчитанных на количество расходуемого ресурса
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка дисконтирования принимается равной 15%, налог на добавленную стоимость (НДС), налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Расчет экономических показателей разработки месторождения на основе анизотропной гидродинамической модели
2. Разработка устава научно-технического проекта	Методические рекомендации по оценке экономической эффективности инвестиционных проектов
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Риски, связанные с инвестиционными проектами, выражаются в величине ставки дисконтирования, расчете покупательской способности и вычислению амортизационных затрат
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Определение экономической эффективности от реализации проекта производится на основании сравнения со схожими проектами в области добычи полезных ископаемых

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Диаграмма накопленного чистого денежного потока и дисконтированных денежных потоков по годам разработки
2. Диаграмма структуры денежных потоков
3. Диаграмма структуры операционных затрат

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2021 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		15.03.21г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Присмотров Константин Васильевич		15.03.21г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Присмотрову Константину Васильевичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, используемого оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, - вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения и т.д.) - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы) - чрезвычайных ситуаций социального характера 	<p>Рабочим местом при выполнении работы являлся стол, оборудованный персональным компьютером. При выполнении работы на организм человека действует шум, повышенное электромагнитное излучение от экрана монитора, возможно присутствие недостаточной освещенности, отклонений микроклимата помещения от оптимальных показателей. Кроме того, при работе необходимо учитывать напряженность труда. Опасным фактором производственной среды является электрический ток. Наиболее вероятная опасность возникновения чрезвычайной ситуации связана с пожаром в помещениях здания.</p>
<p><i>2. Список законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> - СП 52.13330.2011 «Свод правил. Естественное и искусственное освещение»; - СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»; - СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»; - СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки»; - ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов».

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Работа за компьютером характеризуется влиянием на организм человека следующих вредных факторов производственной среды:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) повышенный уровень шума; 2) недостаточная освещенность рабочей зоны; 3) повышенный уровень электромагнитных излучений; 4) напряженность труда; 5) отклонение показателей микроклимата; <p>Основными принципами минимизации воздействия на организм человека вышеизложенных факторов являются соблюдение режима труда и отдыха, использование сертифицированного и исправного оборудования, соблюдение правил использования оборудования, поддержание комфортных условий труда в помещении.</p>
<p>2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>Опасным фактором, который характеризует работу за персональным компьютером, является электрический ток. Риск поражения электрическим током связан с использованием оборудования с неисправной проводкой или изоляцией, неисправным состоянием розеток. Основные меры электробезопасности связаны с соблюдением правил использования электрических приборов, проверка исправности их проводки и изоляции, выключения приборов от электрической сети при покидании помещения.</p>
<p>3 Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработка решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Принципы охраны окружающей среды в данном случае, прежде всего, связаны с правильной утилизацией отработанного оборудования и его комплектующих. Многие комплектующие (батарейки, люминесцентные лампы) имеют в своем составе вредные для окружающей среды вещества, которые оказывают комплексное воздействие на окружающую среду (атмосферу, литосферу, гидросферу).</p>
<p>4 Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; 	<p>Наиболее типичной чрезвычайной ситуацией на объекте является пожар в помещениях здания. Для недопущения</p>

<ul style="list-style-type: none"> - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>пожара необходимо соблюдать правила противопожарной безопасности, использовать негорючие материалы, а также материалы, которые при горении не являются токсичными. Помещения должны быть обеспечены противопожарным оборудованием (сигнализацией, огнетушителями, рукавами). Персонал должен быть ознакомлен с путями эвакуации, планом здания и знать технику безопасности при эвакуации.</p>
<p>5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Безопасность рабочей зоны связана с размещением оборудования в помещении, минимальном объеме помещения, необходимого для комфортной работы, использованием подходящего оборудования с учетом антропометрических и физиологических особенностей работника. Конструкцию рабочего места регламентирует ГОСТ 12.2.032-78.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров Владимир Борисович	д.г.-м.н.		15.03.21г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Присмотров Константин Васильевич		15.03.21г.

РЕФЕРАТ

В тексте выпускной квалификационной работы содержится 128 страниц, 37 рисунков, 18 таблиц, 65 источников.

Ключевые слова: Крапивинское месторождение, анизотропия проницаемости, оптимизация разработки, моделирование, геологическое моделирование, гидродинамическое моделирование.

Объект исследования – пласты-коллекторы северного блока Крапивинского нефтяного месторождения.

Целью выпускной квалификационной работы является выработка рекомендаций по оптимизации процесса разработки северного блока Крапивинского нефтяного месторождения с учетом влияния анизотропии проницаемости пластов-коллекторов.

В процессе исследования был проведен отбор текстового и графического материала по тематике выпускной квалификационной работы, проанализированы литературные источники по тематике анизотропии проницаемости и методов ее расчета, проведен анализ исходной промысловой информации, построена геологическая и гидродинамическая модель участка месторождения.

В результате исследования весь отобранный материал был переработан и подвергнут анализу, информация была представлена в текстовом, графоаналитическом и графическом исполнении. На основе анизотропной гидродинамической модели участка месторождения оценена степень влияния анизотропии проницаемости на разработку и предложены рекомендации по оптимизации дальнейшей разработки месторождения.

Область применения: корректировка и оптимизация существующего проекта разработки месторождения.

Экономическая значимость работы заключается в обосновании важности учета анизотропии проницаемости при составлении и оптимизации проекта разработки месторождения с целью минимизации затрат.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГРП – гидроразрыв пласта

ГИС – геофизические исследования скважин

КИН – коэффициент извлечения нефти

РФ – Российская Федерация

МЭРТ – Министерство экономического развития и торговли

ВНК – водонефтяной контакт

ПС – потенциал самопроизвольной поляризации

ЭВМ – электронно-вычислительная машина

FZI – Flow Zone Indicator (индекс гидравлической единицы)

HFU – Hydraulic Flow Unit (гидравлическая единица потока)

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	22
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	28
2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	32
2.1. Стратиграфическое описание месторождения.....	32
2.2. Тектоника.....	37
2.3. Седиментационная характеристика месторождения.....	39
2.4. Нефтегазоносность.....	43
3 МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ.....	46
3.1. Основная информация об анизотропии проницаемости.....	46
3.2. Методики исследования анизотропии.....	50
3.2.1. Метод исследования анизотропии проницаемости по керну.....	51
3.2.2. Метод исследования анизотропии проницаемости по ГИС.....	54
3.2.3. Метод исследования анизотропии проницаемости по результатам трассерных исследований.....	56
4 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УЧАСТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ С УЧЕТОМ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ.....	58
4.1. Результаты расчета анизотропии проницаемости.....	58
4.1.1. Результаты расчета анизотропии проницаемости на основе керновых данных.....	58
4.1.2. Результаты расчета анизотропии проницаемости на основе трассерных исследований.....	63

4.1.3. Результаты расчета анизотропии проницаемости на основе результатов ГИС	70
4.1.4. Обобщенные итоги оценки анизотропии проницаемости с использованием различных методов	76
4.2. Геологическое моделирование.....	78
4.3. Гидродинамическое моделирование	82
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	86
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	94
6.1. Профессиональная социальная ответственность	94
6.1.1. Анализ вредных факторов рабочей среды.....	95
6.1.2. Анализ опасных факторов рабочей среды.....	100
6.2. Экологическая безопасность	101
6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	102
6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	103
6.4.1. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	109
Приложение А	117
3.1. Basic information on anisotropy permeability.....	118
3.2. Methods of anisotropy research	122
3.2.1. Method of permeability anisotropy research using core study results	122
3.2.2. Method of permeability anisotropy research using well logging results..	125
3.2.3. Method of permeability anisotropy research using tracer analysis results	127

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время одной из значимых проблем при разработке месторождений является отклонение реальных показателей разработки от прогнозных. Одной из причин, обуславливающих это расхождение, является влияние анизотропии фильтрационных свойств пластов-коллекторов.

Данное явление заключается в том, что фильтрационные свойства пласта-коллектора в его объеме распространяются неравномерно. Это непосредственно влияет на характер движения флюидов в пласте при перепаде давления. Таким образом, явление анизотропии проницаемости оказывает существенное влияние на величину извлечения углеводородов и на процесс разработки месторождения, поэтому для достижения наиболее эффективных показателей разработки месторождения необходимо учитывать рассматриваемое явление.

Фильтрационная неоднородность коллектора определяется наличием определенных направлений, в которых существует повышенное внутрипластовое и межпластовое движение флюида. Наличие неоднородности подтверждается различием дебитов в добывающих скважинах, разными режимами работы нагнетательных скважин и многочисленными исследованиями на образцах керна. Отношение горизонтальной проницаемости к вертикальной проницаемости является важным фактором, влияющим на эффективность системы заводнения и скорости продвижения водоносного горизонта, поэтому анизотропию проницаемости необходимо учитывать при проектировании системы разработки. Кроме того, в настоящее время ввиду уменьшения запасов легкодоступной нефти, добывающие компании вынуждены искать эффективные методы разработки трудноизвлекаемых запасов. Залежи трудноизвлекаемой нефти зачастую характеризуется высокой геологической неоднородностью, что непосредственно влияет на фильтрационные свойства пласта-коллектора, поэтому роль анизотропии проницаемости при разработке таких залежей возрастает [40], [42].

Неоднородность фильтрационных свойств коллектора является результатом неоднородной структуры пласта, сформированной в следствии сложных геологических процессов. Причиной неоднородности является изменчивость древней обстановки осадконакопления. Тип материала, размер зерен, среда переноса и ее энергетика, климат и тектоника, скорость осаждения материала – все это влияет на фильтрационно-емкостные свойства современного пласта-коллектора. Каждый из этих параметров может изменяться со временем и длительность воздействия каждого параметра также различается, поэтому конечная структура пласта-коллектора является неоднородной.

Анализ литературных источников по тематике анизотропии проницаемости показал, что первые исследования анизотропии проницаемости проводились с начала 50-х годов прошлого века. Изучение анизотропии проницаемости в России началось только с начала 1980-х годов [13]. На данный момент времени изучение явления продолжается. Существует множество различных методик и подходов при оценке анизотропии. К примеру, её можно изучить, используя данные сейсмических исследований, так как скорость пробега сейсмической волны изменяется в зависимости от её направленности при прохождении сквозь горную породу. Кроме того, существует методики оценки анизотропии с использованием явления интерференции скважин [47]. Также существует связь между анизотропией стрессовых напряжений в объеме горной породы с анизотропией её проницаемости. Наиболее распространённым методом оценки анизотропии проницаемости зарубежном является спуск на кабеле опробователя пласта в составе геофизических приборов, при этом постоянно измеряется давление глубинным манометром, производится отбор пластового флюида из пласта-коллектора и одновременно с этим регистрируется время восстановления давления до начального уровня [49],[53]. Данный метод позволяет определить анизотропию проницаемости в пластовых условиях, но его недостатком является тот факт, что из-за увеличения масштабности исследования, происходит уменьшение точности в сравнении с анализом

кернового материала. Существуют данные о способе оценки анизотропии проницаемости с использованием индукционных каротажей различной конфигурации [48]. Суть метода состоит в том, что в пластах с хорошими фильтрационными свойствами при проникновении бурового раствора в промытую зону происходит разделение бурового раствора и пластового флюида по плотностям в объеме горной породы [45]. Это влечет изменение профиля проникновения флюида в пласт на ступенчатую форму, что хорошо регистрируется методами индукционного каротажа и позволяет определить величину вертикальной анизотропии проницаемости горной породы. Кроме того, одним из наиболее популярных способов определения анизотропии проницаемости в России является исследование изменения упругих свойств горной породы с использованием ультразвукового структурного анализа. Суть метода заключается в измерении скорости прохождения упругих волн через ориентированный образец керна с последующим составлением индикатрисы скоростей. Полученные результаты прямо зависят от минерального состава горной породы и позволяют произвести оценку анизотропии проницаемости. Таким образом, в настоящее время не существует универсальных методик определения анизотропии проницаемости – каждый метод оценки проницаемости имеет свои преимущества и недостатки, применимость методов обусловлена конкретными геологическими характеристиками изучаемого месторождения [8],[52].

Многие месторождения Западной Сибири приурочены к литологически неоднородным коллекторам как в терригенных, так и в карбонатных разрезах. Резкая изменчивость в фильтрационных свойствах пластов часто создает значительные трудности при их разработке. Значительная доля месторождений разрабатывается с использованием искусственного заводнения, поэтому влияние анизотропии проницаемости следует учитывать при проектировании расположения нагнетательных скважин, так как из-за большей проницаемости в определенных направлениях вода от нагнетательных скважин будет быстрее

прорываться к добывающим скважинам, тем самым уменьшая эффективность вытеснения нефти. Кроме того, влияние анизотропии пласта-коллектора необходимо учитывать при проектировании гидроразрыва пласта ввиду того, что различие в соотношении радиальных и тангенциальных полей напряжений в пласте-коллекторе приводит к образованию трещин в определенных направлениях.

Таким образом, проблемой исследования в данной работе является оценка степени влияния анизотропии проницаемости на показатели разработки участка месторождения.

Объектом исследования являются пласты-коллекторы северного блока Крапивинского нефтяного месторождения.

Целью выпускной квалификационной работы является выработка рекомендаций по оптимизации процесса разработки северного блока Крапивинского нефтяного месторождения с учетом влияния явления анизотропии проницаемости пластов-коллекторов.

Для достижения поставленной цели выпускной квалификационной работы необходимо:

1. проанализировать промысловые исходные данные и данные региональной геологии, изучить существующие методы определения анизотропии проницаемости и выбрать оптимальные;
2. произвести построение геологической и гидродинамической модели участка месторождения;
3. адаптировать гидродинамическую модель на промысловые данные и сравнить результаты показателей разработки анизотропной и изотропной моделей с фактическими данными;
4. с учетом влияния анизотропии проницаемости предложить варианты оптимизации процесса разработки месторождения на прогнозный период.

В настоящее время существует множество методов определения анизотропии проницаемости. Наиболее современным методом является

гидропрослушивание, но этот метод является дорогостоящим при проведении исследования [7],[51]. 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.

Ввиду того, что наиболее значимые решения при проектировании разработки месторождения принимаются на ранних стадиях изучения месторождения, когда существует недостаток промысловой информации и большое количество разного рода неопределенностей, то для эффективного планирования разработки месторождения необходимо как можно раньше оценить величину и степень влияния анизотропии проницаемости. В связи с этим, существует необходимость разработки новых методов определения анизотропии проницаемости, которые основаны на анализе и обработке доступных данных на начальной стадии разработки месторождения. Такими данными являются результаты исследования керна и результаты геофизических исследований скважин. Данные таких исследований обычно доступны и могут быть использованы для определения основных параметров анизотропии горизонтальной проницаемости [55],[56].

Личный вклад автора работы заключается в совокупном анализе и систематизации накопленных промысловых данных, а также последующей их интерпретации, построение геологической и гидродинамической моделей участка месторождения, выбор метода оценки степени влияния анизотропии проницаемости и ее величины на исследуемом участке месторождения, выработка рекомендаций по оптимизации разработки месторождения с учетом анизотропии проницаемости пласта-коллектора.

Практическая значимость работы заключается в том, что выработанные рекомендации по оптимизации процесса разработки участка месторождения с учетом явления анизотропии проницаемости позволяют скорректировать

существующий проект разработки месторождения. Кроме того, данная работа может быть использована в качестве примера при оценке степени влияния анизотропии проницаемости и оптимизации разработки соседних месторождений.

В рамках данной работы будет оцениваться анизотропия проницаемости пласта-коллектора с использованием данных исследования кернового материала, результатов трассерных исследований и постинтерпретационные исследования геофизических данных.

Исходной информацией для проведения исследования является лабораторные исследования керна и его описание, свойства пластовых флюидов, результаты гидродинамических исследований скважин, структурные карты поверхностей кровли пластов Ю₁² и Ю₁³, координаты устьев и инклинометрия скважин, глубины отбивок продуктивного горизонта, вскрытого скважинами, результаты геофизических исследований и их интерпретация, данные о проведённых геолого-технических мероприятиях на скважинах и параметры разработки.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Крапивинское нефтяное месторождение находится в западной части Томской области на границе с Омской областью. Административно приурочено к Каргасокскому району Томской области и Тарскому району Омской области (Рисунок 1.1). В структурном плане расположено на Крапивинском локальном поднятии в пределах южной части Каймысовского свода. По величине извлекаемых запасов классифицируется как среднее месторождение.

Глубина залегания продуктивных горизонтов составляет 2411 - 2791 м. Нефть относится по плотности к легкой (0,786 - 0,873 г/м³), сернистой (0,57 - 1,1%), малопарафинистой (1,0 - 2,44%). Терригенные коллекторы однородные, с проницаемостью 0,004 - 0,023 мкм² и открытой пористостью – 14 - 19%. Промышленная добыча нефти связана с юрскими отложениями.

Владелец лицензии на участок Крапивинского нефтяного месторождения, относящийся к Омской области – Газпромнефть - Восток. Оператором лицензионного участка в пределах Томской области является Томскнефть ВНК.

По состоянию на 1 января 2007 г. балансовые запасы нефти по категории В+С₁ составляют 37,61 млн. т., извлекаемые – 11,45 млн т., по категории С₂ балансовые запасы – 1,599 млн. т., извлекаемые – 0,449 млн т. Также имеются запасы газа в размере 230 млн. м³ по категории С₁ и 12 млн. м³ по категории С₂.

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

Район, в котором расположено месторождение, весьма слабо развит с экономической и инфраструктурной точки зрения. Ближайший населённый пункт – село Новый Васюган находится в 70 км на северо-восток.

Электропитание и транспортировка нефти осуществляется по ЛЭП и нефтепроводу, объединяющим Крапивинское, Игольское, Герасимовское и Лугинецкое месторождения. Дорожная сеть развита в рамках обустройства месторождения с выходом на бетонную дорогу, соединяющую Васюганскую группу месторождений с Игольско–Таловым месторождением, с. Новый Васюган и г.Стрежевой.

В тектоническом плане месторождение приурочено к группе сложно построенных локальных поднятий, отделенных друг от друга узкими линейными мульдообразными прогибами, амплитудой 15–20 м. По морфологическому признаку поднятия образуют две крупные структуры III порядка – Крапивинскую и Западно-Крапивинскую. Обе структуры имеют близкую морфогенетическую характеристику с понижением общей гипсометрии с востока на запад и с северо-востока на юго-запад от –2520 м до –2640 м и формируют в плане обособленную структурную зону, объединяющую разноамплитудные структуры Крапивинского месторождения [10].

Климат данного района является резко континентальным. Колебания температуры здесь лежат в диапазоне от –50°С (зимой) до +30°С (летом). Продолжительность периода с устойчивыми отрицательными температурами составляет 4 месяца и длится, в среднем, с 12 ноября по 16 марта. Устойчивый положительный период значительно короче – 3,5 месяца, с 24 мая по 8 сентября. Наблюдается большой перепад температур внутри сезонов и суток, который влияет на изменение других показателей погоды. Устойчивый снежный покров, в среднем, наблюдается с конца октября по середину апреля.

Также район относится к зоне избыточного увлажнения по количеству выпавших среднегодовых атмосферных осадков (около 600 мм). Большая часть осадков выпадает с мая по октябрь, зимний сезон отмечается относительной сухостью. Основное количество осадков выпадает в виде дождя в летние месяцы.

Наибольшее количество осадков приходится на летнее время, наименьшее – на февраль. Зимой увеличивается число дней с осадками, но

уменьшается их суточное количество. В теплый период, с апреля по октябрь, выпадает более 70% годовой суммы осадков (417 мм), в холодный период (ноябрь – март) – 160 мм. Среднее число дней с осадками равно 182.

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

Преобладающее направление ветра зимой – южное, юго-западное, юго-восточное. Летом преобладают, в основном, ветры северного, северо-западного, а также западного направления. В течение года наибольшую повторяемость имеют слабые ветры 0 - 3 м/с. Однако, максимальные скорости ветра могут достигать 20 - 27 м/с, а порывы ветра до 30 м/с. Средняя годовая скорость ветра – 3,0 м/с.



Условные обозначения:

----- Областные границы

— Трубопроводы

Дороги автомобильные:

— Улучшенные грунтовые

----- Сезонные

Месторождения:

 Нефтяные

 Газоконденсатные

Рисунок 1.1 - Географическое расположение месторождения

2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Стратиграфическое описание месторождения

Сводный биостратиграфический разрез Крапивинского месторождения приведен на Рисунке 2.1.1 [1], [32], [36].

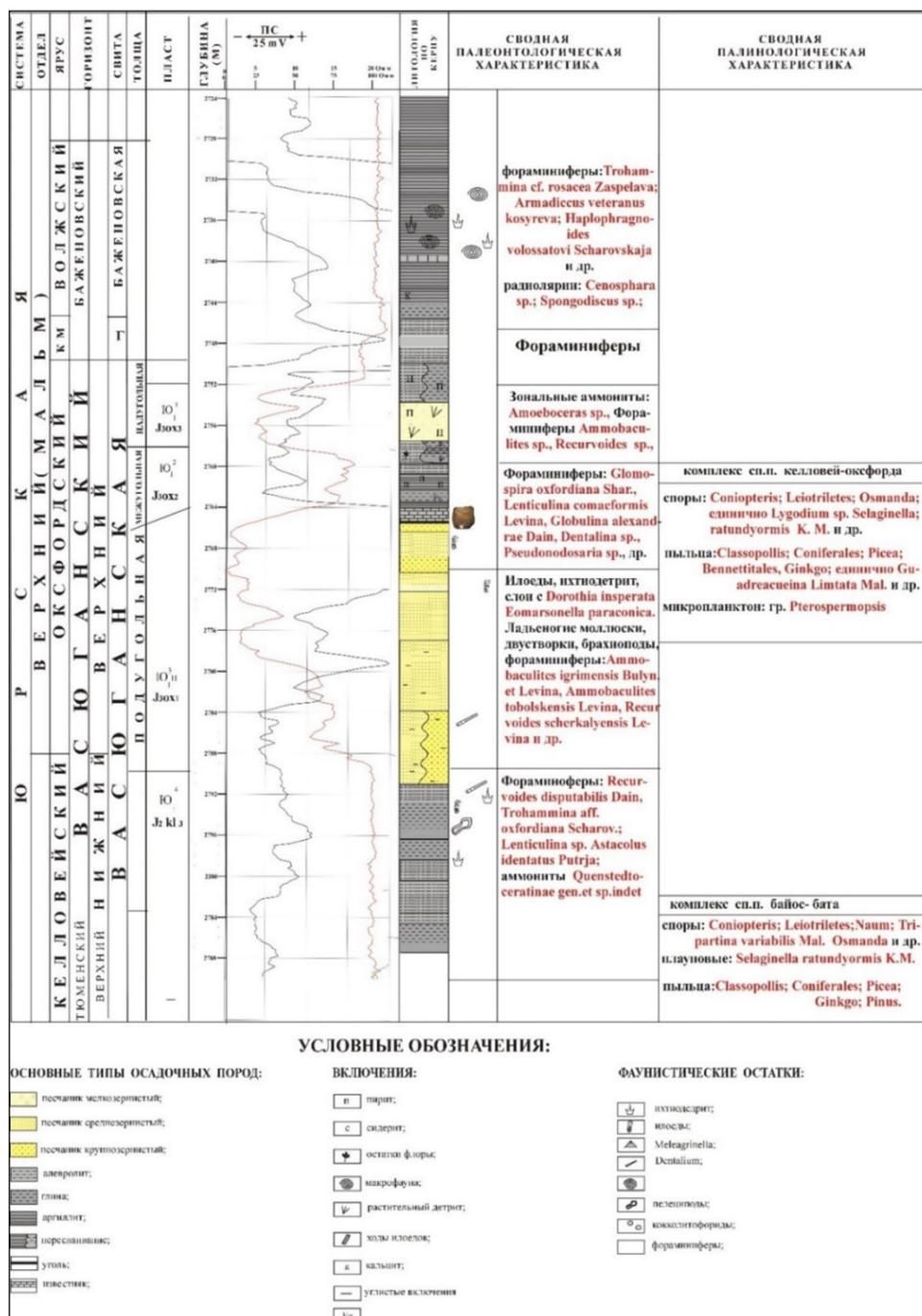


Рисунок 2.1.1 - Сводный биостратиграфический разрез Крапивинского месторождения [36]

ВЕРХНИЙ ОТДЕЛ ЮРСКОЙ СИСТЕМЫ

Верхнеюрский комплекс на территории Крапивинского нефтяного месторождения представлен отложениями баженовской, васюганской и георгиевской свит. Баженовская свита является региональным репером, представлена черными битуминозными аргиллитами. Подошва верхнеюрского комплекса имеет нечеткую границу и проводится по трансгрессивному пласту Ю₂.

Пласт Ю₂ сложен алевритом различной размерности с включениями песчаных фракций раннекелловейского возраста. Зернистость пород уменьшается вверх по разрезу. При анализе керн на Крапивинском месторождении в нем были определены включения глауконита и пирита, остатки коколитофорид, крупные стяжения сидерита и пирита.

Комплекс пород верхнеюрского возраста прибрежно-морского генезиса, выделяемый в объеме горизонта Ю₁, является основным объектом разработки месторождения. Он характеризуется высокой неоднородностью, сложным геологическим строением, изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств. Мощность горизонта достигает 30 метров, из которых эффективной мощностью являются 15 - 23 метра.

Горизонт Ю₁ по возрасту слагающих его отложений подразделяется на стратиграфические интервалы. Пласт Ю₁¹ разделен на верхний и средний оксфорд, при этом Ю₁² относится к среднеоксфордскому возрасту, а Ю₁³ – к раннеоксфордскому. В основании горизонта залегает Ю₁⁴, внутри которого проходит разделение отложений на келловейский и оксфордский возрасты.

Васюганская свита делится на две подсвиты: нижнюю – келловей-раннеоксфордского возраста и верхнюю – ранне-позднекелловейского возраста. Стоит отметить, что корреляция песчаных пластов проводилась без учета фациальных особенностей отложений, палеонтологических исследований, что, несомненно, влияет на точность корреляции и стратификации пластов [24].

НИЖНЕВАСЮГАНСКАЯ ПОДСВИТА

Нижневасюганская подсвита представлена отложениями аргиллита, иногда битуминозного, с прослоями глин и алевролита. Найдены остатки растительного детрита, включения сидерита и пирита. Внутри подсвиты принято выделять три пачки: верхняя и нижняя пачки представлены аргиллитом с прослоями алевролита и песчаника, а средняя пачка представлена глинистой толщей [4].

Отложения нижней пачки локализованы, в основном, во впадинах, в пределах поднятых структур происходит опесчанивание пачки, поэтому в таких разрезах получил распространение песчаный аналог нижней пачки – пласт Ю₂⁰. Он сложен алевролитом различной размерностью с интервалами мелкозернистого песчаника, по генезису относится к мелководному трансгрессивному морскому бассейну. Зернистость уменьшается вверх по разрезу. При анализе керн на Крапивинском месторождении были определены включения глауконита и пирита, остатки коколитофорид [1], крупные стяжения сидерита и пирита.

Средняя пачка имеет горизонтальное простирание, опесчанивание происходит по направлению на восток (при переходе васюганской свиты в наунакскую). Отсутствует в пределах Крапивинского месторождения.

В пределах объема верхней пачки распространены фациальные замещения, которые были выделены, как пласты Ю₁⁶, Ю₁⁵ и Ю₁⁴. На Крапивинском месторождении распространен пласт Ю₁⁴, который представлен прослаиванием аргиллита с алевролитом. Не представляет нефтепоисковой ценности.

Отложения нижневасюганской свиты в пределах Крапивинской площади представлены не повсеместно. Общая мощность подсвиты достигает 30 метров.

ВЕРХНЕВАСЮГАНСКАЯ ПОДСВИТА

Верхневасюганская подсвита подразделяется на три толщи:

- подугольная толща (пласты Ю₁⁴, Ю₁³, регрессивная толща прибрежно-морского генезиса);

- межугольная толща (регрессивно-трансгрессивная толща переходного генезиса);
- надугольная толща (пласты Ю₁², Ю₁¹, Ю₁⁰, трансгрессивная толща прибрежно-морского генезиса).

Так как в пределах Крапивинской площади не были выявлены угольные пласты, разделяющие пласты Ю₁³ - Ю₁², Ю₁¹, Ю₁⁰, томский геолог А.М. Казаков предложил называть эти стратиграфические подразделения нижней, средней и верхней пачками соответственно.

На территории Крапивинской структуры получили распространения следующие стратиграфические подразделения васюганской свиты:

- нижневасюганская подсвита среднекелловейского возраста;
- пласт Ю₁⁴ позднекелловейского возраста;
- пласт Ю₁³ раннеоксфордского возраста;
- межугольная толща среднеоксфордского возраста;
- пласт Ю₁¹ позднеоксфордского возраста.

ОАО «ТомскНИПИнефть» при проведении пробной эксплуатации месторождения песчаные пласты Каймысовского свода горизонта Ю₁ проиндексировала, как Ю₁² и Ю₁³⁻⁴ [9], [29].

Отложения пласта Ю₁³⁻⁴ представлены мелко-среднезернистым песчаником, слабо карбонатизированным, с алевритовыми и глинистыми пропластками. Имеются редкие включения растительного детрита. Пласт был вскрыт всеми скважинами. Его общая мощность достигает 20 метров в пределах северного купола. В южной части месторождения мощность пласта не превышает 12 метров. Внутри пласта выделены три ритмопачки:

- ритмопачка – Ю₁^{3A} – локализована в северной части площади, залегает на глубине от 2692,6 до 2746,8 метров. Сложена равнозернистым песчаником кварцевого состава, в верхней части ритмопачки залегают более грубозернистые фракции песчаника;

- ритмопачка Ю₁^{3B} – представлена песчано-алевритистым материалом с прослоями грубозернистых пород в верхней части ритмопачки, достигает мощности 18 метров;
- ритмопачка Ю₁^{3B} – распространена повсеместно на глубинах от 2663,8 до 2786,2 метров, мощность достигает 22 метров. Сложена мелкозернистым песчаником и алевролитом полимиктового состава.

Особенностью распространения межугольной ритмотолщи является то, что для ее состава не свойственно наличие угольных пропластков. Толща представлена глинисто-алевролитовым материалом. В кровле залегает плотная, пиритизированная толща аргиллита, которая хорошо выявляется по данным ГИС. В подошве был выявлен плотный пропласток с высоким значением кажущегося сопротивления, по литологическому составу отнесенный к глинистому известняку, близкому по свойствам к угольному пласту. Мощность пачки достигает 10 метров, по возрасту относится к среднему оксфорду.

Отложения пласта Ю₁² представлены мелко-среднезернистыми песчаниками полимиктового состава хорошей сортированностью. Цементом выступает коалинит, занимающий до 10% объема порового пространства. Величина открытой пористости достигает 18%, проницаемости – 25 мД. Эти значения уменьшаются по направлению на юг до 14% и 4 мД соответственно. По возрасту пласт датируется поздним оксфордом – ранним кимериджем. В кровле пласта залегает песчано-алевролитовая толща, называемая барабинской пачкой. По литологическому составу данные отложения отличаются от пород, характерных для верхнеюрского разреза. Отложения сложены песчано-алевритистым материалом с плохой сортированностью и признаками карбонатизации. Имеются включения пирита, фосфатов, глауканита, характерных для морской фауны. Также в отложениях встречаются остатки белемнитов, фораминифер, пелеципод. Повышенная зернистость и локальное распространение барабинской пачки свидетельствует об осадконакоплении на повышенных участках Крапивинской структуры. Барабинскую пачку Ю₁⁰

томскими геологами принято относить к васюганской свите, в то время как тюменские геологи относят ее к основанию георгиевской свиты. Исследования, проведенные А.М. Казаковым, подтверждают, что пласты Ю₁¹ и Ю₁⁰ имеют одинаковый мелководно-морской генезис и барабинская пачка сформировалась в результате трансгрессивного цикла, приуроченного к основанию надугольной толщи [24].

Георгиевская свита представлена зеленоватой глинистой толщей малой мощности. В ней было найдено большое разнообразие морской фауны: фораминиферы, пелециподы и обломки белемнитов. По обнаруженным остаткам георгиевская свита имеет возраст раннего кимериджа.

В верхней части разрез верхней юры представлен баженовской свитой, сложенной битуминозным аргиллитом с редкими прослоями карбонатов и глин. Мощность отложений достигает 28 метров. Баженовская свита является не только региональной покрывкой, но и, кроме того, является нефтематеринской толщей для верхнеюрских отложений.

2.2. Тектоника

Территория, где расположено Крапивинское месторождение, с точки зрения тектоники находится в сочленении Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины, двух структур I порядка [18].

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

Проведя ограничение по изогипсе -2650 м (подошва баженовской свиты) вокруг Каймысовского свода, будет получен контур длиной 215 км и шириной до 120 км. Получившаяся структура будет иметь амплитуду поднятия до 350 метров [19].

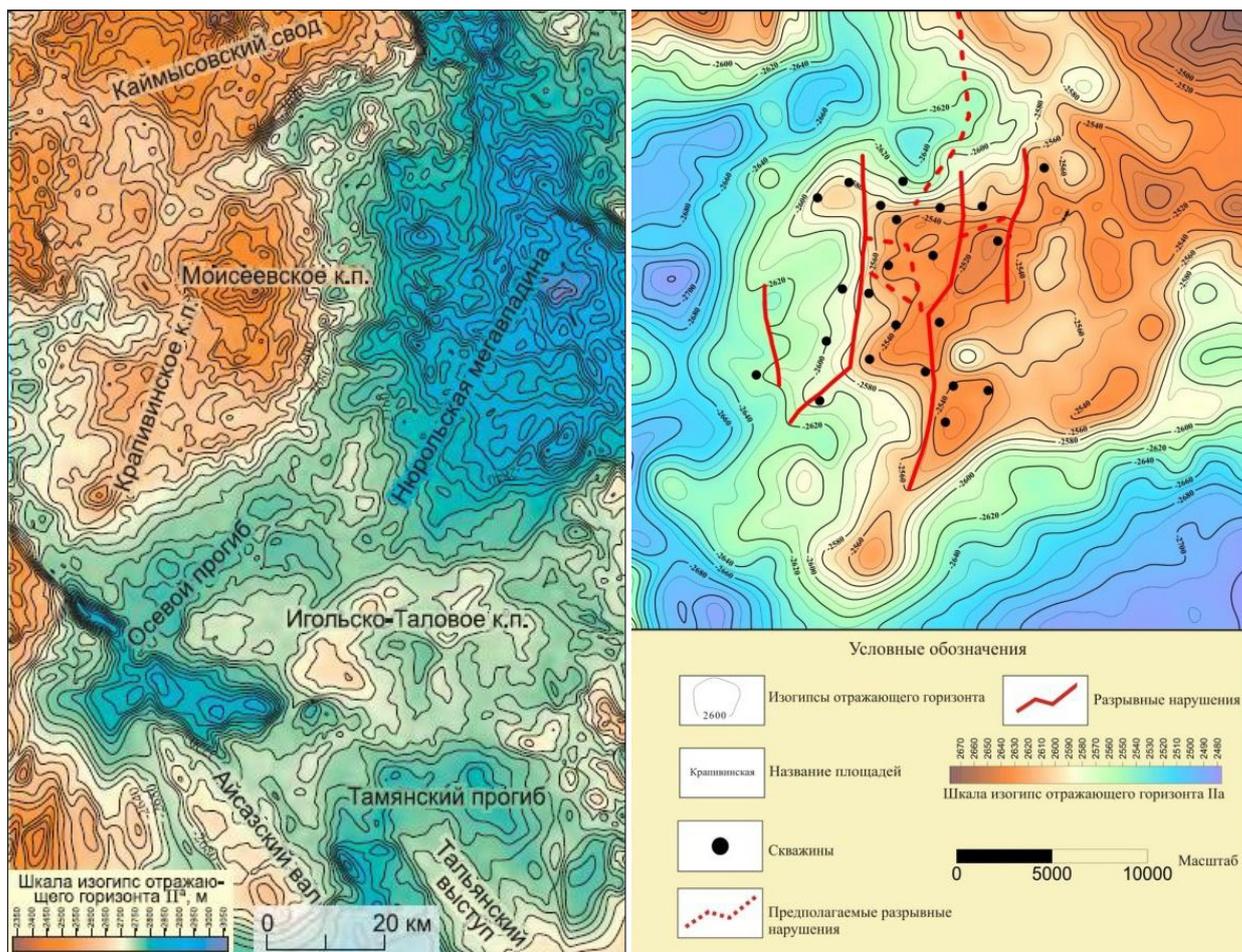


Рисунок 2.2.1 – Структурная карта по отражающему горизонту Π_a (подошве баженовской свиты) и расположение основных тектонических нарушений

В пределах Каймысовского свода присутствуют две системы разрывных нарушений: одна – северо-восточного, другая – северо-западного простирания. На Рисунке 2.2.1 показана схема разломов для Крапивинского месторождения. Несколько приподнятыми являются северная и южная части свода, в то время как осевая центральная часть свода оказывается немного опущенной относительно них. В целом Каймысовский свод характеризуется весьма сложным строением. Так, например, в пределах него локализованы несколько положительных структур II-го и III-его порядка, которые разделяются седловинами, небольшими впадинами и прогибами различной кривизны. Следует отметить, что такое строение наблюдается в рельефе поверхностей как доюрского основания, так и баженовской свиты [18],[19].

Локально Крапивинское нефтяное месторождение приурочено к

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

Проводя по отражающему горизонту Π_a изогипсу с абсолютной отметкой в - 2600 м, можно получить контур Крапивинской структуры площадью 940 км² и амплитудой 180 м. Структура Крапивинского месторождения по подошве баженовской свиты представляет собой вытянутую на северо-восток антиклинальную брахиформную складку с более пологим восточным крылом, которая ориентирована параллельно западному борту Нюрольской мегавпадины. Стоит также отметить, что район самого Крапивинского месторождения полностью покрыт 3D сейсморазведкой [35].

2.3. Седиментационная характеристика месторождения

По представлениям В.Б. Белозерова по площади месторождения седиментационная модель пласта Ю₁³ представлена четырьмя типами разрезов (Рисунок 2.3.1):

- Разрез 1 – Зона развития береговых баровых песчаников, характеризующихся высокопроницаемым типом коллектора и полосовидным типом распространения;
- Разрез 2 – Зона развития русла дельты, характеризующаяся устойчивым распространением коллектора по площади;
- Разрез 3 – Переходная зона, характеризующаяся переслаиванием разнородных песчаных тел;
- Разрез 4 – Зона развития береговых баровых песчаников, отличающихся ухудшенными свойствами коллектора и полосовидным типом распространения.

С позиции фациальной интерпретации северная часть месторождения характеризуется чередованием высокопроницаемых и низкопроницаемых разрезов, соответственно первого и четвертого типов. Такое чередование связано, прежде всего, с особенностями седиментации, проявляющимися, главным образом, в изменении скорости продвижения береговой зоны. При высокой скорости осаждения материала происходит осаждение тонкозернистого материала вдоль береговой линии ввиду того, что он не успевает подвергнуться влиянию активной волновой деятельности. При этом происходит образования различных песчаных строений в сторону моря – отмелей, кос, баров. В тот момент, когда нарушается динамическое равновесие и увеличивается волновая активность, происходит образование пляжевых зон ввиду того, что выносимый осадочный материал под действием волн подвергается переносу, сортируется и заново отлагается [20]. Кроме того, большое содержание железистого цемента указывает на наличие древней речной системы, что подтверждается наличием углистых глин, черных карбонатов, присутствием в керне массивной и горизонтальной слоистости (Рисунок 2.3.2) [5].

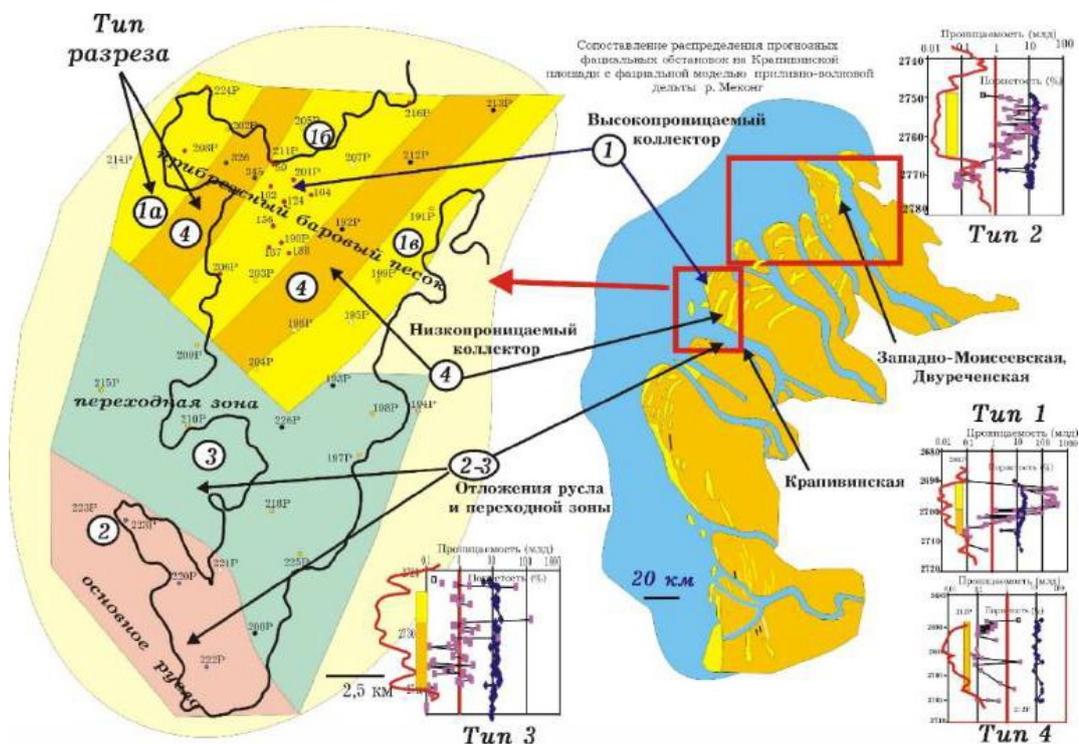


Рисунок 2.3.1 – Фациальный анализ пласта Ю₁³ [5]

Результаты геофизических исследований скважин также подтверждают наличие крупного дельтового канала, так как структура коллектора имеет однородный вид, и кривая ПС обладает блоковой формой. С учетом этих исследований была проведена корреляция пласта Ю₁³.

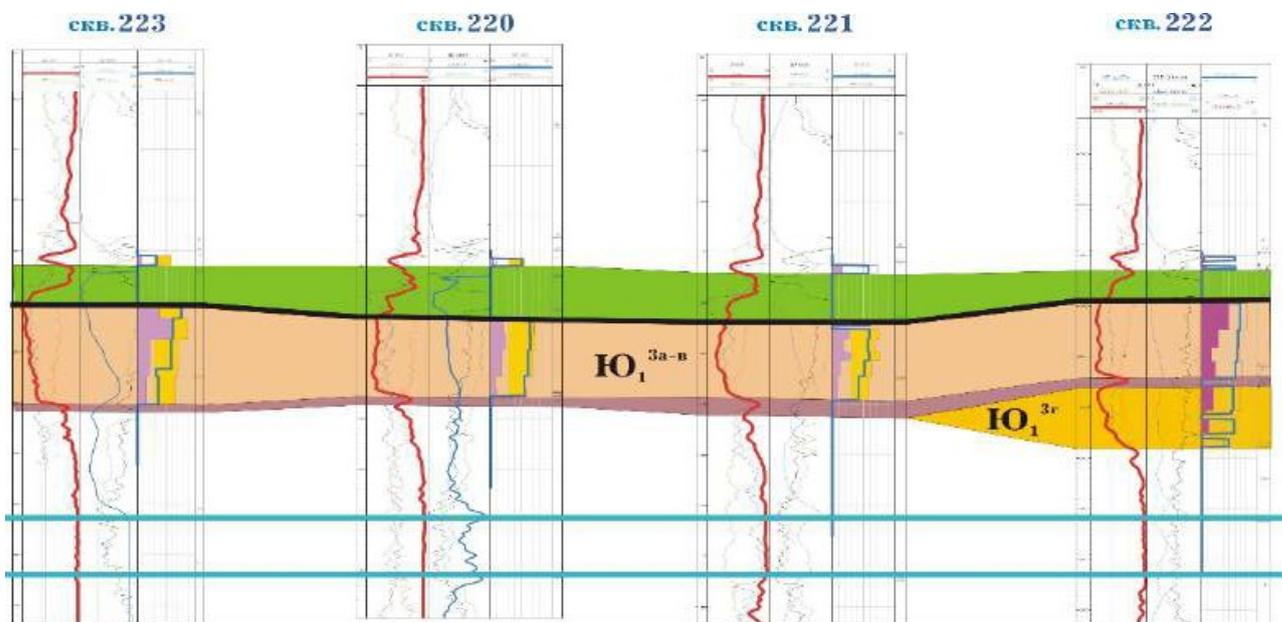


Рисунок 2.3.2 - Корреляция пласта Ю₁³ (область развития крупного дельтового канала) [5]

Дальнейшее выделение литотипов было произведено по результатам анализа сейсмического параметра мгновенной фазы на временном срезе кровли пласта. Литотипы 1б и 1в представлены устьевыми барами второстепенных дельтовых каналов, в южной части площади был выделен фрагмент меандры основного русла палеodelты, выделены два тектонических нарушения северо-восточной ориентировки. В результате данного анализа был сделан вывод о наличии древней дельты серповидной и лопастного типа на территории исследуемого участка.

С учетом полученной информации произведена интерпретация истории развития рассматриваемого участка (Рисунок 2.3.3).

Развитие древней обстановки осадконакопления пласта Ю₁³ описывается совокупным расположением различных зон осадконакопления относительно друг друга. Так, береговая линия авандельты и зона формирования баровых

построек относятся к пассивной стадии выдвигания дельты и соответствуют литотипу 1в. Русловые отложения были дислоцированы в южной части поднятия, они соответствуют разрезу 2. Относительно них севернее находилась переходная зона, в которой присутствуют как прибрежно-морские (баровые), так и русловые отложения, соответствующая разрезу 3. На оставшейся территории происходило накопление глинистых отложений авандельты [5].

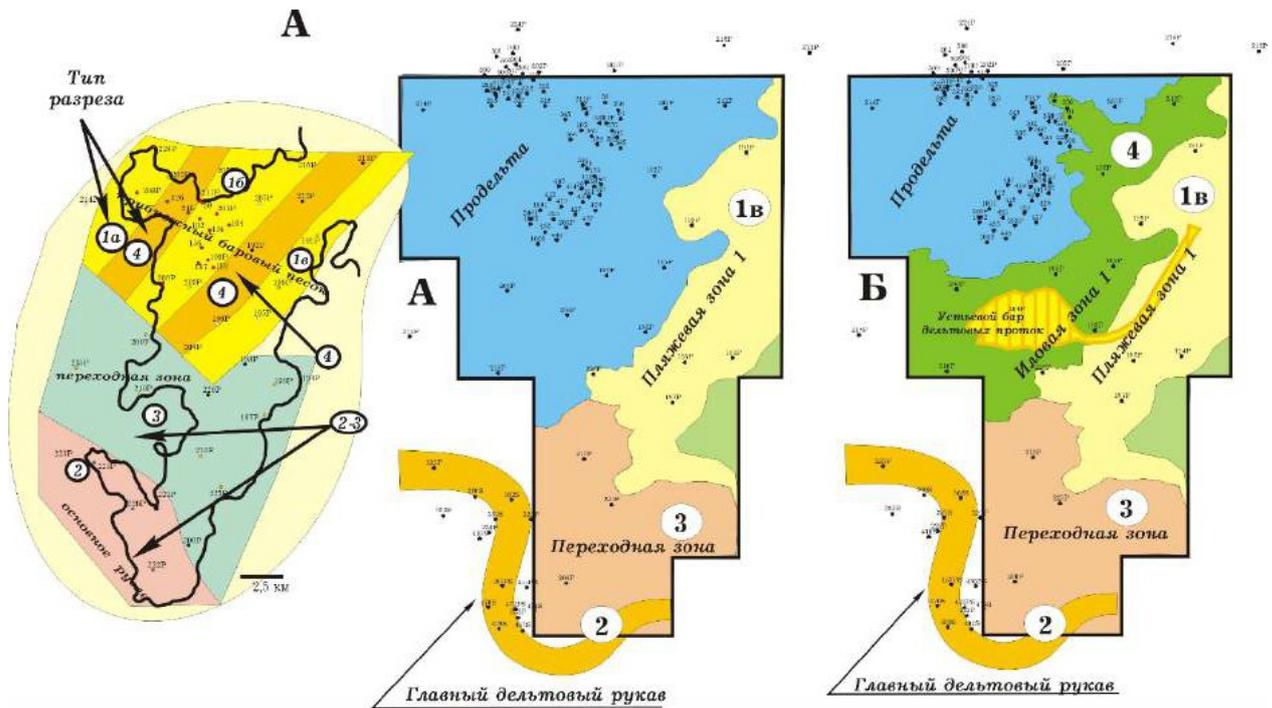


Рисунок 2.3.3 - Фациальная схема истории развития пласта Ю₁³ [5]

В дальнейшем происходил процесс выдвигания дельтового комплекса в северо-восточное направление. Это привело к формированию авандельтовых песчаников, соответствующих разрезу 4 и характеризующихся плохой сортировкой и низкой проницаемостью. В пределах данной зоны второстепенной дельтовой протокой был сформирован устьевой бар, имеющий улучшенные фильтрационно-емкостные свойства. Обстановка осадконакопления продельты сдвинулась по направлению на северо-запад.

В дальнейшем произошла стабилизация береговой линии, что способствовало отложению хорошо сортированных песчаников авандельты, соответствующих литотипу 1б. После этого произошло формирование литотипа 4 ввиду активного выдвигания дельты, имеющего полосовидное простираие в

северо-восточном направлении и обладающего низкой проницаемостью.

Формирование высокопроницаемых песчаников, соответствующих литотипу 1а, связано с стабилизацией береговой линии и по генезису они относятся к баровой системе авандельты.

Далее произошло частичное разрушение кровельной части разреза ввиду процессов выветривания, произошедших после регрессии моря (литотип 1в).

2.4. Нефтегазоносность

Нефтегазоносность Крапивинского месторождения главным образом связана с разработкой пластов Ю₁² и Ю₁³ васюганской свиты. Пласты между собой разделены межугольной толщей Ю₁^{MY}, имеющей толщину до 10 метров. Продуктивные пласты отличаются высокой степенью неоднородности – они имеют слабую выдержанность по мощности, площадному распространению фаций и литологии. Залежи имеют сложное строение, обособляются различными типами экранирования (стратиграфическим, литологическим, структурным), в плане отсутствует замкнутый контур нефтеносности. Основным объектом разработки является пласт Ю₁³, с ним же и связаны основные запасы нефти (более 80%). Пласт же Ю₁² является возвратным объектом разработки и характеризуется низкой фильтрационно-емкостной характеристикой и малой мощностью. Отличительной особенностью месторождения является колебание уровня водонефтяного контакта с разницей абсолютных отметок до 70 м. [29]

Пласт Ю₁²

Залежь пласта Ю₁² на Крапивинском месторождении обособляется в виде двух участков. К первому участку относят собственно Крапивинский участок, а вторым участком является Западно-Крапивинский участок. Крапивинский участок залегает на глубине от минус 2578 - 2618 м. Имеет размеры 21,5×30,5×2,5 км и амплитуду порядка 50-60 м. Нефтенасыщенная толщина пласта не превышает 3,2 м, нефтенасыщенность – 0,55 д. ед. Пласт Ю₁² по своему генезису относится к прибрежно-морским песчаникам и имеет покровный характер

площадного развития. Обладает низкими фильтрационно–емкостными свойствами: проницаемость резервуара не превышает 5 мД, при пористости 15 %. Промышленные притоки нефти получены в 12 поисково-разведочных скважинах. Дебиты скважин невысокие, изменяются от 0,5 до 17 м³/сут при среднем значении 3 м³/сут. На Западно-Крапивинском участке пробурено четыре разведочных скважин №№ 220Р, 221Р, 222Р и 223Р, но объект в них не испытан. По материалам ГИС пласт во всех скважинах нефтенасыщенный. В настоящее время продуктивность пласта Ю₁² подтверждена получением притоков нефти в ряде эксплуатационных скважин, переведенных на его отработку с пласта Ю₁³.

Пласт Ю₁³

Отложения пласта Ю₁³ представлены мелководно-морскими фациями (отложения пляжа), для которых характерно повсеместное развитие песчаных тел. Зона замещения коллектора (карбонатизация песчаного разреза), приуроченная к системе непротяженных разломов субширотного простирания на юге месторождения, развита локально и только в районе скважины 200Р. По площади месторождения пласт был разделен на шесть залежей, ввиду блоковой структуры месторождения и наличием тектонических нарушений между изолированными блоками.

Нефтенасыщенная толщина пласта в среднем по площади месторождения составляет 12,8 метров, по направлению на северо-запад происходит увеличение толщины пласта до 23,6 метров. Дебиты нефти изменяются в широких пределах – от 0,1 м³/сут до 230 м³/сут на штуцере диаметром 8 мм при начальном пластовое давление равным 28,5 МПа [29].

В данной работе будет рассматриваться участок месторождения, включающий в себя северную залежь (северный и северо-западные районы месторождения). По типу залежь относится к пластовой сводовой размером 12×7,2 км, и высотой – 60 м, литологически экранированной с востока и юга. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта на данной территории в среднем составляет 10,7 метров, локально увеличиваясь до 22 метров. На данном

участке пробурено 115 скважин. Максимальный приток нефти был получен из скважины 208Р и был равен 230 м³/сут на штуцере диаметром 8 мм. Отметка уровня водонефтяного контакта принимается равной [30]:

- -2631 метра – для первого типа коллектора;
- -2622 метра – для второго типа коллектора;
- -2605 метра – для третьего типа коллектора;
- -2596 метра – для четвертого типа коллектора.

3 МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ

3.1. Основная информация об анизотропии проницаемости

Явление анизотропии проницаемости заключается в том, что в пластовых условиях фильтрация флюида сквозь объем горной породы происходит неравномерно в зависимости от направления фильтрации. Это связано, главным образом, с особенностями осадконакопления пласта-коллектора, так как пласт не является однородным объектом – его формирование могло происходить очень длительное время, в течение которого могли изменяться условия осадконакопления, генезис осадочного материала, его характеристики (сортировка, окатанность, размер зерна) [54], [46]. Все эти параметры способствовали изменчивости и неоднородности структуры пласта-коллектора в объеме, ввиду чего проницаемость горной породы в одном направлении больше, чем в других направлениях. Данный факт значительно влияет на разработку месторождения и его необходимо учитывать.

Математическое представление анизотропии проницаемости основано на законе Дарси – экспериментальной зависимости скорости фильтрации флюида сквозь образец от градиента давления. Дифференциальная форма закона Дарси для одномерного случая записывается в следующем виде:

$$u = \frac{Q}{A} = -\frac{k\Delta P}{\mu L} = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (3.1.1)$$

где: ΔP – перепад давления, созданный на концах образца (атм);

A – площадь поперечного сечения образца (см^2);

μ – динамическая вязкость фильтрующегося флюида (сП);

$\frac{\partial P}{\partial x}$ – перепад давления на единицу длины (атм/см);

k – коэффициент абсолютной проницаемости образца (Д);

Q – объёмная скорость потока ($\text{см}^3/\text{сек}$);

u – линейная скорость фильтрации флюида (см/сек);

L – длина образца (см).

Данная зависимость справедлива только при следующих допущениях:

- ламинарный режим фильтрации флюида;
- горная порода насыщена только одним флюидом и отсутствует химическое взаимодействие между этим флюидом и горной породой;
- горная порода является гомогенной и изотропной.

Знак минус перед дробью показывает, что направление движение флюида противоположно положительному направлению перепада давления.

Направление наибольшего роста физической величины определяется её градиентом, который является векторной величиной (т.е. имеет направление) [23,24].

$$\bar{\nabla} = \frac{\partial}{\partial x} \bar{i} + \frac{\partial}{\partial y} \bar{j} + \frac{\partial}{\partial z} \bar{k} \quad (3.1.2)$$

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

Таким образом, градиент давления в трехмерном виде будет записан следующем образом:

$$\bar{\nabla} P = \frac{\partial P}{\partial x} \bar{i} + \frac{\partial P}{\partial y} \bar{j} + \frac{\partial P}{\partial z} \bar{k} \quad (3.1.3)$$

Представленную выше форму записи градиента давления справедливо записать в форме матрицы-столбца [43]:

$$\bar{\nabla} P = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial x} \bar{i} \\ \frac{\partial P}{\partial y} \bar{j} \\ \frac{\partial P}{\partial z} \bar{k} \end{pmatrix} \quad (3.1.4)$$

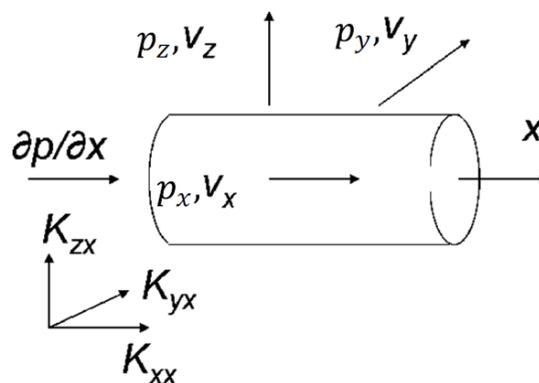


Рисунок 3.1.1 - Направление градиентов давления и скорости фильтрации

Данная запись справедлива для случая фильтрации флюида сквозь образец горной породы в трехмерном пространстве.

Таким образом, скорость фильтрации флюида через образец зависит от направления фильтрации, то есть является векторной величиной. Скорость фильтрации флюида определяется проницаемостью образца в выбранных взаимно ортогональных направлениях ввиду того, что свойства флюида и перепад давления остаются неизменными (Рисунок 3.1.1). Следовательно, вектор проницаемости в трехмерном виде можно представить в виде матрицы размером 3×3 , которую называют тензором проницаемости. В ней представлены ортогональные и касательные составляющие рассматриваемого вектора проницаемости [42].

$$\bar{k} = \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix} \quad (3.1.5)$$

где k_{xx} , k_{yy} , k_{zz} – элементы главной диагонали матрицы, имеющие перпендикулярное направление к плоскости параллелепипеда, оставшиеся элементы матрицы направлены по касательной по отношению к граням параллелепипеда (Рисунок 3.1.2).

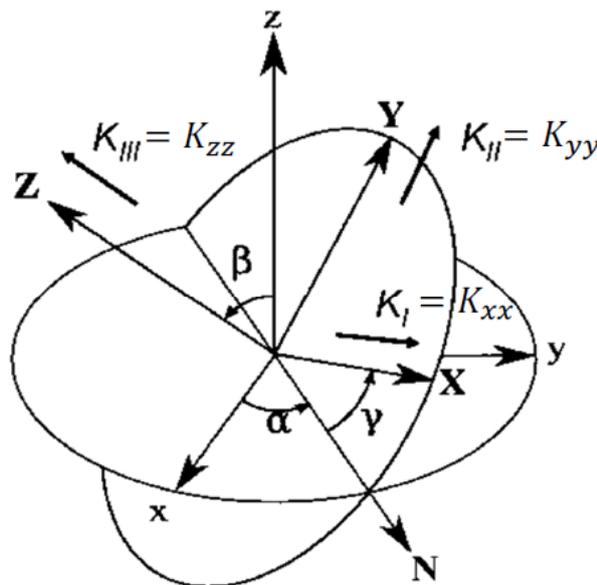


Рисунок 3.1.2 - Направление нормальных и касательных составляющих тензора проницаемости

Используя закон Дарси для одномерной фильтрации, можно переписать его для трехмерного случая [34], [43].

$$\bar{u} = -\frac{1}{\mu} \bar{k} \times \bar{\nabla} P = -\frac{1}{\mu} \times \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix} \times \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial x} \bar{i} \\ \frac{\partial P}{\partial y} \bar{j} \\ \frac{\partial P}{\partial z} \bar{k} \end{pmatrix} =$$

$$\begin{bmatrix} k_{xx} \left(\frac{\partial P}{\partial x}\right) + k_{xy} \left(\frac{\partial P}{\partial y}\right) + k_{xz} \left(\frac{\partial P}{\partial z}\right) \\ k_{yx} \left(\frac{\partial P}{\partial x}\right) + k_{yy} \left(\frac{\partial P}{\partial y}\right) + k_{yz} \left(\frac{\partial P}{\partial z}\right) \\ k_{zx} \left(\frac{\partial P}{\partial x}\right) + k_{zy} \left(\frac{\partial P}{\partial y}\right) + k_{zz} \left(\frac{\partial P}{\partial z}\right) \end{bmatrix} \quad (3.1.6)$$

Получившаяся запись закона Дарси для трехмерного случая также является математическим представлением анизотропии проницаемости. Однако, выведенная формула имеет низкую применимость при решении реальных задач ввиду того, что явление анизотропии проницаемости на месторождении имеет низкую изученность, её распространение практически невозможно достоверно прогнозировать по объему пласта-коллектора, так как анизотропия может не соотноситься с литологией или фациальными зонами, поэтому выполнение математических расчетов по данной формуле не представляется возможным. На практике используется упрощенное представление вектора проницаемости, используя тензор второго порядка [50].

$$\bar{k} = \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} \\ k_{yx} & k_{yy} \end{bmatrix} \quad (3.1.7)$$

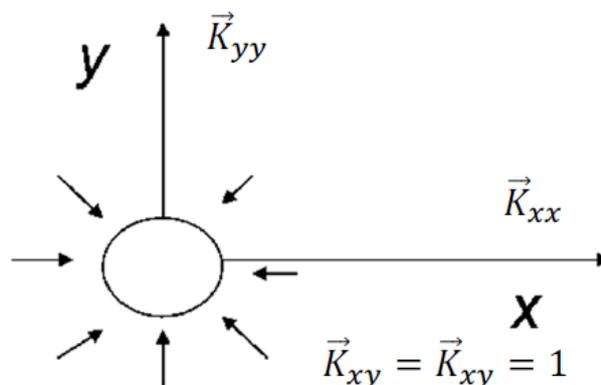


Рисунок 3.1.3 – Модель упрощённого представления анизотропии

Кроме того, в качестве допущения принимают $k_{yx}=k_{xy}=1$ (Рисунок 3.1.3). Такая упрощённая запись анизотропии проницаемости позволяет подкрепить исследования достаточной математической основой для применения на реальных объектах. Следовательно, анизотропия проницаемости главным образом показывает отношение проницаемости в горизонтальном направлении к проницаемости в вертикальном направлении при различных перепадах давления в этих направлениях [34].

3.2. Методики исследования анизотропии

Наибольшее значение при проведении комплексной оценки каких-либо фильтрационных неоднородностей имеет оценка потенциала проявления анизотропии проницаемости, которую необходимо осуществить ещё до момента возможного прорыва воды и дальнейшего значительного обводнения продукции скважин. Вследствие этого необходимо разрабатывать различные методики определения основных параметров анизотропии проницаемости: изучение и оценка анизотропии проницаемости на основании результатов исследования ядерного материала, специальных исследований (например, трассерных исследований), результатов интерпретации геофизических исследований скважин. На основе полученного анализа данных строится геологическая и гидродинамическая 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.

Следует также принимать во внимание тот факт, что оценку анизотропии следует производить не только на качественном уровне, но и следует учитывать ее масштабность и распространение в объеме горной породы [34]. Поэтому описываемые методы оценки анизотропии проницаемости необходимо применять в комплексе, так как они имеют разную масштабность исследования – от мелкомасштабных исследований до крупномасштабных.

3.2.1. Метод исследования анизотропии проницаемости по керну

Исследования керна являются, по сути, одним из главных и наиболее достоверных способов изучения геологического строения месторождения и свойств горных пород. Основной задачей керновых исследований является определение 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, информацию о глубине и простирании породы, расположение трещин в породе, сведения о резервуаре и информацию об особенностях дренажа, пористости и проницаемости по всем направлениям [22].

Как известно, направление наибольшей горизонтальной проницаемости весьма явно согласуется с преобладающей ориентировкой зёрен обломочного материала, слагающего горную породу.

Проницаемость, главным образом, зависит от направления ориентацией зёрен горной породы в пространстве. Проницаемость горной породы увеличивается в направлении оси преимущественной ориентации зёрен, что совпадает с ориентацией пор горной породы. Поэтому вычисление генерального направления ориентировки зёрен и, соответственно, предполагаемой максимальной проницаемости возможно только после пересчета системы координат в пространстве, применения эллиптической аппроксимации и вычисления главных компонент эллипса и угла ориентировки главной оси [22,25].

Для этого широко используются роз-диаграммы, которые представляют из себя распределения точек в географической (радиальной) системе координат. Каждая точка на роз-диаграмме имеет определённый сектор расположения, где круг географической системы координат разделяется на несколько секторов в

зависимости от азимутов. Определение основных параметров роз-диаграммы производится с использованием эллиптической аппроксимации ввиду того, что её применение позволяет добиться наибольшей точности аппроксимации при описании двумерной неоднородности свойств горной породы. При этом с использованием эллиптической аппроксимации определяются направление главной оси эллипса и коэффициент отношения максимальной проницаемости к минимальному значению для того, чтобы описать анизотропию проницаемости. Аппроксимирующий эллипс записывается в полярной системе координат следующим образом [26]:

$$r_i^* = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{a^2} \times \sin^2(\varphi_i - \varphi_0) + \frac{1}{b^2} \times \cos^2(\varphi_i - \varphi_0)}} \quad (3.2.1.1)$$

где: r_i^* – радиус эллипса;

φ_i – переменный азимут оси эллипса;

φ_0 – истинный азимут оси эллипса;

a, b – длины полуосей эллипса (Рисунок 3.2.1.1).

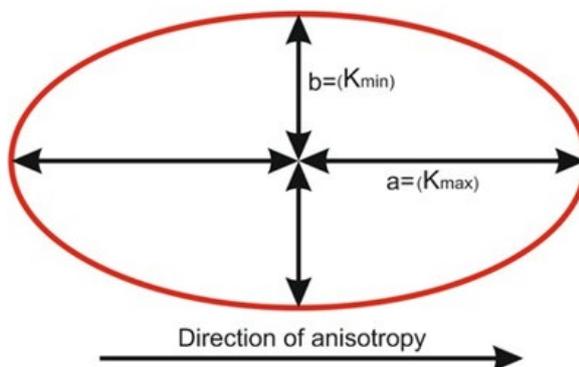


Рисунок 3.2.1.1 - Схема аппроксимирования эллипсом

Далее рассчитывается распределение проницаемости путем вычисления наименьших квадратов и определения параметров аппроксимирующего эллипса путем минимизации:

$$\sum \sqrt{(r_i - r_i^*)^2} = \min \quad (3.2.1.2)$$

где: r_i^* – истинный радиус в заданном азимуте;

r_i – расчетный радиус аппроксимации.

По итогам расчетов вычисляется азимут, соответствующий направлению главной оси анизотропии проницаемости. Соотношение значений a и b характеризует коэффициент отношения максимального и минимального значения проницаемости.

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

Метод, который применяют для получения ориентированного керна весьма сходен с инклинометрией, где основной задачей является определение пространственного положения скважин. Основной принцип отбора ориентированного керна заключается в нанесении маркировки на площади отбора керна. Для этого необходимо произвести очистку забоя скважины, далее фиксируются линии простирания маркировки и падения маркировки. Линия падения маркировки отмечается стрелкой, и ориентирована она ортогонально к линии простирания. Затем, с использованием компаса замеряется азимут падения плоскости маркировки, а угол падения плоскости маркировки измеряют специальным прибором – эклиметром [27].

Привязка керноориентатора выполняется в системе координат, где основными параметрами являются вертикальная плоскость и касательная траектории скважины в точке отбора керна. После маркировки и ориентировки выбуривается образец керна. Для получения информации о пространственном положении на извлеченном керне производится палеомагнитный анализ и визуальный анализ для определения расположения маркировок относительно сторон света. Принципиальная схема ориентированного керна показана на Рисунке 3.2.1.2.

Палеомагнитный метод для ориентации образцов керна основывается, главным образом, на использовании их остаточной намагниченности [30]. Суть данного подхода заключается в том, что кристаллы горных пород во время своей кристаллизации или же их зёрна при осаждении из потока приобретали

намагниченность, соответствующую направлению древнего магнитного поля Земли.

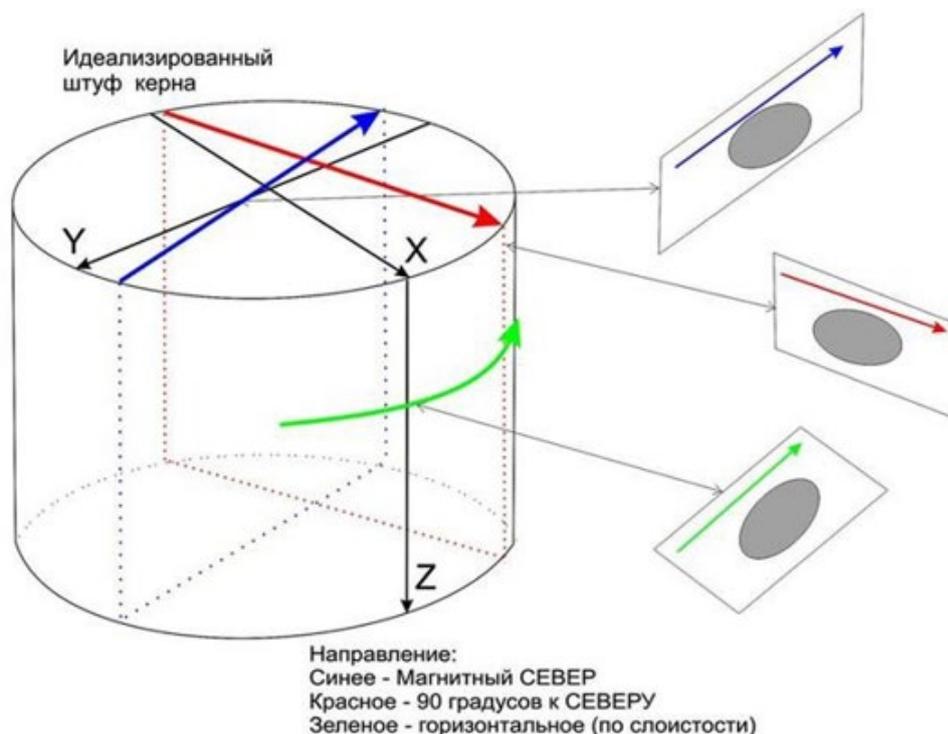


Рисунок 3.2.1.2 – Схема ориентированного керна (рисунок В.П. Меркулова)

[25]

3.2.2. Метод исследования анизотропии проницаемости по ГИС

Профили проницаемости по скважинам могут быть получены лишь при помощи данных геофизических исследований скважин. При геофизическом исследовании скважин конечным результатом исследования являются каротажи, которые отражают геологическое строение разрезов скважин. Преимущество оценки анизотропии проницаемости с использованием результатов геофизических исследований скважин заключается в том, что каротажные данные, в отличие от керна, являются непрерывными данными по всей глубине исследования. Геофизические исследования скважин выполняются в обязательном порядке на каждой скважине, являются стандартным и обыденным типом исследования и используются не только для вычисления анизотропии проницаемости, но и для получения другой важной информации о разрезе,

необходимой для построения геологических и гидродинамических моделей. Методика применения результатов геофизических исследований скважин для определения анизотропии проницаемости заключается в построении карт проницаемости на исследуемом участке путем интерполяции проницаемости, вычисленной по геофизическим зависимостям, в межскважинном пространстве [23].

Дальнейшим этапом анализа полученных карт является количественная оценка преимущественного направления фильтрации на основе данных анализа векторной модели, в котором учитывается направление ортогональное изолиниям. Для этого необходимо определить основные направления изолиний проницаемости путем построения роз-диаграммы направления изолиний по векторной модели и перевода результатов в географическую систему координат. Изолинии направления преобразуются в точки и пространственный объем представляется в секторном виде с шагом в 5° . В секторной модели значений изолиний формируется 72 сектора, в каждом из которых производится подсчет точек векторной модели, которые входят в данный диапазон сектора. Каждая точка представляет определенную ориентацию изолинии проницаемости. Вычисления точек похожи на процедуры построения гистограммы, и в данном случае рассматривается направление вектора. В ходе статистической обработки каждого сектора для карт проницаемости регистрируются частоты появления направлений касательных к полю градиентов проницаемости и затем строятся роз-диаграммы [23].

Так как точки, находящиеся в одном секторе, будут находиться в противоположном секторе на таком же расположении от центра (точки характеризуют направленность изолиний проницаемости), производится сложение точек разнесённые друг от друга на 180° .

Преобразованные и приведённые точки в розе-диаграмме характеризуют величину проницаемости в определенном направлении. К роз-диаграммам также применяется процедура эллиптической аппроксимации методом наименьших

квадратов, которая рассматривалась ранее, и определяются основные параметры анизотропии горизонтальной проницаемости.

3.2.3. Метод исследования анизотропии проницаемости по результатам трассерных исследований

Трассерные или индикаторные исследования являются одним из наиболее часто используемых методов анализа реальных фильтрационных потоков продуктивного пласта, поскольку характеризуют поведение системы в целом, что является весьма важным фактором с точки зрения планирования системы разработки. Сущность проведения индикаторных исследований заключается в добавлении в нагнетаемую жидкость меченого раствора, который далее вытесняется к добывающим скважинам. Преимуществом проведения индикаторных исследований является то, что они могут проводиться без остановки скважин. Дальнейший анализ извлеченной жидкости показывает, какая связь присутствует между скважинами. Трассерные исследования получили широкое применения для определения гидродинамической связи между скважинами и участками месторождения, определения скорости движения фронта воды в пластах, оценки эффективности системы заводнения путём оценки эффективности вытеснения нефти водой, поиск высокопроницаемых трещин, определяющих преимущественное направление фильтрации воды в пласте [28].

В результате индикаторных исследований полученные данные представляют собой информацию о скорости индикатора на данных участках и доли извлеченного индикатора из добывающих скважин. По полученным данным строится диаграмма распределения трассера между добывающими скважинами.

Суть метода заключается в том, что расположение скважин относительно друг друга представляют в полярной системе координат таким образом, что нагнетательная скважина помещается в точке начала координат, а связанные с ней добывающие скважины располагаются под тем же углом по отношению к

нагнетательной скважине, что и в реальности. Координаты скважин в полярной системе координат характеризуются радиусом и полярным углом (Рисунок 3.2.3.1) [27].

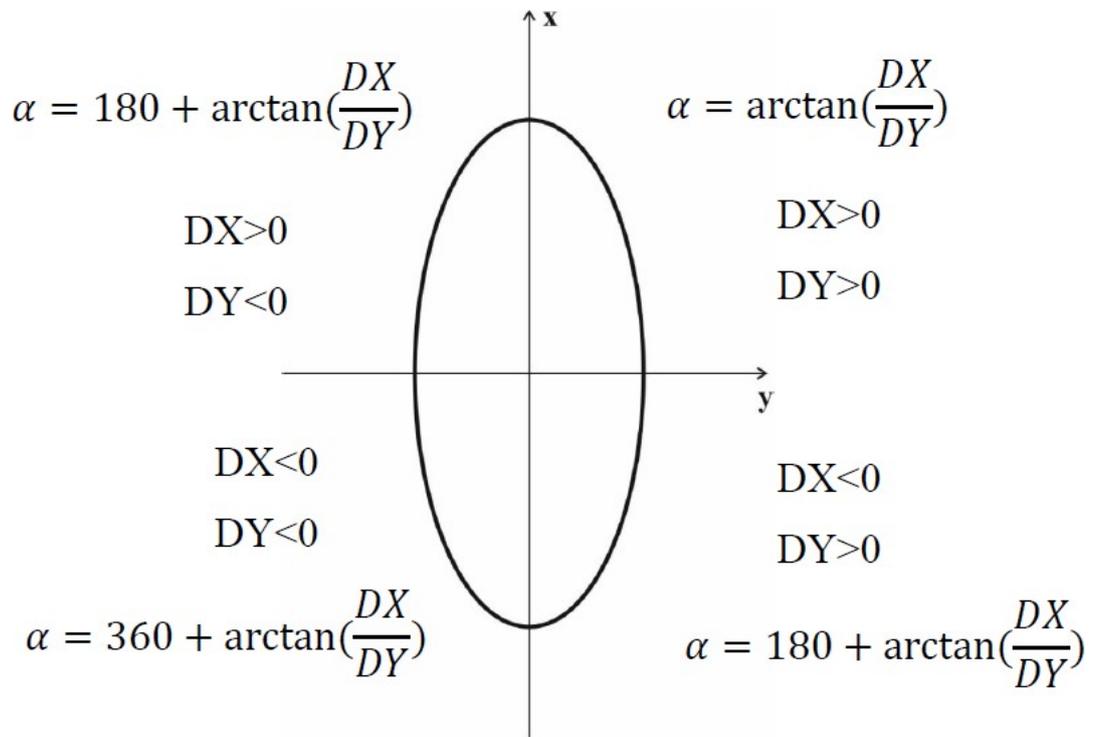


Рисунок 3.2.3.1 – Представление скважин в полярной системе координат

Скорость перемещения индикатора прямо связана с проницаемостью, поэтому, говоря об анизотропии скорости, подразумевается анизотропия проницаемости. В связи с этим роз-диаграммы для скоростей фильтрации трассера отождествляется с роз-диаграммами горизонтальных проницаемостей для зон каждой нагнетательной скважины. Полученные роз-диаграммы, как и прежде, аппроксимируются эллипсами.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Экономические расчеты для принятия инвестиционного решения являются неотъемлемой частью любого проекта. Они позволяют оценить экономическую эффективность каждого проектируемого варианта разработки и, с учетом полученных экономических расчетов, сделать выбор в пользу наиболее прибыльного варианта. Проектирование вариантов разработки любого месторождения должно исходить из экономических реалий, влияющих на характеристики проекта. Выбор инвестиционного решения должен происходить исходя из необходимости в максимизации прибыли от реализации добываемой продукции месторождения. Таким образом, проектируемые варианты разработки месторождения должны обеспечивать максимальный доход от реализации продукции при минимальных затратах на содержание и обустройство системы разработки месторождения. Выбор наиболее выгодного варианта решения необходимо производить с учетом всевозможных рисков и неопределенностей, которые могут возникнуть при реализации проекта. Учет рисков и неопределенностей можно произвести с помощью построения спайдер-диаграммы, отражающей возможные неопределенности и их влияние на экономическую эффективность проектного решения.

Существует множество способов и механизмов, направленных на выбор наилучших инвестиционных проектов и максимизации прибыли от их реализации, к ним относятся:

- FAST диаграмма и SWOT анализ;
- Различные механизмы, направленные на повышение эффективности структуры управления, организации труда и улучшения взаимодействия сотрудников предприятия;
- Технология QuaD позволяет оценить перспективность инвестиционного проекта на торговом рынке и является хорошим способом, позволяющим оценить характеристики новых технологий;

- Моделирование различных вариантов спроса и предложений позволяет просчитать множество сценариев изменения рынка [21].

В процессе данной работы были просчитаны различные варианты разработки месторождения, различающиеся петрофизическими характеристиками модели. Среди рассчитанных вариантов была выбрана анизотропная модель, наиболее точно отражающая историческое поведение пласта-коллектора. Расчет экономической эффективности реализации варианта разработки с учетом влияния анизотропии проницаемости позволяет наиболее точно определить прибыль и затраты компании в течении времени разработки месторождения. Получившиеся экономические расчеты будут в большей степени отражать реальные денежные потоки в сравнении с вариантом разработки, основанного на изотропной модели.

Оценка экономической эффективности проекта производилась в условиях текущих рыночных цен, поэтому в качестве базисного года, по отношению к которому будут сдвинуты все денежные потоки, был выбран 2021 год. Все расчеты были проведены в условиях налогового законодательства Российской Федерации. Курс доллара к рублю был принят равным среднестатистическому значению за предшествующий год. Цена на нефть была выбрана, как среднеотраслевая цена реализации сорта нефти на внутренних и внешних рынках, отраженных в документации Министерства экономического развития Российской Федерации. Ввиду того, что месторождение является нефтяным, принимается, что весь растворенный в нефти газ используется на собственные нужды месторождения.

Результаты экономического расчета разработки месторождения представлены в Таблице 5.2. Исходные данные для расчета были получены из отчета по анализу разработки месторождения и приведены в Таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные для экономического расчета

Базовый год		2021
Величина коэффициента дисконтирования	%	15,00
Курс доллара, руб./долл.	руб./долл.	71,94
Цена реализации нефти марки "Urals" на внешнем рынке	\$/баррель	41,73
Цена нефти на внешнем рынке	тыс. руб/т	18,89
Цена нефти на внутреннем рынке (с НДС)	тыс.руб/т	13,152
Величина ликвидационного фонда, % от капитальных затрат	%	10,00
Экспортная пошлина.	тыс. руб/т	7,889
Налогообложение (консолидированная модель)		
Налог на прибыль, %	%	20
НДС	%	20
НДПИ	тыс. руб/т	6,099
Налог на имущество (от среднегодовой стоимости основных фондов)	%	2,20
Реализация нефти, %	%	100
Доля нефти для внутреннего рынка	%	70
Доля экспорта нефти, %	%	30
Эксплуатационные затраты		
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс. руб.	2500
Технологическая подготовка нефти	тыс. руб./т. жидк.	0,1
Сбор и транспорт нефти и газа	тыс.руб./т. жидк.	0,08
Расходы на энергию по извлечению нефти	тыс.руб./т. жидк.	0,03
Транспортировка нефти на экспорт	тыс.руб./тонна	2
Закачка воды	тыс.руб./м ³	0,03
Амортизационные отчисления		Метод убывающего остатка
Капитальные затраты		
Бурение наклонно-направленной скважины	тыс.руб./м	25,52

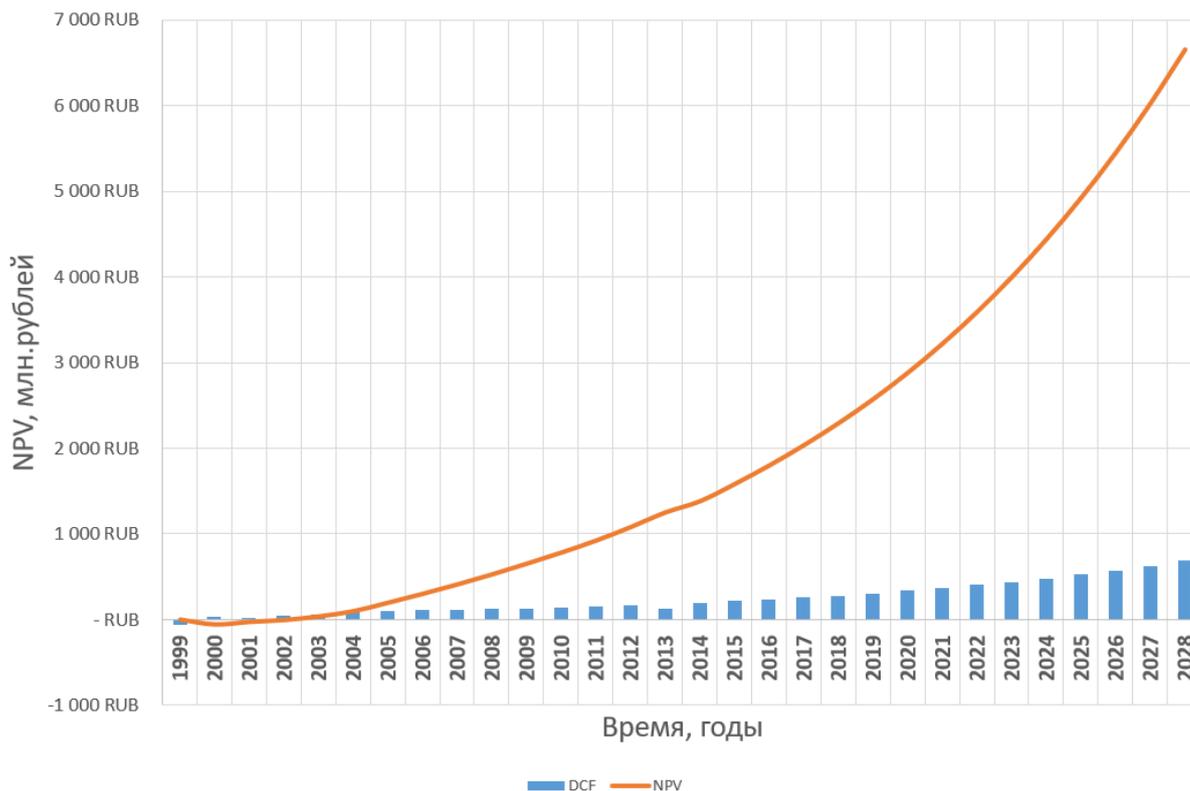


Рисунок 5.1 – Диаграмма накопленного чистого денежного потока и дисконтированных денежных потоков по годам разработки

Полученные результаты экономических расчетов показывают (Рисунок 5.1), что период окупаемости проекта составляет 4 года. Как уже было выше отмечено, в качестве базового года для экономического расчета был выбран 2021 год, ввиду чего дисконтированные денежные потоки в начальный момент времени имеют низкие значения, и форма кривой накопленного чистого денежного потока отличается от стандартного вида. На конец 2028 года накопленный дисконтированный денежный поток составил 7330 млн. рублей. Наименьшее значение дисконтированного денежного потока составило минус 56,5 млн. рублей в 1999 году. Окупаемость каждого инвестированного в проект 1 рубля составила 225,6 рублей. Внутренняя ставка дисконта оказалась равна 13,1%.

Таким образом, рассмотренный инвестиционный проект обладает высокой доходностью, характеризуется низким экономическим риском.



Рисунок 5.2 – Структура операционных затрат

Также была рассмотрена структура операционных затрат инвестиционного проекта (Рисунок 5.2). Выяснено, что наибольшие операционные затраты приходятся на транспортировку нефти на экспорт (53%), внутрипромысловый сбор и подготовка нефти и затраты на электрическую энергию для технологического оборудования характеризуются низкими долями в общей структуре операционных затрат (7% и 3% соответственно).



Рисунок 5.3 – Структура денежных потоков

В структуре денежных потоков преобладает доход от продажи нефти (32%) и налоги (37%). Наименьшая величина денежных потоков приходится на амортизационные отчисления построенных капитальных объектов (3%) и на капитальные затраты (7%) (Рисунок 5.3).

Таблица 5.2 – Экономический расчёт разработки месторождения

Год	Инфляция	Объем добычи		Объем закачки воды	Прибыль	Операционные затраты	Капитальные затраты	Налоги	Общий денежный поток в ценах 2018	Дисконтированный денежный поток	Чистый денежный доход
		нефти, тыс.тонн	воды, тыс.м ³								
1999	36,5	0,0	0,0	0,0	-1929,3	0,0	367,5	-1350,5	-1221,9	-56,5	-56,5
2000	20,2	229,4	0,5	0,0	3755,6	327,1	122,5	2628,9	561,5	29,8	-26,6
2001	18,8	183,5	4,2	0,0	3727,8	293,1	245,0	2609,4	351,5	21,5	-5,1
2002	15,06	174,3	6,3	19,3	4252,9	303,4	367,5	2977,0	601,1	42,2	37,1
2003	11,99	165,6	34,2	306,8	4563,3	323,9	61,2	3194,3	749,5	60,6	97,7
2004	11,74	157,3	51,6	354,0	4801,4	329,6		3361,0	1067,7	99,2	196,9
2005	10,91	149,5	67,8	350,2	4958,7	330,0		3471,1	970,3	103,7	300,6
2006	9	142,0	101,1	334,5	5019,6	326,1		3513,7	892,0	109,6	410,2
2007	11,87	134,9	133,0	313,8	5121,4	325,2		3585,0	825,3	116,6	526,8
2008	13,28	128,1	159,5	315,9	5222,7	327,0		3655,9	768,1	124,8	651,7
2009	8,8	121,7	181,4	325,9	5190,1	323,3	61,2	3633,0	692,6	129,5	781,1
2010	8,78	115,7	197,6	339,5	5140,9	319,7	61,2	3598,7	649,9	139,7	920,8
2011	6,1	109,9	181,6	328,2	5025,6	310,8		3517,9	636,4	157,3	1078,1
2012	6,58	104,4	201,4	348,6	4912,8	305,4		3438,9	600,4	170,7	1248,8
2013	6,45	99,2	364,3	517,6	4781,8	313,1	428,7	3347,3	400,7	131,0	1379,8

Продолжение Таблица 5.2

2014	11,36	94,2	551,1	960,3	4711,8	352,1		1073,6	3298,2	531,3	199,7	1579,5
2015	12,9	89,5	674,5	982,0	4689,7	355,2		820,62	3282,8	502,5	217,3	1796,7
2016	5,4	85,0	779,6	1057,7	4533,4	355,3		785,44	3173,4	475,2	236,3	2033,0
2017	2,5	80,8	882,0	1139,7	4335,1	353,4		712,03	3034,6	449,5	257,0	2290,1
2018	4	76,7	956,5	1138,2	4176,1	345,7		622,37	2923,2	426,0	280,1	2570,2
2019	4	72,9	997,8	1132,1	4005,3	336,5		552,85	2803,7	408,0	308,5	2878,7
2020	4	69,2	994,8	1123,3	3864,5	329,3		495,57	2705,1	389,2	338,5	3217,1
2021	4	65,8	730,4	855,0	3740,1	294,6		423,21	2618,1	370,3	370,3	3587,4
2022	4	62,5	541,2	670,5	3613,3	268,2		373,33	2529,3	352,8	405,8	3993,2
2023	4	59,4	572,5	700,0	3471,2	264,4		363,59	2429,8	334,4	442,3	4435,5
2024	4	56,4	610,9	738,8	3332,7	261,9		358,74	2332,9	316,9	482,0	4917,5
2025	4	53,6	645,9	743,1	3202,0	256,1		355,52	2241,4	300,6	525,7	5443,2
2026	4	50,9	634,3	710,2	3079,2	246,5		343,40	2155,5	285,4	574,1	6017,2
2027	4	48,4	545,7	643,4	2964,2	233,3		322,99	2075,0	271,3	627,6	6644,9
2028	4	45,9	525,9	609,8	2850,2	223,8		312,91	1995,2	257,7	685,6	7330,4

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Основная часть выпускной квалификационной работы, связанная с анализом большого количества информации, построением геологических и гидродинамических моделей, интерпретацией результатов исследований непосредственно выполнялась с использованием персонального компьютера. Применение компьютера в качестве основного инструмента для выполнения работы оказывает влияние на физиологическое состояние человека. Малоподвижная работа в сидячем положении, воздействие электромагнитного излучения от экрана монитора, постоянное напряжение глаз – все эти факторы влияют на здоровье человека, поэтому существует необходимость в правильной организации рабочего места, соблюдении графика работы и отдыха, организации безопасной рабочей среды и устранении различных дополнительных вредных источников среды, негативно влияющих на здоровье человека (Таблица 6.1.1) [33].

6.1. Профессиональная социальная ответственность

В процессе трудовой деятельности на организм человека оказывают неблагоприятное воздействие различные факторы производственной среды. Это воздействие является причиной возникновения у работника производственных травм и заболеваний. Основным документом, в котором прописаны опасные и вредные факторы рабочей среды, является ГОСТ 12.0.003-74. Опасным фактором рабочей среды называется фактор, воздействие которого на человека может привести к травме. Воздействие вредного фактора на человека, напротив, приводит к возникновению заболевания. В каждом конкретном случае характер воздействия производственного фактора рабочей среды на самочувствие занятого трудом человека зависит от множества условий и обстоятельств. Для классификации возможных вредных и опасных факторов рабочей среды была создана система стандартов безопасности труда. Уровень воздействия этих факторов на здоровье человека во время трудовой деятельности не должен превышать предельно-допустимые значения,

установленные в стандартах безопасности труда и санитарно-гигиенических правилах. Перед началом работы каждый сотрудник обязан пройти вводный инструктаж техники безопасности, где ему объясняют правила техники безопасности на рабочем месте, правила использования аппаратуры, поведение в чрезвычайных ситуациях. Данный подход позволяет минимизировать влияние вредных и опасных факторов среды на здоровье человека.

Таблица 6.1.1 – Опасные и вредные факторы производственной среды

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные [37],[57]	Опасные[37],[57]	
1) Работа за персональным компьютером [37]	1) повышенный уровень шума; 2) недостаточная освещенность рабочей зоны; 3) повышенный уровень электромагнитных излучений; 4) Напряженность труда 5) Отклонение показателей микроклимата	1) электрический ток;	1) СП 52.13330.2011 Свод правил. Естественное и искусственное освещение [62] 2) СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» [63] 3) СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений"[64] 4) СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки [65] 5) ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [58]

6.1.1. Анализ вредных факторов рабочей среды

Во время работы за компьютером на организм человека оказывается комплексное воздействие вредных факторов рабочей среды, ими являются [37],[57]:

- недостаточный уровень освещенности помещения;

- повышенный уровень шума;
- электромагнитное излучение от экрана монитора;
- отклонение показателей микроклимата;
- напряженность труда.

Влияние рассматриваемых вредных факторов рабочей среды на организм человека должно соответствовать всем нормам, оно регламентируется правовыми актами в области санитарно-эпидемиологического контроля.

- *недостаточная освещенность рабочей зоны;*

При низкой освещенности рабочего места повышается утомляемость работника и возникают отклонения в психоэмоциональном состоянии, что в совокупности сказывается непосредственно на конечной работоспособности человека. Для расчета необходимой освещенности рабочего места необходимо также учитывать влияние экрана монитора, выражающееся в наличие бликов на экране, мерцание экрана и контрастности между экраном монитора и фоном. Кроме того, необходимо принимать во внимание объем помещения (7х6х4,5м), отражение светового потока от стен и потолка, высоту рабочей поверхности от пола (0,8 м), длительность и периодичность работы человека за компьютером. Ввиду того, что работа выполняется в помещении, существует недостаток естественного освещения, который необходимо восполнить применением искусственного освещения. Его расчет производится методом коэффициента светового потока. В соответствии с СП 52.13330.2011 [62] для третьего разряда зрительной работы (работы за персональным компьютером) требуемая освещенность рабочего места должна быть не ниже 200 люкс.

- *повышенный уровень шума;*

Существует два вида шума, оказывающие влияние на организм человека – слабый и сильный шум. При длительном влиянии слабого шума на организм человека повышается раздражительность и появляются затруднения с пониманием речи. Высокий уровень шума оказывает более вредное воздействие на организм человека – замедляет реакцию человека, сильно угнетает

центральную нервную систему, снижает уровень внимания, ухудшает психоэмоциональное состояние человека.

Основным источником шума в процессе выполнения работы является шум от вентиляторов, находящихся в системном блоке компьютера. Дополнительными источниками шума являются устройства кондиционирования, различные периферийные устройства и шум с улицы. В целом, уровень шума относится по классификации к слабому. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [65] регламентирует, что уровень шума не должен превышать 50 дБ. Максимально возможный уровень шума, создающегося вентилятором системного блока компьютера, не превышает 30 дБ. В случае выхода из строя вентилятора, увеличивается его уровень шума ввиду износа подшипника, необходимо провести ремонтные работы и устранить источник шума. Для устранения дополнительного источника шума с улицы необходимо использовать специальное звукопоглощающее покрытие стен и потолка согласно ГОСТ 12.1.003-76.

– *повышенный уровень электромагнитного излучения;*

Электромагнитное излучение, создаваемое преимущественно экраном монитора при работе за компьютером, негативно влияет на здоровье человека. Предельно допустимые значения электромагнитного излучения от экрана монитора устанавливается СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [64] (Таблица 6.1.1.1).

Таблица 6.1.1.1 – Предельно допустимые значения электромагнитного излучения от экрана монитора

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	25 нТл
Электростатический потенциал экрана видеомонитора		500 В

В большинстве своем все мониторы при поставках в Российскую Федерацию проходят обязательную сертификацию, которая необходима как раз

для минимизации случаев поставок некачественного оборудования, не удовлетворяющего требованиям безопасности. Наличие сертификата безопасности подтверждает тот факт, что электромагнитное излучение от монитора не превышает установленных СанПиН норм. Но для дополнительной безопасности необходимо придерживаться простых правил работы с мониторами:

- по возможности включать специальный режим «Защита глаз», который распространен на многих моделях мониторов;
- придерживаться рационального режима труда и отдыха;
- расстояние между экраном монитора и глазами не должно быть меньше 70 см.

– *отклонение показателей микроклимата;*

Под понятием микроклимата помещения понимается совокупное влияние температуры воздуха и поверхностей в помещении, относительная влажность воздуха и скорость его движения в помещении. Эти факторы имеют большое влияние на обеспечение комфортной рабочей среды, минимизации риска развития различных респираторных заболеваний и т.д., поэтому очень важно соблюдать в помещении комфортный и стабильный микроклимат. Нормы микроклимата отражены в СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 (Таблица 6.1.1.2) [64].

Таблица 6.1.1.2 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Наименование параметра			
	Температура воздуха, С°	Температура поверхностей, С°	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
холодный	22-24	21-25	40-60	0,1
теплый	23-25	22-26	40-60	0,1

Для поддержания оптимального микроклимата в помещении необходимо использовать центральное отопление в холодное время года и кондиционеры в

теплое время года. Кроме того, необходимо проветривать помещение и использовать специальное вентиляционное оборудование. При наличии проблем, связанных с отопляемостью помещений в холодное время года, необходимо применять дополнительное обогревающее оборудование (радиаторы, тепловые пушки).

- *напряженность труда;*

Под понятием напряженности труда понимается характеристика трудового процесса, влияющая на психоэмоциональное состояние работника и отражающая нагрузку на центральную нервную систему человека. Понятие напряженности труда неразрывно связано с монотонностью рабочей функцией человека, режимом его работы и утомляемостью, эмоциональными и интеллектуальными нагрузками, возникающими в процессе выполнения работы. Для минимизации влияния вышеизложенных факторов на организм человека необходимо соблюдать рациональный режим труда и отдыха.

Работа за персональным компьютером классифицируются по виду трудовой деятельности на три группы:

- А – работа, заключающаяся в считывании с экрана информации с предварительным запросом;
- Б – работа, заключающаяся преимущественно в вводе информации;
- В – творческая работа в диалоговом режиме.

Так как работник зачастую выполняет разнообразную работу с компьютером, относящуюся к разным группам работ, то его деятельность относят к той группе работ, на которую затрачивается более 50% рабочего времени.

Для каждой из перечисленных групп работ регламентирован свой уровень нагрузки, определяющий тяжесть и напряженность работы. Уровень нагрузки определяется следующим образом (Таблица 6.1.1.3):

- А – количество суммарных считываемых знаков;
- Б – количество считываемых или вводимых знаков;

- В – суммарное время, проведенное во время работы за компьютером.

Таблица 6.1.1.3 – Виды категорий трудовой деятельности с ЭВМ [63]

Категория работы по тяжести и напряженности	Уровень нагрузки за рабочую смену при видах работы на ЭВМ		
	Группа А Количество знаков	Группа Б Количество знаков	Группа В Время работы, ч
I	До 20000	До 15000	До 2,0
II	До 40000	До 30000	До 4,0
III	До 60000	До 40000	До 6,0

Трудовые функции, связанные с выполнением выпускной квалификационной работы, по своей категории в большей степени относятся к I категории и группе работ В. В целом, работа носила несбалансированный характер, проявляющимся в различной длительности выполнения работы – от часа до 6 часов без перерывов. Кроме того, работа по своему виду также менялась – иногда основным видом деятельности было считывание информации, в другое время – ввод информации, поэтому справедливо классифицировать вид работы по общему времени проведенному за компьютером.

6.1.2. Анализ опасных факторов рабочей среды

К наиболее значимому опасному фактору при выполнении работы относится:

– *электрический ток;*

Соблюдение мер электробезопасности является важным фактором, обуславливающим безопасность при работе с электрическими устройствами, такими, как персональный компьютер. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [58] регламентируется правила безопасности, основные технические и организационные мероприятия, направленные на обеспечение безопасного труда

человека с использованием электрических устройств. Риск поражения электрическим током возникает при прикосновении человека к токоведущим конструкциям или предметам, которые могут быть под напряжением.

Опасность поражения электрическим током для здоровья человека заключается прежде всего в том, что электрический ток наносит комплексный вред организму человеку, проявляющийся в термическом, электролитическом, световом, биологическом и механическом воздействии.

Помещение, в котором выполнялась работа, относится к категории помещений без повышенной опасности и характеризуется нормальной температурой и влажностью, отсутствием химически активной среды, токопроводящей пыли и полов.

Для обеспечения электробезопасности при работе с персональным компьютером необходимо придерживаться элементарных правил безопасности:

- не подключать к электрической сети приборы с неисправной электропроводной и поврежденными изоляционными элементами;
- не подключать к электрической сети через одну розетку множество приборов через один разветвитель;
- использовать специальные сетевые фильтры и устройства, защищающие от скачка напряжения в сети;
- при первых признаках коротко замыкания (искрени, характерного электрического звука) необходимо немедленно отключить от электрической сети оборудование.

6.2. Экологическая безопасность

Экологическая безопасность при выполнении работы сводилась к устранению и минимизации отходов бытового мусора, охране окружающей среды. Источниками возможного загрязнения окружающей среды могут стать персональные компьютеры, батарейки, использующиеся в различном периферийном оборудовании, люминесцентные лампы.

Основным принципом охраны окружающей среды и экологии в данном случае является необходимость в правильном хранении и утилизации отходов. Персональные компьютеры в случае выхода из строя списываются и помещаются на хранение, при необходимости компьютер и его комплектующие утилизируются. Опасность люминесцентных ламп и батареек для экологии заключается в том, что в их составе находятся агрессивные химические вещества. Например, каждая люминесцентная лампа содержит по 60 мг ртути. Утилизацией отработавших ламп и батареек занимается специальная компания, специализирующаяся на этом. Во многих зданиях находятся пункты приема отработавших батареек или ламп, куда можно сдать отработавшие экземпляры. В здание, где выполнялась работа, находится пункт приема батареек. Под хранением отходов понимается временное размещение их в специально отведённых для этого местах или объектах до их утилизации. Отработанные люминесцентные лампы, согласно Классификатору отходов ДК 005-96, утвержденному приказом Госстандарта № 89 от 29.02.96 г. [38], относятся к отходам, которые сортируются и собираются отдельно, поэтому утилизация люминесцентных ламп и их хранение должны отвечать определенным требованиям.

6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Основной чрезвычайной ситуацией, которая может произойти при выполнении работ, является пожар в здании. Причиной пожара может стать неисправная проводка, перегрузка электрической сети и короткое замыкание [59],[60]. Здание, в котором выполняются работы, должно соответствовать требованиям пожарной безопасности, иметь план эвакуации, с которым должны быть ознакомлены все посетители, должны быть развешены таблички и указатели путей эвакуации и эвакуационных выходов, развешены пожарные рукава и огнетушители, прошедшие поверку, должна действовать пожарная сигнализация. На каждом этаже должно находиться не менее двух

огнетушителей, расположенных на видных местах около выходов и входов из помещений. Высота установки огнетушителя – не более 1,35 метра [59].

Для снижения риска возникновения пожара необходимо соблюдать простые правила пожарной безопасности [59],[60]:

- нельзя курить в помещении и пользоваться открытым огнем;
- использовать только исправное оборудование;
- следить за своевременным проведением инструктажей техники безопасности, ответственным за пожарную безопасность помещения;
- при выходе из помещения необходимо отключить электрическое оборудование от сети, выключить освещение;
- пути эвакуации и проходы должны обеспечивать свободное прохождение людей и не должны быть перегорожены.

6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.4.1. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От того, как организованы рабочие места, во многом зависит эффективность самого труда, орудий и средств производства, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, её качество и многие другие экономические показатели функционирования предприятия. Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с особенностями организации производственного процесса.

Конструкцию рабочего места регламентирует ГОСТ 12.2.032-78 [61]. В этом документе прописаны нормы организации рабочего места, расположение элементов в помещении с учетом физических, антропометрическим и психологических требований. Ввиду того, что работа за персональным компьютером является сидячей и положение тела не меняется длительное время,

то необходимо предусмотреть возможность смены позиции тела и оборудовать место работы удобным креслом, которое могло бы учитывать физиологические и антропометрические особенности работника. Основными условиями организации рабочего места являются:

- рабочее пространство должно быть такого размера, чтобы работник мог осуществлять свободно все необходимые движения и перемещения;
- должен соблюдаться необходимый уровень естественного и искусственного освещения;
- уровень шума на рабочем месте не должен превышать предельно допустимых значений;
- рабочее место должно быть хорошо организовано, должно учитывать специфику работы человека, оборудование и принадлежности должны быть размещены оптимально.

По существующим требованиям организации рабочего места в процессе выполнения работы рабочее место сотрудника относится к индивидуальному рабочему месту для работы сидя, оно должно занимать не менее 6 м², а объем помещения должен быть не менее 20 м³ на одного человека [61].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной работы доказано, что пласты-коллекторы северного блока Крапивинского нефтяного месторождения обладают значительной анизотропией проницаемости. Она обусловлена, главным образом, геологическими особенностями осадконакопления резервуара. К таким особенностям относятся одновременный промыв осадочного материала вдольбереговыми течениями, получившими развитие в пределах западной части структуры и прибрежной волновой деятельностью моря. Вдольбереговые течения способствовали переотложению осадочного материала и ориентации зерен параллельно берегу в направлении на северо-восток, а прибрежная волновая деятельность моря с юго-востока способствовала осаждению материала с преимущественной северо-западной ориентацией зерен – перпендикулярной береговой линии. Такие условия осадконакопления способствовали к формированию коллектора с улучшенными фильтрационными свойствами по направлению на северо-восток (юго-запад). В целом, геологическое строение месторождения характеризуется наличием нескольких литотипов, обладающими различными фильтрационно-емкостными свойствами. Величина анизотропии проницаемости проявляется в большей степени в коллекторе, соответствующему литотипу баровых песчаников, ввиду улучшенных фильтрационных свойств. Кроме того, развитию анизотропии проницаемости в направлении на северо-восток способствует наличие региональной ориентацией трещин фундамента, сформированного в герцинский цикл тектогенеза.

В процессе работы была определена величина анизотропии проницаемости и рассчитан азимут преимущественной ориентации оси максимальной проницаемости в пространстве с использованием различных методов, основанных на способе эллиптической аппроксимации роз-диаграмм распространения свойств коллектора. Исходными данными для исследования анизотропии проницаемости служили микроструктурные исследования образцов керна, результаты интерпретации данных ГИС и трассерные исследования, проведенные на рассматриваемой площади. С использованием

различных методик для каждого набора предоставленных данных были построены роз-диаграммы и проведена их аппроксимация эллипсом. В результате были получены различные значения направления главной оси эллипса, соответствующие направлению максимальной проницаемости и рассчитан коэффициент отношения максимальной проницаемости к минимальной. Полученные по каждому методу результаты аппроксимации были осреднены, что позволило получить итоговые значения азимута направления максимальной проницаемости (53 градуса, северо-восточное направление) и коэффициента анизотропии (2,2).

Результаты расчетов подтвердили наличие значительной анизотропии проницаемости коллектора. Рассмотренные методы отличаются высокой сходимостью полученных результатов.

Выяснено, что для исследования анизотропии проницаемости необходимо применять одновременно несколько методов ввиду того, что они отличаются точностью, применимостью результатов исследования и масштабностью. Метод исследования анизотропии проницаемости с использованием керна характеризуется высокой точностью и позволяет получить информацию, которая будет являться основой для геологического обоснования анизотропии. Данный метод является наиболее трудоемким и затратным, характеризуется низкой масштабностью исследования. Выявление анизотропии проницаемости с использованием результатов ГИС является наименее трудоемким и затратным, обладает высокой масштабностью исследования, но ввиду наличия множества потенциальных источников ошибки обладает низкой достоверностью. Трассерные исследования позволяют выявить анизотропию фильтрационных свойств коллектора в течение разработки месторождения. Данные результаты характеризуются высокой практической применимостью и значительной масштабностью исследования, но в тоже время, трассерные исследования являются наиболее затратным видом исследований.

Полученные результаты исследования анизотропии проницаемости были использованы при построение анизотропной модели. Для этого была построена

геологическая модель участка месторождения с ориентацией сетки в направлении оси максимальной проницаемости. Построение геологической модели выполнялось с учетом всех рекомендаций, отраженных в отчете об анализе разработки месторождения. Далее были созданы кубы проницаемости в различных направлениях, которые характеризуют величину анизотропии фильтрационных свойств коллектора рассматриваемого участка.

На основе полученной геологической модели была построена гидродинамическая модель и проведена ее адаптация на фактические показатели разработки месторождения. Адаптация модели проводилась, в том числе, при изменении коэффициента вертикальной анизотропии проницаемости. Таким образом, опытным путем был подобран коэффициент вертикальной анизотропии равный 0,67.

В гидродинамической модели была спроектирована система разработки, отраженная в проектном документе. Это позволило сравнить параметры разработки изотропной и анизотропной модели с историческими данными. Было доказано, что анизотропная модель более точно описывает поведение исторических параметров. Был запущен расчет на прогнозный период, равный 30 годам, в результате которого было установлено, что изотропная модель завышает накопленную добычу нефти на 100 тыс.тонн в сравнении с анизотропной моделью.

С целью оптимизации разработки месторождения было рекомендовано рассмотреть варианты уплотняющего бурения и зарезку боковых стволов в направлении на северо-запад от спроектированной сетки скважин, что позволит увеличить охват пласта заводнением и добыть запасы нефти из коллекторов с низкими фильтрационными свойствами. Кроме того, рекомендовано учитывать существующую анизотропию проницаемости при проектировании гидроразрыва пласта в добывающих скважинах, так как ориентация трещин совпадет с направлением оси максимальной проницаемости. Также спрогнозирован быстрый прорыв воды от нагнетательных скважин, расположенных по диагонали в северо-восточном направлении относительно добывающих скважин, ввиду

вероятного наличия промытых каналов в направлении максимальной проницаемости коллектора. В таком случае необходимо рассмотреть применимость потокоотклоняющих технологий, которые могли бы перекрыть промытые каналы и, тем самым, увеличить эффективность вытеснения нефти водой.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Атлас моллюсков и фораминифер морских отложений верхней юры и неокома Западно-Сибирской нефтегазоносной области. – М.: Недра, 1990. – Т.1. – 286 с.; Т.2. – с. 359
2. Бакиров И.М. – «Развитие систем разработки нефтяных месторождений с применением заводнения в различных геолого-физических условиях», 2012. – с. 24-29
3. Байков В.А., Жданов Р.М., Муллагалиев Т.И., Усманов Т.С. – «Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами», Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, №1. – с. 1-7
4. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Литостратиграфия отложений васюганской свиты юго-востока Западно-Сибирской плиты // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск, 1988. – с.75-83
5. Белозеров В.Б. «Седиментационные модели верхнеюрских резервуаров горизонта Ю1 Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции как основа для оптимизации систем их разведки и разработки» Новосибирск, 2008. – с. 263
6. Белозёров В.Б. Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на разработку залежей углеводородов // Известия ТПУ. 2011. – с. 5-16
7. 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: Материалы IV научно-технической конференции. – Томск, 2005. – с. 32–37.

8. Главнова Е.Н., Меркулов В.П., Главнов Н.Г. Сравнительный анализ методик определения анизотропии горизонтальной проницаемости пласта// Известия ТПУ, 2010. – с. 6-18
9. Грицюк В.П., Резниченко В.А. Уточнение алгоритмов определения подсчетных параметров для интерпретации ГИС месторождений ОАО «Томскнефть» - Отчет по теме 13.95 Инв. № 806 — 1996.
10. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.
11. Дмитриев М.Н, Дмитриев Н.М., Максимов В.М., Мамедов М.Т. – «Тензорные характеристики фильтрационно-емкостных свойств анизотропных пористых сред. Теория и эксперимент», Механика жидкости и газа, 2012. – с. 62-68
12. Дмитриев Н.М., Нуриев А.М. – «Представление тензора коэффициентов проницаемости для анизотропных трещиноватых коллекторов», Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – с. 1-8
13. Дмитриев Н.М., Кадет В.В., Емельянов К.В. – «Выбор сетки скважин. Анализ зависимости технологических параметров разработки от типа и ориентации пятиточечной сетки скважин на анизотропном пласте», Электронный деловой журнал «Neftegaz.RU», 2017, №10. – с. 1-5
14. Жабрев И.П., Стуканогов Ю.А. Зависимость нефтеотдачи от направления вытеснения нефти водой из анизотропных по проницаемости пластах // Геология нефти и газа. – 1992. – № 8. – с. 34- 36.
15. Зайцев С.И. – «Способ размещения скважин в анизотропном пласте», Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт, 1996, с.1-5
16. Исказиев К.О., Кибиткин П.П., Меркулов В.П. – «Определение анизотропии проницаемости нефтяного пласта на разных стадиях разработки месторождения», ТПУ, Томск, 2006. – с. 1-6

17. Касаткин А.Е. – «Сравнительный анализ схем расстановки скважин при заводнении», Вестник СамГУ, Естественнонаучная серия, № 9/2(110), 2013. – с. 4-9
18. Конторович В.А., Соловьев М.В., Калинина Л.М., Калинин А.Ю. Роль мезозойско-кайнозойской тектоники в формировании залежей углеводородов в южных частях Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины// Геология и геофизика, 2011. Т. 52, № 8. – с.1075-1091.
19. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири: Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – с.253
20. Кравченко Г.Г. Седиментологическая модель верхнеюрских продуктивных отложений Крапивинского месторождения по результатам изучения керна / Г. Г. Кравченко, Е. А. Жуковская // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. — 2010. — Т. 316, № 1: Науки о Земле. — с. 80-86.
21. Криницына З.В., Видяев И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие /Криницына З.В., Видяев И.Г.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – с. 73.
22. Коровин М.О. Специализированный анализ керна для изучения анизотропии коллекторов нефти и газа / М.О. Коровин // Геофизика. – Томск. – 2014. – т. 324, №1 – с. 87-92.
23. Коровин М.О. Методика количественной оценки латеральной анизотропии фильтрационно-ёмкостных свойств терригенных коллекторов на базе комплексного анализа геолого-геофизических данных: диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: спец. 25.00.10 / М. О. Коровин; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ); науч. рук. В. А. Конторович. — Томск, 2017

24. Меледина С.В. Проблемы стратиграфии средней юры и келловей бореального пояса // ... Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1994. – с.182
25. Меркулов В.П., Краснощекова Л.А. Исследование пространственной литолого-петрофизической неоднородности продуктивных коллекторов месторождений нефти и газа / В.П. Меркулов, Л.А. Краснощекова // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т. 305. – № 6. – с. 296-303.
26. Меркулов В.П., Александров Д.В., Краснощекова Л.А., Ненахов Ю.Я. Литолого-петрофизическая анизотропия песчано-глинистых коллекторов нефтяных месторождений // Научно-технический вестник ЮКОС. – М.: Издательский дом Нефть и капитал, 2004. – № 10. – с. 33-36.
27. 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. Всероссийской научнотехнической конференции, посвященной 100-летию со дня рождения Д.С. Микова. – Томск, 2003. – с. 114-119.
28. Отчёт о трассерных исследованиях Крапивинского месторождения. – Томск. – 2003. – с. 149-166.
29. Панков В.Н. Уточнение запасов нефти и растворенного газа Крапивинского месторождения по результатам пробной эксплуатации и бурения новых разведочных скважин – Отчет о НИР., 2000 г. – 246 с.
30. Панков М. В. Анализ Разработки Крапивинского нефтяного месторождения / М. В. Панков // Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела: отчёт / М. В. Панков, В.Б. Белозеров, Мангазеев П.В. – Томск, 2004. – 425 с.
31. Пятибратов П. В., Аубакиров А. Р. Оценка влияния анизотропии пласта по проницаемости на эффективность циклического заводнения / П. В. Пятибратов, А. Р. Аубакиров // Экспозиция нефть газ. – 2016. – № 5. – с. 35-37.

32. Решения 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины – Тюмень, 1991 – с. 10-15.
33. Романенко С.В. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ/Сост. С.В. Романенко, Ю.В. Анищенко – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 11 с.
34. 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 разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 1. – с. 18–23.
35. Харитонов А.С., Лапковский В.В. Сейсмогеологическая характеристика и история тектонического развития зоны сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины в мезозое и кайнозое // Науки о Земле. – 2014. – с. 140- 141.
36. Чернова О.С., Жуковская Е.А. Биостратиграфическая характеристика отложений горизонта Ю₁ Крапивинского нефтяного месторождения // Известия ТПУ, 2010. – с.48-65
37. Вредные и опасные факторы при работе с компьютером [Электронный ресурс] / Grandars.ru – Официальный сайт, 2018. URL: <http://www.grandars.ru/shkola/bezopasnost-zhiznedeyatelnosti/vrednye-factory-pri-rabote-na-pk.html>, Дата обращения: 08.08.2018 г.
38. Области экологии. Химическое загрязнение почвы [Электронный ресурс] / RT17.ru – Официальный сайт, 2018. URL: <http://oblastiekologii.ru/ecology/himicheskoe-zagryaznenie-pochvy>, Дата обращения: 19.05.2021
39. Петрель разработка. Общая информация [Электронный ресурс] / Интегрированные программные решения «Шлюмберже». – Электрон. дан. – М.: Официальный сайт Шлюмберже Россия, 2018. URL:

обращения: 18.05.2021 г.

40. Abedi R., Clarke P.L. Modeling of rock inhomogeneity and anisotropy by explicit and implicit representation of microcracks // 52nd U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – Seattle, Washington, USA, 17–20 June, 2018. – p. 1–11.
41. Al-Hadrami, H.K., Teufel, L.W.: Influence of Permeability Anisotropy and Reservoir Heterogeneity on Optimization of Infill Drilling in Naturally Fractured Tight-Gas Mesaverde Sandstone Reservoirs, San Juan Basin, SPE Paper 60295, 2000 SPE Rocky Mountain Regional / Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, U.S.A., March 12-15, 2000 –p. 5-18
42. Clavaud J.B., Mainault A., Zamora M. Rasolofosaon P. and Schlitter C. Permeability anisotropy and its relations with porous medium structure // Journal of geophysical research. – 2008. – Vol. 113. – p.1-10.
43. Cosan A. Measuring Permeability Anisotropy: The Latest Approach / A. Cosan // Oilfield Review. – 1994. – Vol. 6, №4. – p. 24-35.
44. Donald W. Peaceman – «Interpretation of Well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropic permeability», SPE, Exxon Production Research Co., 1983, – p. 10-12
45. Dussan V., E. B., Anderson, B. I., & Auzeais, F. M. Estimating Vertical Permeability from Resistivity Logs / V., E. B Dussan, B. I. Anderson, F. M. Auzeais // Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. – Schlumberger-Doll Research. – 1994. – p. 1-25.
46. Earlougher R.C. Discussion of Interference Analysis for Anisotropic Formations // A Case History. Petrol. Tech. Dec. 1975. Trans. AIME, 259. – p. 1525.
47. Gray D.H. The effect of stress on Permeability of Sandstone Cores / D.H. Gray, I. Fatt, G. Bergamini // Society of petroleum engineers' journal. - California. – 1963. – p. 95 - 99.

48. Her-Yuan, C., Hidayati, D. T., & Teufel, L. W. Estimation of Permeability Anisotropy and Stress Anisotropy from Interference Testing / C. Her-Yuan, D.T. Hidayati, L.W. Teufel // Society of Petroleum Engineers. – New Mexico Institute of Mining and Technology. – 1998. – p. 1-10.
49. Kebaili, A., & Schmitt, D.R. Estimation of Compressional Wave Anisotropy Using Vertical Seismic Profiling Traveltime / A. Kebaili, D.R. Schmitt // Society of Exploration Geophysicists. – 1993. – p. 1-4.
50. Kolbikov S., Kuznetsova Y., Smirnov A. Method of anisotropy modeling and its application to hydrodynamic simulation // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, 15–17 October, 2018. – p. 1–9.
51. Liu S., King M.J. Improved calculation of effective permeability for pore network models using the diffuse source methodology // 81st EAGE Conference and Exhibition. – London, England, UK, 3–6 June, 2019. – p. 1–19.
52. Makhenko R.Y., Tarokh A. Anisotropy in the undrained pore pressure response of rock // 52nd U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – Seattle, Washington, USA, 17– June, 2018. – p. 40–51.
53. Ramey H.J. Interference Analysis for Anisotropic Formations A Case History. Petrol. Tech., Oct. 1975. - Trans., AIME, 259. – p. 1290- 1298.
54. Tyvand P.A., Storhaug A.R.F. Two-dimensional flow in a porous medium with general anisotropy // Journal of Department of Mathematical Sciences and Technology (Norwegian University of Life Sciences). – 2004. – V. 2. – p. 1–12.
55. Wannell, M. J., Colley, N. M., & Halford, F. R. The Use of a New Technique to Determine Permeability Anisotropy / M. J. Wannell, N. M. Colley, F. R. Halford // Society of Petroleum Engineers. – Schlumberger Evaluation & Production Services. – 1993. – p. 489-495.
56. Zhang Z., Du J. Reservoir characterization using perforation shots: Anisotropy and attenuation // SEG International Exposition and Annual Meeting. – Anaheim, California, USA, 14–19 October, 2018. – p. 2982–2986.

57. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. – М.: Изд-во стандартов, 1974. – 6 с.
58. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1992. – 10 с.
59. ГОСТ 12.1.004. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1992. – 81 с.
60. ГОСТ Р.22.005-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Средства индивидуальной защиты органов дыхания в чрезвычайных ситуациях. Противогазы гражданские фильтрующие. Общие технические требования. – М.: Изд-во стандартов, 2005. – 21 с.
61. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. – М.: Изд-во стандартов, 2001. – 9 с.
62. СП 52.13330.2011 «Свод правил. Естественное и искусственное освещение»;
63. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»;
64. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»;
65. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки»;

Приложение А
(справочное)

Basic information on permeability anisotropy and methods of its research

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Присмотров Константин Васильевич		28.05.21г.

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		28.05.21г.

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Уткина А.Н.	к.филол.н.		28.05.21г.

3.1. Basic information on anisotropy permeability

Rock layers are formed for a very long time, during which the sedimentary conditions change such as the climate, flow conditions, region tectonics, etc. All these processes affect the characteristics of the sediment and make the structure of rock formation heterogeneous with different distribution of rock properties in volume. The fluid filtration through the heterogeneous rock in reservoir conditions occurs unevenly in different directions. In some direction the rock permeability will be greater than in other directions. This effect is called permeability anisotropy and it should be considered during the development of oil and gas fields because its accounting helps to understand better the structure of rock formation, build an accurate field model and predict the field behavior during the development.

The mathematical representation of anisotropy permeability is based on Darcy's law, which reflects the experimental dependence of fluid filtration rate through the core sample from the pressure gradient. The differential form of Darcy's law for a one-dimensional case is given in the following form:

$$u = \frac{Q}{A} = -\frac{k\Delta P}{\mu L} = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (3.1.1)$$

where: P – pressure drop created at the ends of the sample (atm);

A – cross-section area of the sample (cm²);

μ – the dynamic viscosity of the fluid (cPs);

$\frac{\partial P}{\partial x}$ – pressure drop per unit of length (atm/cm);

k – absolute permeability of the sample (Darcy);

Q – volumetric flow rate (cm³/sec);

u – linear speed of fluid filtration (cm/sec);

L – core sample length (cm).

This equation is only true, when the following assumptions are applied:

- laminar flow mode of fluid filtration;
- rock sample is saturated with only one fluid and there is no chemical interaction between this fluid and the surface of rock;
- rock is homogeneous and isotropic.

The «minus» sign before the equation shows that the direction of the fluid filtration is opposite to the positive direction of the pressure drop.

The direction of the fastest growth of the physical value is determined by its gradient, which is a vector value (i.e., has a direction).

$$\bar{V} = \frac{\partial}{\partial x} \bar{i} + \frac{\partial}{\partial y} \bar{j} + \frac{\partial}{\partial z} \bar{k} \quad (3.1.2)$$

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

Thus, the 3D pressure gradient will be written as follows:

$$\bar{\nabla}P = \frac{\partial P}{\partial x} \bar{i} + \frac{\partial P}{\partial y} \bar{j} + \frac{\partial P}{\partial z} \bar{k} \quad (3.1.3)$$

The above form of the pressure gradient can be also written in the form of a matrix-column:

$$\bar{\nabla}P = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial x} \bar{i} \\ \frac{\partial P}{\partial y} \bar{j} \\ \frac{\partial P}{\partial z} \bar{k} \end{pmatrix} \quad (3.1.4)$$

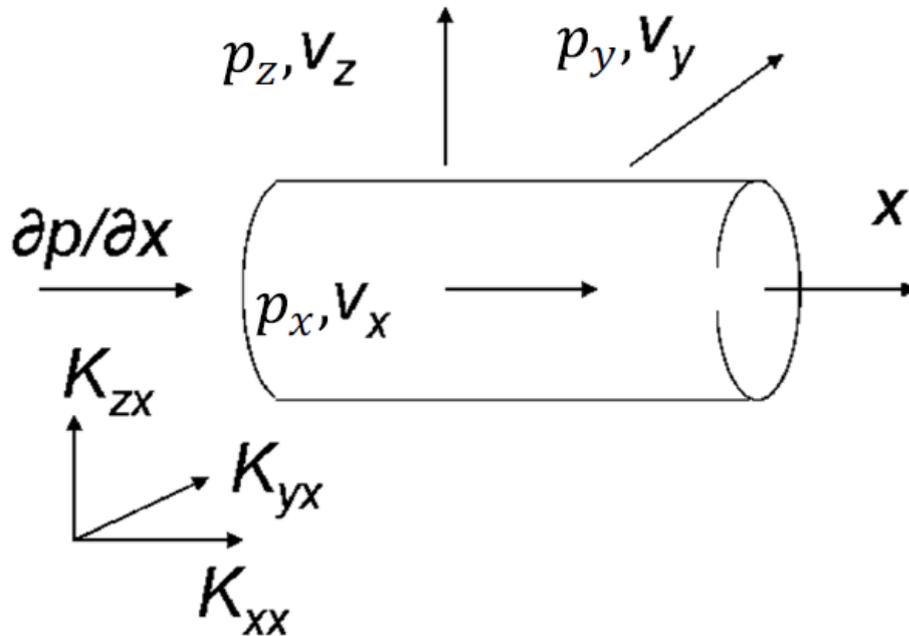


Figure 3.2- Direction of pressure gradients and filtration speed gradients

This form is true only for the fluid filtration through a rock sample in three-dimensional space. Therefore, the fluid filtration rate through the rock sample depends on the direction of the filtration, i.e., it is a vector value. The fluid filtration rate is

determined by the permeability of the sample in the selected orthogonal directions due to the fact that the fluid properties and the pressure drop remain the same (Figure 3.1.1). Hence, the permeability vector in three-dimensional form can be represented as a 3x3 matrix, which is called the permeability tensor. It presents the orthogonal and tangent components of the considered permeability vector.

$$\bar{k} = \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix} \quad (3.1.5)$$

where k_{xx} , k_{yy} , k_{zz} are elements of the main diagonal of the matrix, these elements are perpendicular to the parallelepiped faces; the remaining elements of the matrix have tangent direction to the faces of the parallelepiped (Figure 3.1.2).

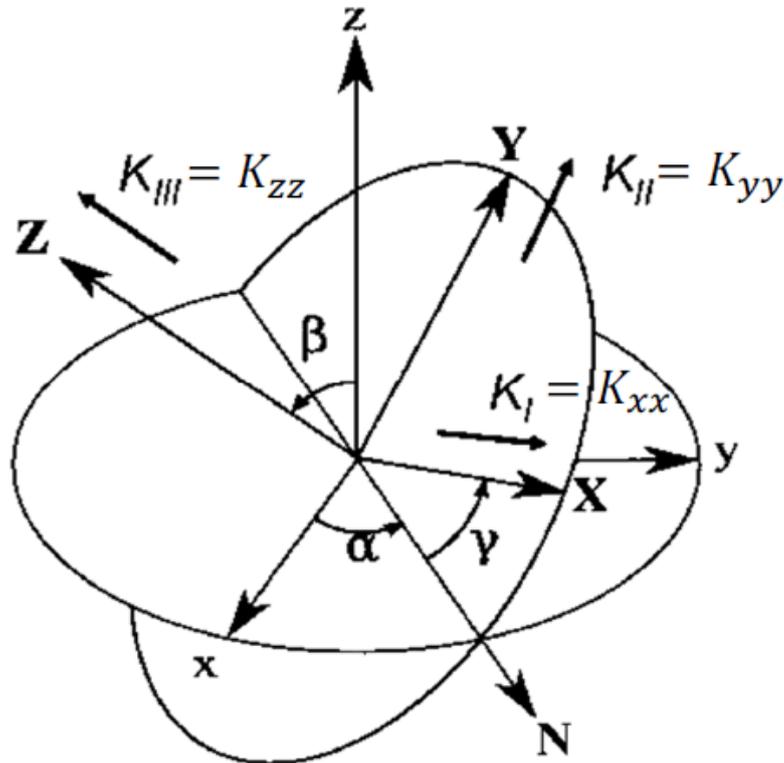


Figure 3- Normal and tangent directions of permeability tensor components

Darcy's Law for one-dimensional filtration can be rewritten for a three-dimensional case:

$$\bar{u} = -\frac{1}{\mu} \bar{k} \times \bar{\nabla} P = -\frac{1}{\mu} \times \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix} \times \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial x} \bar{i} \\ \frac{\partial P}{\partial y} \bar{j} \\ \frac{\partial P}{\partial z} \bar{k} \end{pmatrix} =$$

$$\begin{bmatrix} k_{xx} \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right) + k_{xy} \left(\frac{\partial P}{\partial y} \right) + k_{xz} \left(\frac{\partial P}{\partial z} \right) \\ k_{yx} \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right) + k_{yy} \left(\frac{\partial P}{\partial y} \right) + k_{yz} \left(\frac{\partial P}{\partial z} \right) \\ k_{zx} \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right) + k_{zy} \left(\frac{\partial P}{\partial y} \right) + k_{zz} \left(\frac{\partial P}{\partial z} \right) \end{bmatrix} \quad (3.1.6)$$

The resulting form of Darcy's law for a three-dimensional case is also a mathematical representation of the permeability anisotropy. However, it is hard to apply the derived formula for solving real problems due to the fact that the permeability anisotropy in the field conditions has low level of study. Field development is designed at an early stage of field study when there is little information about it. Specialists usually don't know permeability distribution in rock volume, the geological structure of the field has not been fully studied and besides, anisotropy may not correlate with lithology or facial zones. Therefore, it isn't possible to apply the formula above for mathematical calculations of permeability anisotropy.

In practice, a simplified representation of the permeability vector is used using a second-order tensor. (Figure 3.1.3).

$$\bar{k} = \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} \\ k_{yx} & k_{yy} \end{bmatrix} \quad (3.1.7)$$

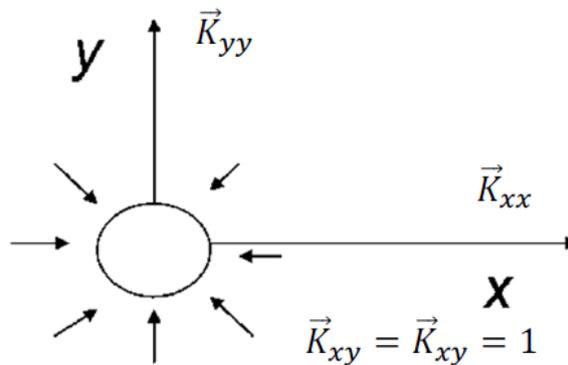


Figure 3.1.4 - Simplified model of anisotropy

In addition, it is assumed $k_{yx}=k_{xy}=1$. This simplified form of matrix provides the calculations with a sufficient mathematical basis and allows to calculate permeability

anisotropy in conditions of limited information about field. Consequently, the permeability anisotropy mainly shows the ratio of the permeability in the horizontal direction to the permeability in the vertical direction at different pressure drops in these directions.

3.2. Methods of anisotropy research

A complex study of the permeability anisotropy should be carried out as early as possible in order to prevent an early water breakthrough in the production wells and to increase the efficiency of development. For this purpose, it is necessary to develop different methods for determining the basic parameters of permeability anisotropy.

Such methods of studying anisotropy include:

- evaluation of permeability anisotropy based on the core study,
- special studies (e.g., tracer analysis),
- the interpretation of well logging results.

Based on the received data, a geological and petrophysical model of the field can be created in order to assess the impact of the permeability anisotropy on the field development process. Using hydrodynamic modeling as well as isotropic and anisotropic models the existing field development project can be analyzed and improved in order to optimize the development process including the impact of the permeability anisotropy.

It should also be taken into account that the assessment of anisotropy should not only be made at a qualitative level, but also it should be considered in its scale and distribution in the volume of rock. Therefore, the methods of assessing the anisotropy permeability should be applied in a complex, as they have different scale of study - from small-scale studies to large-scale.

3.2.1. Method of permeability anisotropy research using core study results

Core research is one of the main and most reliable ways of studying the field of geological structures and the rock properties. The main objective of core research is to determine the basic parameters of rock formation such as the angle of incidence of

structural elements and the strike azimuth of geological objects.

Such a special study as oriented core study provides the most detailed information about the field: gross rock volume of reservoir and its quality, the location of cracks in the rock formation, reservoir description and information about the features of drainage, porosity and permeability in all directions.

It is known that the horizontal permeability depends on the prevailing orientation direction of the rock grains. The permeability increases in the direction of the predominant grain orientation, which coincides with the pore orientation of the rock. Therefore, the calculation of the grains general orientation direction allows to estimate maximum permeability direction. It is possible only after recalculating the coordinate system in space, applying an elliptical approximation, and calculating the ellipse principal components and the orientation angle of the main axis.

To perform elliptical approximation rose charts are widely used, which are the point distribution in a geographical (radial) coordinate system. Each point on the rose chart has a specific location sector, where the geographic coordinates circle is divided into several sectors depending on the azimuths. The basic parameters of rose chart can be defined using elliptical approximation. It provides the greatest accuracy of approximation when describing two-dimensional heterogeneity of rock properties. Using an elliptical approximation, it is necessary to determine the direction of the ellipse main axis and the ratio of the maximum permeability to the minimum value in order to describe the permeability anisotropy. The approximating ellipse can be written in the polar coordinate system using equation below:

$$r_i^* = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{a^2} \times \sin^2(\varphi_i - \varphi_0) + \frac{1}{b^2} \times \cos^2(\varphi_i - \varphi_0)}} \quad (3.2.1.1)$$

where r_i^* – ellipse radius;

φ_i is a variable azimuth of the ellipse axis;

φ_0 is the true azimuth of the ellipse axis;

a, b – the lengths of the ellipse semi-axis (Figure 3.2.1.1).

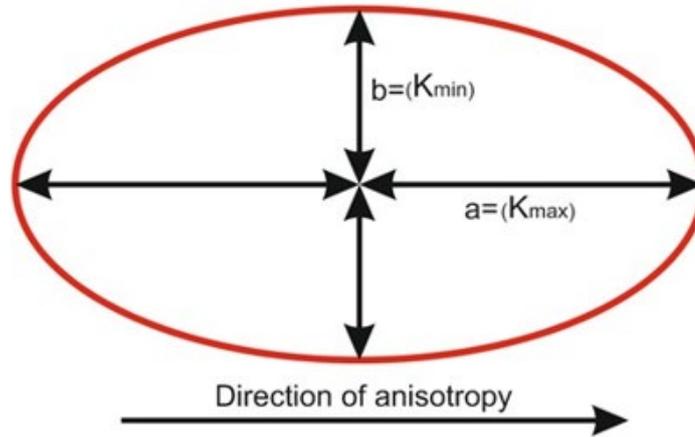


Figure 3.2.1.1 - Elliptical approximation scheme

After that, the permeability distribution can be defined by calculating the smallest squares. Parameters of the elliptical approximation can be found by the minimization method:

$$\sum \sqrt{(r_i - r_i^*)^2} = \min \quad (3.2.1.2)$$

where r_i^* is a true radius in a given azimuth;

r_i is a calculated radius of approximation.

Based on the calculations above it is possible to find out the azimuth which corresponds to the direction of the maximum permeability. The ratio of a to b values characterizes the ratio of maximum and minimum permeability.

The study of the oriented core is a reliable method for determining the permeability anisotropy. The method used to get an oriented core is very similar to inclinometry, where the main task is to determine the deviation of wells. The basic principle of the oriented core extracting is to label the core area. To do this, it is necessary to clean up the wellbore and fix the strike and incidence lines of markings on the core. The incidence line is marked with an arrow and it is oriented orthogonally to the strike line. Then, the incidence azimuth of the marking plane can be measured by compass, and the incidence angle is measured using a special device - an inclinometer.

The equipment for drilling an oriented core should be matched the coordinate system, which can be characterized by the vertical plane and the tangent trajectory of

the well at the point of the core extraction. After marking and orientation, a core sample is drilled. Paleomagnetic and visual analyses are performed to determine the location of markings relative to the cardinal directions. The concept of oriented core is shown in Figure 3.2.1.2.

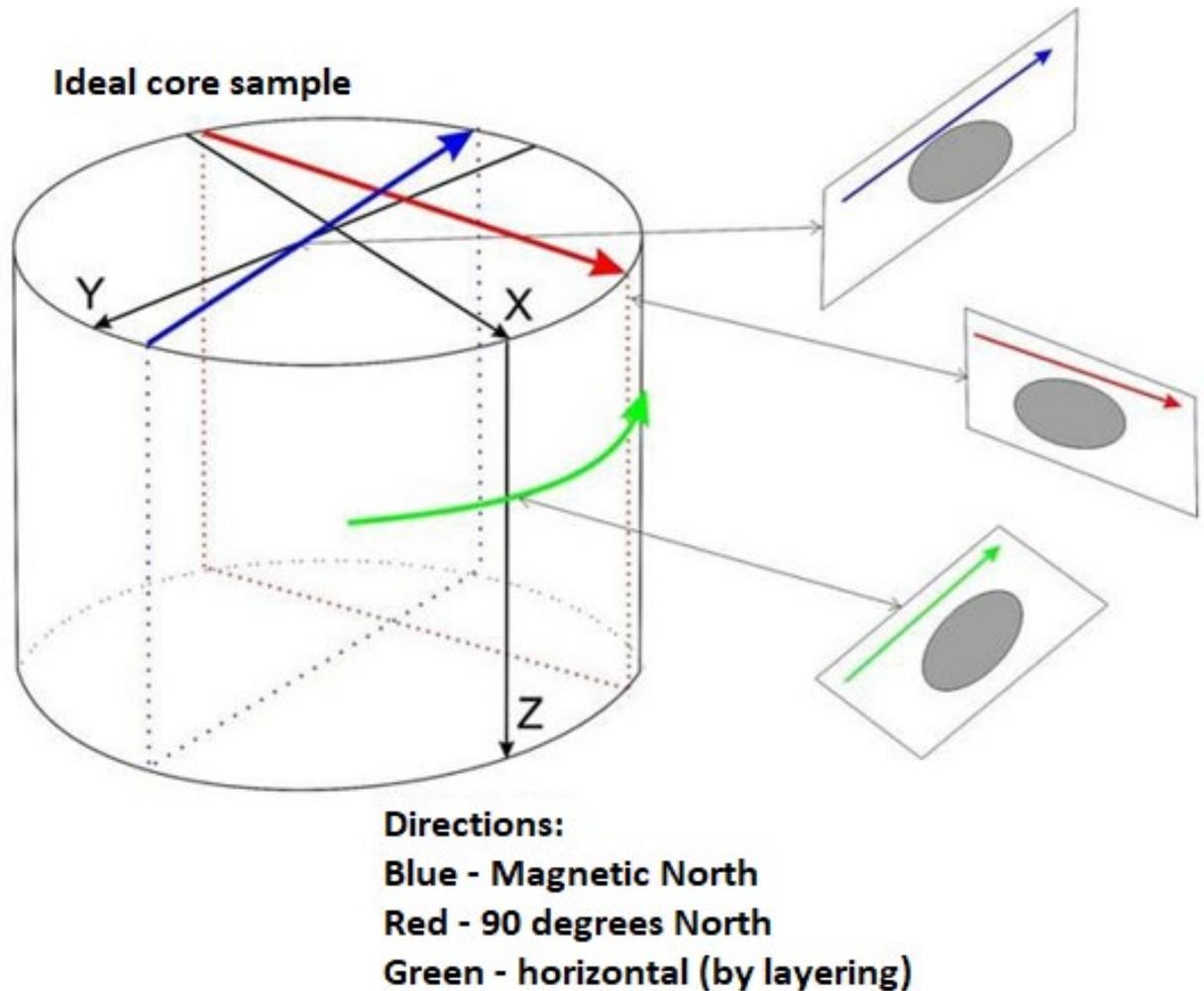


Figure 3.2.1.2 - Core-oriented Scheme

The paleomagnetic method for core samples orientation is mainly based on the use of their residual magnetism. The essence of this approach is that the rock crystals during their crystallization acquired magnetism, which corresponds to the direction of Earth's ancient magnetic field.

3.2.2. Method of permeability anisotropy research using well logging results

Permeability profiles by wells can be obtained only from the interpretation of well logging results. The final result of the well logging are logs, which reflect the well cross-section geological structure. The advantage of study permeability anisotropy

from well logging results is that the logging data, unlike the core material, are continuous throughout the depth of the study.

Well logging is always performed in each well as a standard type of research and it is used not only to calculate the anisotropy permeability, but also to obtain other important information about the cross-section. Such additional information is required to construct geological and hydrodynamic models. Anisotropy permeability can be obtained from well logging results by building interpolated permeability maps that reflect the inter-well space's permeability distribution.

After that, the analysis of obtained permeability maps is performed in order to find out the preferred direction of permeability. For analysis, the permeability map is converted to a vector model, which takes into account the orthogonal direction of vectors to the isolines.

In order to obtain the permeability distribution, it is necessary to determine the main direction of the permeability isolines. To do this a rose chart of the isolines on the vector model should be created. And the results obtained from the rose chart are translated into a geographical coordinate system.

In order to create a rose chart, isolines direction are converted to points and the spatial volume is represented in a sector form with 5° increments. There are 72 sectors are formed and in each sector the number of points of the vector model is counted. Each point represents a specific orientation of the permeability isoline. Point calculations are similar to constructing a histogram, and in this case, the vector direction is considered. During the statistical processing of each sector, it is necessary to record the frequencies of the appearance of vectors with tangent directions to the permeability gradients field. After that procedure rose charts can be constructed.

Since the points located in the same sector will be located in the opposite sector at the same distance from the center, it is necessary to summarize the points separated from each other by 180° .

The transformed points in the rose chart characterize the value of permeability in a certain direction. The least-squares elliptical approximation procedure, which was

considered earlier, is also applied to the rose charts, and the main parameters of the horizontal permeability anisotropy are determined.

3.2.3. Method of permeability anisotropy research using tracer analysis results

Tracer analysis is one of the most popular methods of analyzing the real filtration flows in the productive layer. The main feature of the method is that it characterizes the whole system behavior, which is very important in terms of planning the field development. The essence of the tracer analysis is based on adding label mixture to the injected liquid (usually water), which is then forced out to the production wells. The advantage of tracer analysis is that it can be carried out without stopping wells. Further analysis of the extracted liquid from the wells shows the relationship between them. Tracer analyses have been widely used to:

- determine the hydrodynamic relationship between wells and field sites,
- determine the velocity of the water front progradation in the reservoir,
- evaluate the effectiveness of the flooding system by determining the oil displacement efficiency,
- search for highly permeable cracks and faults that determine the preferred direction of water filtration in the reservoir.

The results of tracer analyses are information about the speed of the tracer in formation and the proportion of the extracted tracer from the production wells. Based on the obtained data, a diagram of the tracer distribution between the production wells is constructed.

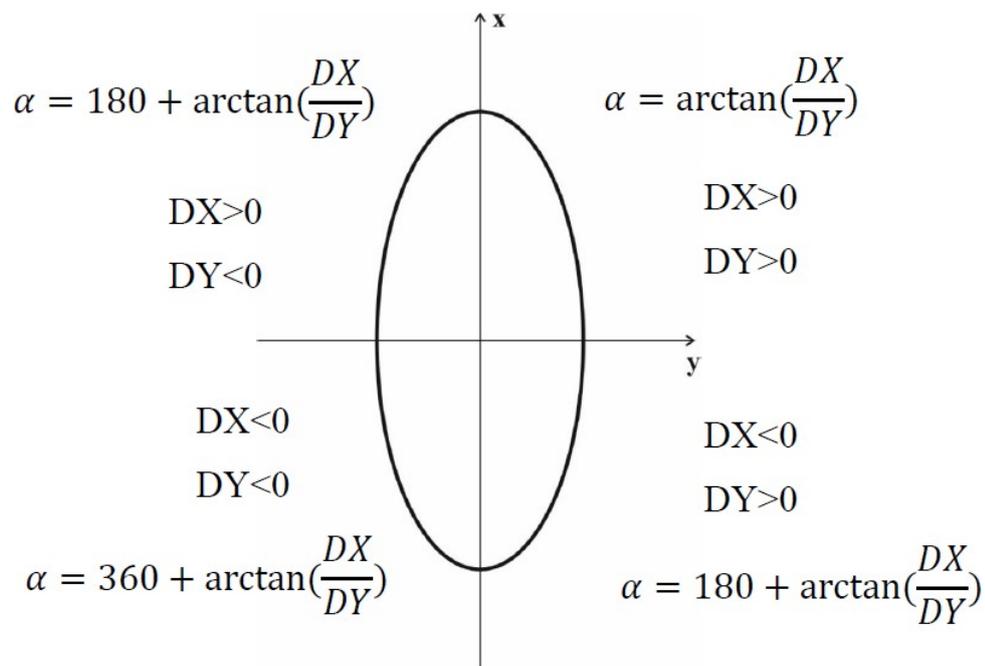


Figure 3.2.3.1 - Representation of wells in the polar coordinate system

The essence of the method is that the location of wells relative to each other is represented in a polar coordinate system. Injection well is placed at the origin point of coordinate system. Production well, in which the tracer was found, are located at the same angle with respect to the injection well as in reality. The coordinates of wells in the polar coordinate system are characterized by a radius and a polar angle (Figure 3.2.3.1).

The speed of tracer movement is directly related to the permeability of formation. Therefore, the anisotropy of the tracer speed shows the anisotropy of the permeability. In this regard, the rose charts for the tracer filtration rates are identified with the rose charts of horizontal permeability for the zones of each injection well. The resulting rose charts are approximated by ellipses, as in previous methods.