

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 (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Учет анизотропии проницаемости меловых отложений пласта М₂ на примере нефтяного месторождения Акшабулак Центральный, Тернозёкского района Республики Казахстан

УДК 552.578.2.061.4:551.763(574.31):532.546-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Хисамутдинов Ринат Ривалович		

Руководитель

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер ЦППС НД ТПУ	Коровин М.О.	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Ишков О.Ю.	Ph.D		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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 (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Хисамутдинову Ринату Риваловичу

Тема работы:

Учет анизотропии проницаемости меловых отложений пласта М ₂ на примере нефтяного месторождения Акшабулак Центральный, Тернозёкского района Республики Казахстан	
Утверждена приказом директора ИШПР	№7340/с от 19.07.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.08.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Данные по анализу фильтрационно-емкостных свойств по керну, геологическая модель, карты средних проницаемостей, данные гидродинамических (трассерных) исследований скважин
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	- Литературные источники по исследуемой тематике. - Оценка параметра анизотропии проницаемости пласта-коллектора в горизонтальном и вертикальном направлении. - Сопоставление полученных результатов с данными по трассерным исследованиям. - Перечет геологической модели - Гидродинамическое моделирование месторождения
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Рисунки – 52 шт.: - Географическая карта территории с расположением основных месторождений - Карта расположения месторождения Акшабулак центральный - Стратиграфия продуктивной части разреза Акшабулакского месторождения - Сводный геологический разрез отражающих горизонтов - Карта тектонического районирования территории Тургайской НГП - Тектоническая схема Арыкумского прогиба - Алгоритм проведения научно-исследовательской работы - Карты проницаемостей пласта М 2-1 - Определение направления анизотропии проницаемости - Направление анизотропии проницаемости по результатам ГДИС - Построение эллипса анизотропии проницаемости - Сравнение методологической роза-диаграммы с роза-диаграммой по ГДИС - Учет вертикальной составляющей проницаемости - Графики с параметрами добычи - Блок-схема сценариев разработки - Анализ КИН сценариев разработок таблицы (21)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	инженер лаборатории геологии месторождений нефти и газа ЦППС НД ТПУ, Шишаев Г.Ю.
Социальная ответственность	д.г.-м.н., профессор Белозеров В.Б.

<i>Специальные вопросы</i>	<i>к.г.-м.н., инженер лаборатории геологии месторождений нефти и газа ЦППС НД ТПУ Коровин М.О.</i>
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	1. Обзор литературы – 1. Literature review

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	24.06.2019
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		24.06.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Хисамутдинов Ринат Ривалович		24.06.2019

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Хисамутдинову Ринату Риваловичу

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы времени на выполнение научно-исследовательской работы, тарифные ставки заработной платы, нормы расхода материалов.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Технико-экономическое обоснование необходимости учёта анизотропии проницаемости.
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	- Постановка целей и задач - Основные рамки проекта - Составление структуры проекта - Презентация результатов проекта
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Составление графика проведения научно-технического исследования.
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	- Оценка плановой стоимости НИР - Расчет затрат, включенных в себестоимость НИР - Расчет заработной платы - Обоснование эффективности инвестиций в проект

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Цели и задачи научно-технического проекта
2. Ограничивающие факторы, выявленные при написании научно-технического проекта
3. Сведения о рабочей группе проекта
4. Информация о заинтересованных сторонах проекта
5. Систематика проведения проектных работ
6. План проведения научно-технического исследования
7. Расчет затрат на материалы
8. Заработная плата сотрудников проекта
9. Баланс рабочего времени
10. Расчет основной заработной платы на сотрудника
11. Расчет основной заработной платы
12. Вычисления плановой себестоимости НИР

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	24.06.2019
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Ишков О.Ю.			24.06.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Хисамутдинов Ринат Ривалович		24.06.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Хисамутдинову Ринату Риваловичу

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i> – <i>вредных проявлений факторов производственной среды (вредные вещества, освещение, шумы, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i> – <i>опасных проявлений факторов производственной среды (электрической, пожарной и взрывной природы)</i> – <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i> – <i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, экологического и социального характера)</i>	Рабочим местом является офисное помещение с непосредственной эксплуатацией компьютерной техники и оборудования. Таким образом, все производственные процессы и социально ответственная часть, включающая технику безопасности и правила поведения напрямую связаны с работой за компьютером в помещении. Вредные и опасные факторы, с которыми возможно столкнуться в процессе работы в офисном помещении и рабочем месте с установленным персональным компьютером: 1. Отклонение норм микроклимата в помещении 2. Отсутствие или недостаток освещения на рабочем месте 3. Повышенный уровень шума на рабочем месте 4. Повышенная запыленность рабочего места 5. Электромагнитное излучение 6. Нервно-психические нагрузки 7. Электрический ток 8. Пожароопасность
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i> – <i>физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</i> – <i>действие фактора на организм человека;</i> – <i>приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i> – <i>предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</i>	Рассмотрены вредные факторы, такие как микроклимат, уровень шума, повышенная запыленность, освещенность рабочей зоны и электромагнитное излучение и нервно-психические нагрузки
2. <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i> – <i>механические опасности (источники, средства защиты);</i> – <i>термические опасности (источники, средства защиты);</i> – <i>электробезопасность (в т.ч. статическое</i>	Рассмотрены опасные факторы, такие как - электрический ток и пожароопасность

<i>электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</i> – <i>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i>	
3. Охрана окружающей среды: – <i>защита селитебной зоны</i> – <i>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</i> – <i>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</i> – <i>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</i> – <i>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</i>	При разработке и эксплуатации нефтяного месторождения происходит негативное воздействие на состояние земельных ресурсов, атмосферного воздуха, в приповерхностные грунтовые воды и поверхностные водоемы. Данные вредные процессы связаны со строительством наземных и подземных объектов добычи нефти, строительства скважин, в ходе которого происходит загрязнение грунтовых вод и грунта, и производственно-промышленные процессы добычи нефти, которые также наносят вред окружающей среде (разливы нефти по поверхности и стравливание газов в атмосферу).
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – <i>перечень возможных ЧС на объекте;</i> – <i>выбор наиболее типичной ЧС;</i> – <i>разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</i> – <i>разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</i> – <i>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</i>	Рассмотрены чрезвычайные ситуации на такие как ураганы, бураны, пожары, наводнения или критически низкие температуры или же природные аварии.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – <i>специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</i> – <i>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</i>	Изучены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и условий труда на месторождении Акшабулак Центральный. Произведен анализ вредных факторов, влияющих на условие труда, и даны рекомендации по их устранению
Перечень графического материала:	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	- Основные вредные и опасные факторы при выполнении работ в помещении с персональным компьютером - Предельно допустимые значения энергетической экспозиции - Перечень основных вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	24.06.2019
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		24.06.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Хисамутдинов Ринат Ривалович		24.06.2019

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.08.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
29.06.2019	Обзор литературы	
31.06.2019	Общие сведения о месторождении	
3.07.2019	Геологическое строение района и месторождения	
19.07.2019	Определение параметра анизотропии проницаемости	
2.08.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
9.08.2019	Социальная ответственность	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		24.06.2019

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С	д.г.-м.н		24.06.2019

Цели основной образовательной программы (DD)

Код цели	Формулировка цели	Требования ФГОС ВО и (или) заинтересованных работодателей
Ц1	Готовность выпускника к междисциплинарным научным исследованиям для решения комплексных задач, связанных с творческой инновационной проектно-конструкторской деятельностью в области нефтегазового дела.	Требования ФГОС ВО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>. Потребности российских предприятий топливно-энергетического комплекса: ОАО «Томскнефть» ВНК, г. Стрежевой; ОАО «Новосибирскнефтегазгеология», г. Новосибирск; Региональные представительства ОАО НК «Нефтиса», ХМАО Тюменская, Томская и Новосибирская области; предприятия компании ПАО «Роснефть» (Западно-Сибирский регион); дочерние предприятия ПАО «Газпромнефть», ПАО «Газпром»: ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ямбург». Профессиональные стандарты (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Ц2	Готовность выпускников к эксплуатации и обслуживанию современного высокотехнологичного оборудования с высокой эффективностью, выполнением требований защиты окружающей среды и правил безопасности производства и к осознанию ответственности за принятие своих профессиональных решений.	Требования ФГОС ВО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>. Потребности российских предприятий топливно-энергетического комплекса: ОАО «Томскнефть» ВНК, г. Стрежевой; ОАО «Новосибирскнефтегазгеология», г. Новосибирск; Региональные представительства ОАО НК «Нефтиса», ХМАО Тюменская, Томская и Новосибирская области; предприятия компании ПАО «Роснефть» (Западно-Сибирский регион); дочерние предприятия ПАО «Газпромнефть», ПАО «Газпром»: ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ямбург». Профессиональные стандарты (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по

Код цели	Формулировка цели	Требования ФГОС ВО и (или) заинтересованных работодателей
ЦЗ	Готовность выпускников к организационно-управленческой деятельности в междисциплинарных областях нефтегазовой отрасли, в том числе в интернациональном коллективе в условиях постоянного самообучения и непрерывного профессионального самосовершенствования	промышленной геологии) Требования ФГОС ВО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам EUR-ACE и FEANI. Потребности российских предприятий топливно-энергетического комплекса: ОАО «Томскнефть» ВНК, г. Стрежевой; ОАО «Новосибирскнефтегазгеология», г. Новосибирск; Региональные представительства ОАО НК «Нефтиса», ХМАО Тюменская, Томская и Новосибирская области; предприятия компании ПАО «Роснефть» (Западно-Сибирский регион); дочерние предприятия ПАО «Газпромнефть», ПАО «Газпром»: ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ямбург». <i>Профессиональные стандарты</i> (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промышленной геологии)
Ц4	Готовность выпускника к экспериментальной деятельности для решения задач, связанных с разработкой и внедрением методов разработки и эксплуатации месторождений углеводородов, сбора и подготовки нефти и газа	Требования ФГОС ВО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам EUR-ACE и FEANI. Потребности российских предприятий топливно-энергетического комплекса: ОАО «Томскнефть» ВНК, г. Стрежевой; ОАО «Новосибирскнефтегазгеология», г. Новосибирск; Региональные представительства ОАО НК «Нефтиса», ХМАО Тюменская, Томская и Новосибирская области; предприятия компании ПАО «Роснефть» (Западно-Сибирский регион); дочерние предприятия ПАО «Газпромнефть», ПАО «Газпром»: ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ямбург». <i>Профессиональные стандарты</i> (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промышленной геологии)

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВНК – водонефтяной контакт;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГК – гамма-каротаж;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ГСМ – горюче-смазочные материалы;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

НГК – нейтронный гамма-каротаж;

ПС - Метод потенциалов самопроизвольной поляризации

УЭС – удельное электрическое сопротивление.

ЯМР – каротаж ядерно-магнитного резонанса

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ГДМ – гидродинамическая модель

Кгориз. - Проницаемость в горизонтальном направлении

Кверт. - Проницаемость в вертикальном направлении

НИР - научно- исследовательская работа

ПДК - Предельно допустимая концентрация

ППД - поддержание пластового давления

НТД - научно техническая документация

ОТ ТБ - отдел труда и техники безопасности

SPE - Society of Petroleum Engineers (Общество инженеров-нефтяников)

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	15
ВВЕДЕНИЕ.....	17
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	20
2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	25
3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА И МЕСТОРОЖДЕНИЯ	28
3.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	28
3.2. Тектоника.....	30
4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРА АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ.....	34
4.1 Анализ исходных данных.....	35
4.2 Учёт горизонтальной составляющей анизотропии проницаемости.....	36
4.3 Сравнение методологических результатов с реальными результатами по ГДИС	41
4.4 Оценка вертикальной составляющей проницаемости по результатам исследования керна.....	51
4.5 Пересчет геологической модели с учетом полученной анизотропии проницаемости	56
4.6 Анализ расположения скважин с учетом направлений осей анизотропии проницаемости	58
4.7 Анализ параметров добычи по месторождению.....	69
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	78
5.1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала	78
научно-технического исследования.....	78
5.2. Разработка устава научно-технического проекта	79

5.3. Планирование процесса управления научно-технического исследования	83
5.4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	85
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	92
6.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды и мероприятия по их устранению.....	93
6.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды и мероприятия по их устранению.....	98
6.3. Охрана окружающей среды	101
6.4. Защита в чрезвычайных ситуациях.....	105
6.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	108
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	109
1. LITERATURE REVIEW.....	115

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация 118 с., 52 рис., 21 табл., 38 источников.

Ключевые слова: проницаемость, анизотропия, горизонтальная проницаемость, вертикальная проницаемость, анизотропия проницаемости, индикаторные исследования, трассерные исследования, гидродинамические исследования скважин, геофизические исследования скважин, геологическая модель, гидродинамическая модель, параметры добычи, коэффициент извлечения нефти.

Объектом исследования является нефтяное месторождение Акшабулак Центральный расположенный в Теренозекском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Цель работы – Определить эффективность учета анизотропии проницаемости.

В процессе работы проводились исследования, направленные на анализ имеющейся информации (геологическое описание месторождения, данные анализа керна, ГДИС, геологическая модель) и грамотного учета этих данных (определение направлений проницаемости и пересчет геологической модели) для дальнейшей оценки учета анизотропии проницаемости (анализ полученных результатов гидродинамической модели).

В результате исследования были получены азимуты направлений анизотропии проницаемости по месторождению, которые в последующем были учтены на геологической и гидродинамической модели. В ходе геологического моделирования были пересмотрена расстановка сетки скважин, с учетом анизотропии проницаемости, которая является более выгодной для дальнейшей разработки месторождения

Область применения: месторождения, характеризующиеся анизотропией фильтрационно-емкостных свойств.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в учете изменчивости фильтрационного параметра проницаемости для

корректного подбора систем разработок и эффективного вытеснения нефти из пласта-коллектора

В будущем планируется продолжить изучать и практически применять различные методики учета анизотропии проницаемости для планирования более эффективной добычи нефти из резервуара.

ВВЕДЕНИЕ

В реалиях сегодняшних дней проблема извлечения нефти из резервуара является все больше актуальной. Добыча нефти в нашей стране с начала середины прошлого века до современного времени привело к тому, что вся нефть из резервуаров легко извлекаемых месторождений была добыта и, соответственно, данные месторождения обводнены и истощены. За долгое время добычи легко извлекаемой нефти из месторождений привело к тому, что в отрасли происходил научно-производственный застой, так как новые технологии и методы добычи нефти не применялись ввиду их ненужности. Добыча происходила с определенным и выработанным подходом и вследствие этого в месторождениях оставалось большое количество остаточной нефти.

Таким образом, можно сделать вывод, что разработка месторождений без использования современных научных методик и технологий является неэффективной в современных реалиях. Потребность в использовании новых методик и технологий добычи развивает научно-производственную отрасль и создает дополнительный толчок к процессу развития новых научных подходов.

Добыча, а также доизвлечение остаточной нефти является актуальной проблемой при разработке сложных и трудно-извлекаемых коллекторов, к которым сегодня уделяется особое внимание. В научно-производственных и проектных институтах проводятся работы по анализу и изучению фильтрационных параметров пласта-коллектора, которое в какой-то мере могло бы повлиять на характер движения флюида, причем отдельно можно выделить перетоки между слоями и пластами в горной породе. Эти различия фильтрационных параметров выделяется по различным методикам и анализам в лабораториях и непосредственно испытаниях в пластовых условиях.

Учет анизотропии проницаемости напрямую влияет на характер движения флюида на месторождении. Определение и учет данного параметра

позволяет пересмотреть стратегию разработки месторождения и выделить эффективный сценарий, при котором можно добиться повышения показаний добычи нефти из пласта. Анализ и применение анизотропии проницаемости поможет запланировать более качественное заводнение пласта и вытеснение нефти от нагнетающих к добывающим скважинам, поэтому получение информации о неоднородности и изменчивости данного фильтрационного параметра является очень важной и применимой при любой стадии разработки месторождения.

В данной работе рассматривается проблема учета анизотропии проницаемости, как в горизонтальном, так и в вертикальном направлении. В работе было выделено, что учет анизотропии проницаемости влияет на направление движения и эффективное вытеснение флюида в резервуаре. Это свойство индицируется в процессе учета анизотропии в гидродинамической модели.

Существует множество методик по определению анизотропии проницаемости. В ходе работы было проанализирована возможность применения этих методик, исходя из имеющейся информации, выполнены процедура применения доступных методик.

К реализованным методикам относится процедура оценки проницаемости по ГДИС – это индикаторные исследования скважин, в которой в нагнетаемую скважину добавляется трассерная жидкость и в добывающих скважинах определяется количество добываемого трассера и время прихода данного флюида в добывающие скважины. В ходе этого, производится пересчет проницаемости в различных направлениях. Стоит отметить, что данная процедура оценки очень популярна и эффективна в текущие дни.

Также существует процедура учета анизотропии через результаты ГИС и геологического моделирования. В результате этого, составляется роз-диаграммы, на которой показываются основные направления изменения проницаемости.

Немаловажной и стандартной процедурой оценки проницаемости являются лабораторные исследования керна. Процедура также позволяет выявить зависимости и посчитать анизотропию проницаемости на качественном и количественном уровне.

В работе будут выявлены и применены основные методы анализа анизотропии, после чего будет произведена оценка данного параметра и учет в геологической и гидродинамической модели. Пересчитанная гидродинамическая модель должна предоставить результаты добычи, по которым возможно сделать анализ и оценку эффективности применения анизотропии проницаемости для дальнейшей разработки месторождения.

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Сотрудникам нефтегазовой промышленности общеизвестен факт, что существует анизотропия фильтрационных свойств в осадочных породах относительно вертикального и горизонтального направления. Данный свойство проявляется в определенных условиях осадконакопления и вторичных процессов, которые видоизменяют состав и свойство породы. Также, процессы катагенетических изменений и влияние горного давления изменяют исходные свойства горных пород. Данный эффект анизотропии анализируется во время петрофизических исследований и расчленяется по различным значениям проницаемости, измеренным на параллельных или перпендикулярных слоях [38]. Основываясь на SPE статье В.С. Тихановича [38], проницаемость имеет тензорную характеристику, поэтому она представляет сложное поведение в разных направлениях. Кроме того, карбонатные породы имеют также анизотропию, связанную с трещинами.

Таким образом, все вышеописанные тезисы говорят о том, что анизотропия должна быть точно проанализирована.

Для учета анизотропии проницаемости существуют разные методы оценки. Здесь мы можем выделить лабораторный петрофизический анализ, методы каротажа и испытания скважин.

В качестве первого и одного из основных методов оценки анизотропии можно назвать анализ керна. Здесь мы можем подразделить анализ керна на различные ветви. В качестве рутинного анализа керна и оценки проницаемости используется специальное оборудование в качестве пермеаметра в направлении, параллельном и перпендикулярном оси керна. Здесь также можно использовать акустическое каротажное оборудование для определения различий в скорости распространяющихся волн в разных направлениях образцов. Когда значения основных свойств были оценены, они используются в качестве рассчитанных значений проницаемости в разных направлениях и наносятся на роз-диаграмму, где можно увидеть основные направления проницаемости.

Вторым методом оценки анизотропии является эллиптическое приближение, которое может быть наиболее подходящим для определения количественных характеристик этого явления. К.О. Исказиев, П.П. Кибиткин, В.П. Меркулов описали этот метод оценки путем определения направления главной оси эллипса анизотропии проницаемости и коэффициента анизотропии, который является отношением максимальной и минимальной проницаемости ($k_{\max} / k_{\min}$) [23]. В результате анализируемые данные используются для создания стереографических полярных проекций со статистической оценкой ориентаций преобладающих направлений.

Для оценки анизотропии проницаемости, связанной с микропорами, используется сканирующий электронный микроскоп. Шлифы керна анализируются под микроскопом, и в результате мы можем оценить ориентацию и направления зерен, принимая во внимание, что ориентация одинакова для всего резервуара (или части резервуара).

Анизотропия горных пород непосредственно в условиях пласта может быть определена методами каротажа или гидродинамическими исследованиями скважин с несколькими близко расположенными скважинами. Этот подход был описан в исследованиях В.В. Семенова, А.Ю. Казанского, Е.А. Банникова [25] как полезный метод определения анизотропии для следующего применения в гидроразрыве пласта, ориентации скважины и моделирования. Однако в этом случае есть ограничения, требующие дополнительных материальных и временных затрат.

ЯМР-каротаж также может быть использован для той же цели. Он измеряет коэффициенты анизотропии размеров пор в пространстве и определяет направление главных осей анизотропии пустотного пространства. Тип исследований был проведен А.А. Злобиным, С.В. Лебедевым в работе [18], и это довольно интересный метод оценки анизотропии в условиях пласта, что означает, что он должен указывать на различия в пласте при начальных условиях. Это означает, что при анализе не происходит

перераспределение давления, как в случае отбора и изъятия керна на поверхность, порода находится под воздействием эффективного горного давления, и пластические необратимые деформации пустотного пространства не происходят со временем после релаксации, таким образом, сохраняют ценную информацию о механизмах образования пород.

Одним из главных пунктов, о которой следует упомянуть в работе, связано с анализом керна, что почти во всех случаях оценки анизотропии требуется ориентация керна в пространстве. Исследования В.В. Семенова, А.Ю. Казанского, Е.А. Банникова, ЗАО «Сибнефтепроект», по их работе [25] описывают этот подход. Основываясь на работе [25], эта цель достигается путем использования палеомагнитной ориентации. Существует два концептуальных способа ориентации - первый метод заключается в определении направления магнитной и палеомагнитно-устойчивой составляющей естественной остаточной намагниченности, то есть составляющей, наиболее близкой к древней намагниченности, соответствующей времени образования изучаемых пород. Таким образом, стабильное магнитное поле породы может быть найдено и сопоставлено с известным древним магнитным полем региона. По сравнению с первым методом, во втором методе ориентации палеомагнитного ядра [25] используется направление не первичной, а вторичной намагниченности - так называемая вязкая намагниченность - которую порода приобрела в результате геомагнитного поля со времени последней инверсии, соответственно, направление этого компонента будет отражать направление современного месторождения на месторождении.

Другой, очень интересный факт, связанный со свойствами породы, заключается в том, что фильтрационные и деформационные характеристики породы в значительной степени зависят от формы и ориентации зерен [25]. Этот факт также был признан в ходе исследований ученых. В исследованиях компании ЗАО «Сибнефтепроект» [25] был проанализирован этот феномен в соответствии с будущим использованием в ГРП, поэтому это очень важная и

применимая работа. Ориентация вектора максимального напряжения в породе соответствует направлению наибольшей проницаемости. По этой причине искусственный разрыв пласта при гидравлическом разрыве всегда выполняется в ориентации, соответствующей максимальному напряжению. Расположение нагнетательных и добывающих скважин на месторождениях соответствует ориентации горных пород. Нет смысла ставить скважины перпендикулярно длинной оси не изометрических частиц породы (зерен), потому что они будут иметь большее сопротивление потоку жидкости.

Существует множество исследований, в которых указывается на сложную систему проницаемость-разрыв, которая играет огромную роль в производительности пласта. Научные сотрудники Н.И. Хисамутдинов, И.В. Владимиров, В.В. Литвин проанализировали влияние анизотропии и описали его в работе [26]. Были сделаны очень сложные сценарии, при которых симулировалась гидродинамическая модель. Эти сценарии подразделялись по значениям анизотропии проницаемости пласта при разных направлениях этого параметра. Более того, в работе описаны не только горизонтальные, но и вертикальные изменения проницаемости и их влияние [27]. Считается, что значение анизотропии вертикальной проницаемости ниже 10 ($k_h / k_v = <10$) не так сильно влияет на добычу нефти, и в расчетах можно пренебречь [28].

Исследования показывают, что изотропный резервуар имеет интенсивный обмен жидкостями между слоями [28]. В то же время, наряду с гидродинамическими силами, гравитационные силы играют значительную роль (разница в плотности нефти и воды в пластовых условиях значительна). Следовательно, сочетание двух компонентов скорости жидкости в пласте приводит к не фронтальному вытеснению нефти водой. Что касается случая с коллекторскими свойствами с сильной анизотропией - ясно видно, что в этом случае фронтальный режим вытеснения нефти более характерен. В то же время этот вариант имеет более высокое значение остаточной нефтенасыщенности, что указывает на более низкую эффективность вытеснения нефти. Кроме того, анизотропные коллекторы характеризуются

лучшей производительностью (более длительный период добычи нефти без воды), чем для слабо анизотропных коллекторов. Однако в случае прорыва воды на забой добывающих скважин для сильно анизотропных пластов наблюдается резкое падение дебита нефти и быстрое увеличение содержания воды, и эффективность вытеснения нефти снижается в большей степени.

Кроме того, были выполнены серии смоделированных случаев, соответствующих различным режимам работы коллектора: при поддержании давления выше давления насыщения и без поддержания давления - газ выходит из нефти. Полученные результаты дают важные данные о параметрах добычи по месторождению при различных сценариях разработки в соответствии с осью направления, степенью и углом анизотропии проницаемости.

Обобщая все данные и полученные результаты - очень важно учитывать вертикальную и горизонтальную анизотропию и то, как она влияет на пласт. Моделирование показывает, что коррекция геологической модели по значению анизотропии проницаемости вносит изменения в расчет коэффициента извлечения нефти и экономических показателей. Многочисленные исследования показывают, что это может влиять не только на эффективность добычи нефти, но и на правильное гидроразрыв пласта, заложению расстояния между скважинами и их ориентацию. Кроме того, данный параметр качественно и количественно влияет на выбор всей стратегии разработки месторождения.

2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В географическом плане месторождение Акшабулак Центральный находится в бывшем Теренозекском, ныне Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. Месторождение располагается в южной части Торгайской низменности и имеет абсолютные отметки рельефа 110 - 147 м над уровнем моря. В ста двадцати километрах от данного места находятся ближайшие населенные пункты с железнодорожными станциями – Карсакпай и Жалгаш. Г. Кызылорда, являющийся областным центром, находится на расстоянии 120 км от месторождения. На востоке от месторождения проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент. Удаленность данного нефтепровода составляет 250 км. На северо-западе находится другое крупное нефтяное месторождение – Кукмоль. Удаленность равна примерно 75 км. Это месторождение имеет выход нефтепровода на НПЗ в городе Шымкента (Рисунки 2.1 и 2.2). Месторождение Акшабулак центральный и месторождение Кумколь имеют дорожную асфальтированную связь, когда как остальные дороги в данной местности грунтовые.

Данный район имеет слабую заселенность. Климат на данной территории резко-континентальный, засушливый, с небольшим количества осадок (около 115-150 мм в год) и резкими изменениями температуры. Средний температурный максимум составляет 30-35°C летом и от -35 до -38°C зимой. Данный район характеризуется наличием несменяемых юго-восточных летних ветров и зимних буранов и метель.

В районе ведения работ практически отсутствуют водоемы и реки и основными питьевыми источниками являются пробуренные артезианские скважины. Эти скважины бурятся в водопродуктивные отложения верхнего мела и имеют дебит воды 5-16 л/сек.

Так как климат в данной территории достаточно засушливый и его можно охарактеризовать как полупустыня или саванна – растительность и

живые организмы заселяют данную территорию видами характерными для полупустынь.

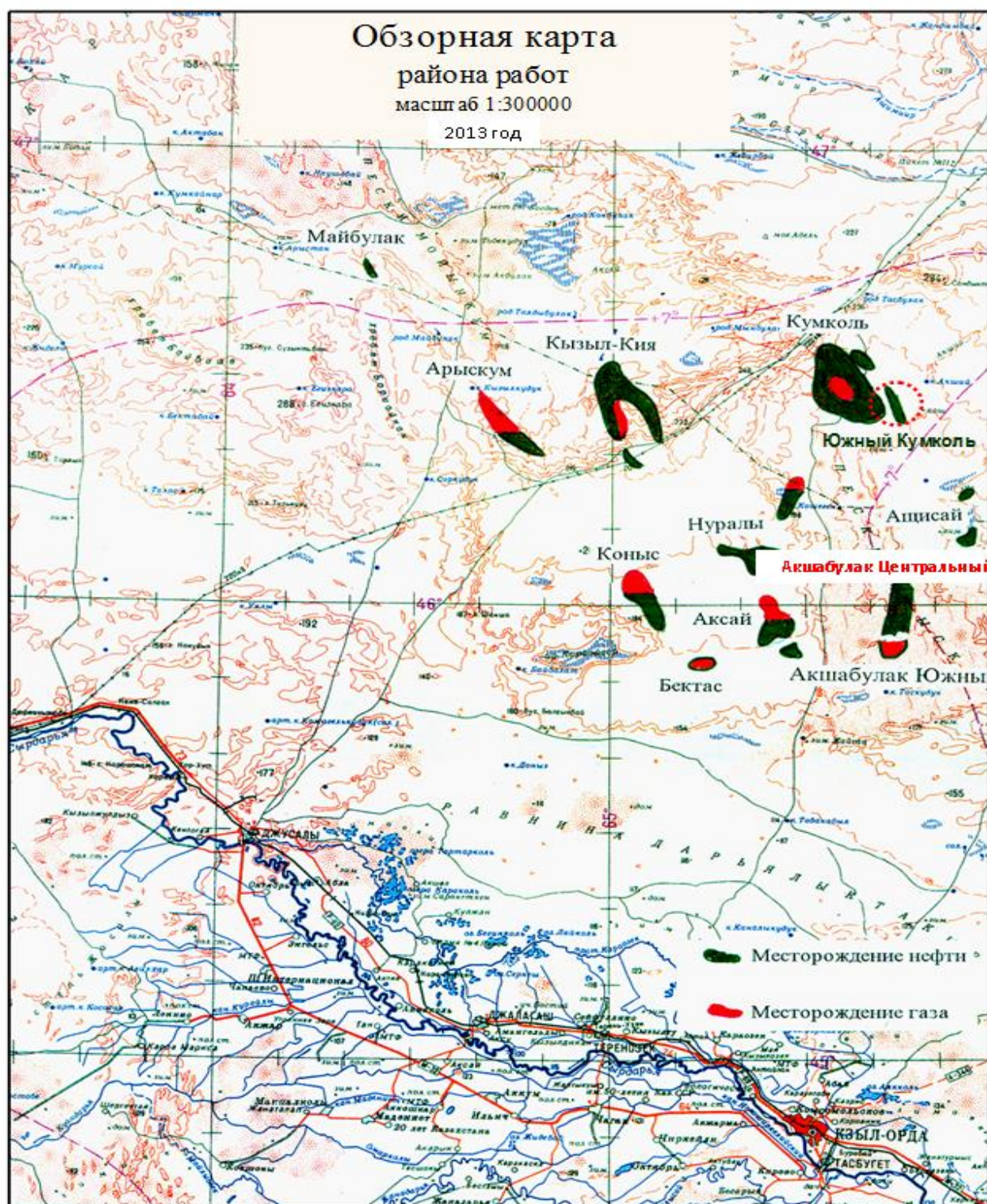


Рисунок 2.1 – Географическая карта территории с расположением основных месторождений

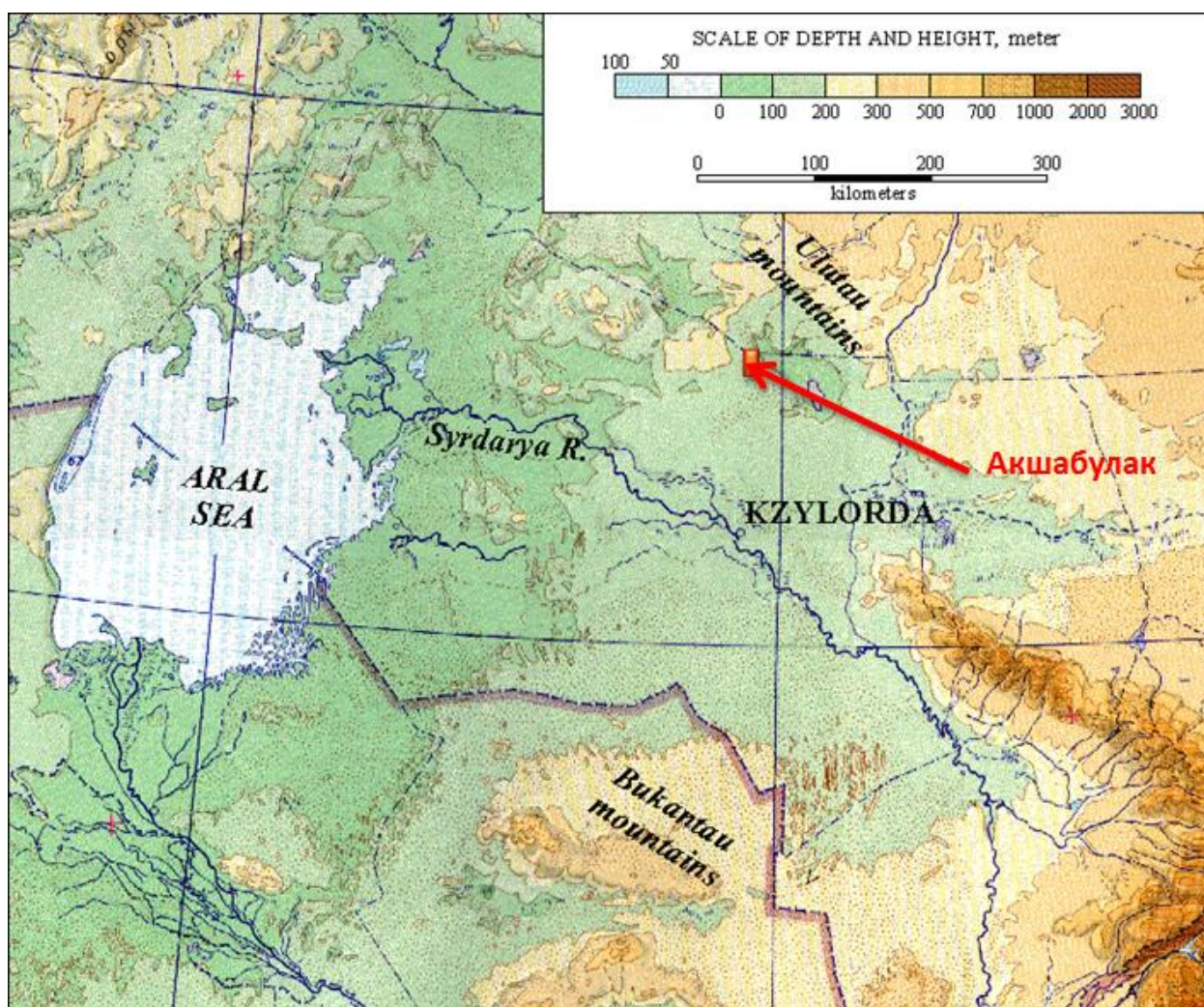


Рисунок 2.2 – Карта расположения месторождения Акшабулак центральный

3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА И МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Докембрийский фундамент месторождения Акшабулак центральный сложен из метаморфизованных образований протерозойского-нижнепалеозойского возраста. На данном фундаменте залегают осадочные породы мезозойского и кайнозойского возраста с региональным стратиграфическим несогласием – это породы юрского рифтогенного комплекса, палеогеновые и плиоцен-четвертичный яруса. Эти яруса выделяются друг от друга разными тектоническими режимами формирования.

На изображениях ниже представлены стратиграфический (Рисунок 3.1) и сводный геологический разрез (Рисунок 3.2) продуктивной части Акшабулакского месторождения с привязкой к основным отражающим горизонтам Арыскупского прогиба.

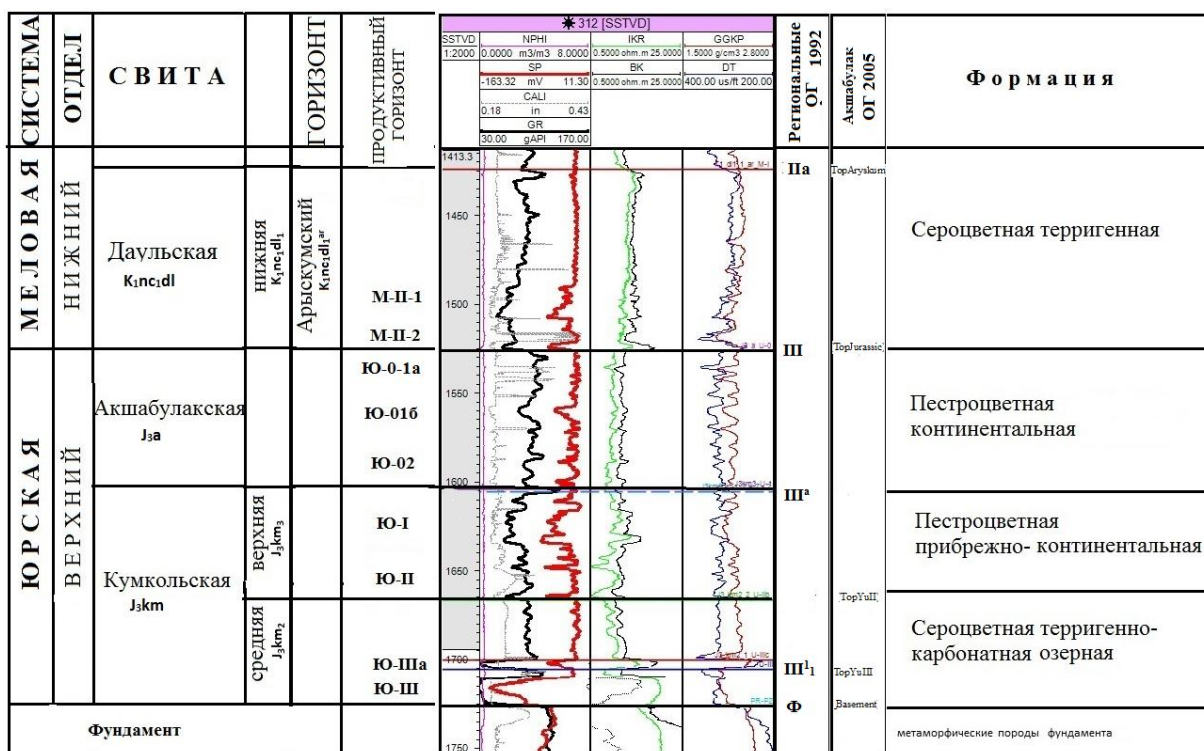


Рисунок 3.1 – Стратиграфия продуктивной части разреза Акшабулакского месторождения

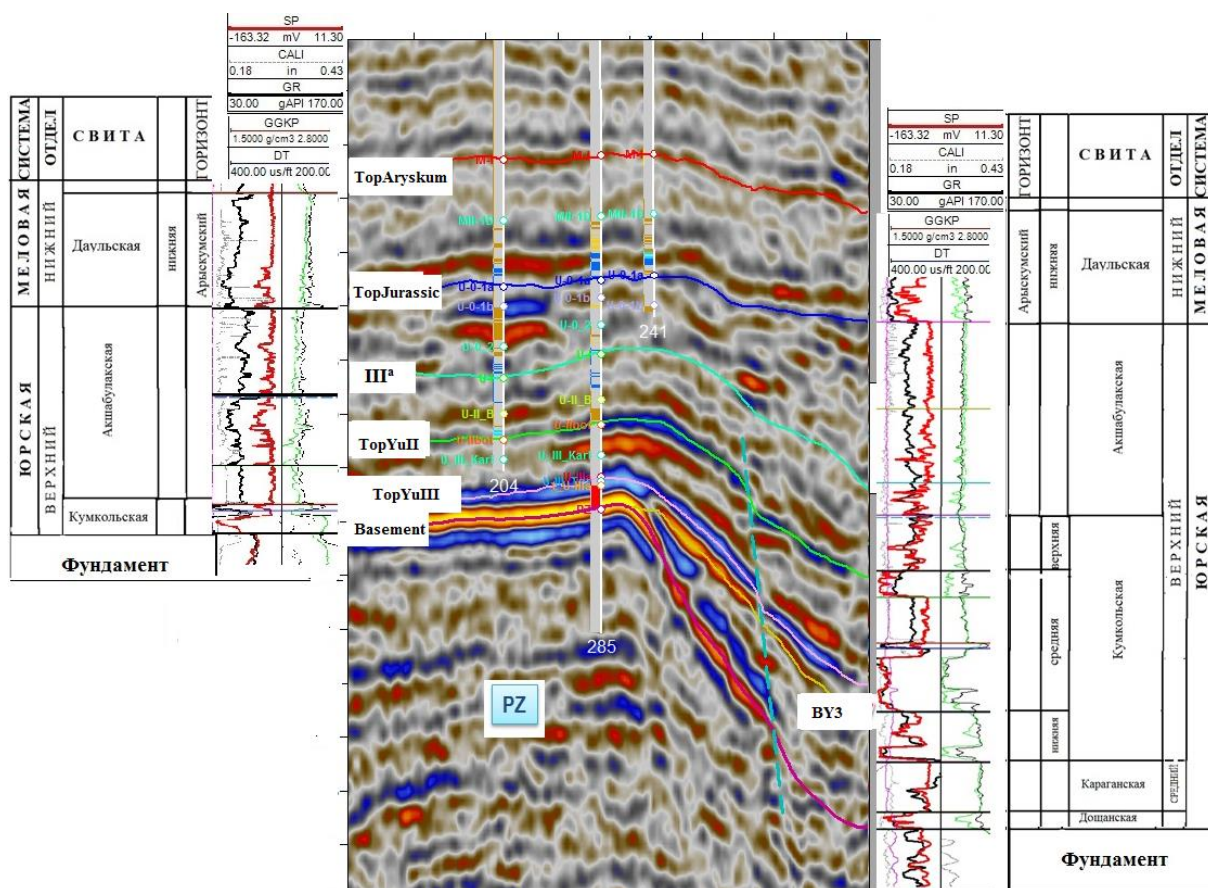


Рисунок 3.2 – Сводный геологический разрез отражающих горизонтов

Меловая система (К)

Меловая система подразделяется на нижний и верхний отдел. В нижнем располагаются свиты – даульская (неоком), карачетауская (верхний апт-средний альб), кызылкиинская (верхний альб-сеноман). В верхнем отделе свиты – балапанская (нижний турон), а также невыделившиеся свиты верхнего турон-сенома.

Нижний отдел - K_1

Даульская свита (K_1ne_1dl) подразделяется на верхнюю и нижнюю подсвиту. Общая мощность составляет 315-383м.

Нижнедаульская подсвита ($K_1nc_1dl_1^1$) состоит из двух горизонтов – Арыскупский горизонт является базальным слоем K_1 и лежит на акшабулакской свите с угловым несогласием.

Данный горизонт ($K_1nc_1dl_1ar$) по своему литологическому составу является песчаником серый-коричневым, разномзернистым, слабоцементированным на глинистом цементе. Встречаются переслаивания с алевролитом. Интересно учесть тот факт, что на юге месторождения размерность увеличивается до гравелитов. Здесь же выделяются продуктивные пласты М-II-1 и М-II-2, которые делятся друг с другом глинистой перемычкой. Мощность пачки до 50 метров. Верхняя часть состоит в основном из алевролит-глинистых пород мощностью около 50 метров.

Арыкумский горизонт имеет тренд к уменьшению мощности в юго-западное направление 137-92м.

Верхнедаульская подсвита ($K_1nc_1dl_1^2$) состоит из трех пачек – нижняя из которой по своему составу определяется как пески от коричневых до бурых, с изменением мощности глин и алевролитов. Средняя – также является продолжением глин и алевролитов с переслаиванием песчаников со слабой цементацией. Мощность около 100 метров. Верхняя – переслаивание песчаников, глин и алевролитов, цемент песчаников карбонатный. Мощность около 120 метров.

3.2. Тектоника

Доминирующая структура, которая является основополагающей и которую повторяет современная форма площади – Южно-Тургайский внутриконтинентальный рифт. Данный рифт простирается в северное направление до Западной Сибирской плиты, в юго-восточное направление в сторону Ферганского структурного сдвига. Сама структура имеет прогибы – Жиланчикский (северное направление), которое разделено Мынбулакской седловиной, и Арыкумский прогиб (юго-восточная часть), на которой базируются основные месторождения. Данный прогиб характеризуется наличием узких грабен юрского и триасового возраста, которые перекрывают

отложения мелового и палеогенового возраста. Тут же прослеживаются отдельные синклинали-грабены, которые носят названия Акшабулакского, Бозингенского, Сарыланского, Арыскупского структурного поднятия, имеющие амплитуды от 2 до 3,4 км. Толщина же самого осадочного чехла примерно равна 3 км, при этом пиковые значения мощности до 5,5 км (Рисунок 3.3). На схеме показан региональный профиль, который простирается непосредственной близости от изучаемого месторождения. С точки зрения тектоники плит были исследованы и выявлены основные этапы формирования площади с позиции геотектоники. Они подразделяются на основные 6 этапов:

- Грабен-горстовый, протекавший в период юры
- Период выравнивания, проходившая в позднюю юру
- Период инверсии, в неогене
- Образование синеклизы, имеющей возраст апта, альба и в эпоху позднего мела
- Становление и стабилизации синеклизы, в палеогене и эогене
- Период второй инверсии, имеющей временной период в олигоцене и четвертичке

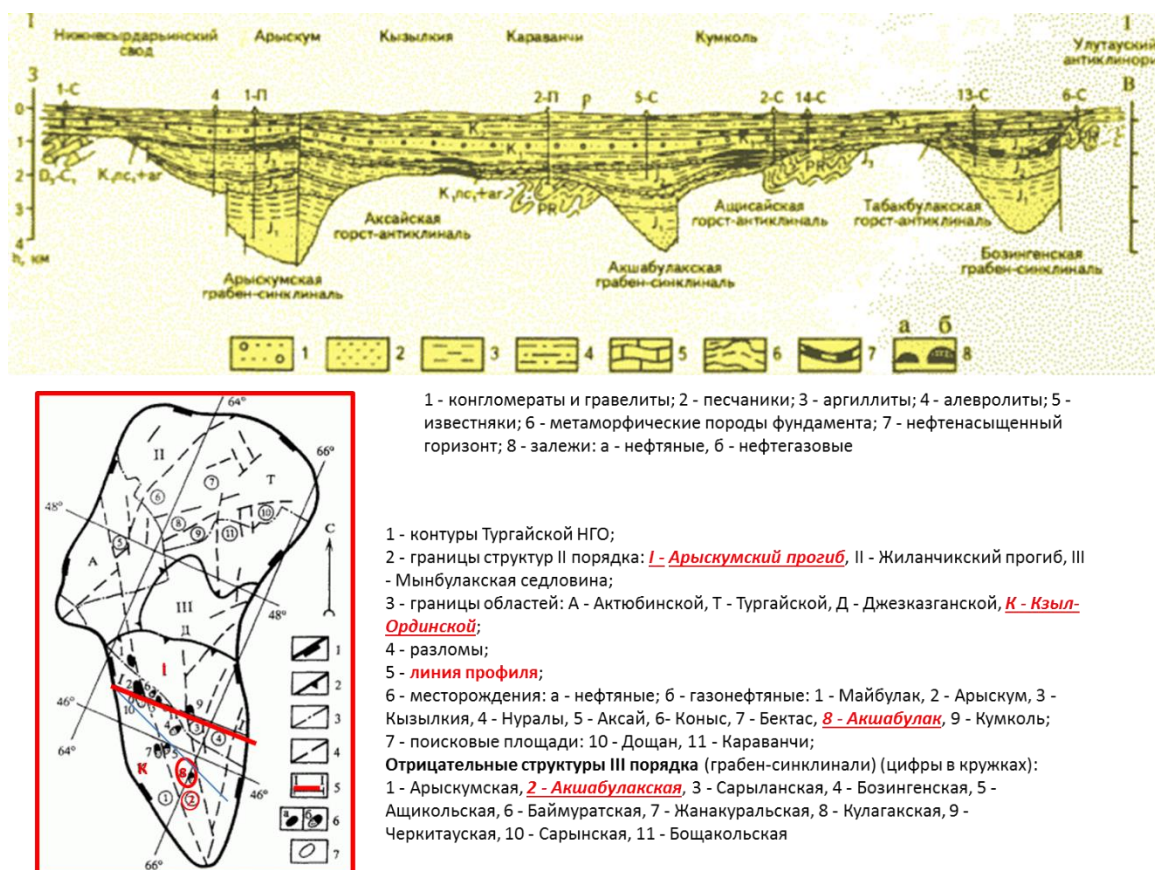


Рисунок 3.3 – Карта тектонического районирования территории Тургайской НГП и разрез по профилю I-I

Отдельно рассмотрим интересующие нас продуктивные меловые отложения пласта М-I, М-II-1 и М-II-2. По результатам сейсмике и бурению скважин было определено, что данные пласты имеют схожее структурное строение как в других нижележащих горизонтах. Также здесь можно расчленить северный и южный свод, которую разделяет вероятный флюидоупор. Кровля пласта М-II-1 имеет замкнутую форму и параметры 8 на 5 км площади северного свода и 8 на 4,4 км южного свода. Разница между замком и наиболее утопленной частью крыла составляет 52 метра на севере и 49 метров на юге месторождения.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРА АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Учет анизотропии проницаемости по данным реального месторождения, анализ фильтрационных свойств пласта, определение направления изменения проницаемости является очень важными аспектами при дальнейших геологических и гидродинамических подсчетах. Полученные результаты имеют существенное влияние при выборе оптимальных систем заводнения и учете времени прорыва воды в добывающие скважины. При использовании данных параметров возможна переоценка стратегии разработки – переориентировка добывающих и нагнетательных скважин относительно полученных направлений осей анизотропии проницаемости. Также учет параметра анизотропии, как в горизонтальном, так и в вертикальном направлении, необходим при выборе ориентировки траекторий бурения горизонтальных и боковых стволов скважин.

В работе использовались несколько подходов определения анизотропии проницаемости:

- Фильтрационно-ёмкостные свойства керна материала
- Гидродинамические индикаторные исследования
- Определение анизотропии свойств по геологической модели

Стоит отметить, что выбор методов исследований производился на основе имеющихся геолого-геофизических данных. Так, фильтрационно-ёмкостные свойства использовались для учета вертикальной составляющей проницаемости. Определение же анизотропии горизонтальной составляющей проницаемости производилось по методике составления роз-диаграмм. Трассерные исследования скважин применялись для подтверждения выбранной методики учета анизотропии проницаемости с результатами реальных исследований перетоков флюидов.

Анизотропия проницаемости была определена отдельно для северной и южной части месторождения, так как данное месторождение по структурной характеристике имеет две сводовые залежи.

После того как все методики были применены и реализованы, производился учет параметра анизотропии через дополнительную геометрическую методику.

4.1 Анализ исходных данных

В Таблице 4.1 приведена информация предоставленной информации, которая использовалось при написании данной работы.

Таблица 4.1 – Исходные данные

Исходные данные				
Геологическое описание месторождения		+		
Основные петрофизические параметры	Пористость (Ø)	Проницаемость (К)	Проницаемость в горизонтальном направлении (Кгориз.)	Проницаемость в вертикальном направлении (Кверт.)
Лабораторные исследования керна	+	+	+	+
Геологическая модель	+	+	-	-
Результаты индикаторных исследований	-	+	+	-

В результате анализа имеющейся информации был составлен алгоритм проведения научно-исследовательской работы (Рисунок 4.1).



Рисунок 4.1 – Алгоритм проведения научно-исследовательской работы

4.2 Учёт горизонтальной составляющей анизотропии проницаемости

При анализе геологической информации и данных по геологической модели было выявлено, что целевой пласт М 2-1 мелового возраста расчленяется на 4 отдельных пласта – А, В, С и D (Рисунок 4.2). В ходе исследований было принято решение учитывать фильтрационные неоднородности целевого горизонта М 2-1 отдельно по каждому пласту (А, В, С, D). Данную поправку необходимо принять во внимание, так как расчленение на отдельные пласты и учет их свойств по отдельности даст более детальную информацию, которая востребована при проектировании систем разработки и учета траектории горизонтальных стволов скважин.

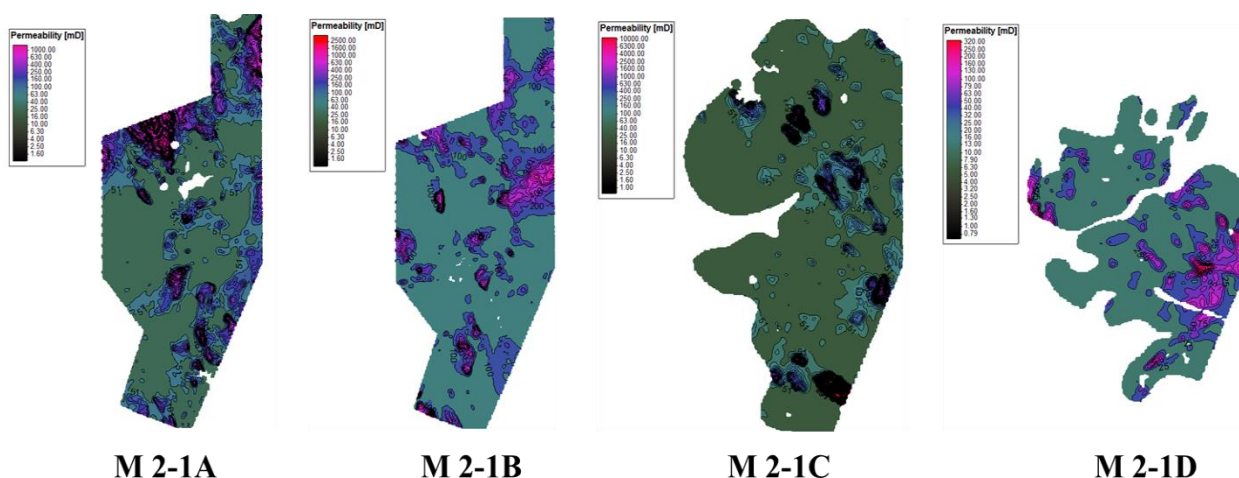


Рисунок 4.2 – Карты проницаемостей пласта М 2-1

Для учета анизотропии горизонтальной проницаемости был использован метод, предложенный научными сотрудниками Томского Политехнического Университета – В.П. Меркуловым. и М.О. Коровиным, 2014 [16]

К картам распределения проницаемости была применена формула (1), по которой были определены тренды максимальных и минимальных изменений проницаемости и их географические азимуты направления.

$$\alpha = \arctan\left(\left(\frac{\partial k}{\partial y}\right) \div \left(\frac{\partial k}{\partial x}\right)\right) \quad (1)$$

где α – азимут анизотропии проницаемости, $\frac{\partial k}{\partial y}$ и $\frac{\partial k}{\partial x}$ – изменение значений проницаемости по направлению y и x соответственно

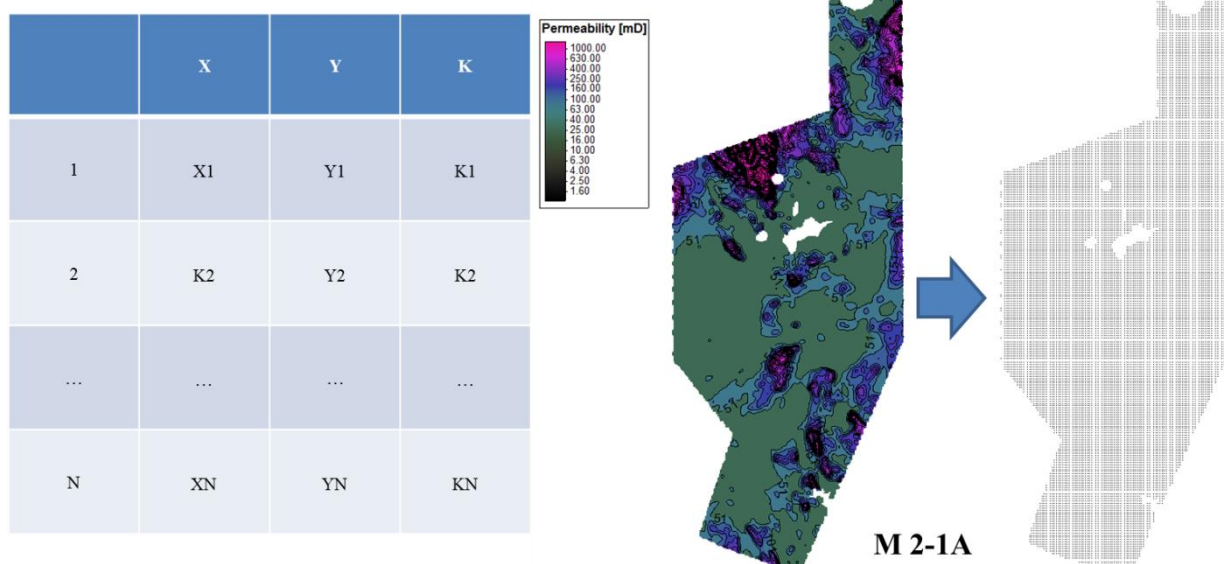


Рисунок 4.3 – Преобразование карты проницаемости в точки

По использованной формуле (1) были получены азимуты распределения точек проницаемостей. Для обобщения данных результатов эти значения азимуты были нанесены на роз-диаграммы, на которой учитывалось количество встречаемости значений азимута по точкам на каждый угол азимута (от 0° до 360°).

Таким образом, результирующая роза-диаграмма отображает максимальное и минимальное количество встречаемости ориентаций

проницаемостей по азимуту от 0 до 360 градусов. Определение среднего значения направления анизотропии по пласту реализуется с помощью использования аппроксимирующего эллипса. При построении эллипса анизотропии учитываются максимальные и минимальные значения частотности проницаемости и угол результирующей оси эллипса (2).

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

где r_i^* – радиус аппроксимирующего эллипса, а, b – длины полуосей аппроксимирующего эллипса, φ_i – переменный азимут оси аппроксимирующего эллипса, φ_0 – истинный азимут оси аппроксимирующего эллипса

В результате, были получены главные оси анизотропии проницаемости по пластам М 2-1 А, В, С, D (Рисунки 4.4 – 4.7). Роза-диаграммы подсчитаны отдельно для северной и южной части месторождения.

Полученные в ходе анализа азимуты направлений проницаемости (α) по пластам и отдельно для южной и северной части месторождения, приведены в общей Таблице 4.2.

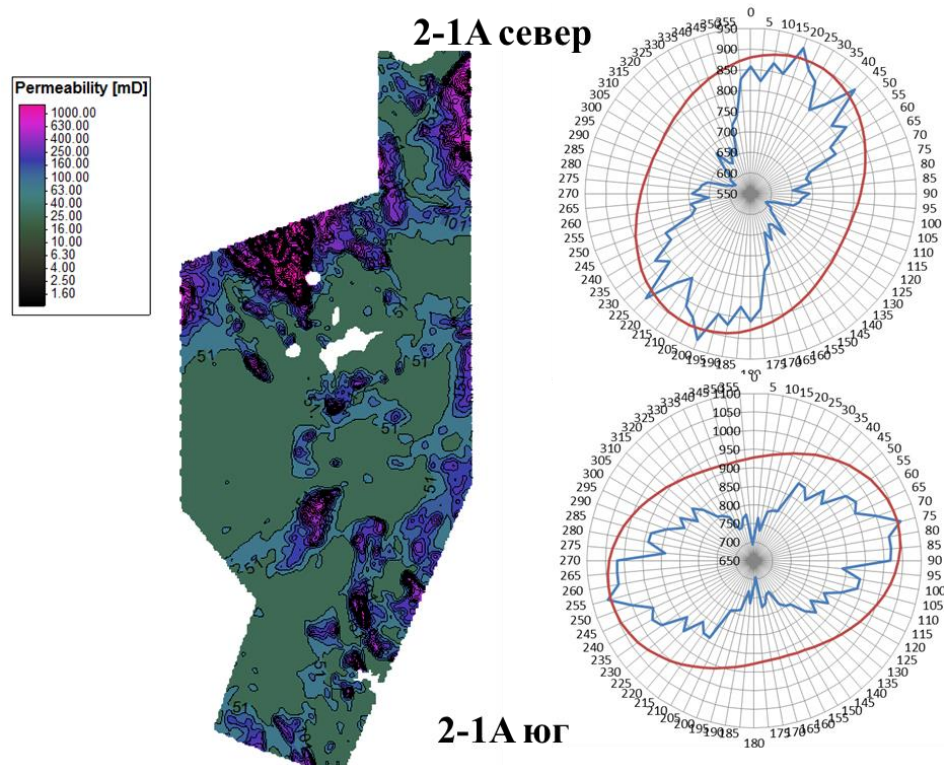


Рисунок 4.4 – Определение направления анизотропии проницаемости пласта М 2-1А

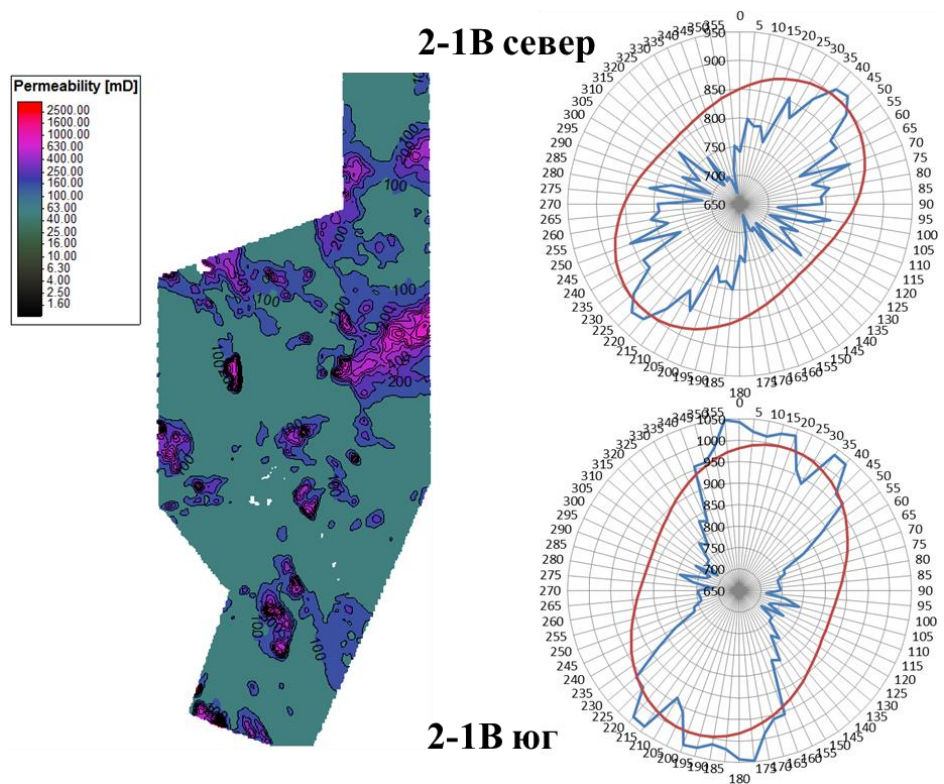


Рисунок 4.5 – Определение направления анизотропии проницаемости пласта М 2-1В

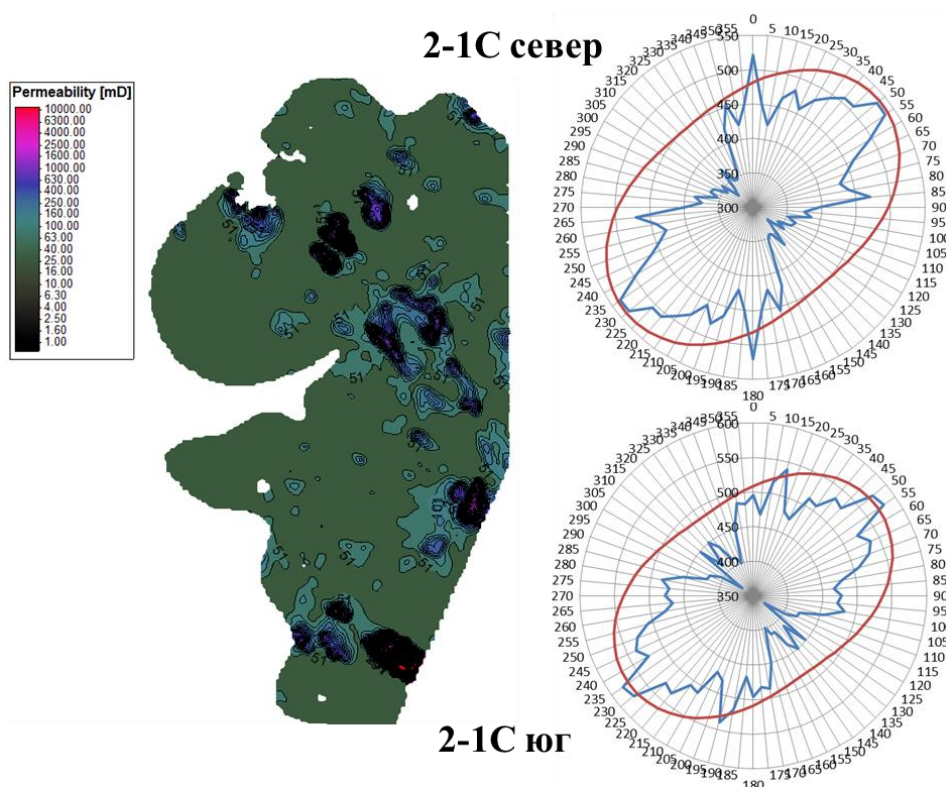


Рисунок 4.6 – Определение направления анизотропии проницаемости пласта М 2-1С

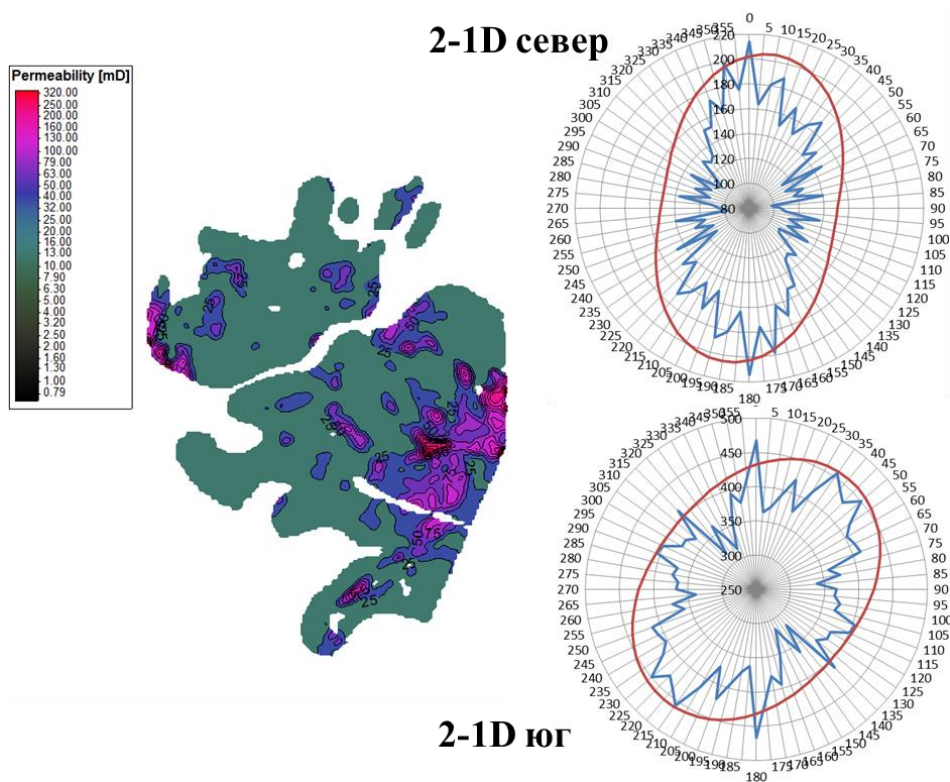


Рисунок 4.7 – Определение направления анизотропии проницаемости пласта М 2-1D

Таблица 4.2 - Значения анизотропии проницаемости по пластам

Пласт	Направление анизотропии (α) (северная часть м-я)	Направление анизотропии (α) (южная часть м-я)
2-1А	25	75
2-1В	45	20
2-1С	50	55
2-1D	20	40

По результатам роз-диаграмм были получены коэффициенты анизотропии, которое вычитывается как отношение максимальной проницаемости ($K_{\max}$) к минимальной ($K_{\min}$). Коэффициент анизотропии по месторождению и отдельно по пластам варьируется в пределах 1.3-1.8. Соответственно данный коэффициент свидетельствует о наличии анизотропии проницаемости на изучаемом месторождении. Сам азимут оси максимальных значений ориентирован в восточном и северо-восточном направлении.

4.3 Сравнение методологических результатов с реальными результатами по ГДИС

Подтверждение полученных значений анизотропии производилось с помощью учета индикаторных (трассерных) исследований скважин. Данный метод очень полезен при прогнозе и оценке параметров пласта, влияющих на дальнейшую разработку. Анализ фильтрационных свойств по ГДИС оценивается из расчета общих значений эффективной мощности пласта. Проведение данного метода зиждется на закачке индикаторной жидкости через перфорационные отверстия нагнетательной скважины, местоположение которой определяется заранее (желательно, чтобы нагнетательная скважина располагалась в центре относительно добывающих скважин). Одновременно с закачкой трассерной жидкости запускаются в работу добывающие скважины, в которых исследуется количество

добываемой трассерной жидкости. При анализе добычи трассерной жидкости, через систему добывающих скважин, учитывается объем добываемого трассера, скоростей фильтрации данного флюида и производится пересчет параметра проницаемости в отдельной скважине, точнее даже вектор проницаемости относительно добывающей и нагнетающей скважины. Учет данных векторов проницаемости полезен, и уже отчасти является промежуточным результатом анализа направлений значений горизонтальной проницаемости по месторождению. Полезность учета векторов проницаемости состоит в том, что, зная координаты скважин и значений параметра проницаемости в каждой скважине, целесообразно нанести эти значения на карте и визуально оценить распространение значений K в радиальном направлении.

В Таблицах 4.3 – 4.4 приведена результирующая информация по трассерным исследованиям скважин. Исследования проводились отдельно через две группы скважин, так как данное месторождение по структурной характеристике имеет две сводовые залежи.

Таблица 4.3 – Результирующая информация по данным ГДИС (северная часть м-я)

Скважина, №	Проницаемость, мД	Скорость фильтрации, м/день	Объем добытой индикаторной жидкости, дм ³
1	37.1	110	441.09
11	100.5	300	408.47
12	77.1	300	291.37
13	7	39	696.06
14	16.2	65	138.13
15	39.5	226	2885.33
16	5.6	40	41.62
17	6.9	47	86.36
18	27.6	95	247.92
19	51.4	113	302.46

Таблица 4.4 – Результирующая информация по данным ГДИС (южная часть м-я)

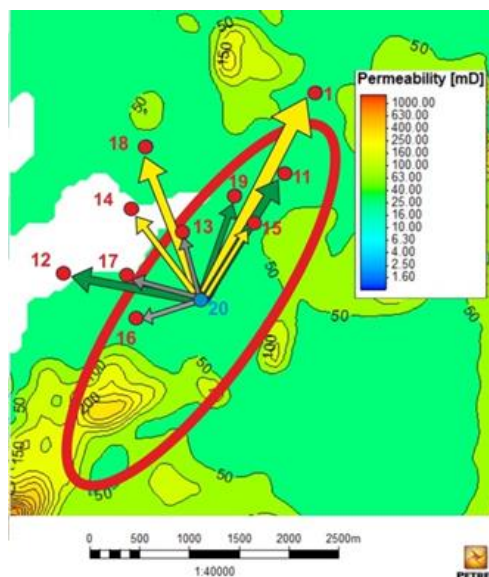
Скважина, №	Проницаемость, мД	Скорость фильтрации, м/день	Объем добытой индикаторной жидкости, дм ³
2	46.7	442	4.74
21	82.9	362	5.62
22	82.7	585	3.1
23	99.1	343	1.68
24	110.6	291	0.31
25	205.2	603	3.96
26	307.1	1082	1.34

Принимая во внимание полученные значения проницаемостей, посчитанные по результатам ГДИС от нагнетательных к добывающим скважинам, были составлены и нанесены векторы К на карты проницаемости для северной и южной частей месторождения (Рисунки 4.8 – 4.10). Векторами указаны основные направления значений проницаемостей в пределах изучаемого участка. При этом, векторы схематически закрашены в разные цвета, каждый цвет которого соответствует интервалам значений проницаемости. Так, серым цветом обозначены значения проницаемости от 0 до 10 мД. Желтому цвету присвоен интервал значений от 10 до 50 мД. Зеленым цветом выделены векторы проницаемостей от 50 до 100 мД. Самые проницаемые направления со значениями более 100 мД обозначены синим цветом.

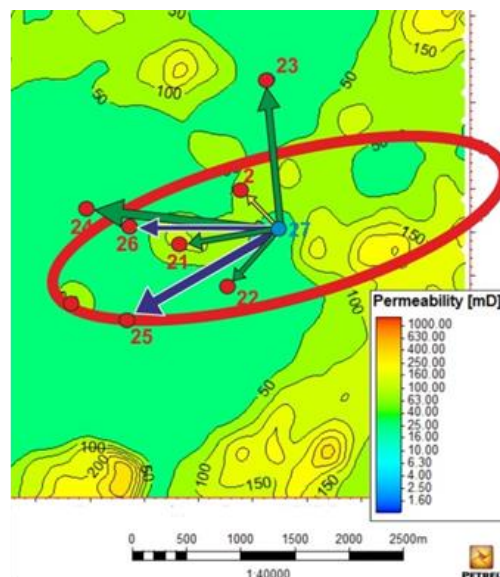
Аппроксимирующий эллипс анизотропии проницаемости был посчитан по методике [20], в которой использовалась формула (3).

$$\sin^2(\beta - \alpha) * \left(\frac{1}{b^2} - \frac{1}{a^2} \right) = \frac{1}{x^2} - \frac{1}{a^2} \quad (3)$$

где а – значение большой полуоси эллипса; b – значение малой полуоси эллипса; β – угол, соответствующий точке с экспериментальными данными; x – расчетное значение; α – угол, соответствующий углу наклона главной оси эллипсоида.

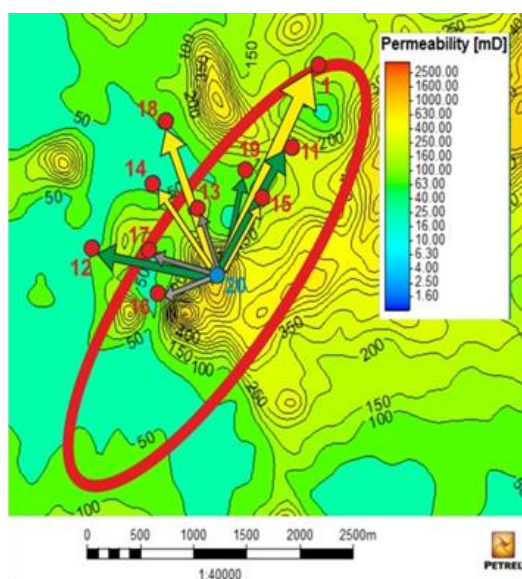


М 2-1А север

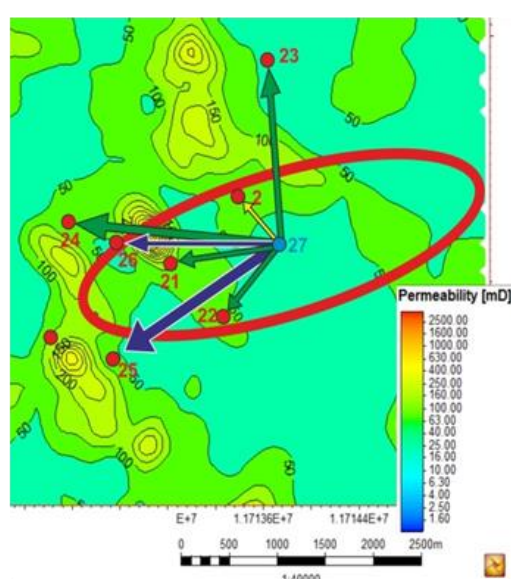


М 2-1А юг

Рисунок 4.8 – Направление анизотропии проницаемости пласта М 2-1А по результатам ГДИС (серый вектор 0 – 10 мД, желтый 10 – 50 мД, зеленый 50 – 100 мД, синий > 100 мД)

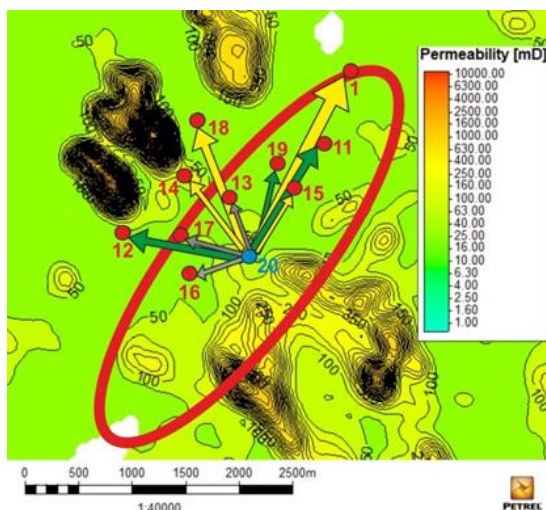


М 2-1В север

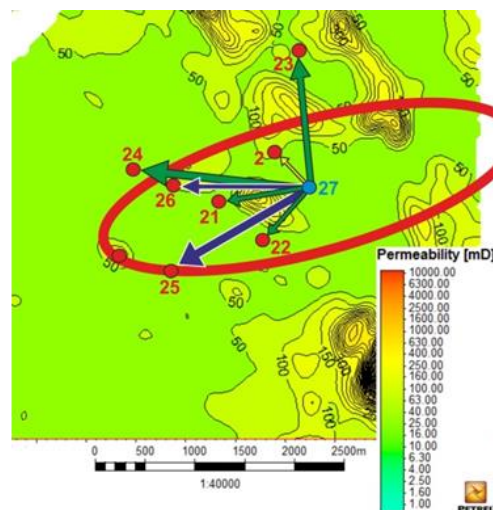


М 2-1В юг

Рисунок 4.9 – Направление анизотропии проницаемости пласта М 2-1А по результатам ГДИС (серый вектор 0 – 10 мД, желтый 10 – 50 мД, зеленый 50 – 100 мД, синий > 100 мД)



М 2-1С север



М 2-1С юг

Рисунок 4.10 – Направление анизотропии проницаемости пласта М 2-1С по результатам ГДИС (серый вектор 0 – 10 мД, желтый 10 – 50 мД, зеленый 50 – 100 мД, синий > 100 мД)

Рассмотрим подробнее методику построения эллипса. При построении эллипса учитываются координаты скважин и вычисляется угол расположения добывающей скважины относительно нагнетательной по формуле (4).

$$\alpha = \arctan\left(\frac{\partial y}{\partial x}\right) \quad (4)$$

Далее, помимо угла α необходимо учитывать значения проницаемостей, рассчитанных по ГДИС. Для удобства вся информация отдельно по северной и южной части месторождения была скомпонована по таблицам, которая включает все описанные выше значения (координаты скв., α и К). Табличная информация наносится на лепестковую диаграмму по распределению значений проницаемости вокруг нагнетательной скважины. При этом расположения скважин относительно угла α на лепестковой диаграмме остается постоянной и меняется только по величине вектора проницаемости от нагнетательной к добывающей скважине (Рисунок 4.11).

Well	X	Y	K, mD	α
1	X1	Y1	37.10	29
11	X11	Y11	100.50	33
12	X12	Y12	77.10	100
20	0	0		

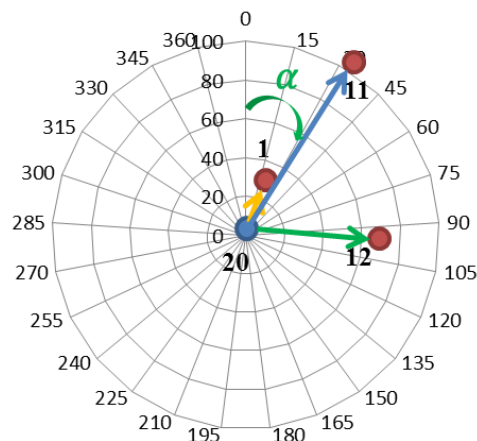


Рисунок 4.11 – Построение эллипса анизотропии проницаемости по результатам ГДИС

Используя формулу (4) возможно добавить мнимые точки проницаемостей и распространить их на 360° вокруг нагнетательной скважины (Рисунок 4.12). Учет мнимых точек позволяет оценить корректность расположения эллипса относительно круговой системе координат, т.к. предполагается, что флюид распространяется по направлению анизотропии и в противоположном направлении. Дополнительную информацию несут направления векторов проницаемости и учитывая во внимание все полученные данные строится результирующий эллипс анизотропии проницаемости. Также, следует отметить, что помимо построения эллипса по значениям проницаемостей возможно использование других параметров, приведенных в Таблице 4.4. Используя эти параметры, были получены дополнительные эллипсы, которые в целом повторяют свой характер расположения (Рисунки 4.13– 4.14).

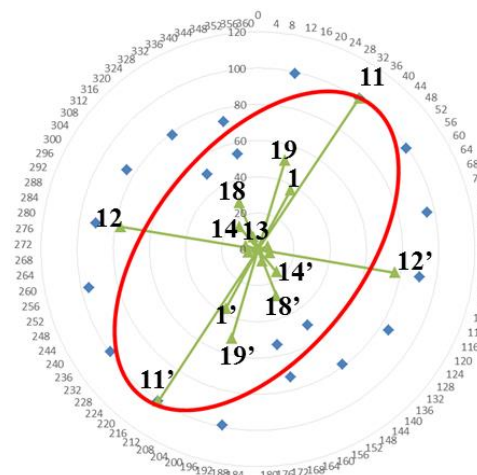
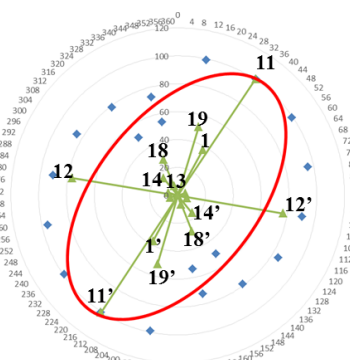
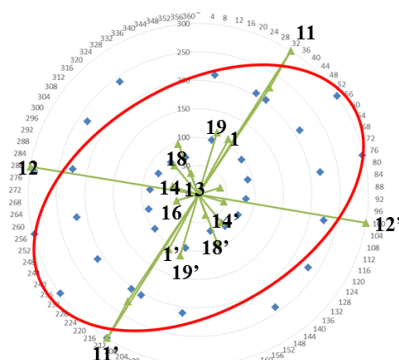


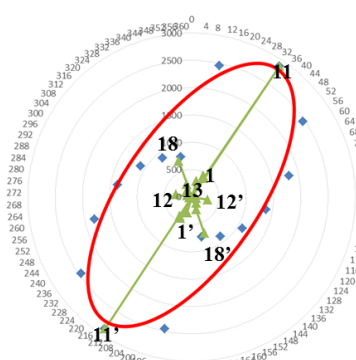
Рисунок 4.12 – Построение эллипса анизотропии проницаемости с учетом мнимых точек



Эллипс по проницаемости

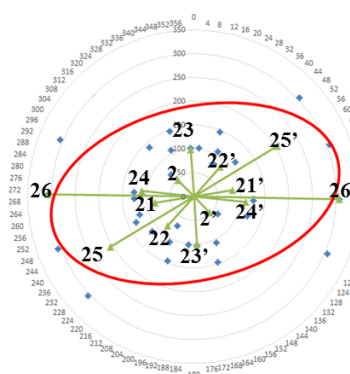


Эллипс по скорости фильтрации

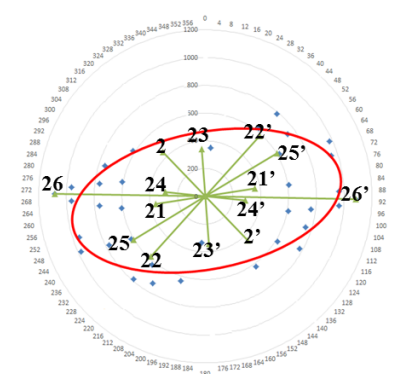


Эллипс по объему добываемого флюида

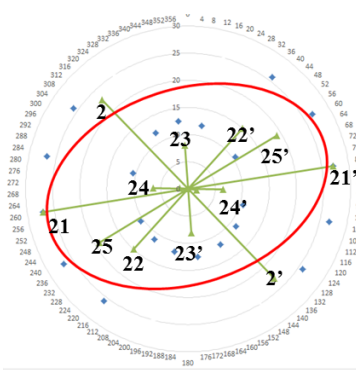
Рисунок 4.13 – Построение дополнительных эллипсов по параметрам фильтрации для северной части месторождения



Эллипс по проницаемости



Эллипс по скорости фильтрации



Эллипс по объему добываемого флюида

Рисунок 4.14 – Построение дополнительных эллипсов по параметрам фильтрации для южной части месторождения

Таким образом, по вышеописанной методике производился анализ и учет анизотропии проницаемости по результатам трассерных исследований скважин. Все полученные розы-диаграммы и аппроксимирующие их эллипсы характерны только для методики учета анизотропии проницаемости на основе результатов ГДИС. Целью учета направления изменения данного фильтрационного параметра является сравнение его с примененной ранее процедуры построения роз-диаграмм для нахождения анизотропии свойств пласта М2-1 по методике [31].

Для сравнения методологической процедуры и учетом анизотропии по ГДИС был выделен наименьший участок расположения скважин в северной и южной части месторождения и применен прием конвертации карты проницаемости в точки, который описывался ранее в методике [22]. Результатом данной процедуры является качественное сопоставление карт и роз-диаграмм по ГДИС и роз-диаграмм по ГИС (Рисунки 4.15 – 4.21).

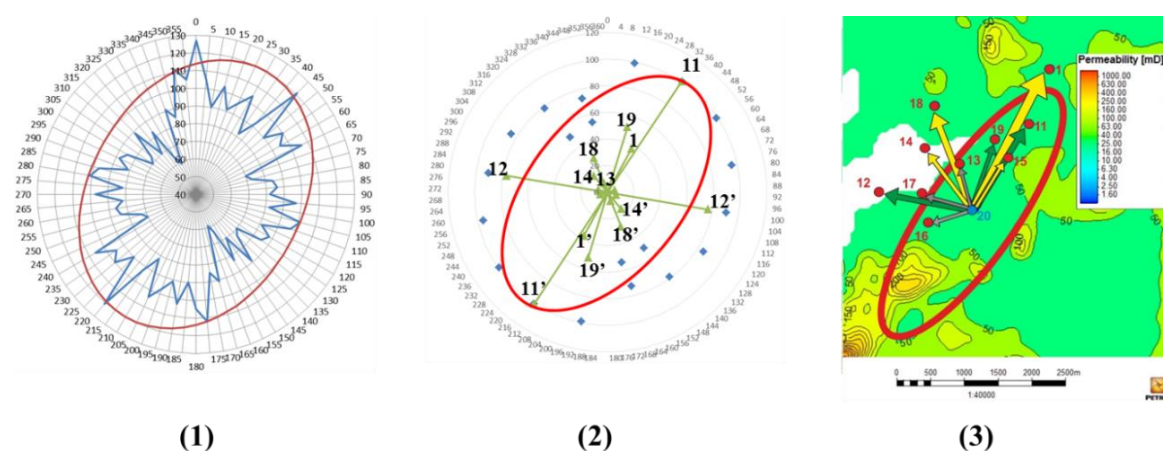
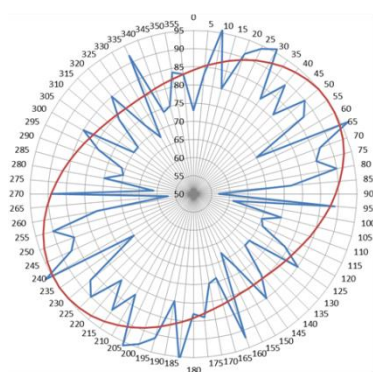
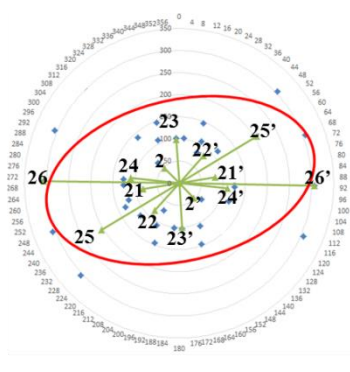


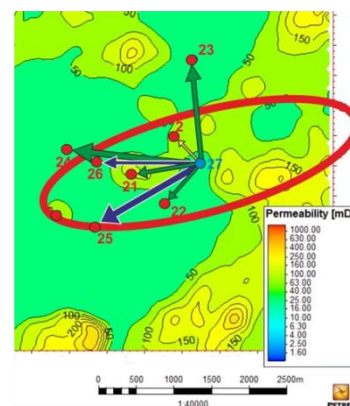
Рисунок 4.15 – Сравнение методологической розы-диаграммы (1) с розой-диаграммой по ГДИС (2) и картой со скв. по ГДИС (3) пласта М2-1А северной части месторождения



(1)

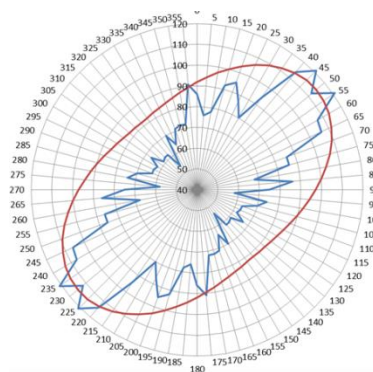


(2)

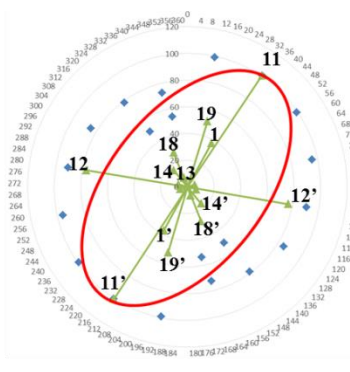


(3)

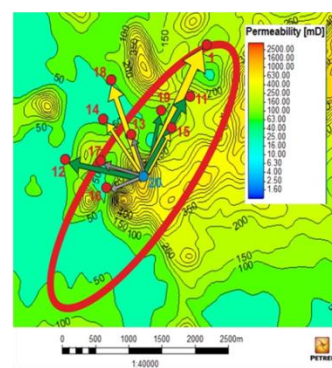
Рисунок 4.16 – Сравнение методологической розы-диаграммы (1) с розой-диаграммой по ГДИС (2) и картой со скв. по ГДИС (3) пласта М2-1А южной части месторождения



(1)

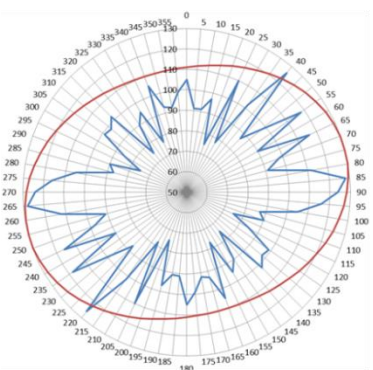


(2)

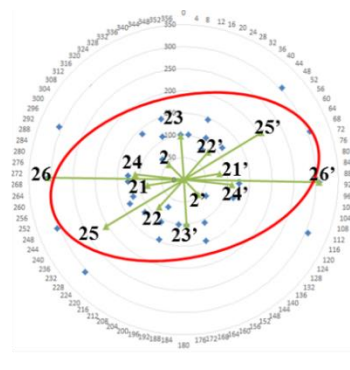


(3)

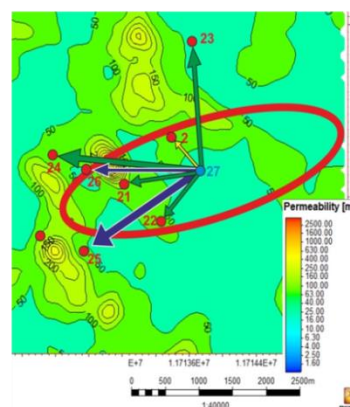
Рисунок 4.17 – Сравнение методологической розы-диаграммы (1) с розой-диаграммой по ГДИС (2) и картой со скв. по ГДИС (3) пласта М2-1В северной части месторождения



(1)



(2)



(3)

Рисунок 4.18 – Сравнение методологической розы-диаграммы (1) с розой-диаграммой по ГДИС (2) и картой со скв. по ГДИС (3) пласта М2-1В южной части месторождения

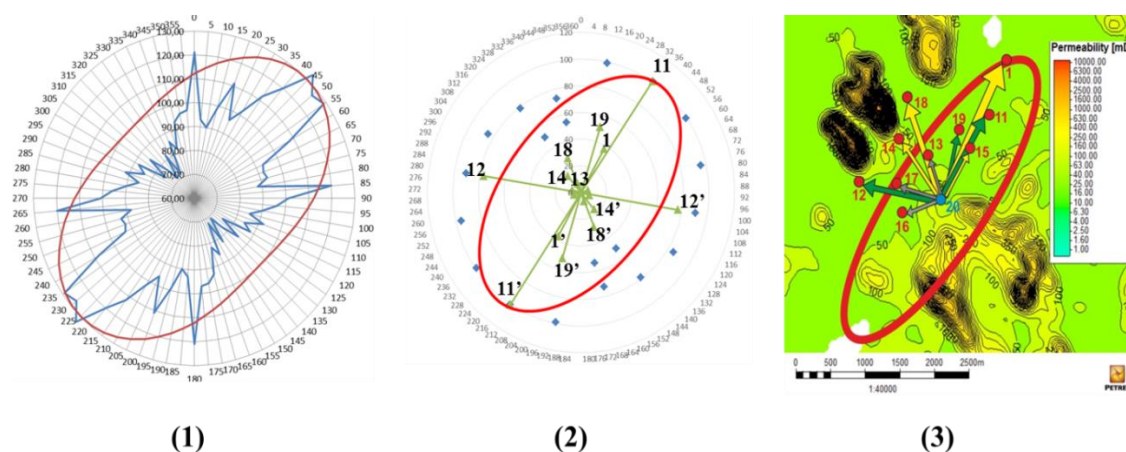


Рисунок 4.19 – Сравнение методологической розы-диаграммы (1) с розой-диаграммой по ГДИС (2) и картой со скв. по ГДИС (3) пласта М2-1С северной части месторождения

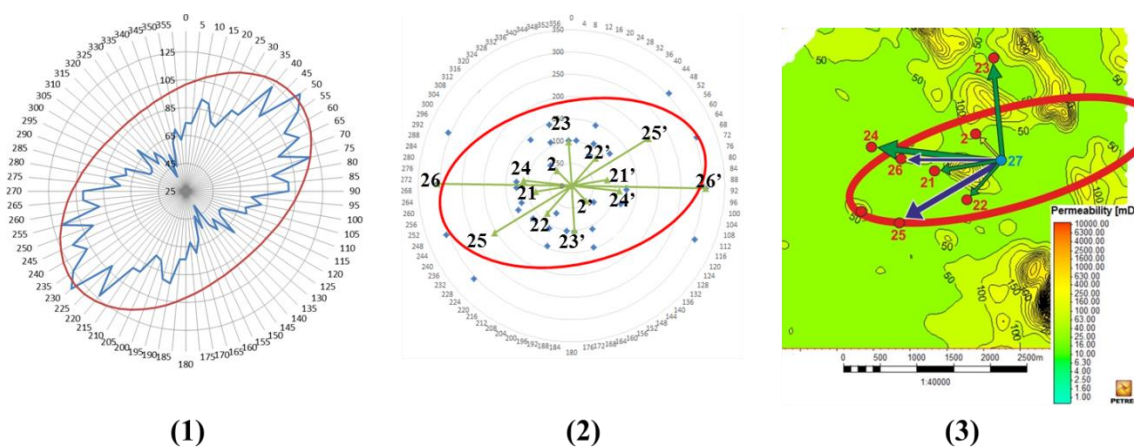


Рисунок 4.20 – Сравнение методологической розы-диаграммы (1) с розой-диаграммой по ГДИС (2) и картой со скв. по ГДИС (3) пласта М2-1С южной части месторождения

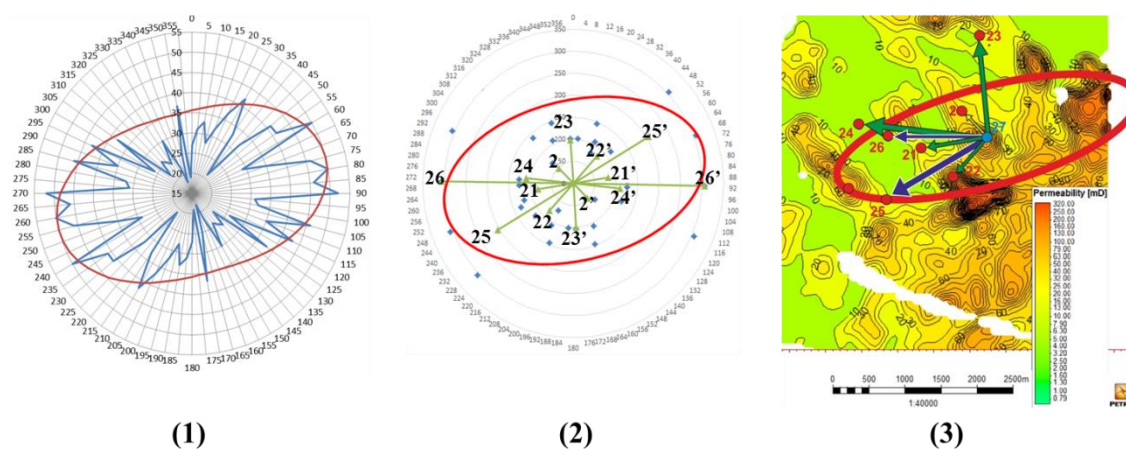


Рисунок 4.21 – Сравнение методологической розы-диаграммы (1) с розой-диаграммой по ГДИС (2) и картой со скв. по ГДИС (3) пласта М2-1Д южной части месторождения

Таким образом, сопоставление результатов подсчетов и результатов ГДИС показывают тождественность распределения расчета анизотропии проницаемости. Рисунки, представленные выше, свидетельствуют о схожести характера направления основных осей аппроксимирующего эллипса анизотропии проницаемости. При этом существуют небольшие различия в значениях, которые могут связаны с тем, что метод пересчета карты в точки охватывает большую часть территории чем процесс оценки проницаемости через индикаторную жидкость. Анализ проницаемости через ГДИС базируется на точечных значениях K в скважинах, когда как точечная методика учета проницаемости оценивает большие участки, где локальные различия в направлениях проницаемости могут существенно влиять на общую диаграмму распределения.

4.4 Оценка вертикальной составляющей проницаемости по результатам исследования керна

Лабораторные исследования керна проводятся повсеместно по полученным образцам керна из поисковых и разведочных скважин. Эти виды исследований делятся на рутинные и специальные. Рутинные исследования – это анализ и определение фильтрационно-емкостных свойств образцов и выбуренных цилиндров керна. Данный вид исследования проводится на всех образцах керна, поступивших на анализ. При этом, отбор образцов из керна производится с определенным дискретным шагом – выбуривание цилиндров керна производится из расчета одного образца на интервал в 30 см. При этом шаге выбуривается цилиндр керна параллельно плоскости слоя. Выбуривание образца перпендикулярно плоскости слоя производится с шагом в один метр.

Таким образом, отбор и оценка фильтрационных свойств по месторождению имеют свои ограничения. Так, значения вертикальной

проницаемости по целевому пласту могут быть предоставлены с минимальным шагом в один метр.

При анализе же исходных данных, было сделано заключение, что значения вертикальной проницаемости по пластам М2-1 (А, В, С, D) имеют очень ограниченное количество замеров. Более того, попытка корреляции значений вертикальной и горизонтальной проницаемости не увенчалась успехом, так как при проведении лабораторных исследований производилось выбуривание вертикальных и горизонтальных цилиндров керна из разных интервалов. Соответственно, сравнение этих параметров невозможно с геологической точки зрения – это вносит дополнительную неопределенность в результаты исследования.

Для осуществления учета вертикальной составляющей проницаемости была выбрана методика сопоставления и нахождения Кварт. через корреляцию с пористостью. Нахождение зависимостей производилось отдельно по пластам А, В, С, D. Учет вертикальной проницаемости подробно приведено на графиках (Рисунки 4.22 – 4.25). Стоит учесть, что полученные зависимости имеют хороший коэффициент корреляции и дает адекватный прогноз параметра Кварт. Это свидетельствует о том, что использование такого подхода к учету вертикальной проницаемости допустимо в ходе данной научно-исследовательской работы.

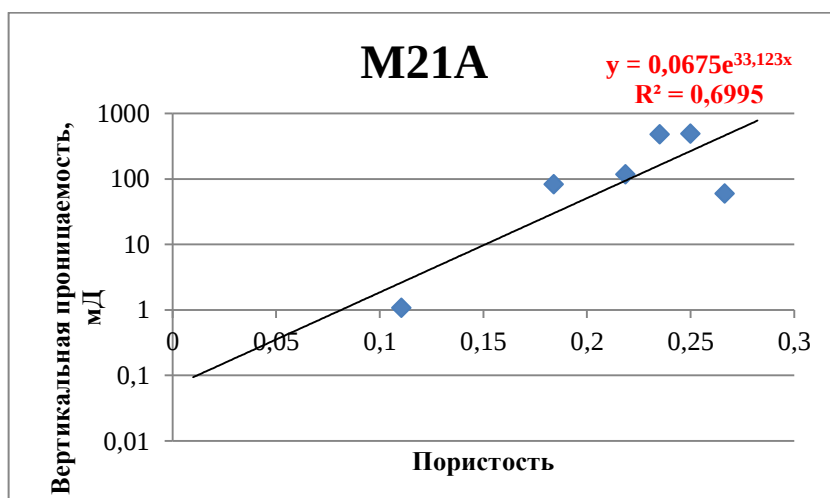


Рисунок 4.22 – Учет вертикальной составляющей проницаемости пласта М2-1А

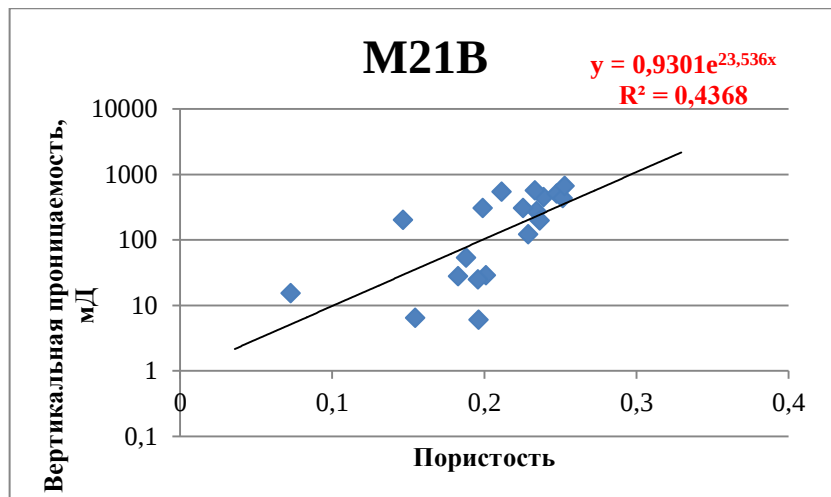


Рисунок 4.23 – Учет вертикальной составляющей проницаемости пласта М2-1В

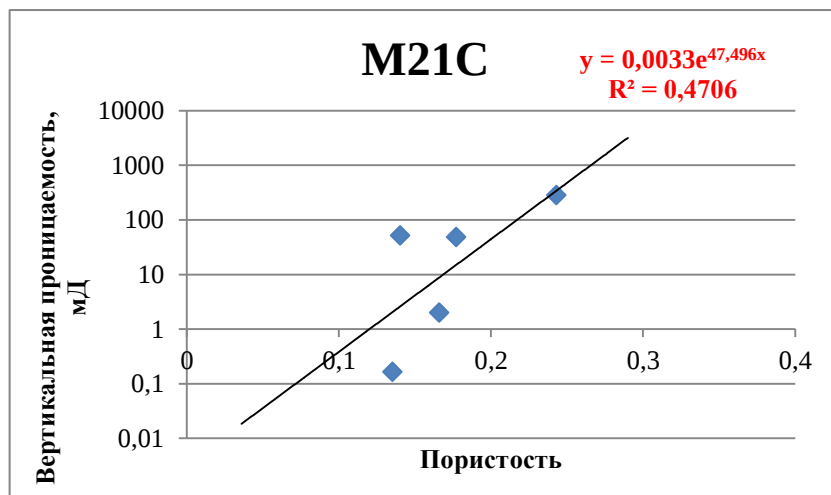


Рисунок 4.24 – Учет вертикальной составляющей проницаемости пласта М2-1С

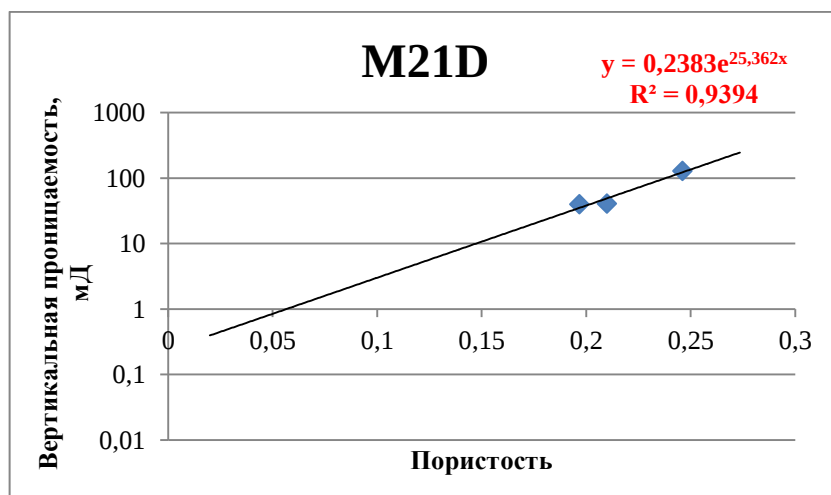


Рисунок 4.25 – Учет вертикальной составляющей проницаемости пласта М2-1D

Дополнительно к корреляции и нахождению вертикальной составляющей через пористость, был произведен еще один подход к определению Кверт. Как было описано ранее, по данным исследований керна в работе существует проблема корреляции вертикальной проницаемости к горизонтальной. При этом, процесс учета Кверт. через Кгориз. Является классическим подходом и реализуется во всех научных и производственных работах по данной тематике. Для того, чтобы осуществить такого вида корреляцию в работе производился двухэтапный подход.

На первом этапе по зависимости $\emptyset$ от Кверт, описанный ранее были получены значения Кверт($\emptyset$). Этот подход реализовал возможность корреляции полученного параметра с горизонтальной проницаемостью благодаря тому, что при рутинном анализе ФЕС по керну производится переменный учет как параметра пористости, так и горизонтальной проницаемости по единому образцу керна. В результате этой процедуры была реализована корреляция значений вертикальной проницаемости (полученной от пористости) к горизонтальной проницаемости. Результаты приведены на графиках (Рисунки 4.26 – 4.29).

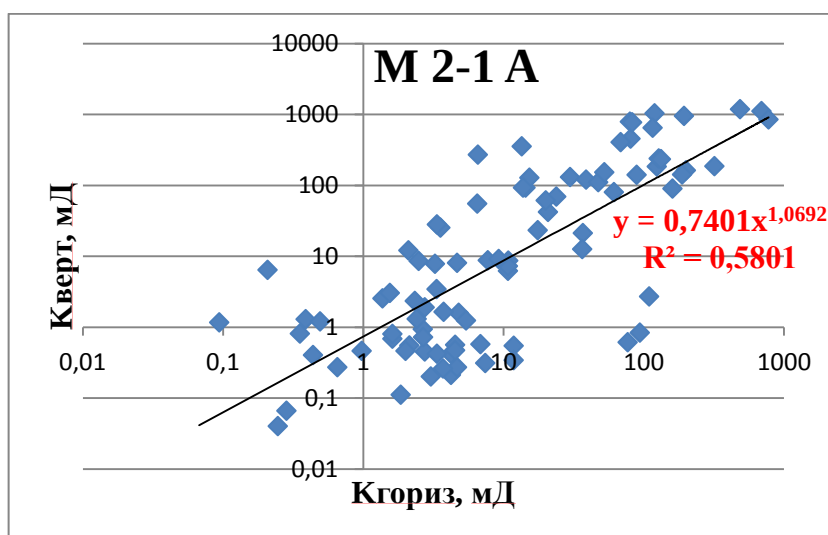


Рисунок 4.26 – Учет вертикальной проницаемости пласта М2-1А

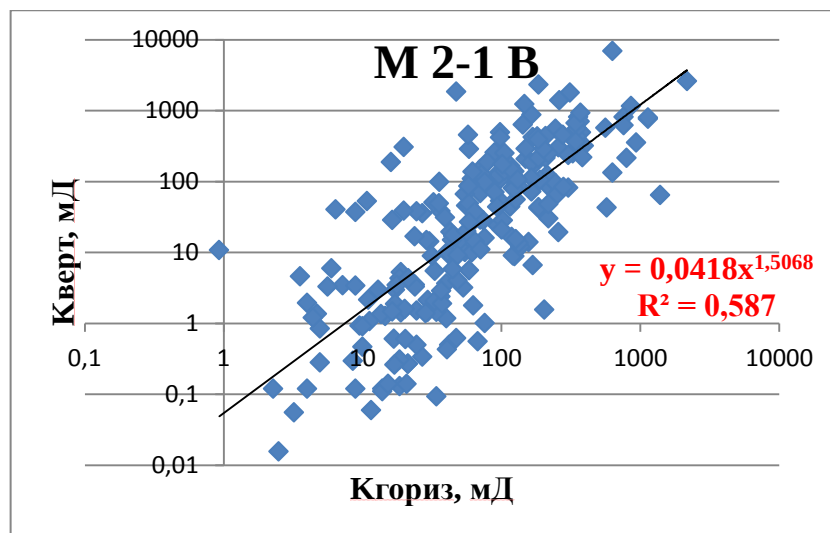


Рисунок 4.27 – Учет вертикальной проницаемости пласта М2-1В

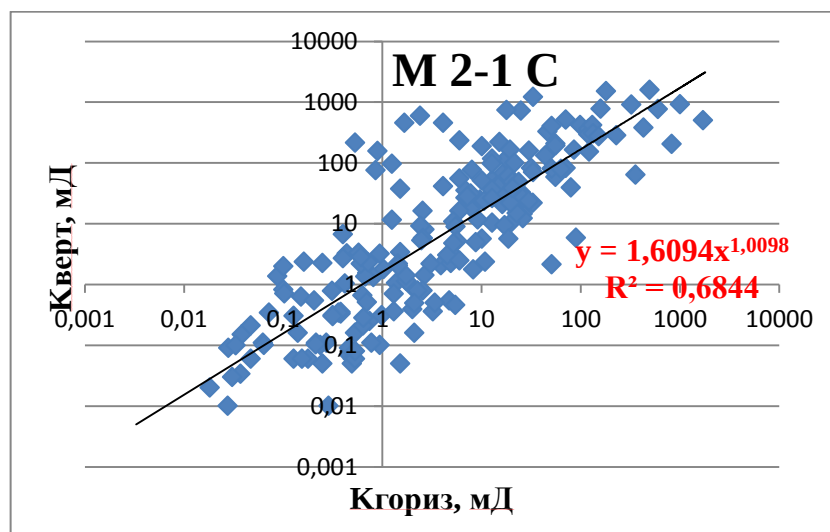


Рисунок 4.28 – Учет вертикальной проницаемости пласта М2-1С

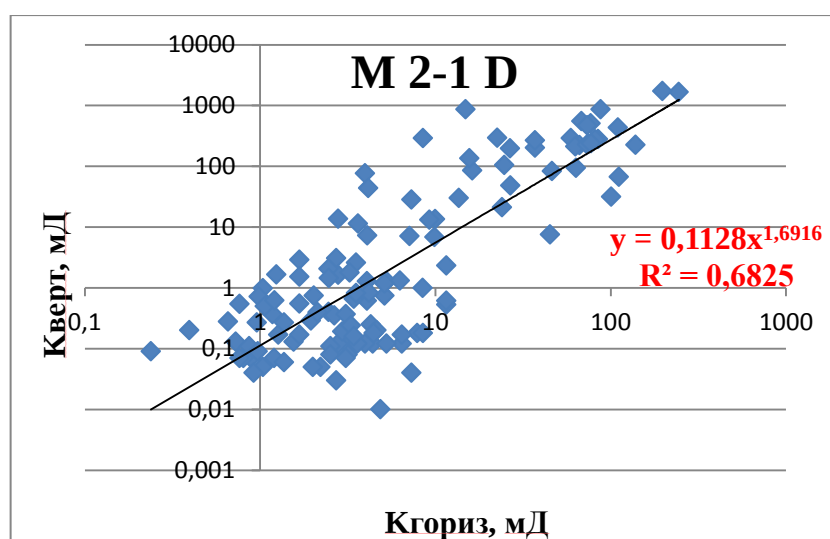


Рисунок 4.29 – Учет вертикальной проницаемости пласта М2-1D

4.5 Пересчет геологической модели с учетом полученной анизотропии проницаемости

Оценка, управление и прогноз добычи углеводородов осуществимо благодаря инструменту геологического и гидродинамического моделирования. Корректный учет всех геологических параметров целевого пласта и симуляция при помощи компьютерных программ дает понимание поведения резервуара, и помогает с выбором правильной системы разработки.

Были созданы вариации геологических моделей без учёта и с учётом характеристик анизотропии проницаемости.

Для ускорения расчётов гидродинамической модели было проведено укрупнение ячеек. Для учета значений емкостных свойств была проведена процедура «апскейлинга» методом подсчетов арифметического среднего (5).

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i = \frac{1}{n} (x_1 + \dots + x_n) \quad (5)$$

Данная процедура допускается при расчетах аддитивных параметров. Однако при расчете значения песчанистости, ячейки которых имеют значения 0 и 1 нельзя применять укрупнение через расчет арифметического среднего – укрупненная ячейка будет иметь нецелочисленные значения, что не допускается в данном типе свойства. Поэтому была выбрана операция математического подсчета наименьшего либо наибольшего числа, которое дает адекватное распределение свойств на гистограммах. Для укрупнения куба проницаемости была выбрана математическая процедура нахождения гармонического среднего (6).

$$H(x_1, \dots, x_n; w_1, \dots, w_n) = \frac{w_1 + \dots + w_n}{\frac{w_1}{x_1} + \dots + \frac{w_n}{x_n}} \quad (6)$$

Данная операция не завышает и не занижает значения в ячейках и выдает одинаковое распределение значений на гистограммах, которые

соответствуют распределению на кубах распределения свойств в геологической модели до проведения процедуры апскейлинга.

Учет анизотропии горизонтальной проницаемости производится по геометрической методике нахождения гипотенузы через её слагающие катеты (Рисунок 4.30).

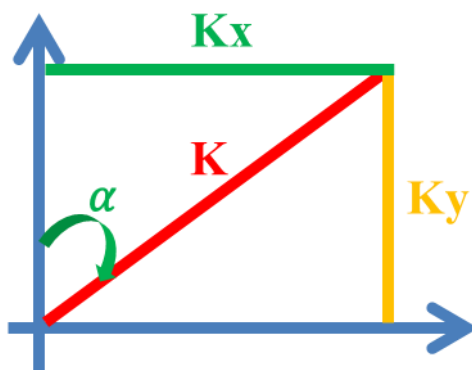


Рисунок 4.30 – Учет анизотропии горизонтальной проницаемости пласта М2-

1

Ранее уже были представлены результаты, в которых были определены азимуты анизотропии проницаемости (α), относительно северной оси магнитного полюса Земли. Таким образом, вектор проницаемости на Рисунке 4.30 обозначен красным цветом и индексом K , который имеет угол α . Этот вектор представляет из себя гипотенузу прямоугольного треугольника и для того чтобы учесть это направление анизотропии проницаемости необходимо задать его слагающие катеты как отдельные кубы проницаемости в направлении X и Y в гидродинамической модели.

Определение данных кубов K_x и K_y производилось по формулам (7, 8).

$$K_x = K * \sin(\alpha) \quad (7)$$

$$K_y = K * \cos(\alpha) \quad (8)$$

Учет вертикальной составляющей проницаемости производился пересчетом куба проницаемости через зависимости корреляции $K_{гориз}$ к $K_{верт}$, описанные в предыдущей главе. Также, дополнительно были созданы кубы вертикальных проницаемостей по зависимостям $K_{верт}$ к $\varnothing$.

Все полученные кубы были учтены и рассмотрены отдельные варианты гидродинамических расчетов модели месторождения и сделан анализ вариантов разработки.

4.6 Анализ расположения скважин с учетом направлений осей анизотропии проницаемости

В ходе учета анизотропии проницаемости в гидродинамической модели, производился анализ растановки скважин, влияние нагнетаемой воды на добывающие скважины, пересмотр системы разработки месторождения с учетом бурения горизонтальных добывающих и нагнетающих скважин, оценка ориентации в пространстве траекторий горизонтальных участков скважин и эффективность линейного, законтурного заводнения на месторождении. При анализе использовались основные параметра добычи – это коэффициент извлечения нефти, параметр обводнённости продукции, и изменение пластового давления. Немаловажно при учете анизотропии проницаемости проводить гидродинамические симмуляции как анизотропной, так и изотропной модели, которая имеет одинаковые показания изменения проницаемости во всех направлениях. Сопоставление параметров добычи при изотропном и анизотропном случае параметра фильтрации определяет влияние анизотропии проницаемости в пласте.

Перейдем к анализу расположения скважин в модели анизотропной проницаемости. Данный анализ производился из идеи использования на месторождении систем поддержания пластового давления. Для этого была

реализованы в гидродинамической модели различные сетки скважин. При закачке воды в пласт через перфорационные отверстия нагнетательных скважин происходит перераспределение давления, а также появляется фронт вытеснения нефти от нагнетательных к добывающим скважинам. В зависимости от геологических параметров пласта изменение фронта вытеснения будет разным. В случае, когда модель пласта имеет изотропный параметр проницаемости – перераспределение давления от скважин будет иметь радиальный характер, в случае вертикальных скважин, и соответственно фронт движения воды будет более поршневым, в котором основное влияние на фронт оказывают только гравитационные силы, которые будут стремиться к заполнению пор водой в приподошвенной части резервуара. При этом, весь нефтенасыщенный объем резервуара будет вытесняться водой одинаково от нагнетательных к добывающим скважинам. При этом, показатель обводнённости в добывающих скважинах будет увеличиваться в первые года достаточно медленно, из-за поршневого вытеснения, но со временем расти по экспоненциальному закону очень быстро. Полная обводненность продукции возникает раньше, так как при изотропной модели вектор максимальной проницаемости направлен во все стороны от 0 до 360 градусов.

Расположение добывающих и нагнетательных скважин в однороднонефтенасыщенной изотропной модели существенно не влияет на показатели добычи нефти. Соответственно, такая модель будет иметь наибольшие значения КИН, но использование изотропной модели для симуляции не желательно так как она не отражает геологические особенности пласта и завышает истинные показатели добычи нефти.

Эта теория разного времени прорыва воды от нагнетательных к добывающим скважинам, в зависимости от их расположения в анизотропной гидродинамической модели, была использована для оценки эффективности расстановки скважин.

Для примера была использована законтурного заводнения, в котором были использованы фактически пробуренные скважины на месторождении и использованы в качестве добывающих скважин. Дополнительно к этому, были заложены нагнетательные скважины за контуром ВНК. Таким образом, была реализована добыча нефти с системой законтурного заводнения (Рисунок 4.31).

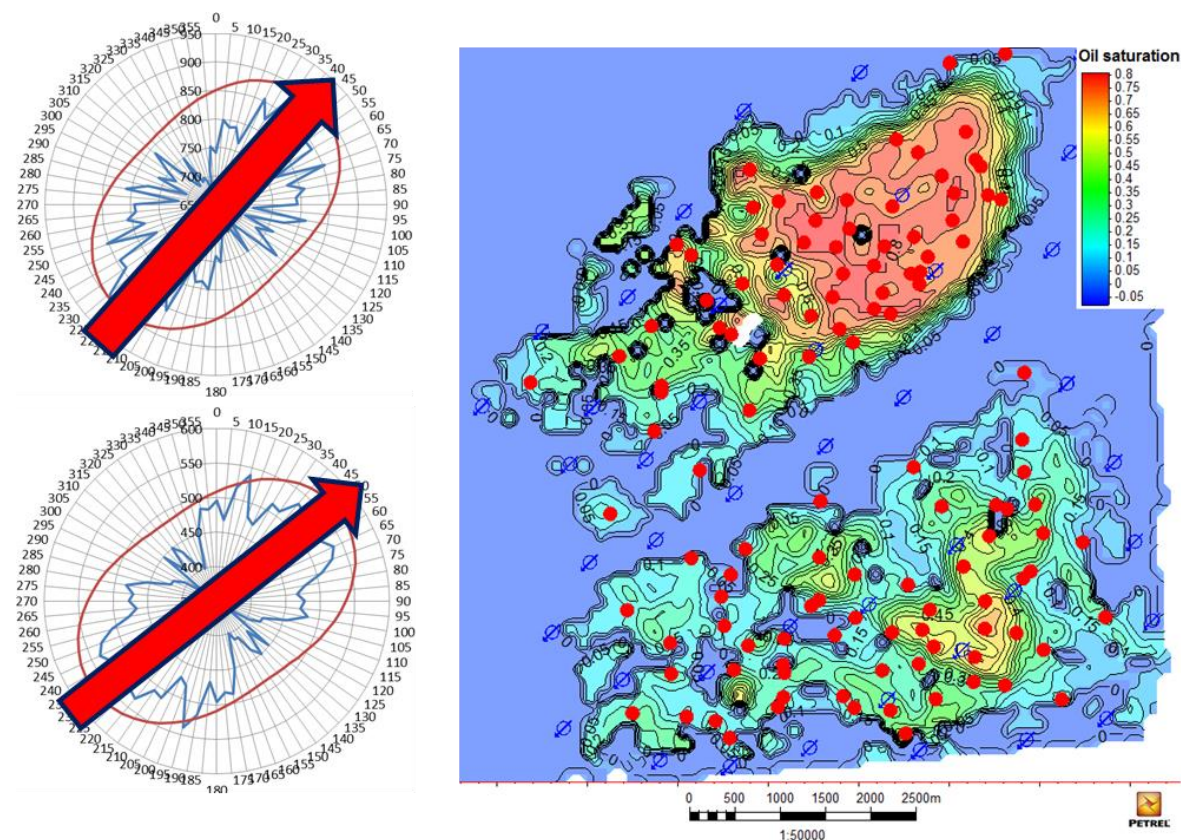


Рисунок 4.31 – Система законтурного заводнения пласта M2-1

Учет параметров добычи подтвердил теорию о том, что расположение скважин в изотропной модели не имеет существенного значения, кроме расположения добывающих скважин в слабонефтенасыщенных участках пласта, когда как использование анизотропной модели существенно сказывается на КИН и другие параметры (Рисунки 4.32 – 4.33).

Как видно из графиков, изотропная модель лучше вытесняет нефть из пласта-коллектора, так как в этом случае нефть вытесняется эффективно во всех направлениях, благодаря тому, что направление максимальной

проницаемости, которая имеет определенный азимут, использовался как в направлении X так и в направлении Y.

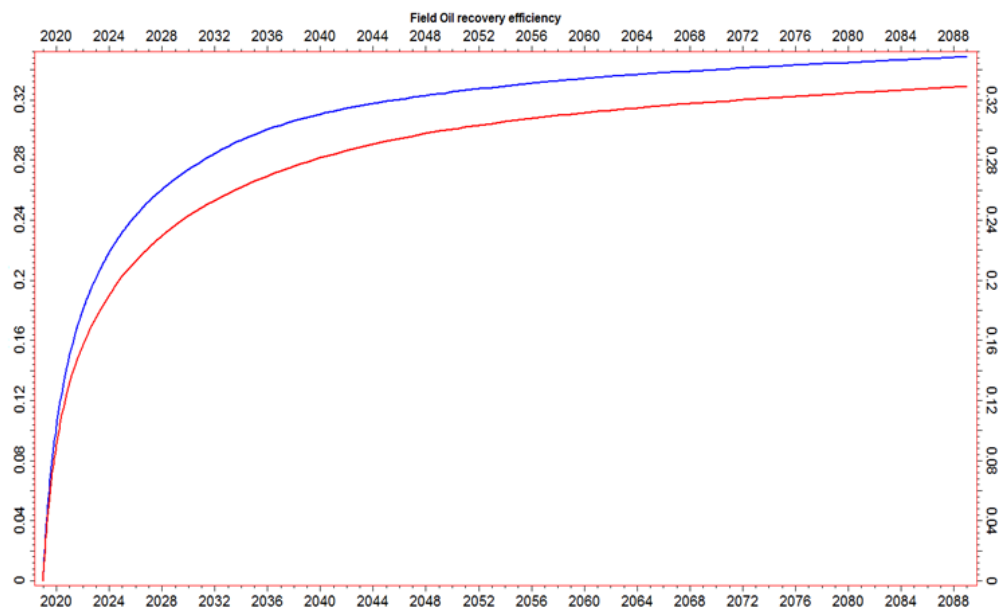


Рисунок 4.32 – Показания КИН при использовании изотропной модели (синяя линия) и анизотропной модели (красная линия)



Рисунок 4.33 – Показания обводненности при использовании изотропной модели (синяя линия) и анизотропной модели (красная линия)

Получается, что проницаемость модели была переоценена. В случае же учета параметров K_x и K_y , получаем более реальные показания добычи, где

вектор максимальной и минимальной проницаемости имеет строгий азимут направления, который меняется в зависимости от пласта А, В, С и D. Помимо этого, учитывалось и вертикальная составляющая проницаемости, который видоизменяет поршневое вытеснение на язычковое. При этом в разрезе могут существовать отдельные области высокой проницаемости, по которым вода прорывается стремительно и более не вытесняет нефть. С прорыва воды в добывающие скважины начинается добыча только воды. Для контроля данного явления было применено условие остановки скважины при обводненности продукции более чем в 98%.

Таким образом, учитывая время прорыва воды и использование модели с анизотропией проницаемости, которая является более достоверной с геологической точки зрения на данном месторождении, была предложена и реализована идея анализа расположения добывающих и нагнетательных скважин относительно направления максимальных и минимальных линий проницаемости.

Оценка эффективности расстановки скважин была реализована с помощью системы линейного заводнения, где к одному ряду добывающих скважин приходится один ряд нагнетательных. На первом этапе был произведен анализ расстановки вертикальных скважин. Скважины расположены рядами, которые ориентированы относительно линий максимальной и минимальной проницаемости пласта М2-1 (Рисунки 4.34 – 4.35).

Показания КИН и обводненности добываемой продукции свидетельствуют о том, что при расположении линий добывающих и нагнетательных скважин вдоль направления максимальной проницаемости (Рисунки 4.34, 4.36 – 4.37) происходит более долгий период добычи менее обводненной нефти с поршневым вытеснением и распределением воды по всему резервуару, что приводит к большему вытеснению нефти из пласта коллектора, и, соответственно, добыче большего количества нефти из резервуара.

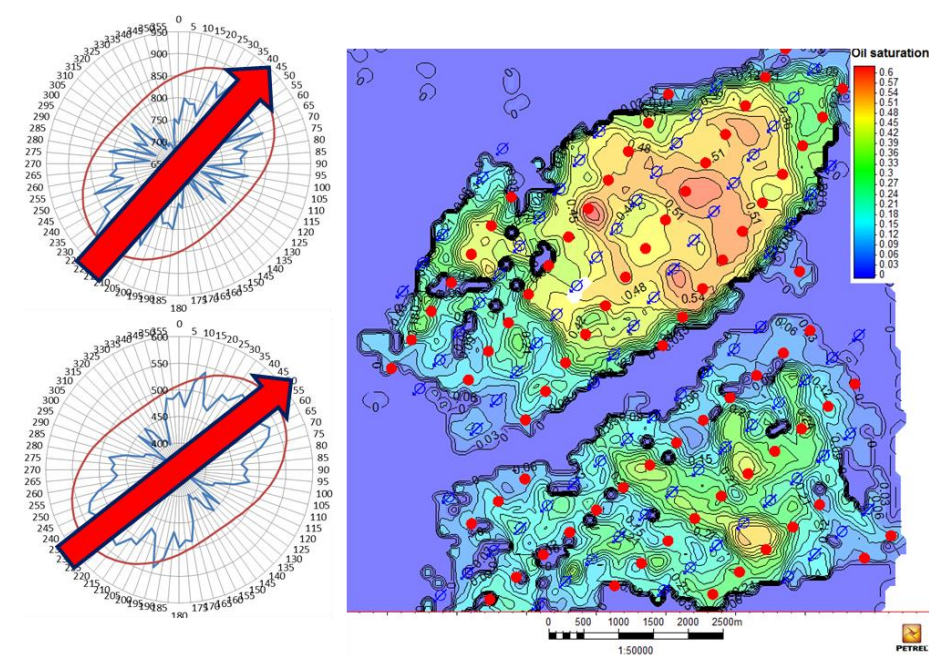


Рисунок 4.34 – Система однорядного линейного заводнения пласта М2-1 с использованием вертикальных скважин, в котором ряды добывающих скважин расположены относительно нагнетательных скважин вдоль линии максимальной проницаемости

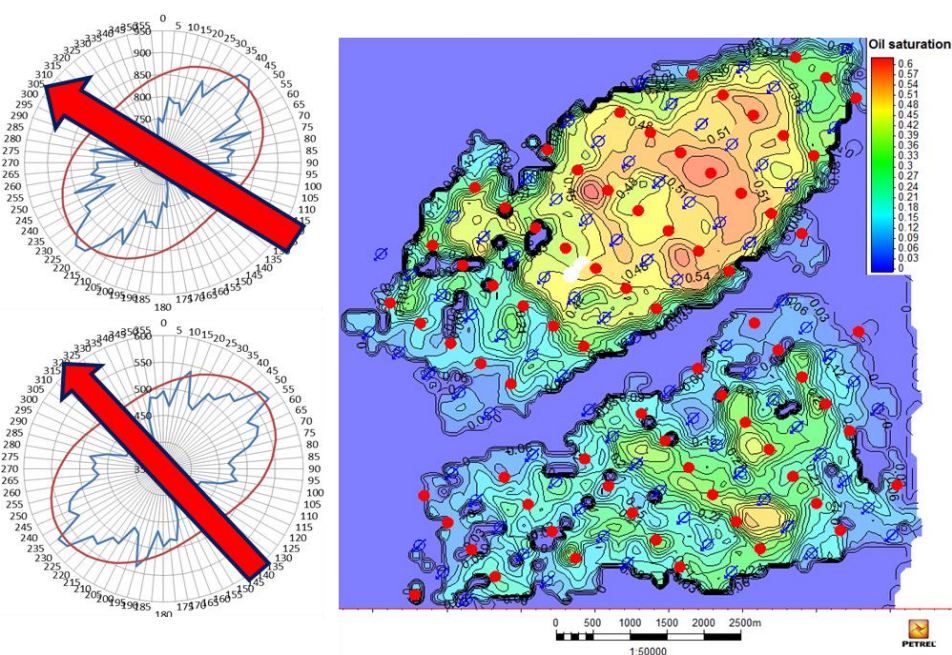


Рисунок 4.35 – Система однорядного линейного заводнения пласта М2-1 с использованием вертикальных скважин, в котором ряды добывающих скважин расположены относительно нагнетательных скважин поперек линии максимальной проницаемости

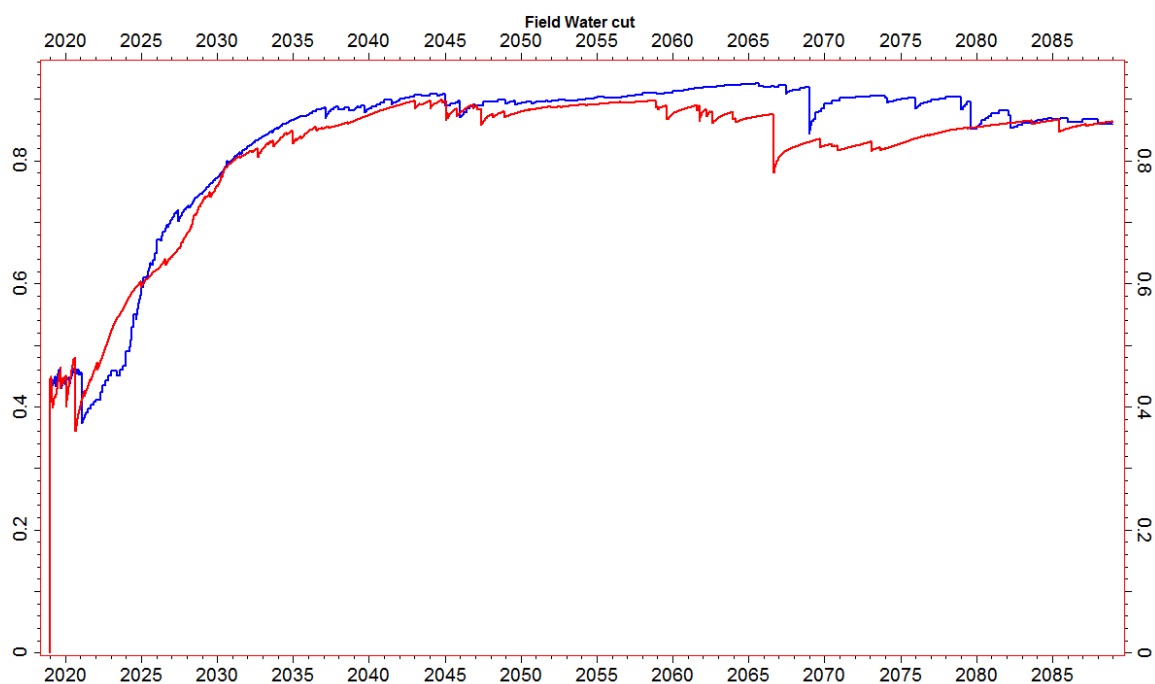


Рисунок 4.36 – Показания обводненности при использовании скважин вдоль направления максимальной проницаемости (красная линия) и поперек (синяя линия)

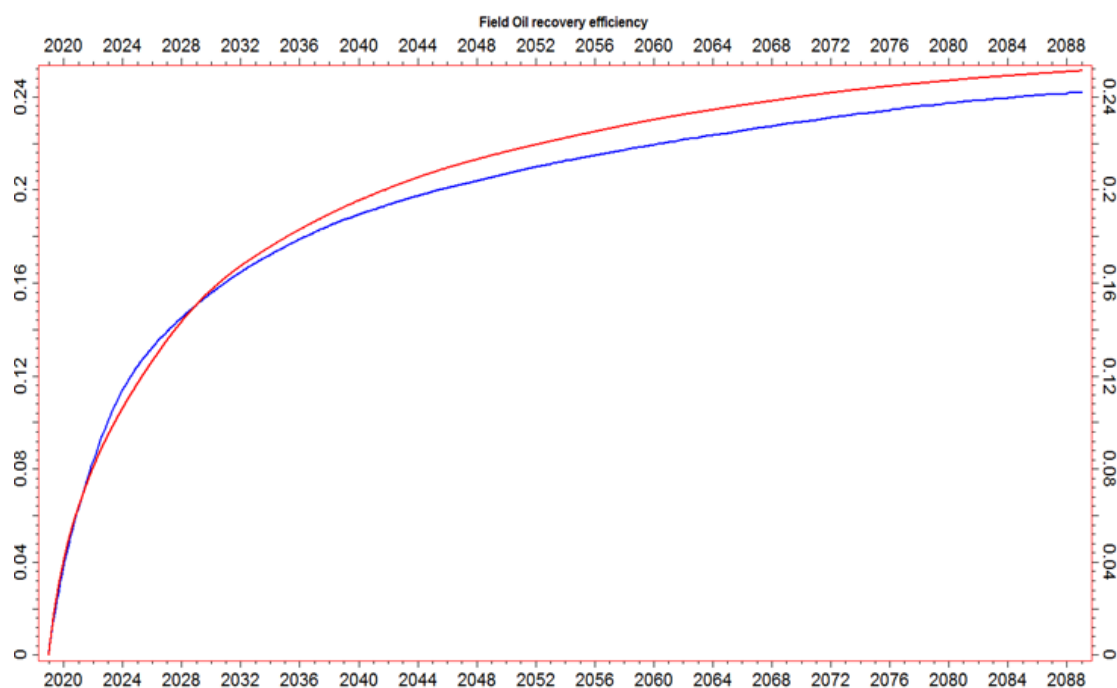


Рисунок 4.37 – Показания КИН при использовании скважин вдоль направления максимальной проницаемости (красная линия) и поперек (синяя линия)

При расположении линий добывающих и нагнетательных скважин поперек линии максимальной проницаемости (Рисунок 4.35) происходит стремительный прорыв воды от нагнетательных к добывающим скважинам по вектору максимальной проницаемости, который способствует более быстрой связи воды между нагнетательными и добывающими скважинами. В таком сценарии получается добыть меньшее количество нефти из-за быстрой обводненности нефти и селективных отключений добывающих скважин.

Дополнительно, был произведен анализ расстановки горизонтальных скважин на месторождении. Оценка эффективности расстановки скважин была реализована с помощью системы линейного заводнения горизонтальными нагнетающими, где к одному ряду добывающих скважин приходится один ряд нагнетательных. Выбор корректных траекторий бурения горизонтальных стволов скважин оценивался при помощи анизотропии проницаемости, точнее выбор ориентировки стволов горизонтальных скважин и ориентировки рядов нагнетательных и добывающих скважин производился относительно линий максимальной и минимальной проницаемости пласта М2-1 (Рисунки 4.38 – 4.39).

Следует учесть, что ориентировка горизонтальных скважин по северной и южной части месторождения производилась относительно своих значений азимутов проницаемостей. Таким образом, азимуты горизонтальных скважин северной части месторождения не соответствуют направлениям горизонтальных скважин в южной части месторождения.

После расположения скважин относительно максимальных и минимальных направлений проницаемостей производилось оценка параметров добычи нефти по месторождению. Графики основных параметров добычи (КИН, обводненность нефти) приведены на Рисунках 4.40 – 4.41.

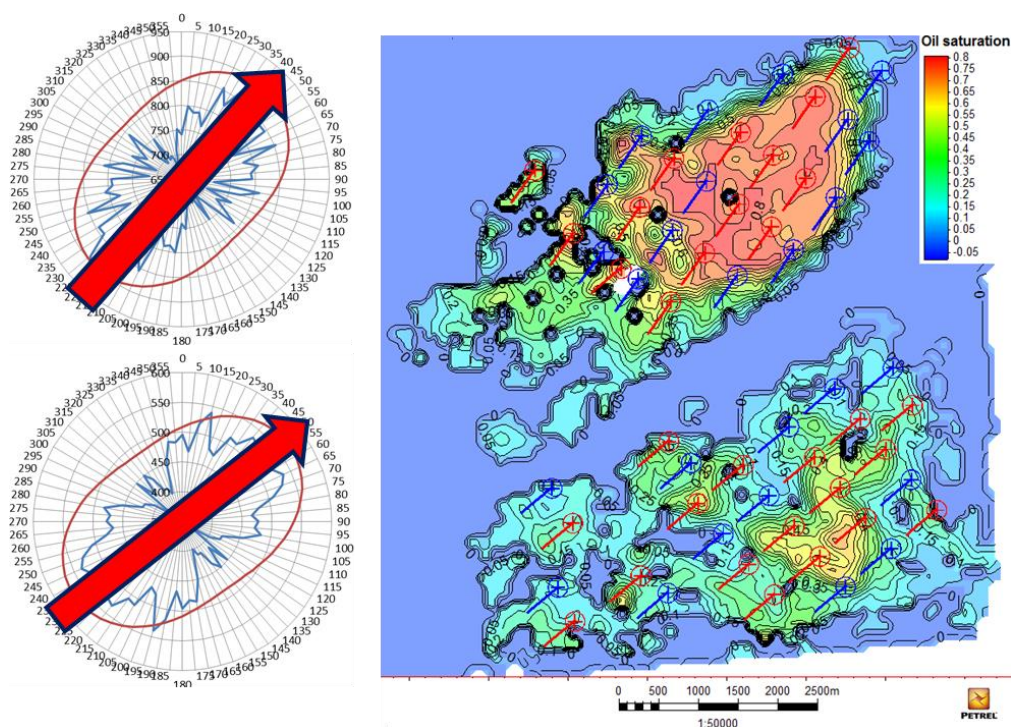


Рисунок 4.38 – Система однорядного линейного заводнения пласта M2-1 с использованием горизонтальных скважин, в котором стволы горизонтальных скважин ориентированы вдоль линии максимальной проницаемости

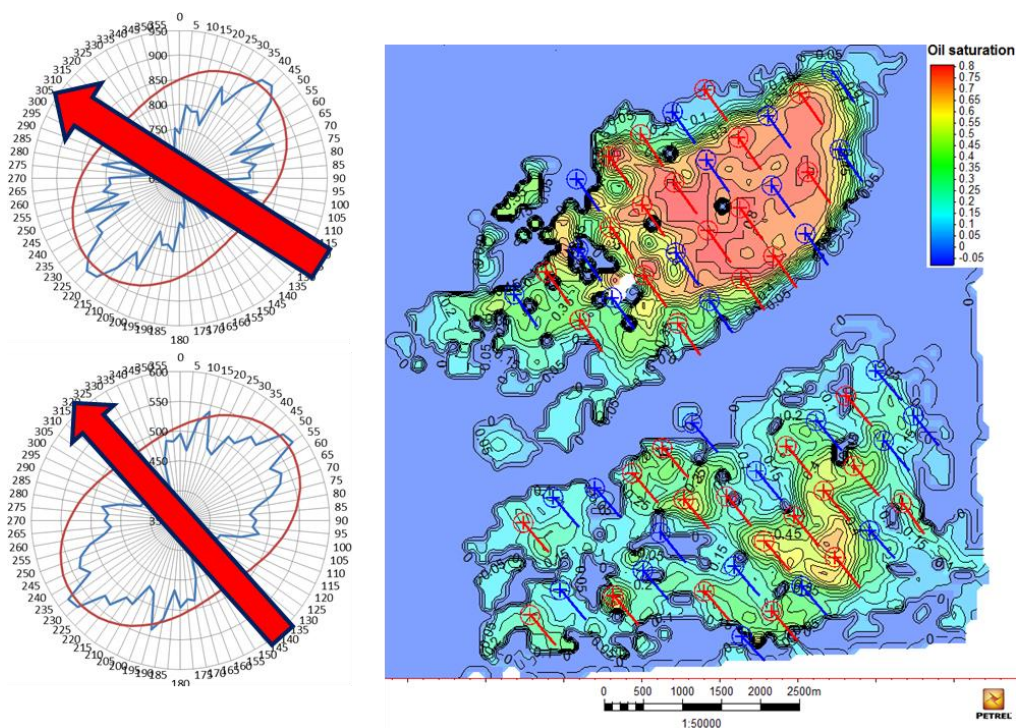


Рисунок 4.39 – Система однорядного линейного заводнения пласта M2-1 с использованием горизонтальных скважин, в котором стволы горизонтальных скважин ориентированы поперек линии максимальной проницаемости

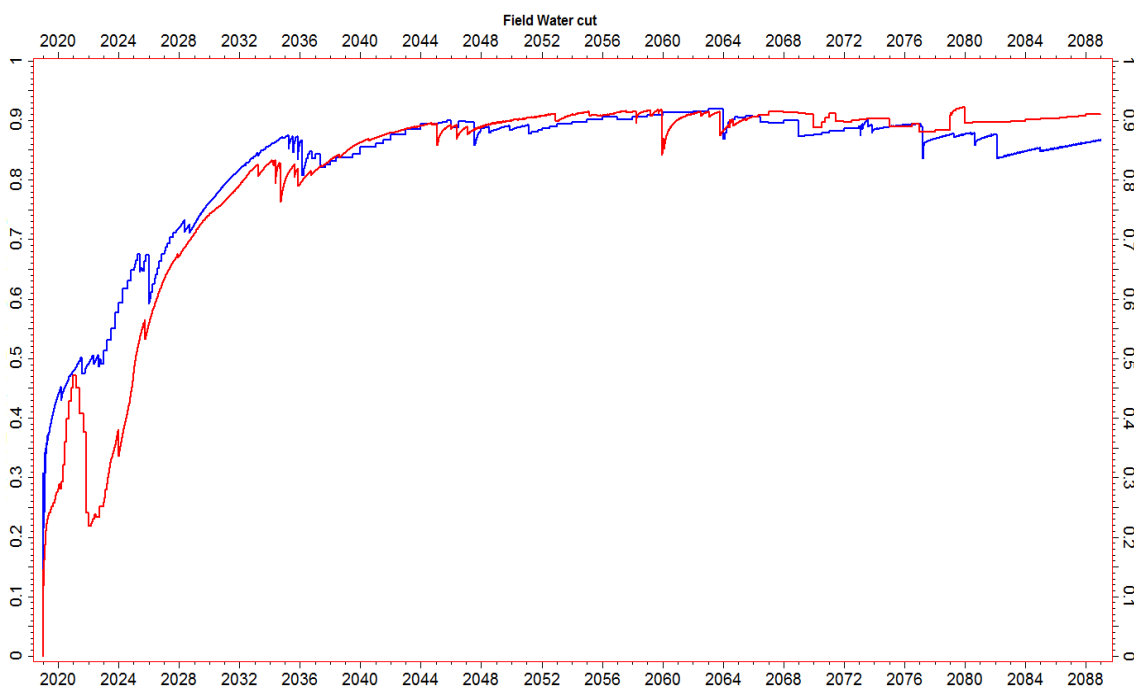


Рисунок 4.40 – Показания обводненности при использовании горизонтальных скважин, направленных вдоль вектора максимальной проницаемости (красная линия) и поперек (синяя линия)

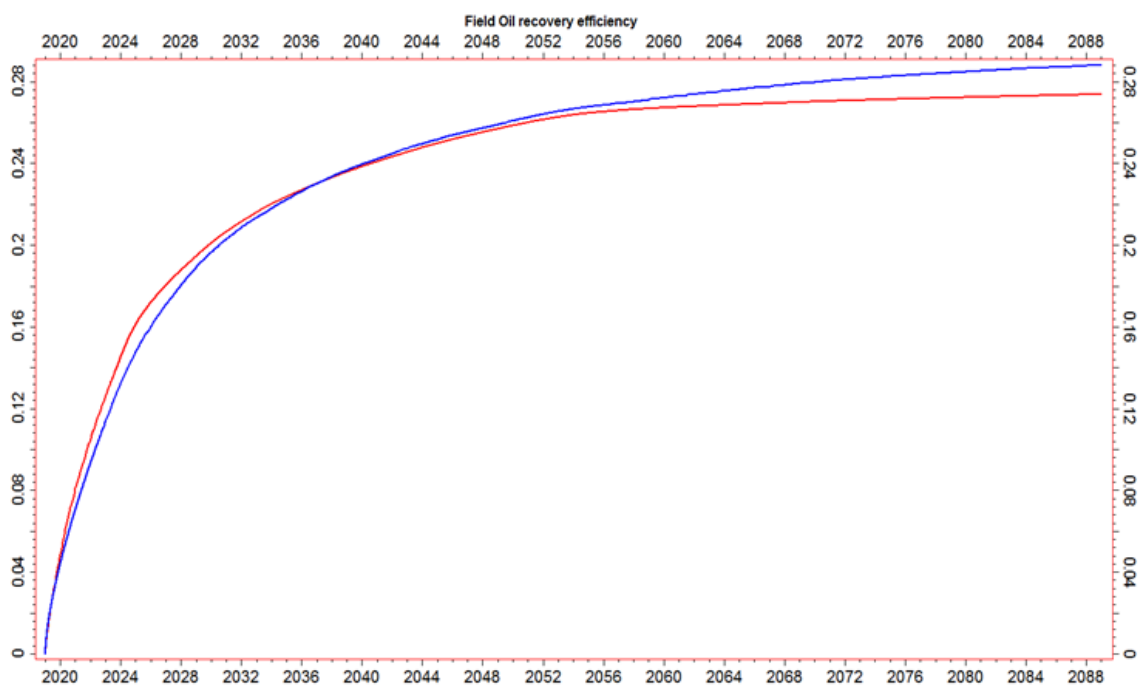


Рисунок 4.41 – Показания КИН при использовании горизонтальных скважин, направленных вдоль вектора максимальной проницаемости (красная линия) и перпендикулярно (синяя линия)

Полученные результаты свидетельствуют о том, что ориентировка горизонтальных скважин перпендикулярно линии максимальной проницаемости является более эффективной при добыче нефти из пласта-коллектора (Рисунки 4.39 – 4.41). Данные результаты подтверждают разные литературные и опытно-производственные источники, в которых также дается рекомендация к проводке ствола горизонтальной скважины поперек вектора максимальной проницаемости. Это происходит из-за конструктивной особенности горизонтального участка и характера притока флюида в скважину, в которой наиболее эффективный приток нефти получается при перпендикулярном ориентировании горизонтального ствола скважины относительно движения флюида. Так как движение флюида энергоэффективно по направлению максимальной проницаемости, при таком сценарии происходит наибольшая фильтрация и добыча нефти из добывающих скважин.

При этом такая ориентировка рядов нагнетательных+добывающих горизонтальных скважин предполагает более стремительную обводненность нефти, но с более эффективным и быстрым вытеснением по направлению от нагнетательных к добывающим скважинам (Рисунки 4.40 – 4.41). Такой феномен в горизонтальных скважинах, в отличие от вертикальных добывающих скважин, в которых образуется большое количество остаточной нефти и целиков нефти, оставшиеся после прохождения фронта воды, связан с тем, что горизонтальные скважины имеют большую площадь дренирования и охват эффективных нефтенасыщенных толщин. Поэтому, сценарий расположения горизонтальных скважин вдоль направления максимальной проницаемости (Рисунок 4.38) хоть и имеет меньшие показатели обводненности добываемой нефти по месторождению, но имеют меньший КИН (Рисунки 4.40 – 4.41). Скорее всего, такое расположение скважин приводит к менее эффективному вытеснению нефти водой. Так как показатели обводненности меньше в этом случае, нагнетаемая вода просто «размазывается» по всему месторождению по пути от нагнетаемых к

добываемым скважинам и должного вытеснения не происходит. Вдобавок, расположение горизонтальных скважин по линии максимальной проницаемости подразумевает, что фильтрация нефти не происходит эффективно (перпендикулярно стволу скважины), а происходит вдоль ствола скважины (менее энергоэффективно). В таком случае, возможно, что добыча нефти не происходит из всех перфорационных отверстий, а только начальных, в которых поток флюида встречает ствол горизонтального участка скважины.

4.7 Анализ параметров добычи по месторождению

Анализ основных параметров добычи (обводненность продукции, изменение давления по пласту, коэффициент извлечения нефти) производился на основе реализации разных сценариев разработки месторождения (Рисунок 4.42).



Рисунок 4.42 – Блок-схема сценариев разработки

Как видно из блок-схемы, в ходе анализа эффективности разработки было составлено и исполнено множества вариантов. Отдельно были рассмотрены сетки вертикальных и горизонтальных скважин, в каждой из которых были рассмотрены варианты ориентирования скважин относительно азимута максимальной и минимальной проницаемости. Также учитывались и проводились расчеты гидродинамических моделей с вертикальными проницаемостями, которые были определены по различным подходам. Дополнительно проводились подсчеты ГДМ с изотропными свойствами пласта – это было сделано для сравнения с анизотропной моделью.

Все варианты разработки были сопоставлены на общем графике КИН (Рисунок 4.43). Данный график наглядно показывает эффективные варианты разработок, которые могут быть рекомендованы для дальнейшего использования.

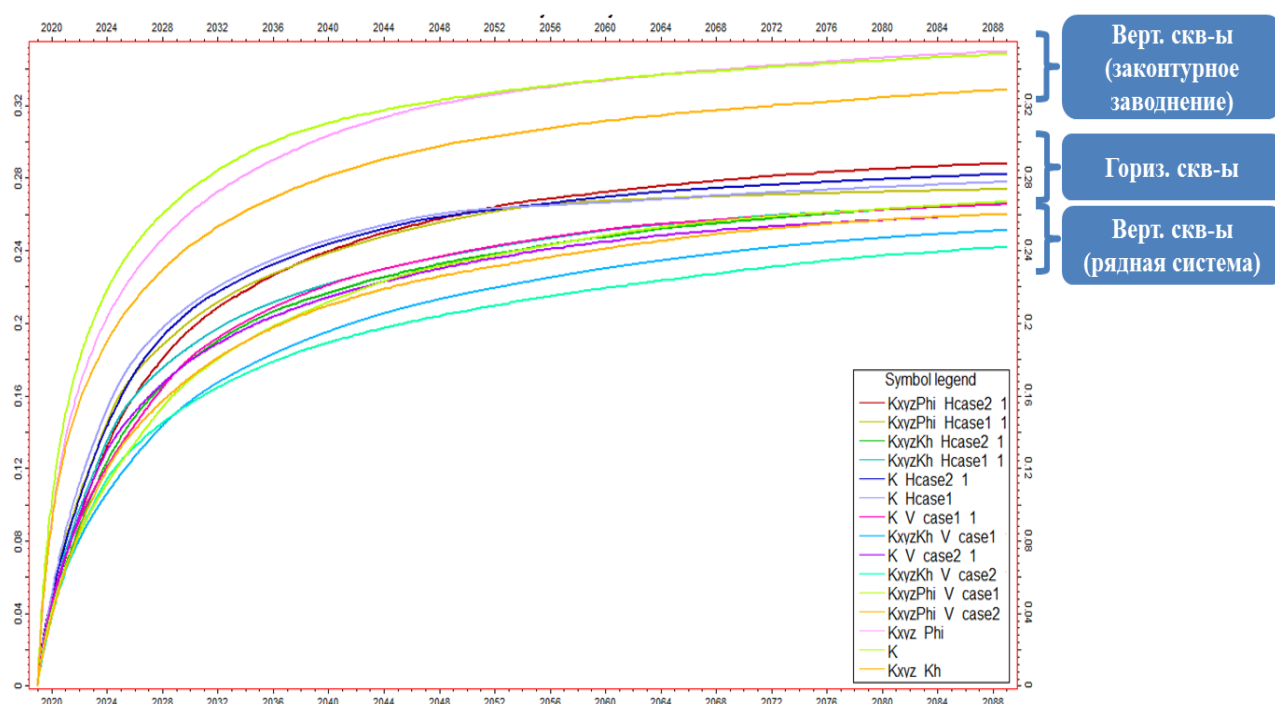


Рисунок 4.43 – Анализ КИН сценариев разработок (расшифровка вариантов в Таблице 4.5)

Таблица 4.5 – Наименование реализованных сценариев разработки месторождения

Название сценария на графике	Расшифровка сценария
KxyzPhi Hcase 2	Горизонтальные скважины, расположенные перпендикулярно оси анизотропии максимальной проницаемости, вертикальная составляющая проницаемости определена по зависимости Кверт от $\emptyset$
KxyzPhi Hcase 1	Горизонтальные скважины, расположенные параллельно оси анизотропии максимальной проницаемости, вертикальная составляющая проницаемости определена по зависимости Кверт от $\emptyset$
KxyzKh Hcase 2	Горизонтальные скважины, расположенные перпендикулярно оси анизотропии максимальной проницаемости, вертикальная составляющая проницаемости определена по зависимости Кверт($\emptyset$) от Кгориз
KxyzKh Hcase 1	Горизонтальные скважины, расположенные параллельно оси анизотропии максимальной проницаемости, вертикальная составляющая проницаемости определена по зависимости Кверт($\emptyset$) от Кгориз
K Hcase 2	Горизонтальные скважины, расположенные перпендикулярно оси анизотропии максимальной проницаемости
K Hcase 1	Горизонтальные скважины, расположенные параллельно оси анизотропии максимальной проницаемости
K V case 1	Вертикальные скважины с расположением

	добывающих-нагнетательных скважин параллельно оси анизотропии максимальной проницаемости. Использование изотропного параметра проницаемости при расчете гидродинамической модели по направлениям X Y Z
K V case 2	Вертикальные скважины с расположением добывающих-нагнетательных скважин перпендикулярно оси анизотропии максимальной проницаемости. Использование изотропного параметра проницаемости при расчете гидродинамической модели по направлениям X Y Z
KxyzPhi V case 1	Вертикальные скважины с расположением добывающих-нагнетательных скважин параллельно оси анизотропии максимальной проницаемости, вертикальная составляющая проницаемости определена по зависимости Кверт от Φ
KxyzPhi V case 2	Вертикальные скважины с расположением добывающих-нагнетательных скважин перпендикулярно оси анизотропии максимальной проницаемости, вертикальная составляющая проницаемости определена по зависимости Кверт от Φ
KxyzKh V case 1	Вертикальные скважины с расположением добывающих-нагнетательных скважин параллельно оси анизотропии максимальной проницаемости, вертикальная составляющая проницаемости определена по зависимости Кверт(Φ) от Кгориз
KxyzKh V case 2	Вертикальные скважины с расположением добывающих-нагнетательных скважин перпендикулярно оси анизотропии максимальной

	проницаемости, вертикальная составляющая проницаемости определена по зависимости Кверт($\emptyset$) от Кгориз
Kxyz Phi	Вертикальные скважины с законтурным заводнением, вертикальная составляющая проницаемости определена по зависимости Кверт от $\emptyset$
Kxyz Kh	Вертикальные скважины с законтурным заводнением, вертикальная составляющая проницаемости определена по зависимости Кверт($\emptyset$) от Кгориз
K	Вертикальные скважины с законтурным заводнением, использование изотропного параметра проницаемости в модели

График КИН показывает, что наибольшими значениями (0.32) имеет сценарий разработки с вертикальными скважинами и бурением нагнетательных вертикальных скважин вдоль контура ВНК. Данные результаты КИН показывают высокие, относительно других сценариев значения, благодаря тому, что в данном сценарии добыча нефти производилось из большого количества скважин с очень частым расположением внутри контура нефтеносности. При подсчете затрат на бурение скважин может оказаться, что этот кейс не самый выгодный. Дополнительно возникает идея дальнейшего изучения месторождения на фильтрационные свойства пласта и связей заводнения в пласте-коллекторе. Возможно, что использование столь частой сетки с нагнетательными скважинами не является жизненно необходимым для обеспечения поддержания давления в резервуаре, так как пласт обладает достаточно высокой проницаемостью с отдельными значениями выше сотен мД.

На основе полученных данных и модели с реализованной анизотропией проницаемости, хорошо рекомендует себя сценарий разработки с бурением ограниченного количества горизонтальных скважин, ориентированных

перпендикулярно осям максимальных изменений проницаемостей. Полученные значения не многим меньше завышенного КИН при бурении большого количества вертикальных скважин и добычи с законтурным заводнением (0,29 против 0,33), что может быть более эффективно при подсчете экономических затрат.

Учет в гидродинамической модели анизотропию проницаемости и эффективное расположение скважин относительно векторов максимальных и минимальных значений K способствует увеличению КИН сравнительно изотропной модели и, соответственно, добычи дополнительного количества нефти из резервуара (Рисунки 4.44 – 4.45).

Расположение горизонтальных скважин перпендикулярно направлению максимальной проницаемости показывает, что добыча нефти из анизотропной модели при данном сценарии разработки происходит более эффективно сравнительно изотропной модели.

На графике обводненности (Рисунок 4.45) прослеживается тенденция достижения ранней обводненности добывающих скважин, и даже закрытие скважин, которые достигли своего пика по обводненности не является столь эффективной по месторождению. График показывает небольшой спад обводненности по месторождению, но благодаря тому, что в изотропной модели характер движения воды может быть направлен одинаково по X и Y и Z с тенденцией максимальной проницаемости, получается, что наступает повторное обводненность месторождения, но уже на других участках. В результате скважины вновь закрываются. Это приводит к тому, что по месторождению остается больше остаточной нефти в слабопроницаемых коллекторах и полностью обводненные высокопроницаемые участки пласта со значениями практически в сто процентов.

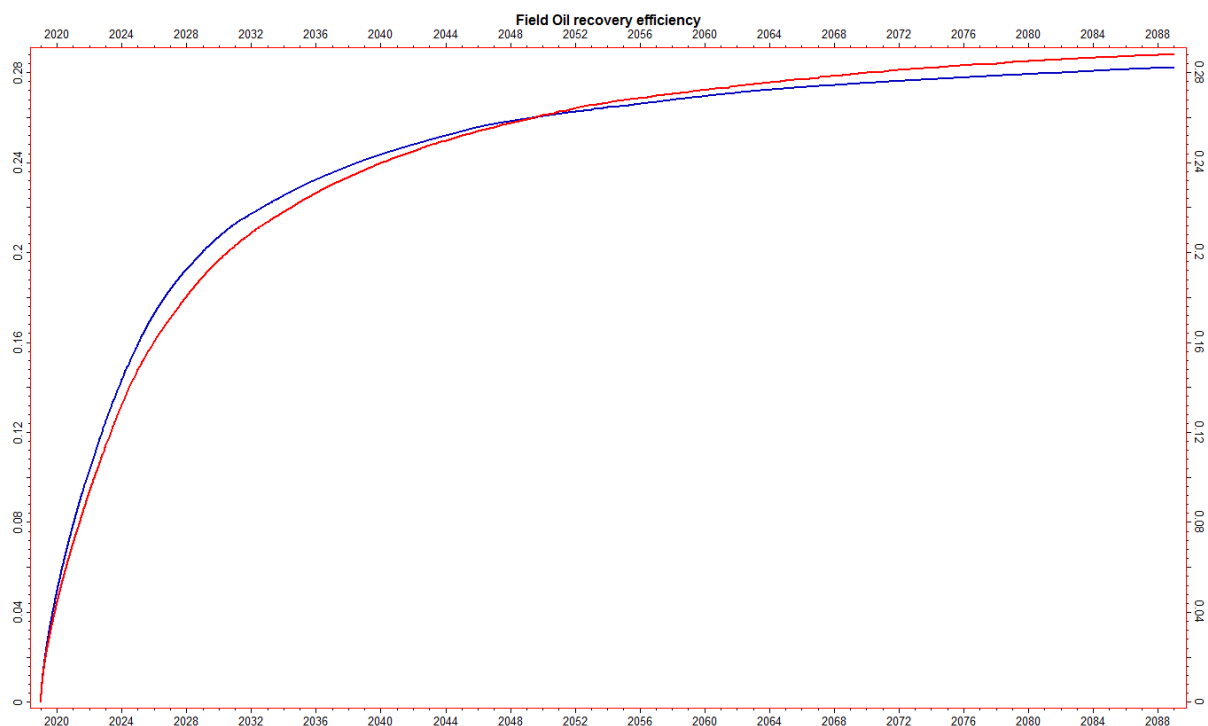


Рисунок 4.44 – График КИН для анизотропной модели (красная линия) и изотропной модели (синяя линия)



Рисунок 4.45 – График обводненности добываемой нефти для анизотропной модели (красная линия) и изотропной модели (синяя линия)

В результате, Рисунок 4.46 показывает, что учет анизотропии проницаемости с продуманной системой расположения скважин дает прирост нефти сравнительно модели, где учет анизотропии не производится.

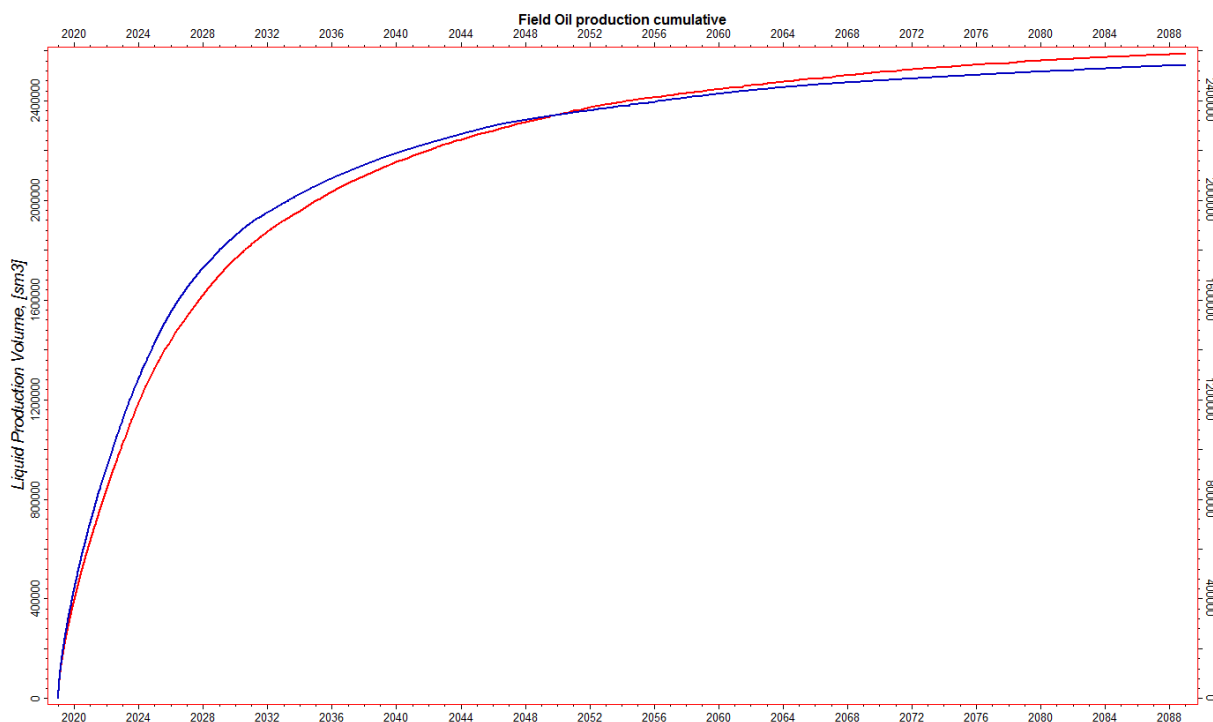


Рисунок 4.46 – График общей добычи нефти по месторождению для анизотропной модели (красная линия) и изотропной модели (синяя линия)

В Таблице 4.6 также показаны значения суммарной добычи нефти по месторождению для анизотропной и изотропной модели, а также прирост в добыче при выборе корректной системы скважин с учетом анизотропии проницаемости.

Таблица 4.6 – Прирост в добыче нефти при учете проведенных работ

	Анизотропная модель	Изотропная модель
Суммарная добыча нефти, тонн	2 200 922	2 162 233
Прирост добычи нефти, тонн	38 689	

Таким образом, использование методики учета анизотропии проницаемости, на месторождениях имеющую такую специфику, показывает более реальное и «геологичное» поведение пласта-коллектора и характер распределения фильтрационных свойств в нем. Полученные расчеты позволяют произвести анализ и подобрать более правильную и эффективную систему разработки, минимизировать затраты на бурение и извлечь большее количество остаточной нефти из резервуара.

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала научно-технического исследования

При написании данной магистерской диссертации исследовалось влияние такого параметра как анизотропия проницаемости. При этом отдельно было проанализировано влияние как горизонтальной, так и вертикальной составляющей анизотропии проницаемости на реальном месторождении. При этой работе были применены различные подходы и методики, по которым различия в проницаемостях были найдены. Те или иные данные могут отсутствовать, и в этом случае, придется решать проблемы с использованием методик, в которых используются только доступные данные. Эта проблема часто встречается на ранних стадиях разработки месторождений – трассерные исследования проводятся редко на разведочном этапе, поэтому сложно использовать методику горизонтальной проницаемости с подтверждением по ГДИС. Однако, исследования керна является достаточно рутинной операцией и керн отбирается по нормативу в продуктивных интервалах всех поисковых и разведочных скважин. Отсюда методику оценки вертикальной составляющей проницаемости возможно оценить повсеместно.

Одна из основных причин проведения дополнительных работ по изучению параметра анизотропии проницаемости в горизонтальном и вертикальном направлении является возможность добычи дополнительной остаточной нефти из месторождения. Эта цель достижима при рациональном планировании системы разработки: расположение сетки скважин с системой заводнения, расчет рационального бурения боковых или горизонтальных скважин с учетом экономически прибыльных траекторий и расположений скважин. Анизотропная модель лучше отражает геологическую особенность

резервуара по сравнению с изотропной моделью и адекватнее прогнозирует параметры добычи месторождения.

Для того чтобы научная работа или исследование было перспективно необходимо иметь ввиду такие важные составляющие как планирование, учет экономической эффективности, ресурсоэффективности и экономического потенциала. Для получения хорошей оценки данных характеристик необходимо учитывать любые потенциальные и возможные способы минимизации усилий для достижения максимального результата исследования или реализации проекта с целью экономии ресурсов и возможностей. Оценка же ресурсоэффективности будет произведена для методики расчёта анизотропии проницаемости в горизонтальном и вертикальном направлении. Дополнительно, анализ экономической стороны исследования помогает оптимально распределить доступные ресурсы, контролировать и планировать выполняемую работу. Ещё одной положительной стороной такой работы является и то, что исследователь может найти партнера для проведения или реализации дальнейших научных исследований. Также при условии успеха проекта появляется возможность вывести на рынок продукт исследования.

5.2. Разработка устава научно-технического проекта

Для используемой методики учета анизотропии проницаемости был составлен устав научно-технического проекта.

Устав научно-технического проекта подразделяется на 4 основные части:

- 1) Постановка целей и задач
- 2) Основные рамки проекта
- 3) Составление структуры проекта
- 4) Презентация результатов проекта

Рассмотрим подробнее первый пункт устава научно-технического проекта.

5.2.1. Постановка целей и задач

Таблица 5.1 - Цели и задачи научно-технического проекта

Цель проекта	Задачи проекта
Учет вертикальной и латеральной компоненты анизотропии проницаемости на основе данных месторождения Акшабулак Центральный	1) Анализ исходных данных по месторождению 2) Учет горизонтальной составляющей анизотропии проницаемости по описанной методике. Сравнение полученных результатов с реальными данными по ГДИС 3) Учет вертикальной составляющей проницаемости по 1результатам анализа керновых данных 4) Пересчет геологической модели с учетом полученной анизотропии проницаемости 5) Анализ расположения добывающих и нагнетательных скважин с применением учета данных добычи по гидродинамической модели

5.2.2. Основные рамки проекта

Для успешной сдачи проекта первоочередно стоит обозначить временные и финансовые рамки. Данные рамки являются обязательными для исполнения и строгое соблюдение этих рамок поможет успешно и вовремя предоставить финальные результаты по запланированному проекту.

Таблица 5.2 – Ограничивающие факторы, выявленные при написании научно-технического проекта

Факторы	Временные и финансовые
Сроки проекта	26.06.2019 – 12.08.2019
Дата утверждения плана работ	27.06.2019
Источник финансирования	ЦППС НД ТПУ, г. Томск
Дата завершения проекта	11.08.2019

5.2.3. Составление структуры проекта

Для реализации научно-технического проекта была сформирована рабочая группа, целью которой является анализ данных, анализ и выбор методики проведения работ, проведение исследований, получение результатов, оценка выполненной работы. В состав рабочей группы входят руководитель, эксперт и исполнитель проекта. Трудозатраты членов научной группы были подсчитаны на основе календарного плана работ.

Таблица 5.3 – Сведения о рабочей группе проекта.

ФИО, место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, часы
1 чел.	Руководитель проекта	Определение цели и задач исследования, координация деятельности, консультирование, контроль выполнения	170
1 чел.	Руководитель проекта	Консультирование по данным учета анизотропии проницаемости, анализу и подбору методик и систем учета для успешного	170

		выполнения исследований	
1 чел.	Эксперт проекта	Консультирование по вопросам социальной ответственности	10
1 чел.	Эксперт проекта	Консультирование по экономическим вопросам	10
1 чел.	Исполнитель проекта	Анализ входных данных и литературных источников. Оценка полученных результатов, составление и оформление научно-технической работы	340

5.2.4. Презентация результатов проекта

После получения результатов работ необходимо предоставить информацию в доступном виде. При предоставлении информации должны быть выполнены требования – проект выполнен, все расчеты и итоги обоснованы и выполнены корректно, проект сдан в поставленные сроки.

Ожидаемые результаты проекта:

- Корректировка исходных данных (геологическая модель)
- Корректировка плана разработки (оптимизация сеток скважин и систем разработки)
- Прирост КИН

При создании проекта есть высокая вероятность привлечения заинтересованных компаний, чьи данные были проанализированы и пересчитаны, иными словами компаний-недропользователей. Ниже, в Таблице 5.4, представлены заинтересованные стороны.

Таблица 5.4 – Информация о заинтересованных сторонах проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания от проекта
Рабочая группа проекта	Получение конечных результатов в ходе анализа учета анизотропии проницаемости
Геологоразведочные компании	Пересчет геологической и гидродинамической модели. Пересмотр стратегии разработки. Прогноз увеличения добычи.
Нефтедобывающие компании	

5.3. Планирование процесса управления научно-технического Исследования

Ниже, в Таблице 5.5, приведена структура проведения проектных работ

Таблица 5.5 – Систематика проведения проектных работ

Научный проект		
Подготовительный этап	Основной этап	Заключительный этап
1) Постановка проблем и задач 2) Составление плана работ 3) Литературный обзор 4) Анализ предоставленной информации	1) Реализация и применение возможных методик 2) Применение результатов для перерасчета начальных данных	1) Анализ полученных результатов 2) Оформление научно-исследовательской работы 3) Оценка работы руководителем проекта 4) Защита проекта

5.3.1 График проведения научно-технического исследования

Для успешного проведения исследования был составлен календарный план работ, который приведен в Таблице 5.6. Таблица включает в себя разновидности работ, их даты выполнения и полученные результаты.

Таблица 5.6 – План проведения научно-технического исследования

Вид работы	Длительность, дни	Период работы	Состав участников
Постановка проблем и задач	1	29.06.19-29.06.19	3 чел.
Составление плана работ	2	29.06.19-30.06.19	3 чел.
Литературный обзор	7	31.06.19-07.07.19	1 чел.
Анализ предоставленной информации	1	08.07.19-09.07.19	2 чел.
Реализация и применение возможных методик учета анизотропии свойств	10	09.07.19-19.07.19	3 чел.
Применение результатов для перерасчета геологической модели	3	19.07.19-21.07.19	3 чел.
Проведение симуляций моделей	6	22.07.19-27.07.19	1 чел.
Анализ полученных результатов	2	27.07.19-29.07.19	3 чел.
Оформление научно-исследовательской работы	7	30.07.19-09.08.19	1 чел.

5.4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности

5.4.1 Оценка плановой стоимости НИР

Для определения стоимости работ были посчитаны все затраты, которые должны быть включены в расчет стоимости научно-исследовательской работы.

Данные расходы и затраты подразделяются:

- 1) Затраты, связанные с оборудованием, необходимым для осуществления проекта
- 2) Заработная плата всех участников проекта
- 3) Материальные затраты
- 4) Накладные расходы

Эти расходы можно объединить в группы:

- прямые затраты (необходимые затраты для осуществления НИР)
- накладные расходы (затраты на содержание оборудования)

5.4.2 Расчет затрат, включенных в себестоимость НИР

Для расчета общих затрат на реализацию НИР необходимо учитывать денежные расходы, включаемые в себестоимость НИР. К этим расходам относятся закупка материалов, необходимое для написания проекта.

Данные материальные затраты состоят:

- 1) Покупка электроснабжения
- 2) Закупка необходимого материала
- 3) Аренда помещения
- 4) Покупка программного обеспечения

Стоимость материала для проведения работы, формируется исходя из платы за транспортировку и приобретения, осуществляемая сторонними организациями.

Расчеты затрат на материалы, необходимые для реализации проекта были выполнены из расчета количества представленных материальных ресурсов и цены за одно изделие. Общая сумма расходов на материалы представлена в Таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Расчет затрат на материалы

Материал	Вид товара	Количество, шт./упак.	Цена за одну ед., руб	Сумма, руб
Канцелярские товары	Блокнот	1	100	950
	Ручка шариковая	2	100	
	Карандаш стержневой	2	50	
	Линейка чертежная, 30 см	1	50	
	Офисная бумага формата А4	1 уп.	500	
Транспортно-заготовительные расходы (5%)				47,5
Итого				997,5

5.4.3. Заработная плата

По официальной информации, полученной из сайта Томского политехнического университета, оклад кандидата наук равен 26 300,00 рублей. Должностной оклад магистра в качестве ассистента равен 17 000,00 рублей.

Зная должностной оклад сотрудника ТПУ, можно посчитать месячный оклад работника (исходя из отраслевой системы оплаты труда), при которой оклад домножается на районный коэффициент, равный 1,3 по Томской области. В итоге мы получаем оклад сотрудников, приведенный в Таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Заработная плата сотрудников проекта

Месячный должностной оклад руководителя проекта, руб.	Месячный должностной ассистента, руб.
34 190	22 100

Теперь, зная месячную заработную плату, можно посчитать среднедневную заработную плату. Ниже представлена формула расчета:

$$З_{дн} = З_m * M / \Phi_d \quad (9)$$

$З_m$ - месячный должностной оклад сотрудника, руб.,

M - количество работающих месяцев без отпуска в течение года из расчета 28 рабочих дней предоставленные на отпуск.

Φ_d - действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, рабочие дни.

Ниже, в Таблице 5.9, представлены значения нерабочих дней и фонда рабочего времени для сотрудников.

Таблица 5.9 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Сотрудник
Календарное число дней	365
Количество нерабочих дней	62
-выходные дни	48
- праздничные дни	14
Потери рабочих дней на отпуск	28
Действительный годовой фонд рабочего времени	275

Среднедневная заработная плата для руководителя или эксперта проекта составляет 1 397,27 руб., а для магистранта равна 884,80 руб.

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) вычитывается из расчета среднедневной заработной платы ($Z_{дн}$) на количество дней в которые привлекается сотрудник ($T_{раб}$).

$$Z_{осн} = Z_{дн} * T_{раб} \quad (10)$$

Расчет основной заработной платы приведен в Таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Расчет основной заработной платы на сотрудника

Участник проекта	$Z_{б}$, руб.	k_p	$Z_{м}$, руб.	$Z_{дн}$, руб.	$T_{раб}$, раб. дн.	$Z_{осн}$, руб
Руководитель	26 300	1,3	34 190	1 397,27	22	30739,94
Эксперт	26 300	1,3	34 190	1 397,27	1	1 397,27
Исполнитель	17 000	1,3	22 100	884,80	43	38046,4

Стоит отметить, что основная заработная плата посчитана на должностное лицо из расчета в 1 человека. При подсчете общей заработной платы на всех сотрудников следует учесть количество лиц, занимающих ту или иную должность. Ниже приведена таблица сотрудников на занимаемых

должностях и число выплаты общей основной заработной платы на реализацию проекта.

Таблица 5.11 – Расчет основной заработной платы

Занимаемая должность сотрудников	Количество сотрудников на занимаемой должности	$Z_{осн}$ на одного сотрудника, руб.	$Z_{осн}$, руб
Руководитель	2	30739,94	61479,88
Эксперт	2	1 397,27	2794,54
Исполнитель	1	38046,4	38046,4
Итого			102320,82

Далее рассчитывается дополнительная заработная плата:

$$Z_{доп} = Z_{осн} \cdot k_{доп} \quad (11)$$

$Z_{осн}$ - основная заработная плата, руб

$k_{доп}$ – коэффициент дополнительной зарплаты (принят 12%).

Дополнительная заработная плата по проекту составила 12278,50 руб.

Фонд заработной платы

Фонд заработной платы на выполнение научного проекта определяется по формуле $C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$, и составляет для данного проекта 114599,32 руб.

Отчисления на социальные нужды

Пересчет значения отчислений на социальные нужды производится через перевод во внебюджетные фонды.

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}) \quad (12)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчисления на уплату во внебюджетные фонды.

На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ [15] для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2014 году введена ставка – 27,1%.

Отчисления на социальные нужды составляют 31056,42 руб.

Накладные расходы

Расчет накладных расходов (арендно-лизинговые платежи в отношении имущества, прямо неиспользуемого в процессе производства (офис, непроизводственные помещения, автомобили руководства, повышение квалификация сотрудников, командировки, расходы обеспечения противопожарной безопасности и охраны труда, затраты на связь) ведется по формуле:

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (13)$$

где $k_{\text{накл}}$ – коэффициент накладных расходов (20%).

Накладные расходы составляют 22919,86 руб.

Далее рассчитывается себестоимость проекта, что отражено в Таблице 5.12.

Таблица 5.12 – Вычисления плановой себестоимости НИР

Наименование статей затрат	Сумма, руб.
Затраты на оплату труда работников, непосредственно занятых созданием НИР (<i>СЗП</i>), включая отчисления во внебюджетные фонды (<i>СВНББ</i>)	145655,74
Материальные затраты (<i>СМ</i>)	997,5
Накладные расходы (<i>СНАКЛ</i>)	22919,86
Итого себестоимость НИР (<i>СНИР</i>)	169573,11

В результате, проведенные вычисления с целью реализации научно-исследовательской работы требуется 169573,11 рублей. Методика определения параметра анизотропии проницаемости является эффективной, так как полученные результаты в виде прироста КИН на 2-3% по месторождению окупает выявленные и подсчитанные расходы. Помимо увеличения показаний добычи, возможен пересмотр плана разработки (систем заводнений и оптимизаций количества и видов скважин на месторождении), что существенно экономически выгодно в данном случае.

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Процесс исполнения научно-исследовательской работы по тематике анизотропии проницаемости выполнялся в офисном помещении с непосредственной эксплуатацией компьютерной техники и оборудования, соответственно все производственные процессы и социально ответственная часть, включающая технику безопасности и правила поведения напрямую связаны с работой за компьютером в помещении.

В ходе работы с компьютером, или другой офисной техникой, необходимо соблюдать требования безопасности жизнедеятельность в течение всего процесса работы. Это требование обязательно для обеспечения продуктивности и безопасности рабочего процесса, поэтому для достижения данных целей соблюдение условий труда, санитарно-гигиенических и психологических норм является обязательных требованием.

В Таблице 6.1 (ГОСТ от 12.0.003-2015) [2] приведены опасные и вредные факторы, с которыми возможно столкнуться в процессе работы в офисном помещении и рабочем месте с установленным персональным компьютером.

Таблица 6.1 – Основные вредные и опасные факторы при выполнении работ в помещении с персональным компьютером

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
Вредные	Опасные	ГОСТ 12.1.019-79 [6] ГОСТ 12.1.038-82 [7] Р 2.2.2006-05 [10] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [12] СанПиН
1.Отклонение норм микроклимата в помещении	1.Электрический ток	
2. Отсутствие или недостаток освещения на рабочем месте	2.Пожароопасность	

3.Повышенный уровень шума на рабочем месте		2.2.1/2.1.1.1278-03 [11] ГОСТ 12.1.003-83 [3]
4.Повышенная запыленность рабочего места		СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [14]
5.Электромагнитное излучение		ГОСТ 12.1.005-88 (2001) ССБТ [5]
6. Нервно-психические нагрузки		СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 [13] НПБ 105-03 [9] ГОСТ 12.1.004-91 [4]

6.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды и мероприятия по их устранению

6.1.1. Отклонение норм микроклимата в помещении

Резкая смена микроклимата в офисном помещении напрямую влияет на внутреннее состояние человека, его характер поведения и самоощущения, поэтому исходя из СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [12] необходимо принимать комплекс определённых мер, согласно параметрам микроклимата для категории работ 1а и 1б санитарно-эпидемиологических нормативов микроклимата в помещениях, для соблюдения требований к микроклимату в помещении где располагаются и эксплуатируются компьютерные оборудования:

1) В холодное время года температура в помещении должна составлять 22-24⁰С, со скоростью движения воздушных масс до 0,1 м/сек и относительной влажностью воздуха 40-60%

2) В теплое время года температура в помещении должна составлять 23-25⁰С, со скоростью движения воздушных масс до 0,1 м/сек и относительной влажностью воздуха 40-60%

Для достижения данных требований, необходимо провести комплекс нормировки оборудования с помощью которого обеспечиваются комфортные условия труда – системы кондиционирования воздуха, система отопления и вентиляции. Наличие данного оборудования необходимо в помещениях данного типа т.к. компьютерная техника производит достаточное количество тепловыделения, которое приводит к повышению температуры и снижению влажности.

Отказ от соблюдения требований нормировки микроклимата приводит к отрицательному воздействию на рабочую деятельность человека (анализ, исследовательская способность, способность мыслить), ухудшается концентрация, повышается возбудимость. Длительное воздействие данных факторов негативного влияния может привести к ухудшению здоровья человека с возможностью обострения простудных и сердечно-сосудистых заболеваний.

6.1.2. Отсутствие или недостаток освещения на рабочем месте

Негативное влияние освещенности на рабочем месте первоочередно связано с нехваткой освещения на рабочем месте, что является результатом некорректного подбора приборов искусственного освещения, либо неправильного выбора расположения рабочего стола к направлению естественного освещения через окна.

Исходя из СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [11] стол с компьютером необходимо располагать по левую сторону относительно окна. Искусственное освещение необходимо устанавливать в верхней части помещения параллельно стене с оконными проемами для того, чтобы была

возможность отключать искусственные источники света ввиду ненужности и использовать только естественный свет. Также в качестве рекомендации можно использовать люминесцентный свет с лампами типа ЛБ. Если в процессе трудовой деятельности есть необходимость работы с документами – рекомендуется эксплуатация дополнительного локального освещения с концентрацией светового пучка на документе. При этом световой пучок не должен создавать блики на столе или мониторе.

Из СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [11] следует нормировка освещенности рабочей поверхности в 300-500 лк. Освещенность экрана не должна быть выше 300 лк, а светильников или окон не выше 200 кд/м².

По итогу рабочее место с нарушениями норм освещенности приводит к ухудшению органов зрения, раннему утомлению и усталости, а также к мигреням и периодическим головным болям.

6.1.3. Повышенный уровень шума на рабочем месте

Исходя из СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [14], ГОСТ 12.1.003-83 [3] предельно допустимой нормой шума соответствует значение в 80 дБа. Если данный показатель ниже – 60 или 50 дБа – приводит к высокой напряженности рабочего процесса. Значение в 70 дБа является средним показателем напряженности.

Источниками шумов на рабочем месте являются техника и аппаратура, автотранспорт и звуковое оборудование.

При продолжительном воздействии шумов возникает ухудшение самочувствия и здоровья человека. Человек, подвергающийся шуму становится агрессивнее, легко склонным к депрессиям, возможно ухудшение внутренних процессов жизнедеятельности.

Поэтому опираясь на СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [14] должны быть проведены мероприятия по ликвидации излишнего шума, рационального использования оборудования.

6.1.4. Повышенная запыленность рабочего места

Запыленность в помещении также отрицательно сказывается на здоровье человека. Как результат от отклонения норм запыленности страдают органы дыхания.

Источниками запыленности являются открытые окна и двери. При этом компьютерная техника, имеющая в себе системы внутреннего охлаждения циркулируют данную пыль по помещению, не давая осесть ей.

Для устранения вредного влияния запыленности необходимо проводить регулярную уборку помещения.

6.1.5. Электромагнитное излучение

Руководствуясь СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 [13] есть значения максимально допустимых воздействий электромагнитными лучами на человека во время рабочих часов. Эти значения лежат в интервалах от 30 кГц до 300 ГГц. Подробная информация приведена в Таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Предельно допустимые значения энергетической экспозиции

Диапазоны частот	Предельно допустимая энергетическая экспозиция		
	По электрической составляющей, (В/м) ² *ч	По магнитной составляющей, (А/м) ² *ч	По плотности потока энергии (мкВт/см ²)*ч
30 кГц – 3 МГц	20000	200	-
3 – 30 МГц	7000	Не разработаны	-
30 – 50 МГц	800	0,72	-
50 – 300 МГц	800	Не разработаны	-
300 МГц- 300 ГГц	-	-	200

Негативное воздействие происходит в течение накопленного воздействия электромагнитными лучами на человека. Дополнительный эффект накладывается из-за неправильного нахождения работника в непосредственной близости от источника излучения.

Излучение электромагнитными лучами воздействует на нервную систему человека, в результате которого возможно проявления отдельных черт психического и психологического расстройства – нарушение памяти, утомляемость, раздражаемость, чувство беспокойства. Доказано, что излучения в целом губительно сказывается на иммунную систему человека, что несет более серьезные проблемы для функционирования человека.

Для минимизации вредного воздействия электромагнитным излучением принят ряд правил регулировок рабочего порядка на рабочем месте. Основной рекомендацией является грамотная эксплуатация компьютера на безопасной дистанции между человеком и монитором, системным блоком. При необходимости следует делать перерывы и выходить из зоны воздействия техники на определенное время.

Следует также позаботиться об оптимизации (сокращении) количества ненужных электрических приборов в зоне воздействия на человека. Возможна смена места позиционирования данных приборов либо их частичное отключение. Рабочее место не должно находиться в месте интенсивного электромагнитного излучения.

6.1.6. Нервно-психические нагрузки

Монотонность деятельности, перенасыщенность рабочим процессом, чрезмерное умственная деятельность, изменения на почве эмоциональных подвижек – это все факторы нервно-психической перегрузки (ГОСТ 12.0.003-74). Все эти факторы тесно связаны с рабочим процессом, особенно при работе по некорректно составленному графику или плану работ, составленному руководством. Из-за таких требований, при котором человек

вынужден работать сосредоточенно длительное время, выполнять параллельно несколько задач активизируя все свои ресурсы (слуховые, зрительные, умственные и т.д.) возникают нервно-психические нагрузки. Без сомнения, такие перегрузки плохо воздействуют на человека – в первую очередь на нервную, сердечно-сосудистую систему и психику.

6.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды и мероприятия по их устранению

6.2.1. Электрический ток

Основная опасность поражения электрическим током возникает от электрической аппаратуры, находящийся на рабочем месте – компьютер, принтер, лампа, розетки, электрические кабели. При этом причиной удара человека электричеством являются:

- неисправные электрические приборы
- нарушение изолированностей кабелей или наличие оголенных проводов

- нарушение техники безопасности на рабочем месте

ГОСТ 12.1.038–82 [7] подразделяет воздействие на человека на несколько основных агентов:

- электролитическое воздействие - разложение органических жидкостей тела и нарушение их состава.

- термическое воздействие – нагрев внутренних органов из-за высокой температуры, поверхностные ожоги тела

- биологическое воздействие – поражение тканей тела, сопровождаемое непроизвольным сокращением мышц.

По ГОСТ 12.1.038–82 [7] опасным для человека напряжением является 42 В, а опасная сила тока начинается со значения – 0,01 А. Для обеспечения электрической безопасности необходимо проводить комплекс мероприятий по минимизации рисков удара электрическим током. Для этого производится ликвидация прямого контакта тока с человеком – изоляция проводов, установка предупреждающих знаков, использование пониженного напряжения и заземление проводов. Также реализуется система защитной блокировки и отключение электричества при замыкании.

Руководствуясь СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [12] офисное помещение и рабочие места с компьютерной или иной электропотребляющей техникой должны быть оборудованы специальным заземлением. Также следуя основными мероприятиями для предотвращения поражения от электричества необходимо:

1. Соблюдать правила технической эксплуатации электроприборов.
2. Соблюдать правила техники безопасности при эксплуатации электроприборов.
3. Соблюдать правила устройства электроприборов [7].

Необходимо учесть, что к работе должны подпускаться люди, прошедшие инструктаж по технике безопасности и аттестированные на предмет знаний безопасной эксплуатации, требуемой от работника машин и оборудования.

6.2.2. Пожароопасность

К факторам опасные для человека во время пожара следует отнести повышенную температуру, пламя и ожоги тканей, выделение токсичных компонентов во время горения химических материалов, отсутствие должного количества кислорода и отравление дымом.

Дополнительную опасность несет физическое воздействие на человека частей конструкций и сооружений, разрушаемые в ходе горения, разложение

химических и радиоактивных материалов, подвергшиеся горению, а также электрические провода, которые имеют нарушенную целостность изоляции из-за горения изоляционного материала или обрыва.

НПБ 105-03 [9] классифицирует материалы, к которым относятся компьютерная техника на подкатегории В1-В4 (пожароопасные) - твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы, вещества и материалы способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б.

Для того, чтобы обеспечить пожарную безопасность необходимо иметь в помещениях, оборудованные персональными компьютерами, специальную нормативную документацию и материалы СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 [12]:

1. Инструкция о мерах пожарной безопасности.
2. Схемы эвакуации людей в случае пожара.
3. Система оповещения людей о пожаре.

Для того, чтобы не допустить возникновения пожара в помещении необходимо – не загромождать проходы и лестницы, не захламлять рабочее место и не подключать собственные электрические приборы на рабочем месте, не допускать неквалифицированных специалистов к ремонту электросетей и оборудования, пользоваться открытым огнем в помещении, курить и бросать спички или окурки в помещении, не оставлять легковоспламеняющиеся материалы где-либо без обеспечения пожарной защиты и надзора, не допускать нагрева горючих материалов или перегрева электроприборов. Также необходимо иметь в открытом и близком доступе огнетушители.

К работе следует допускать людей прошедшие инструктаж по противопожарной безопасности, а при смене рода деятельности следует проводить дополнительное обучение по предупреждению и тушению возможных пожаров. После проведения инструктажа противопожарной безопасности необходимо внести инструктируемого в журнал регистрации

противопожарного инструктажа с обязательной подписью инструктируемого и инструктирующего.

6.3. Охрана окружающей среды

Охрана окружающей среды включает комплекс мер с помощью которых производится обеспечение безопасностью населенных пунктов, рациональное использование земель и вод, предотвращение загрязнения поверхностных и подземных вод, воздушного бассейна, сохранения лесных массивов, заповедников, охранных зон.

Как известно, предприятия чья область ведения работ связано с добычей нефти и газа отрицательно воздействует на природу и по показателю вреда занимает одно из лидирующих позиций. Загрязняется практически всё – литосфера, атмосфера и гидросфера. Данные вредные процессы связаны со строительством наземных и подземных объектов добычи нефти, строительства скважин, в ходе которого происходит загрязнение грунтовых вод и грунта, и производственно-промышленные процессы добычи нефти, которые также наносят вред окружающей среде (разливы нефти по поверхности и стравливание газов в атмосферу).

6.3.1. Анализ воздействия производственной среды на атмосферу

Загрязнение и отрицательное влияние на атмосферу в нефтегазовой промышленности происходит во время отраслевых процессов и выбросов вредных веществ в воздух. Эти выбросы производятся во время отопительных процессов и во время перевозок (автотранспорт). Помимо этого, нарушение целостности атмосферы происходит из-за аварий и как следствие - утечек углеводородов. При этом это наиболее опасный инцидент, ведь помимо загрязнения атмосферы – происходит и загрязнение литосферы и биосферы.

Также возможно загрязнение воздуха при сгорании топлива, распыления аэрозолей и растворителей при покрасочных и сварочных работах.

Необходимо отдельно выделить процесс сгорания попутных газов на факеле. При этом в атмосферу сбрасывается огромное количество углекислого газа.

Перечень основных вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве и эксплуатации объектов по добыче нефти, приведен в Таблице 6.3 [1].

Таблица 6.3 – Перечь основных вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу

Загрязняющее вещество	ПДК в воздухе населенных мест, мг/м ³	ПДК среднесуточная, мг/м ³	Класс опасности
Железа оксид	-	0,04	3
Марганец и его соединения	0,01	0,001	2
Бензапирен	-	0,00001	1
Свинец и его соединения	0,001	0,0003	1
Азота диоксид	0,085	0,04	2
Азота оксид	0,4	0,06	3
Углеводороды (по метану)	50	-	-
Растворители (по ксилолу)	0,2	0,2	3
Химреагенты (по метанолу)	1	0,5	3

Для того, чтобы минимизировать загрязнение атмосферы необходимо:

- грамотно соблюдать правила безопасности и охраны труда, для предотвращения и минимизаций рисков инцидентов и аварий на производстве
- сокращать выбросы в атмосферу через оснащение дополнительными средствами защиты оборудования – фильтры, предохранительные клапаны, герметичные емкости
- вести расход ГСМ и использовать новое оборудование, соответствующее нормам экологического стандарта

6.3.2. Анализ воздействия производственной среды на гидросферу

Загрязнение и отрицательное влияние на гидросферу также часто происходит в процессе нефтегазового производства. Первоочередно, происходит загрязнение поверхностных и грунтовых вод в процессе строительства и эксплуатации скважин.

Загрязнение грунтовых вод происходит при нарушении технологий бурения и крепления скважин. Поверхностные воды могут загрязняться при переносе нечистых водных масс во время дождей, которые являются источником дальнейшего загрязнения водоемов и грунтовых вод. Поэтому необходимо исключить выбросы и загрязнение в местах, которые подвержены дальнейшему воздействию ливневыми потоками.

Также влияние на гидросферу происходит при заборе воды системами ППД, бурении артезианских скважин, используемое для производственных целей.

Для минимизаций процессов влияния на гидросферу необходимо:

- проектировать промысловые объекты за пределами водоохранных зон
- проводить плановые осмотры для обеспечения надежности производственных систем (трубопроводы, скважины, системы ППД)

- предусмотреть водопропускные сооружения, которые обеспечат регулирование водного режима рек, проток и внутриболотного стока.
- проводить грамотное обволакивание и обустройство кустовых площадок
- проводить сбор поверхностных и аварийных, загрязненных нефтью стоков с территории площадок в дренажные емкости

6.3.3. Анализ воздействия производственной среды на литосферу

Загрязнение и отрицательное воздействие на поверхность земли происходит в ходе с конструктивно-монтажных работ, передвижке транспорта и выбросов отходов производства, а также аварийные разливы нефти и пожары.

Разрушение литосферы в процессе производства также происходит из-за вырубки лесов, среза либо уплотнения почвенного покрова, отсыпки поверхности земли песком и засорения территории ведения работ производственным мусором

Для минимизации вредного воздействия на литосферу необходимо:

- производить работы по одной системе коммуникаций (трубопровод, дорога)
- нефтепромысловые системы должны быть безаварийными, также необходимо обеспечить регулярную диагностику данных систем
- производить выдачу лицензионных участков в соответствии с действующими нормами отвода земель на основании акта выбора площадок и трасс под строительство и актов натурного обследования земельных участков.
- производить размещение объектов нефтяного производства вне объектов хозяйственной деятельности и среды обитания животных и птиц и при согласовании с природоохранными службами.

- после завершения всех производственных процессов необходимо восстановить земли в предыдущее состояние
- Разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
- В процессе составление проекта на обустройство необходимо включать в него мероприятие по выбору систем управления и регулирования, мест размещения средств контроля, управления и противоаварийной защиты, а также мероприятия по техническому оснащению систем добычи, сбора и подготовки нефти и их технологической эксплуатации.

6.4. Защита в чрезвычайных ситуациях

В ходе производственных работ существует вероятность возникновения инцидентов, аварий и чрезвычайных случаев. Дополнительно, возможны проявления природных катаклизмов – ураганы, бураны, пожары, наводнения или критически низкие температуры или же природные аварии. Поэтому необходимо учесть данные ситуации при производственной деятельности.

При проявлении данных непредвиденных случаев необходимо четко соблюдать и выполнять мероприятия спасения людей, к которым относятся:

- вызов скорой медицинской помощи
- уведомление вышестоящего руководства о возникновении непредвиденной ситуации
- организация охраны места происшествия до прибытия необходимой помощи

Правила действия при непредвиденных происшествиях существуют в любой компании. С этими правилами можно ознакомиться у инженера отдела ОТ ТБ.

При производственной деятельности в нефтяной сфере возможны случаи возгорания систем оборудования. Поэтому данные помещения, подверженные риску должны быть оборудованы средствами тушения огня – огнетушители, гидранты, пожарные щиты с необходимым комплектующим. Все средства должны соответствовать всем нормам и требованиям охраны труда и правил безопасности [7].

В случае получения человеком ожогов необходимо:

- освободить поврежденную часть тела от одежды
- наложить марлевую повязку, смоченную спиртом
- напоить пострадавшего горячим чаем, укутав в теплую ткань
- доставить больного в больницу

6.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Месторождение Акшабулак Центральный расположено в Сырдарьинском (бывшем Теренозекском) районе Кызылординской области Республики Казахстан. Район слабозаселенный, с климатического отношения является полупустыней со слабой инфраструктурой (район слабозаселен, плохая дорожная сеть). Работы на территории осуществляются вахтовым методом.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, полагаются:

- районный коэффициент в зависимости от расположения региона;
- плановые бесплатные медосмотры, для обнаружения заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников;
- средства индивидуальной защиты, применяемые в течение рабочей смены;
- выплаты в результате производственных травм и профессиональных заболеваний.

Сотрудники, которые работают в офисных помещениях по ГОСТ 12.2.032-78 [6] должны быть укомплектованы рабочим местом, в которых места сидения, органы управления, органы визуализации должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям. Рабочее пространство должно включать зону досягаемости моторного поля для комфортного ведения работ. Соответственно, часть выполняемые операции должны быть комфортны и легкодоступны для осуществления. Оборудование и средства рабочей мебели должны иметь регулируемую конструкцию для удобного ведения работ. Сюда можно отнести высоту рабочей поверхности и сидения, а также пространства для ног. Для этого учитывается рост сотрудника – при росте 1800 мм, подставка составляет 655 мм. Если сотрудник имеет рост ниже среднестатистического, необходимо высоту рабочего сиденья и подставку для ног на величину, равную разности между высотой рабочей поверхности для работающего ростом 1800 мм и высотой рабочей поверхности, оптимальной для роста данного работающего. Рекомендуется, чтобы высота рабочего сидения была 420 мм.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной работы были определены основные параметры анизотропии проницаемости – их направление, азимут и значения. Для определения данных величин использовалась методика подсчета анизотропии через результаты исследований керна и построение роз-диаграмм. Была также произведена аппроксимация главной оси анизотропии проницаемости через нахождение его эллипса и нанесения на лепестковую диаграмму проницаемости. Применяемая методика была сопоставлена с результатами нахождения анизотропии через трассерные исследования и найдена сходимость полученных данных. Это означает, что применяемая методика учета анизотропии хорошо работает и адекватно прогнозирует значения найденных параметров. В результате были пересчитаны геологические модели с использованием анизотропии проницаемости. По полученным результатам была произведена оценка и прогноз параметров добычи нефти по месторождению. Графики КИН и обводненности позволяют оценить и корректно выделить предполагаемые сетки скважин, которые бы могли обеспечить вытеснение и добычу нефти с увеличением уровнем добычи по месторождению.

Таким образом, в ходе работы был составлен готовый алгоритм оценки и анализа параметра анизотропии, описаны все ее шаги и проведен анализ эффективности использования данной методики. Предварительная оценка экономических расходов на совершение всех операций по учету анизотропии, а также оценка выгоды и прибыли в контексте увеличения добычи нефти предполагает, что внедрение данной методики в производственные механизмы является перспективной и рентабельной.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

а. Нормативная

1. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. // МСК от 13.02.2018 г. №25. — С. 120-134
2. ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» // Росстандарт от 09.06.2016 г. №602-ст. — С. 6-12
3. ГОСТ 12.1.003-83. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. // Стандартиформ, 2015 г. — С. 48-76
4. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. // Стандартиформ, 2006 г. — С. 11-38
5. ГОСТ 12.1.005-88 (2001) ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху санитарной зоны. // М.: Стандартиформ, 2008 г. — С. 11-38
6. ГОСТ 12.1.019-79. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. // М.: Стандартиформ, 2019 г. — С. 116-168
7. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. // ИПК Издательство стандартов, 2001 г. — С. 11-48
8. ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. // ИПК Издательство стандартов (2001 г.) С. 8-16
9. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. // Типография ФГУ ВНИИПО МЧС России г. Балашиха, 2009 г. — С. 6-16

10. Р 2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. // Бюллетень нормативных и методических документов Госсанэпиднадзора № 3 2005 г. — С. 8-38
11. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. // Министерство Здравоохранения России, г. Москва, 2009 г. — С. 1-13
12. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы. // Министерство Здравоохранения России, г. Москва, 2009 г. — С. 13-26
13. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96. Электромагнитные излучение радиочастотного диапазона. // Министерство Здравоохранения России, г. Москва, 2011 г. — С. 43-48
14. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. // М.: Союз, 1996 г. - 150 с.
15. Федеральный закон от 24.07.2009 N 212-ФЗ (ред. от 19.12.2016) «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования».

в. Опубликованная

16. Белозеров В.Б., Коровин М.О. Роль фациального анализа в эффективности разработки залежей углеводородов // Газовая промышленность. - 2017 - №. 7 (755). - С. 18-23 [526608-2017].
17. Белозеров В. Б., Коровин М. О. Повышение эффективности разработки и поиска залежей углеводородов в пределах юго-восточной части

Нижневартовского свода на основе фациального анализа пласта ЮВ1/1 // Газовая промышленность. - 2019 - №. 1. - С. 22-28

18. Злобин А.А., Лебедев С.В. Определение главных осей анизотропии пустотного пространства горных пород. ПГТУ // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 8/2008. — С. 66-70

19. Коровин М.О. Исследование анизотропии петромагнитных и акустических свойств коллекторов нефтяных месторождений / Сборник докладов VI региональной научно-технической конференции молодых специалистов ОАО «ТомскНИПИнефть», Томск, 2013.

20. Коровин М.О. Специализированный анализ керна для изучения анизотропии коллекторов нефти и газа // Известия Томского политехнического университета / Томский политехнический университет (ТПУ). — 2014. — Т. 324, № 1: Науки о Земле. — [С. 87-92].

21. Коровин М.О. Направления фильтрации флюидов на месторождениях нефти юго-восточной части Каймысовского свода / М.О. Коровин, В.П. Меркулов // Газовая промышленность: научно-технический и производственный журнал / Газпром. — 2014. — Спец. вып. (№ 708). — С. 90-94.

22. Коровин М.О. Определение количественных параметров фильтрационной анизотропии на основе комплексных данных геофизических и гидродинамических исследований скважин / Determination of filtration anisotropy quantitative characteristics on the basis of complex data of wells' geophysical and hydrodynamical studies / М.О. Коровин, В. П. Меркулов // Нефтепромысловое дело / Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности (ОАО ВНИИОЭНГ). — 2015. — № 1. — [С. 24-30].

23. Исказиев К.О., Кибиткин П.П., Меркулов В.П. Определение анизотропии проницаемости нефтяного пласта на разных стадиях разработки месторождения // ТПУ. — Томск, 2006
24. Меркулов В.П., Краснощёкова Л.А., Черданцева Д.А., Коровин М.О. Использование ориентированного керна при решении задач нефтегазопромысловой геологии // Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге // Труды III Всероссийского научно-практического седиментологического совещания, 10-12 апреля 2017, Томск, Россия, с. 248-262.
25. Семенов В.В., Казанский А.Ю., Банников Е.А., ЗАО «Сибнефтепроект». Изучение анизотропии горных пород на керне и ее ориентация в пространстве палеомагнитным методом // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 1/2008. — С. 18-23
26. Хисамутдинов Н.И., Владимиров И.В., Сагитов Д.К. Моделирование процессов нефтеизвлечения из анизотропного пласта при различных режимах разработки залежи. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 1/2010. — С.5-7
27. Хисамутдинов Н.И., Владимиров И.В. Влияние анизотропии латеральной проницаемости на выработку запасов нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 1/2010. — С. 8-20
28. Хисамутдинов Н.И., Владимиров И.В., Литвин В.В., Михеев Ю.В. Влияние вертикальной анизотропии проницаемости на характеристику вытеснения нефти и показателей разработки модельной залежи // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 1/2010. — С. 20-27

29. Earlougher R.C. Discussion of Interference Analysis for Anisotropic Formations // A Case History. Petrol. Tech. Dec. 1975. Trans. AIME, 259. -P. 1525.
30. Korovin M.O. Investigation of the Spatial Heterogeneity Petromagnetic Properties of Oil Fields Rocks // 73rd EAGE Conference & Exhibition: — 2011. — [P. 5534-5536].
31. Korovin M.O. Investigation of the Acoustic and Petromagnetic Anisotropy of Oil Fields Rocks // 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE: EUROPEC 2013, London, June 10-13, 2013. - Лондон: EAGE, 2013 - p. 1-2.
32. Korovin M.O., Merkulov V.P. Formation evaluation and well-test analysis for complex interpretation of reservoir permeability distribution // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. - 2014 - Vol. 21. - Issue 1. - p. 1-6 [991010-2014].
33. Korovin M.O. Oil extraction optimization case: horizontal permeability heterogeneity evaluation and application [Electronic resource] / M. O. Korovin, V. P. Merkulov, S. Z. Gojkovic // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. — 2015. — Vol. 24: Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress, 24–27 November 2014, Tomsk, Russia. — [012043, 9 p.].
34. Korovin M.O. Permeability inhomogeneity accounting in terms of efficient development strategy [Electronic resource] / M. O. Korovin, V. P. Merkulov, S. Z. Gojkovic // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. — 2015. — Vol. 24: Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress, 24–27 November 2014, Tomsk, Russia. — [012044, 8 p.].
35. Korovin M.O., Merkulov V.P., Krasnoshchekova L.A., Cherdantseva D.A. Regularity of Filtration Properties Distribution in Oil Bearing Reservoir with Complex Geological Structure // 7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition, Saint-Petersburg, 11 April 2016. – Санкт-Петербург,

11 Апрель, 2016. - p. 1-2.
[<http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=84154>].

36. Korovin M.O. Solving petroleum geology problems with the help of oriented core. Workshop Prediction of Complex Reservoir Systems under Uncertainty Multi-scale and Multi-physics Challenges, 11-15 September 2017, Tomsk, Russia.

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

38. Tikhanovich V.S. Optimization of Complex Field Development with Anisotropic Distribution of Formation Filtration Properties, SPE, Tomsk Polytechnic University, 2007

1. LITERATURE REVIEW

There is well-known fact that there is anisotropy of filtration properties in sedimentary rocks relative to vertical and horizontal direction. It occurs in case to conditions of sedimentation and secondary processes in rock composition. Moreover, the processes of catagenetic changes and influence of rock pressure changes initial properties of rocks. This effect of anisotropy is analyzing during petrophysical studies and differentiating by various permeability values measured on parallel or perpendicular bedding [38]. Based on SPE paper by Tikhanovich, permeability has tensor characterization so it means that it has complex behavior in different directions. In addition, carbonate rocks has also anisotropy connected with fractures. It means that anisotropy should be analyzed accurately.

In this case there are different methods of anisotropy estimation. Here we can highlight laboratory petrophysical analysis, well-logging methods and well test.

- As the first and one of the main methods of anisotropy estimation we can name core analysis. Here we can subdivide core analysis into the different branches. As a routine core analysis and permeability estimation uses special equipment as a permemeter in direction of parallel and normal to core axis. Here also acoustic log equipment can be used to determine differences in velocity of propagated waves in different directions of the samples. When the values of core properties were evaluated, they were used as the calculated values of permeability in different direction and plotted on rose diagram, where main directions of permeability can be seen.
- The elliptical approximation may be most appropriate to determine the quantitative characteristics of this phenomenon. Iskaziev, Kibitkin and Merkulov certainly described this method of estimation by determination of the direction of the main axis of the permeability anisotropy ellipse and the anisotropy coefficient, which is the ratio of the maximum and minimum permeabilities ($k_{\max}/k_{\min}$) [23]. As a result, analyzed data is using to make

stereographic polar projections with a statistical estimate of the orientations of the prevailing directions.

- In case to permeability anisotropy estimation, which is connected with micropores - scanning electron microscope uses. Thin rock slides are analyzing with special method and as a result we can evaluate orientation and directions of the grains taking into account that orientation is the same for the whole reservoir (or part of the reservoir).
- In situ rock anisotropy can be determined by logging methods, or well test analysis (well interference testing) with several closely located wells. This approach was described by researches Semenov and Kazanskiy [25] as a useful method of anisotropy determination for the next apply in hydraulic fracturing, well orientation and simulation apply. However, this case has limitations in requiring additional material and time costs.
- NMR well-logging also can be used for the same purpose. It measures the anisotropy coefficients of pore sizes in the space and determine the direction of the main axes of the anisotropy of the void space. Type of researches has been done by Zlobin and Lebedev on work [18] and it is quite interesting method of in-situ anisotropy estimation, which means that it should indicate reservoir differences in initial conditions. Here we have situation connected with the fact when the core is drilled and raised, the skeleton is unloaded from the effective pressure, but plastic irreversible deformations of the void space do not disappear with time after relaxation and, thus, retain valuable information about the mechanisms of sediment formation.

One of the main things, which should be mentioned on the works, connected with core analysis that almost the all cases of anisotropy estimations require core orientation in space. Researches Bannikov and Semenov on they work describe this approach. Based on the paper [25], this goal is achieved by usage of paleomagnetic orientation. There are two conceptual ways of orientation – the first method consists in determining the direction of the magnetic and paleomagnetic-stable component of the natural residual magnetization, that is, the component

closest to the ancient magnetization corresponding to the formation time of the studied rocks. In this way stable magnetic field of the rock can be found and match with known ancient magnetic field of the region. In compare to the first method, the second method of paleomagnetic core orientation [25] uses the direction of not primary, but secondary magnetization — the so-called viscous magnetization — that the rock acquired as a result of the geomagnetic field since the last inversion. Accordingly, the direction of this component will reflect the direction of the modern field at the drilling site.

Another, very interesting fact associated with properties of the rock is that filtration and deformation characteristics of the rock largely depend on the shape and orientation of the grains. [25]. This fact also was recognized during researches of the scientists. Researches from the company “Sibneftproject” was analysed this phenomena in accordance to future usage in hydraulic fracturing, so it is very important and applicable work. The orientation of the maximum stress vector in the rock corresponds to the direction of greatest permeability. For this reason, artificial fracturing during hydraulic fracturing is always performing in the orientation corresponding to the maximum stress. Injection and production wells location on the oilfields follows orientation of the minerals. There is no point to put wells perpendicular to the long axis of non-isometric rock particles (grains), because they will have greater resistance to fluid flow.

There are a lot of researches where indicate complex permeability-fracture system, which plays huge role in reservoir performance. Academic specialists Khisamutdinov, Litvin, Vladimirov analyzed influence of anisotropy and described it in the publication [26]. It has been made very challenging case where developing model was simulated. It was contained different cases of reservoir permeability anisotropy value with different directions of this parameter. Moreover, not only lateral, but also vertical permeability changes and influences of them has been described on the work paper [27]. It was considered that value of vertical permeability anisotropy lower than 10 ($k_h/k_v < 10$) is not influences on oil production so much and can be neglected in calculations [28]. Researches indicate

that isotropic reservoir has an intensive exchange of fluids between the layers on the paper [28]. At the same time, along with hydrodynamic forces, gravitational forces play a significant role (the difference in the density of oil and water in reservoir conditions is significant). Therefore, the combination of the two components of the fluid velocity in the reservoir leads to nonfrontal displacement of oil by water. As for the case with reservoir properties with strong anisotropy - it is clearly seen that in this case the frontal mode of oil displacement is more characteristic. At the same time, this variant have higher value of residual oil saturation, which indicates a lower efficiency of oil displacement. Also, anisotropic reservoirs are characterized by better performance (a longer period of oil production without water) than for weakly anisotropic reservoirs. However, in case of water breakthrough to the bottom of producing wells, for highly anisotropic reservoirs, a sharp drop in oil production rate and a rapid increase in water content are observed, and the oil displacement efficiency decreases to a greater extent.

In addition, series simulated cases were carried out, corresponding to different modes of reservoir operation: with maintaining the pressure above bubble-point pressure and without maintaining pressure – gas goes out of solution. Obtained results gives vital data about oilfield performance with different development scenarios in accordance to major direction, degree, angle of permeability anisotropy.

Summarizing all data and derived results – it is very important to take into account vertical and lateral anisotropy and how it influences on the reservoir. Simulations shows that correction of the geological model by value of permeability anisotropy make a change in the calculation of oil recovery factor and economic indicators. A lot of researches shows that it can influence not only on oil recovery efficiency, but on making proper hydraulic fracturing, wells spacing and orientation and moreover, has an influence on whole development strategy selection.