

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
ОЦЕНКА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.013.364.3

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Охременко Виктория Викторовна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибулькинова Маргарита Радиевна	К.Г.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	Д.Г-М.Н		

Томск – 2023г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

21.04.01 Нефтегазовое дело

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья
ПК(У)-2	Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление

	технологическими процессами добычи углеводородного сырья
ПК(У)-3	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
ПК(У)-4	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
ПК(У)-6	Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ И.А. Мельник
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ14	Охременко Виктория Викторовна

Тема работы:

ОЦЕНКА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>62-83/с от 03.03.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	21.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
---------------------------------	---

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

Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Остаточные запасы нефти и их классификация, история развития методов определения остаточных запасов, методы исследования остаточных запасов, анализ различных методов подсчета остаточных запасов, исследование влияния структуры порового пространства на фес терригенных коллекторов, изучение влияния геолого-физических факторов на формирование начальных запасов в терригенных коллекторах, изучение влияния геолого-физических и промысловых факторов на формирование остаточных запасов в терригенных коллекторах
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОНД, к.г.н., Цибульниковая Маргарита Радиевна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Английская часть	Доцент, к.ф.н., Болсуновская Людмила Михайловна

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:

THE INFLUENCE OF GEOLOGICAL FACTORS ON THE FORMATION OF INITIAL AND RESIDUAL OIL RESERVES

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	04.03.2023
--	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			04.03.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Охременко Виктория Викторовна		04.03.2023

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ14	Охременко Виктория Викторовна

Тема работы:

ОЦЕНКА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	21.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2023	Общие сведения об остаточных запасах нефти и методы их исследования	30
17.04.2023	Исследование влияния степени неоднородности порового пространства и геологических факторов на формирование начальных и остаточных запасов	30
15.05.2023	Разработка методики оценки плотности остаточных запасов нефти	20
05.06.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г.-м.н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Охременко Виктория Викторовна		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 118 страницы, в том числе 20 рисунков, 13 таблиц и 62 литературных источника.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, коэффициент извлечения нефти, остаточная нефть, зональное распределение свойств нефти и коллектора, комплексное изучение залежей с остаточной нефтью, мониторинг физико-химических свойств нефти, локализация остаточных запасов нефти.

Объектом исследования является локализация остаточных запасов нефеконденсатного месторождения.

Предмет исследования – разработка эффективной методики оценки распределения остаточных запасов нефти в неоднородных сложнопостроенных терригенных коллекторах.

Целью данной работы является эффективность извлечения остаточных запасов на нефтегазоконденсатных месторождениях в условиях поздней стадии эксплуатации.

Задачи исследования:

- 1) Определить характеристику остаточной нефти нефтегазоконденсатного месторождения X;
- 2) Оценить влияние степени неоднородности порового пространства и геологических факторов на формирование начальных и остаточных запасов;
- 3) Разработать методику оценки плотности остаточных запасов нефти.

В результате исследования разработана методика оценки величины и характера распределения плотности остаточных запасов, позволяющая учесть влияние геологической неоднородности, а также промысловых факторов на степень выработки запасов. Данная методика позволит эффективно извлечь остаточные запасы на нефтегазоконденсатном месторождении.

Произведена оценка эффективности применения методики для терригенных коллекторов. Сформированы критерии применимости методики оценки распределения остаточных запасов. Сравнения предложенной методики и фактических данных показали высокую сходимость результатов вычислений.

Защищаемые положения:

1. В условиях неоднородности порового пространства и геологических факторов на нефтегазоконденсатном месторождении формируются остаточные запасы объемом 280 тыс.тонн.

2. Разработанная методика позволит оценить плотность локализации остаточных запасов в условиях неоднородности порового пространства и геологических факторов и подобрать геолого-технические мероприятия для доизвлечения остаточной нефти.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	11
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСАХ НЕФТИ И МЕТОДЫ ИХ ИССЛЕДОВАНИЯ	13
1.1 Остаточные запасы нефти и их классификация	13
1.2 История развития методов определения остаточных запасов	14
1.3 Методы исследования остаточных запасов	16
1.3.1 Метод электрометрических изучений скважин.....	18
1.3.2 Методы радиометрических исследований	19
1.3.3 Интерпретационный методы	20
1.3.4 Метод выявления запасов нефти в зоне отбора при помощи характеристик вытеснения.....	25
1.3.5 Косвенные методы идентификации распределения нефтенасыщенности	26
1.4 Анализ различных методов подсчета остаточных запасов	29
2. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СТЕПЕНИ НЕОДНОРОДНОСТИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ФОРМИРОВАНИЕ НАЧАЛЬНЫХ И ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ	35
2.1 Исследование влияния структуры порового пространства на ФЕС терригенных коллекторов	35
2.2 Изучение влияния геолого-физических факторов на формирование начальных запасов в терригенных коллекторах	47
2.3 Изучение влияния геолого-физических и промысловых факторов на формирование остаточных запасов в терригенных коллекторах	52
3 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ПЛОТНОСТИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ	60
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ.....	67
4.1 Выручка от реализации продукции	67
4.2 Капитальные вложения	68
4.3 Амортизационные отчисления	68
4.4 Эксплуатационные затраты	69
4.5 Налоговые отчисления	70
4.6 Оценка экономической эффективности проекта.....	71

Заключение по разделу	75
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	78
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности...	79
5.2.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	79
5.2.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	80
5.2 Производственная безопасность	80
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.	81
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.	86
5.3 Экологическая безопасностьСелитебная зона	92
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	94
Вывод по разделу	96
Заключение	97
Список использованных источников	98
Приложение А	106

Введение

Одна из главных проблем как на длительно разрабатываемых, так и на новых месторождениях - выявление продуктивных пластов и участков залежи с невыработанными запасами углеводородов. Выявление участков с остаточными извлекаемыми запасами способствует повышению коэффициента извлечения нефти и газа. Увеличение последнего даже на первые единицы процентов в ряде крупных месторождений равносильно открытию новой залежи. Поэтому задача изучения распределения текущих или остаточных запасов нефти приобретает особую актуальность именно на поздних этапах разработки.

Из-за неоднородности пластов охваченная реальной выработкой толщина пласта в большинстве случаев меньше, чем мощность заводняемого пласта в целом. Пласт, охваченный воздействием заводнения, промывается частично, и после достижения скважиной предельной обводненности заводняемый пласт обычно отключается из разработки. В отключенном из эксплуатации пласте остаются совершенно незатронутые заводнением пропластки, куда еще не проникла вода. В зависимости от неоднородности пласта и технологии разработки в отключенном пласте остается до 50% не вовлеченных в процесс нефтевытеснения пропластков и часть нефти в частично промытых объемах пласта.

Интенсивная эксплуатация большинства нефтегазовых месторождений, особенно на поздней стадии разработки, когда стали широко применяться различные третичные методы увеличения нефтеотдачи (МУН), привела к необратимому перераспределению и реструктуризации запасов, когда доля трудноизвлекаемых существенно возросла и достигла на большинстве месторождений 70 - 80 % от величины остаточных запасов.

Локализация остаточных запасов на отработанных участках требует полноценного промыслово-геофизического контроля за разработкой залежей, долговременный мониторинг технологических параметров режима работы и постоянное уточнение добычных возможностей скважин. В основе

уточненной геологической модели должна быть качественная детальная корреляция в многопластовых системах, максимально выверенные петрофизические зависимости, что не всегда достижимо по разным причинам. В основном из-за отсутствия исторической информации, недостоверных данных и т.д.

Совершенствование методов подсчета остаточных запасов является весьма актуальным вопросом на современном этапе развития нефтедобывающей промышленности. От точности оценок и знания характера распределения остаточных запасов в значительной степени зависит стратегия извлечения запасов и эффективность использования капитальных вложений на обустройство и доразработку месторождений. В основном все существующие методики оценки остаточных запасов основаны на определении либо текущей нефтенасыщенности, либо остаточных запасов по характеристикам вытеснения, и, практически, ни в одной методике не учитывается влияние геологической неоднородности на выработку запасов, особенно на многопластовых, сильно расчлененных объектах. Многопластовость, как и изменчивость свойств (неоднородность), оказывает существенно влияние на процесс выработки запасов нефти.

В этой связи применение компьютерного моделирования и обработки данных с помощью многофакторного корреляционного и регрессионного анализов позволяет в условиях недостатка и противоречивости информации выявить факторы, оказывающие влияние на выработку запасов нефти из пласта и разработать мероприятия по их доизвлечению.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСАХ НЕФТИ И МЕТОДЫ ИХ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Остаточные запасы нефти и их классификация

Остаточными запасами, по мнению ряда специалистов, необходимо считать трудноизвлекаемые запасы подвижной нефти месторождения или залежи при достижении выработки начальных извлекаемых запасов нефти до 65 – 75% или обводнённости продукции свыше 75–80% [18].

Конкретизация определения представлена типами остаточной нефти [17], а именно:

- 1) капиллярно-удержанная и плёночная нефть
- 2) оставшаяся в линзах и у непроницаемых экранов, не вскрытых скважинами;
- 3) находящаяся в застойных зонах однородных пластов;
- 4) оставшаяся в слабопроницаемых поропластах и участках, не охваченных водой.

Капиллярная и плёночная нефть является следствием частичного вытеснения нефти водой и локализуется в обводнённых частях коллектора. Образование этого типа нефти происходит в результате микронеоднородности коллектора, а также типа межфазного взаимодействия – смачиваемости. Нефть данного типа находится в пласте в виде плёнок на поверхности зёрен породы или в виде рассеянных капель в порах. Вытеснение обычными методами такой нефти не происходит, так как она прочно удерживается поверхностными силами. В пределах одного коллектора лиофилизация может привести к снижению коэффициента вытеснения в 1,5-2 раза. Размеры зёрен породы могут варьироваться от микрозернистых песчаников, до крупнозернистых.

Другие виды остаточных запасов являются следствием высокой макронеоднородности пласта. Если бы коллекторы были макрооднородными, то конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) был близок к единице.

Однако в пределах одного пласта возможно скачкообразное изменение проницаемости по разрезу в десятки раз. В пределах одного пласта проницаемость слоев может отличаться в 25...50 раз, а вязкость нефти превышать вязкость воды в 1,5... 100 раз. Увеличение вязкости нефти от 1 до 25 мПа·с снижает нефтеотдачу на 20...25 %. Именно эти типы нефти являются главным резервом при повышении нефтеотдачи.

Таким образом, именно на эти типы остаточной нефти будет сделан акцент в данной работе.

1.2 История развития методов определения остаточных запасов

Развитие методов определения локализации остаточных запасов прошло длительный путь, начиная с простых методов бурения скважин и заканчивая использованием современных технологий и высокоточных методов исследования.

Первые попытки определить локализацию остаточных запасов нефти были предприняты еще в XIX веке. Однако, наибольшую популярность и признание получили исследования американского геолога Уолтера Риджуэя, который первым систематизировал данные о геологических особенностях месторождений нефти и газа.

Риджуэй был одним из первых, кто начал использовать сложные методы исследований, такие как геофизические и геохимические исследования, для определения локализации остаточных запасов нефти. Он также разработал современную методологию оценки объемов нефтеносных территорий, которая является основой современных горно-геологических и геолого-экономических исследований.

В начале XX века наиболее распространенным методом определения локализации остаточных запасов было бурение скважин. После этого проводилось геолого-техническое исследование скважин, которое позволяло определить местоположение и объемы запасов полезных ископаемых. Однако этот метод был довольно трудоемким и дорогостоящим.

В 1920-е годы началось использование геофизических методов, которые позволили значительно упростить процесс определения локализации остаточных запасов. К таким методам относятся сейсмическая, электрическая и магнитная разведка. Сейсмическая разведка является одним из наиболее распространенных методов геофизического исследования. Она основывается на изучении распространения упругих волн в горных породах. Эти волны излучаются и регистрируются на поверхности земли, что позволяет получить данные об определенных свойствах горных пород и, таким образом, определить местоположение и объемы остаточных запасов полезных ископаемых.

В 1950-е годы начали использовать методы компьютерного моделирования, которые позволили более точно определять локализацию остаточных запасов и их объемы. Одним из первых таких методов был метод конечных элементов. Этот метод основывается на разбиении геологического объекта на множество конечных элементов и решении уравнений, описывающих поведение этих элементов. Таким образом, можно получить детальную карту местоположения и объемов остаточных запасов полезных ископаемых.

Современные методы определения локализации остаточных запасов включают в себя использование геоинформационных систем, лидар-сканирования и других современных технологий. Геоинформационные системы позволяют объединить данные о месторождении полезных ископаемых из разных источников, таких как геофизические исследования, бурение скважин и компьютерное моделирование. Лидар-сканирование является методом, который использует лазерный луч, чтобы создать точную 3D-карту местности. Это позволяет получить высокоточные данные о местоположении и объемах остаточных запасов полезных ископаемых.

Таким образом, история развития методов определения локализации остаточных запасов является историей постоянного поиска более точных, быстрых и экономически эффективных способов определения остаточных

запасов. Благодаря развитию технологий и науки, эти методы становятся все более точными и детальными, что позволяет оптимизировать процесс эксплуатации месторождений полезных ископаемых.

1.3 Методы исследования остаточных запасов

Для извлечения нефти, находящейся в застойных зонах, изолированных линзах и низкопроницаемых участках первой проблемой является точное определение их местоположения в объеме залежи [19].

На 3 и 4 стадии разработки месторождения возможно увеличение $K_{\text{выт}}$ за счёт ограниченного числа технологий. Преимущественно используются физико-химические методы, в частности применяются растворы химических реагентов (ПАВ-полимерное заводнение) [20]. Для повышения $K_{\text{охв}}$ вариантов технологий значительно больше. Самые распространённые методы (гидродинамические методы воздействия, оптимизация режимов работы скважин, уплотнение сетки скважин и зарезка боковых стволов) зачастую сталкиваются с проблемой высокой неопределённости расположения недренируемых запасов нефти.

Совершенствование методов определения расположения слабодренируемых и застойных зон нефтяных залежей, поиск остаточных запасов, а также разработка технологий по вовлечению данных зон в эффективную разработку является одной из самых актуальнейших задач нефтяной науки и инженерии на стадиях реализации проектных решений и проектирования разработки нефтяных месторождений.

Для анализа и оценки эффективности применения различного рода технологий исследований, предназначенных для выявления остаточной (к текущему моменту – стадии разработки) нефтенасыщенности, в данном разделе был проведен краткий обзор этих методов и методов косвенно (т.е. влияющих на результаты применения базовых методов) связанных с ними.

Так как основным объектом исследования является месторождение нефти, на котором реализована система заводнения, а предметом является

метод построения карты остаточной нефтенасыщенности нефтяного месторождения, в данной работе рассматриваются все виды исследования, позволяющие снизить неопределенности в локализации нефтенасыщенных зон.

Анализ выработки запасов нефти, основные методы оценки и локализации остаточных запасов некоторым образом разобщены друг от друга и предлагают зачастую принципиально разные методологические подходы [21].

Эффективность систем разработки нефтяных месторождений при использовании заводнения во многом определяется полнотой энергетического действия на промышленные запасы нефти и характером процесса вытеснения: на ранних этапах – поршневое вытеснение; на поздних – струйное вытеснение. Последнее вызывает зачастую формирование зон с высокой нефтенасыщенностью, которые остаются неподвижными длительной время [20].

Определение типа вытеснения критически влияет, как на темпы добычи нефти, так и на полноту ее извлечения

Полнота выработки продуктивных пластов в условиях заводнения наиболее сильно зависит от коэффициента охвата продуктивного объекта разработки, как стратиграфически, так и по вертикали, что в том числе зависит от свойств продвижения вытесняющего агента [17] и интерференционной неоднородностью между нагнетательными и добывающими скважинами.

В связи с этим особое внимание в геолого-промысловой аналитике следует уделять проблемам «охвата пластов» (относительный объем движущихся запасов в область дренирования от области нагнетания) воздействием и особенностям движения флюидов по продуктивным пластам.

1.3.1 Метод электрометрических исследований скважин

При некоторых природных ГФ факторах данный метод позволяет на произвольной стадии выработки запасов нефти с небольшой погрешностью определять расположение ВНК и выделить в разрезе пласта нефтенасыщенные и водонасыщенные, а также заводненные интервалы по различию их электросопротивлений. Однако, это все же относится к зоне пласта непосредственно, прилегающей к стволу скважины. Для залежей нефти, находящихся на заключительной стадии разработки, электрометрические исследования применяются для определения текущего положения ВНК и зон локализации остаточных нефтенасыщенных и обводненных толщин пласта. Практика применения этого метода на поздней стадии разработки нефтяных пластов, показывает, что электрометрические исследования возможно эффективно проводить только на новых – вновь пробуренных: необсаженных эксплуатационной колонной скважинах. В связи с этим основная информация, по данному методу поступает по новым соседним скважинам в период разбуривания залежей эксплуатационными скважинами [19]. Как следствие получаемые данные электрометрии характеризуют только начальное состояние геологических запасов. На поздней стадии разработки залежей бурение новых скважин обычно проводится в малых количествах в оставшейся нефтенасыщенной зоне или вообще чаще всего не проводится. При этом самой целью бурения новых скважин на поздней стадии разработки являются как раз зоны локализации остаточных запасов, расположение которых неизвестно. Поэтому данные о текущем ВНК по электрометрии могут быть получены только в редчайших случаях.

При разработке множества пластов возникают условия, резко снижающие эффективность электрометрических исследований для изучения текущего распределения запасов нефти: в условиях внутриконтурного заводнения при замещении вытесненной нефти пресной водой становится невозможным по электрометрии выделить остаточную нефтенасыщенную и

заводненную толщину пластов из-за незначительного отличия их по электросопротивлению. В последние годы был разработан способ проведения электрометрических исследований в обсаженных скважинах, но только, если участок стенок скважины напротив продуктивного забоя выполнен из стеклопластиковой трубы.

1.3.2 Методы радиометрических исследований

Данные методы разработаны и внедрены на практике значительно позднее методов электрометрии, поэтому по сравнению с последними имеют целый ряд преимуществ. Одно из важнейших из них заключается в том, что радиометрические исследования могут использоваться в обсаженных металлической колонной скважинах и позволяют повторять многократные исследования нефтяных пластов. Разумеется, это также является важным инструментом контроля за движением ВНК и идентификации выработки запасов нефти во времени по латерали. В промысловом опыте отразилось широкое применение некоторые варианты радиометрических исследований скважин:

- 1) нейтронно-гамма-метод (НГМ);
- 2) нейтрон-нейтронный метод (ННМ);
- 3) импульсный нейтрон-нейтронный метод (ИННМ);
- 4) импульсный нейтронный гамма-метод (ИНГМ).

В ГФ условиях, которые наиболее благоприятны с помощью радиометрических методов можно определить текущее расположение ВНК и значения остаточной нефтенасыщенной и обводненной, толщин пластов в разные стадии разработки [22].

Недостатки таких методов аналогичны всем геофизическим методам – ничтожный радиус зоны информативности вокруг ствола скважины.

Достаточно точные результаты данных исследований имеют место при вытеснении нефти водой с высокой минерализации. При этом исследуются пласты, не вскрытых перфорацией.

Во вскрытых перфорацией пластах при отмывании нефти пресной водой презентативность радиометрических исследований также снижается, что тоже ограничивает применение данного метода.

Тем не менее, при закачке в пласт порции флюидов с отличной от пластовых вод минерализацией, или нагнетании «меченых жидкостей» может существенно увеличить точность таких методов, прослеживая процесс их проникновения и распространения по пласту. Правда, это повышает стоимость проведения исследования, так как количество «меченных жидкостей» может дойти до десятков тысяч тонн [19].

Для этих же условий возможно использование диэлектрического каротажа. Он позволяет выделить участки пластов, заводняемые пресной водой.

В основном на многопластовых месторождениях методы радиометрии широко применяются для контроля за подъемом ВНК по верхним объектам, где сетки неперфорированных скважин, пробуренных на нижележащие горизонты, существуют.

Широкополосный акустический и углерод-кислородный методы для выявления текущей нефтенасыщенности и местоположения ВНК применяются в гораздо меньшем объеме.

Существует ряд методов, опирающихся на некоторые прямые замеры и теоретические предпосылки. По сути, они являются средними между прямыми и косвенными методами исследования полей нефтенасыщенности их можно назвать «интерпретационными».

1.3.3 Интерпретационный методы

В процессе разработки или малом количестве геофизических исследований или при отсутствии геофизических данных о движении ВНК приходится использовать интерпретационные методы исследования движения ВНК. Они основаны на информации по обводнению эксплуатационных скважин. Авторы работы [19] рекомендуют «в процессе

разработки рекомендуется применять нижеследующие методы контроля за движением ВНК.

1. Метод поиска старта обводнения эксплуатационных скважин.

В момент начала обводнения забоя расположение ВНК принимается на абсолютной отметке нижней границы перфорации. Применение метода возможно только при условии отсутствия процесса образования конусов воды и постепенного подъема ВНК.

2. Метод выявления текущего расположения ВНК по степени обводненности скважин.

Для любой продуктивной залежи нефти по мере ее вытеснения водой из коллекторов необходимо определять величину относительной фазовой проницаемости (ОФП) для воды в промытой зоне пласта. Когда таких исследований нет, следует принимать насыщенность с учетом следующих соображений: по данным исследований, проведенных для условий различных пластов, ОФП изменяется от 0.1 до 0.6» [23].

Обязательным требованием является начало обводнения нефтяного пласта начиная с подошвы. Т.е. для многопластовых месторождений с гидродинамически изолированными пластами и эксплуатируемыми одной скважиной, интерпретационные методы не применимы.

Однако сама идея в подходе к определению насыщенности, по-видимому, является верной, с той лишь, разницей, что неплохо было бы учитывать постоянно изменяющийся режим работы скважин для получения промежуточных значений ОФП, которые впоследствии можно пересчитывать в насыщенности.

В случае, если по залежи есть хотя бы небольшое количество геофизических исследований ВНК в процессе разработки, то достаточно сравнить данные геофизики и расчетные данные по предложенным интерпретационным методам контроля. Однако способ сравнения не даст количественной оценки нефтенасыщенности.

Как видно и вышесказанного, интерпретационные методы демонстрируют, как правило, завышенную величину обводненной толщины пласта, так как есть возможность в расчетные данные вносить поправки (приписывая), находимые для сравнения геофизических и расчетных данных. Интерпретационные методы выявления текущего расположения ВНК применяются для нахождения линии (ий) идеального продвижения ВНК или карты поверхности ВНК. Эти методы являются основными для построения карт текущей или остаточной нефтенасыщенности на выбранный момент анализа.

Здесь также прослеживается недостаток, выраженный в невозможности использовании такого подхода при внутриконтурном заводнении. Также его нельзя применять в условиях проявлений капиллярных и гравитационных сил на месторождениях с высоким коэффициентом анизотропии.

Довольно часто, если геофизических данных о передвижении ВНК в процессе разработки нет или их недостаточно, приходится использовать интерпретационные методы исследования движения водонефтяного контакта, опирающиеся на данные обводнения добывающих скважин. Метод выявления начала обводнения продукции основывается на том, что при обводнении добывающей скважины положение ВНК привязывается к абсолютной отметке нижнего интервала перфорации. Для данного метода обязательным требованием является постепенное обводнение пласта, начиная с подошвы и дальнейший подъем водонефтяного контакта. Дополнительное требование – это отсутствие процессов образования «конусов» [19].

По методу выявления текущего расположения контакта воды и нефти по величине обводненности скважин [18]. Охват обводнением по вертикали пласта можно вычислить по следующей формуле

$$h_{\text{зав}} = \frac{f_B H}{K_{b\mu 0}(1 - f_B) + f_B} \quad (1)$$

где K_v – проницаемость по воде (фазовая) в обводненной (промытой) области пласта; $m_0 = m_n / m_v$ – отношение вязкости нефти к вязкости воды, в f – процент воды в дебите жидкости, приведенном к пластовым условиям; $h_{зав}$ – толщина пласта (заводненная область эффективной толщины), вскрытая перфорацией, м; H – перфорированная эффективная мощность пласта, м.

В этой методике величину K_v требуется определять для каждой залежи при вытеснении нефти водой при лабораторных исследованиях керн. Если таких исследований не велось, тогда согласно имеющемуся опыту выявления обводненной части залежей с терригенным и карбонатными пластами, величину K_v возможно предположить равным 0,6.

Метод прослеживания обводненных интервалов также относится к интерпретационным и основывается на вычислении поглощающих сейчас и поглощавших ранее пропластков в области действия нагнетательных скважин, которые устанавливаются на основе профилей приемистости с выявлением их корреляции между скважинами. При этом особое внимание обращается на наличие зон выклинивания и замещения поровых коллекторов заглинизированными коллекторами с плохими фильтрационными свойствами. Последние оказывают экранирующее действие в отношении продвижения жидкости. Для каждой скважины условно классифицируются две группы пропластков:

- потенциально обводняющиеся по мере движения по напластованию коллекторов от близлежащих скважин нагнетательного фонда;
- обводняющихся вследствие перетоков между пропластками или прорыва воды от весьма удаленных скважин нагнетательного фонда.

После выявления порядка обводнения с некоторой вероятностью отдельных пропластков в каждой скважине применяются имеющаяся эксплуатационная информация (текущие дебиты нефти и доля воды, их динамика во времени), профили притока, поинтервальные испытания. По этим данным формируется весьма грубый отчет об обводнении пропластков.

Взяв отношение текущего дебита нефти к первоначальному и величину нефтенасыщенной толщины к изначальной, уточняется соответствие выделенной нефтенасыщенности (нефтенасыщенной толщины) фактическому дебиту нефти. Как видно, в этом методе фильтрационные свойства обводненной и оставшейся нефтеносной части пласта учитываются только качественно. Также здесь следует обратить внимание на величину дебита по жидкости в целом (нефть+вода) [18].

Промысловые данные не показательны при патологически низких дебитах жидкости, т.е. далеких от потенциальных возможностей продуктивного пласта, так как большая часть этих дебитов может состоять из воды. При этом значительный объем пласта остается нефтеносным. Заключение, сделанное по скважине, проверяется при дальнейшем прослеживании по данным последующих скважин. Это важно особенно если по ним имеются прямые замеры о заводнении пластов, например данные профиля приемистости.

График связи между обводненностью и положением водонефтяного контакта (расстояние от нижних отверстий перфорации) можно использовать для контроля вертикального движения воды на участках, где происходит подъем ВНК.

Такой подход позволяет определить заводненную толщину продуктивного объекта в каждой скважине. Это в свою очередь демонстрирует картину заводнения залежи в целом, что в дальнейшем облегчает построение карт влияния закачки. Здесь понятие «облегчает» характеризует также нечеткую логику использования метода.

Установленные перечисленными выше способами, текущие расположения ВНК по скважинам, дают возможность найти остаточную нефтенасыщенную толщину на текущий момент анализа и вычислить карту остаточных нефтенасыщенных толщин, но только усредняя зоны между скважины. Остаточные геологические запасы нефти определяются путем методов планометрии.

1.3.4 Метод выявления запасов нефти в зоне отбора при помощи характеристик вытеснения

Данный метод предполагает использование различных характеристик вытеснения, выстроенных для добывающих скважин.

Для каждой эксплуатационной скважины, а также по скважинам, эксплуатация которых прекращена не раньше 5 лет, воспользовавшись фактическими замерами режимов отбора жидкости, а также нефти и воды выстраиваются характеристики вытеснения различных авторов: Сазонова Ф.Б., Назарова С.Н., Сипачева Н.В., Камбарова Г.С. и многих др [19]. По опыту использования характеристик вытеснения нужно использовать не менее четырех типов характеристик вытеснения. Расчет добычи нефти и воды выполняется при продолжении эксплуатации скважин и продолжается до предела работы скважины:

- дебит скважины достиг некоторой обводненности стремящейся к пределу;
- дебит скважины достиг минимального значения по нефти.

При условии достижения этих пределов расчет прекращается.

Накопленная добыча нефти к моменту достижения предела, начиная с даты начала исследования, на которую выполняется анализ разработки залежи, выражает собой величину остаточных запасов нефти в зоне отбора. Ввиду того, что расчет происходит по выбранному типу характеристики вытеснения, для использования принимается среднее значение по всем использованным характеристикам вытеснения.

В случае, когда по одной из выбранных характеристик рассчитанные запасы существенно расходятся с другими характеристиками, то эти данные исключаются из расчета. Фиксируются нулевые остаточные запасы нефти в случае, если скважины на момент анализа уже достигли предельной обводненности или дебита. По нагнетательным скважинам пласта, также, фиксируются нулевые остаточные запасы нефти.

По этим данным можно вычислить карты (поверхности) остаточных запасов нефти по пласту. Их разумеется можно использовать при построении карт остаточных нефтенасыщенных толщин, однако, вопрос о расположении целиков нефти в зонах между скважинами остается открытым.

1.3.5 Косвенные методы идентификации распределения нефтенасыщенности

К косвенным методам построения полей нефтенасыщенности следует относить чисто теоретические и физико-математические методы. В сущности, они, в зависимости от степени учета природных и техногенных факторов, относятся к математическому моделированию [22].

Геолого-гидродинамическое моделирование является современным и широко используемым методом выявления локализации остаточных запасов нефти, а также слабодренлируемых и застойных зон является многофазное примерное геологическое и гидродинамическое моделирование. Геолого-гидродинамическая модель должна учитывать множество природных и физических факторов и различные режимы эксплуатации: изменчивость по объему коллекторских свойств; влияние капиллярных и гравитационных сил; произвольную динамику режимов работы скважин (забойных давлений и отборов жидкости и газа); газонапорный, водонапорный, естественные режимы; сжимаемость скелета и межпорового пространства пласта и пластовых флюидов, различие функции плотностей и вязкостей сред от давления и температур; перевод добывающих скважин под нагнетание и обратно, уплотнение интервалов перфорации, реперфорация, несинфазный ввод скважин в эксплуатацию и др.

Основными входящими данными для модели требуются [19]:

а) фильтрационные, геометрические и коллекторские характеристики пласта (абсолютная проницаемость, структурная неоднородность, начальные насыщенности, открытая и закрытая пористости, толщины и т.п.);

б) начальное распределение насыщенностей, проницаемостей, пористостей, пластовых давлений;

в) физические свойства флюидов (кривые плотностей, кинематических вязкостей, кривые относительных фазовых проницаемостей, и мн.др.);

г) имеющая значение для гидродинамики процессов информация о способах эксплуатации и управления скважинами;

д) настроечные характеристики численного метода решения системы уравнений, а также управленческие параметры гидродинамического симулятора.

Создание, настройка, а также преобразование геологической модели и ее распределенных параметров в исходные величины для гидродинамической модели происходит с помощью широкого спектра спецпрограмм: пакетов DVGeo, Petrel, Eclipse, T-Navigator, HydraSym, Nemesis, IRAP и т.д.

Для гидродинамических моделей применяются отечественные и зарубежные вычислительные комплексы: Tempest More, Техсхема, Eclipse, VIP Landmark, Т-Навигатор, Hydrasym, Nemesis.

Для повышения точности гидродинамических моделей используется процедура адаптации расчетных показателей к фактической истории разработки. На основе применения гидродинамической модели возможно получить распределение масс нефти, воды и газа в контрольных объемах продуктивных пластов на произвольный момент времени, выражающее процессы, протекающие в «виртуальной копии» месторождения, т.е. в самой гидродинамической модели (ГДМ).

Несмотря на то, что геолого-гидродинамическое моделирование является сложным процессом и во многом отражает природные и техногенные процессы, достоверность и точность моделирования [19] зависит от множества малоизвестных и слабоизученных факторов, а также их интерпретации при создании и редактировании геологической модели. Качество адаптации модели к фактическим данным во многом определяет ее достоверность.

Теория и практика показывает, что при сопоставлении результатов гидродинамического моделирования с иными способами получения информации, часто требуется дополнительная и постоянная (постоянно действующие модели) корректировка моделей. Последнее также ведет к постоянной необходимости применения и совмещения различных методов локализации слабоподвижных или застойных участков залежи.

В наиболее общем смысле задача автоматической адаптации является неопределенной и даже если попытаться ее решить, то современные ЭВМ и СуперЭВМ не в состоянии будут решить подобную задачу в масштабах месторождения, так как требуемое вычислительное время соизмеримо с возрастом Вселенной.

На текущий момент существует множество способов создания и настройки геологических моделей, основанных на интерпретации данных гидродинамических, лабораторных и/или геофизических исследований. Тем не мена, все они основаны на методах математики: интерполяции и аппроксимации.

В частности применяются нейронные сети, реализующие кластерный анализ и нелинейную многомерную регрессию.

Однако опыт использования корреляционных зависимостей показал, что их применение адекватно требуемой достоверности только на момент начала разработки, т.е. когда проявления гидродинамических процессов практически нулевые.

Разумеется, даже при существовании идеального метода интерполяции и аппроксимации, получаемая поверхность насыщенности все равно будет опираться на замеры, получаемые на основе геофизических исследований. Прямые замеры нефтенасыщенности возможны только в открытом стволе, остальные методы относятся к косвенным замерам. Погрешности при использовании косвенных замеров может достигать более 50 %.

Таким образом, рассмотренные основные методы разделяются на два вида: прямые, смешанные и косвенные. Прямыми методами являются

промысловые и геофизические замеры, смешанными – геофизические исследования расположения водонефтяного контакта, косвенными методами – определение водонефтяного контакта аналитически по промысловым данным эксплуатации скважин и на основе математического моделирования.

Одним из часто применяемых косвенных методов является применение многомерного многофазного гидродинамического моделирования. Основной целью такого моделирования является поиск распределения нефтенасыщенности в процессе разработки месторождения.

Данный метод поиска распределения насыщенностей при идеально корректных исходных данных или идеальной адаптации моделей согласно достоверной истории разработки позволяет не только определить местоположение остаточных запасов нефти, но и вычислительным путем оценить варианты вовлечения их в дренировании с последующим выбором наиболее оптимального варианта.

Применение вышеизложенных методов является необходимым при проектировании геолого-технологических мероприятий с целью извлечения остаточных запасов нефти.

1.4 Анализ различных методов подсчета остаточных запасов

В настоящее время большинство месторождений нефти и газа на территории РФ находятся на поздней стадии эксплуатации. Однако, несмотря на то, что многие из них находятся в разработке длительное время, КИН по большинству месторождений не достиг еще планового уровня. Во многих случаях это обстоятельство объясняется несовершенством применяемых систем разработки, которые слабо учитывают геолого-физические особенности конкретных месторождений.

Несоответствие применяемых систем разработки конкретным геолого-физическим условиям, приводит к неконтролируемому и практически неуправляемому процессу формирования остаточных запасов.

Недоучет геолого-физических условий не позволяет установить закономерности формирования на месторождениях остаточных запасов по глубине и площади простирания и оценить степень влияния на них анизотропии свойств продуктивных отложений.

Все это вместе взятое не позволяет создать надежную и обоснованную методику количественной оценки, процессов формирования и распределения остаточных запасов в пределах месторождений.

В настоящее время существует много способов оценки остаточных запасов. Все они в той или иной мере базируются на определении коэффициента остаточной нефтенасыщенности, что в условиях недостаточной точности геофизических методов, а также их удорожания (например, СО-каротаж) или ограниченности их применения требует других подходов при оценке величины остаточных запасов, основанных, например, на промысловых данных.

В настоящее время на практике используется не так много методик, позволяющих оценивать остаточные запасы нефти. Например, в ТатНИПИнефть применяется методика подсчета остаточных запасов, реализованная в программе «Лазурит» [1]. В рамках этой программы на основании методов численного моделирования определяется плотность удельных остаточных запасов как по каждой скважине, так и по каждому пласту по величине обводненности продукции. При этом используются два разных подхода, один из которых представляет собой методику Б.Ф. Сазонова, другой - методику Баклея-Левверетта [2].

Методика Б.Ф.Сазонова позволяет по обводненности продукции определить коэффициент охвата заводнением [3]. Функция Баклея-Левверетта по обводненности продукции позволяет определить остаточную водонасыщенность. Используя определенные допущения и схематизацию процесса вытеснения нефти водой по известному коэффициенту охвата можно вычислить остаточную нефтенасыщенность и, наоборот, по известной остаточной нефтенасыщенности можно определить коэффициент охвата. При

этом важнейшими параметрами являются начальные и конечные (при бесконечном коэффициенте промывки) значения нефтенасыщенности.

Недостатком данной методики является то, что пористость, определяемая на начальном этапе разработки устаревшим комплексом ГИС зачастую была завышена или занижена, т.е. приборы давали значительную погрешность ввиду несовершенства техники и методик интерпретации, а также отсутствия надежных средств метрологического контроля. В этом случае неверно определенная пористость приводила к неверной оценке начальной нефтенасыщенности, что отражалось на точности определения начальных запасов нефти, а, значит, и остаточных запасах тоже. Кроме того, данная методика не учитывала сложного строения объекта эксплуатации, который делится в большинстве случаев на отдельные прослои (пачки), и оценивала начальные и остаточные запасы в целом по всему пласту, без учета отдельных его пропластков.

Следующим известным методом оценки остаточных запасов является метод, предложенный Е.В. Лозиным (БашНИПИнефть) [4], который позволяет оценивать выработанность запасов по толщине продуктивного пласта. Преимуществом этой методики является то, что в данном случае нет необходимости в проведении ГИС в большом количестве скважин для определения текущей нефтенасыщенности, а контроль за выработкой осуществляется на основе графика корреляционной зависимости между текущей обводненностью продукции скважин и нефтенасыщенной мощностью пластов. При этом текущая нефтенасыщенность определяется радиокаротажом в отдельных действующих скважинах. Накопленная статистическая совокупность данных о текущей нефтенасыщенности пластов терригенного девона ДІ и ДІV на разных этапах их выработки позволяет построить корреляционный график, который используется для определения текущей нефтенасыщенной мощности в действующих скважинах.

С помощью корреляционной зависимости и предложенной автором работы [4] методики возможно определение текущей нефтенасыщенной

мощности пласта ДІ по большинству скважин. Это позволяет оценить распределение остаточных запасов нефти с помощью известного объемного метода подсчета текущих геологических запасов.

Методический прием определения текущей нефтенасыщенной мощности в скважинах, основанный на корреляционной зависимости, полученной по фактическим геолого-промысловым данным, не свободен от целого ряда недостатков, главным из которых, является невозможность оценки с его помощью распределения величины запасов по площади месторождения, поскольку он не учитывает степень неоднородности и расчлененности продуктивных коллекторов.

Известно [5, 6], что на неравномерность выработки пластов сказывается их геологическая неоднородность, влияние которой не учитывалось ни в одной из вышеперечисленных методик, и неполный коэффициент охвата пласта воздействием.

Оценка начальных и остаточных запасов нефти и газа месторождений, находящихся в разработке, как правило, может производиться объемным методом и методом материального баланса, а в редких случаях подсчет остаточных запасов нефти залежей, находящихся в поздней стадии разработки может проводиться статистическими методами.

Как отмечается в [11], наличие различных геологических условий предопределяет возможность более успешного применения того или другого метода подсчета запасов нефти и газа. Обычно для залежей платформенного типа применяют исключительно объемный метод, для залежей геосинклинального типа — объемный и статистический.

Метод материального баланса для официальных расчетов запасов почти не применяется. Поскольку, как известно [11, 12], в условиях упруговодонапорного режима может применяться только объемный метод, его распространение объясняется широким применением метода воздействия на пласт в подавляющем числе месторождений Урало-Поволжья, что затрудняет применение других методов, например статистических [12, 13].

Поскольку в данной работе речь идет только об определении величины остаточных или извлекаемых запасов, то в этом случае могут быть использованы методы, перечисленные выше. Для определения нефтеотдачи, в свою очередь, могут использоваться методы многомерных статистических зависимостей. Нас в конечном итоге интересует величина остаточных запасов на определенный момент разработки.

До недавнего времени оценка запасов в основном производилась на основе определения текущей нефтенасыщенности, но в силу отмеченных выше обстоятельств в настоящее время такой подход не может удовлетворять в полной мере задачам точного определения величины остаточных запасов, а значит, и обеспечения их выработки. На современном этапе для уточнения величины оценки остаточных запасов могут также применяться методы компьютерного моделирования.

Критериями применимости того или иного метода подсчета остаточных запасов в зависимости от режима залежи могут быть следующие:

- 1) при эффективном водонапорном режиме возможно применение лишь объемного метода;
- 2) при неэффективном водонапорном режиме и в сочетании с режимом растворенного газа (при падении пластового давления ниже давления насыщения нефти газом) возможно применение, помимо объемного, также метода материального баланса и статистического;
- 3) при режимах газовой шапки и растворенного газа возможно применение всех трех методов;
- 4) при гравитационном режиме следует применять лишь объемный метод (удобен также объемно-весовой вариант объемного метода).

Наиболее универсальным при различных режимах разработки является объемный метод (с его вариантами). Однако для пластов со значительной фациальной изменчивостью, когда трудно определить средние значения мощности, пористости и других параметров, применение объемного метода может оказаться весьма затруднительным.

Поскольку, как установлено на величину остаточных запасов влияют геолого-физические и промысловые факторы, в связи с этим необходимо учесть и те и другие, тогда как практически все существующие вышеперечисленные методики подсчета запасов используют либо только геологические параметры либо только промысловые, что по нашему мнению недостаточно, т.к. их влияние на формирование остаточных запасов является многофункциональным (многофакторным).

В связи с этим, для выявления таких зависимостей необходимо, по нашему мнению, применять многофакторный корреляционный анализ, который позволит связать в одну цепь различные геологические и промысловые факторы и выявить наличие связей (между ними и величиной остаточных запасов), которые в дальнейшем могут быть использованы для прогноза степени извлечения нефти и корректировки существующих схем разработки месторождений.

Также, не всегда при подсчете остаточных запасов учитываются все возможные технологические факторы, которые могут повлиять на выработку остаточных запасов нефти. К ним в первую очередь относятся такие как: коэффициент промывки, коэффициент использования воды, водонефтяной фактор и др.

Неоднородность (анизотропия) коллекторских свойств по вертикали и латерали необходимо обязательно учитывать при уточнении ФЕС и их распределении по пласту (пачке). В связи с изложенным, одной из главных задач настоящей работы является выявление факторов, зависимостей и связей, которые оказывают существенное влияние на выработку остаточных запасов.

2. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СТЕПЕНИ НЕОДНОРОДНОСТИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ФОРМИРОВАНИЕ НАЧАЛЬНЫХ И ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ

2.1 Исследование влияния структуры порового пространства на ФЕС терригенных коллекторов

Для подсчета начальных запасов нефти объемным методом необходимо определить основные параметры, входящие в формулу. При этом структура порового пространства может оказывать существенное влияние на дальнейший процесс добычи.

В повседневной практике геолого-оценочных работ по изучению емкостных свойств углеводородов до настоящего времени особенности структуры их порового пространства практически не учитывались, а использовались лишь фильтрационно-емкостные обобщенные характеристики коллектора, такие как открытая пористость и проницаемость, определяемые стандартными методами. Тем не менее, учет особенностей структуры порового пространства становится особенно важным особенно на поздних этапах разработки залежей, поскольку необходимо оценить роль литолого-структурных факторов в формировании реакции коллекторов на МУН.

Многие методики, определяющие остаточные запасы нефти основаны на изучении остаточных нефтенасыщенных толщин и остаточных нефтенасыщенностей ($K_{но}$) по данным ГИС, в т.ч. импульсных нейтрон-нейтронных методов. В частности, по методике Золоевой Г.М. [24] определялась связь между коэффициентом пористости K_p и коэффициентом вытеснения $K_{выт}$. На основе $K_{выт}$ определялся коэффициент водонасыщенности K_v , а следовательно остаточная нефтенасыщенность в зависимости от K_p по формуле:

$$K_{но}=1-K_v \quad (2)$$

В качестве параметра, характеризующего в определенной степени структуру порового пространства, можно взять отношение $K_{пр}/K_{п}$, т.к. оно связано с величиной среднего радиуса поровых каналов r уравнением вида $r = a\sqrt{K_{пр}/K_{п}}$.

Одним из основных факторов, определяющих количество неизвлеченной нефти в коллекторе, может быть соотношение размеров пор и поровых каналов (пережимов). Чем меньше диаметр пережимов, тем при большей нефтенасыщенности происходит изоляция нефти в порах. С увеличением диаметра пор объем статочной нефти будет увеличиваться.

Получение высоких значений $K_{выт}$ в коллекторах с пористостью 12–16% можно объяснить тем, что здесь при сравнительно низкой глинистости коллекторов диаметр пор соизмерим с диаметрами пережимов, что способствует более полному вытеснению нефти благодаря капиллярной пропитке.

Усложнение структуры порового пространства коллекторов на фоне повышенных значений пористости и проницаемости приводит к возрастанию объема неизвлеченной нефти, количество которой увеличивается с повышением ее вязкости, как это подтверждается на примере коллекторов Манчаровского месторождения и Ново-Хазинской площади Арланского месторождения ПАО АНК «Башнефть» [24].

Абсолютная и относительная фазовая проницаемость определяются, в первую очередь, величиной отношения диаметра пор к диаметру поровых каналов. При близких значениях пористости чем выше это отношение, тем ниже проницаемость.

При равных величинах медианного диаметра пустот $Md_{пор}$ проницаемость тем выше, чем больше диаметр каналов фильтрации. Фазовая проницаемость для нефти увеличивается с уменьшением отношения $Md_{пор}/Md_{кан}$ и увеличением коэффициента нефтенасыщенности. Следовательно, чем меньше отличие в размерах пор и поровых каналов, тем

лучше будет вытесняться нефть, тем меньше будет значение остаточной нефтенасыщенности.

Все вышеизложенное подтверждает необходимость глубокого изучения влияния коллекторских свойств, структуры порового пространства, неоднородности коллекторов на механизм образования остаточной нефти в породах, что позволит выбрать более рациональные метод воздействия на пласты и тем самым будет способствовать повышению коэффициента нефтеизвлечения.

Поскольку выше было показано, что коэффициент пористости может оказывать существенное влияние на коэффициент вытеснения нефти и процесс нефтеизвлечения, то для исследования структуры порового пространства следует рассмотреть распределения пористости по продуктивным пачкам, как наиболее сильно подверженному фактору изменчивости, вызванному сложностью протекания на нем процессов седиментации и нефтенакопления [25].

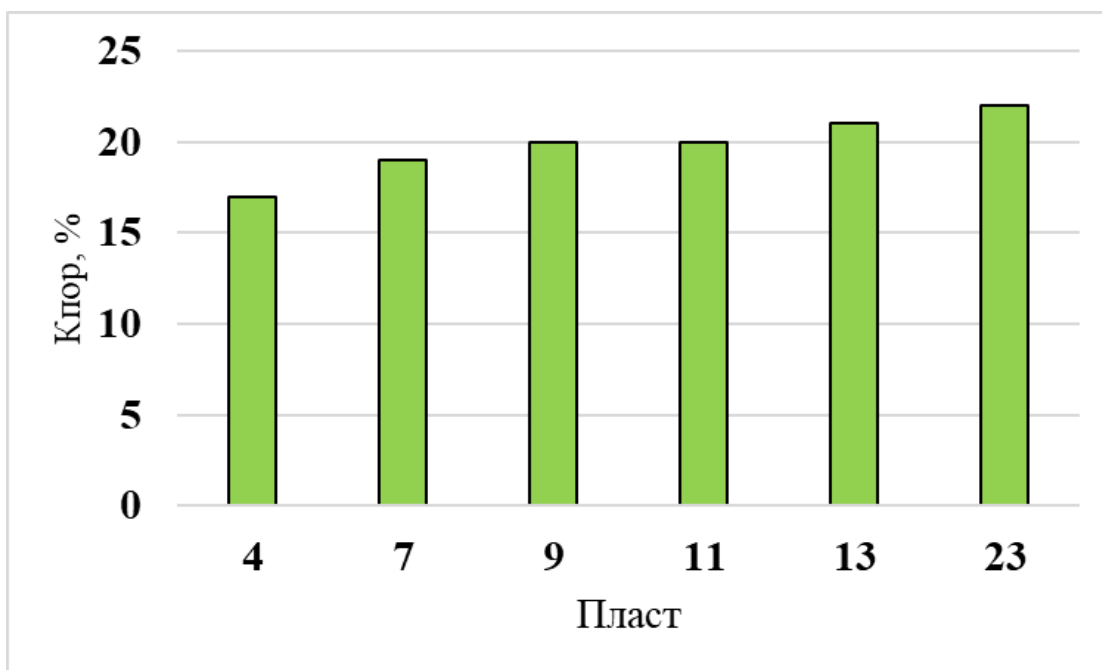


Рисунок 1 - Гистограмма распределения пористости по пачкам пласта Д₁

Как видим из рисунка 1, пористость растет с глубиной, что может быть связано с изменением глинистости, либо с изменением структуры порового пространства коллектора.

В работе [26] проводилось изучение порового пространства коллекторов основных наиболее продуктивных горизонтов Д0 и Д1 Ромашкинского месторождения. Как отмечалось авторами этой работы, терригенные коллекторы Ромашкинского месторождения, представлены тонко- и мелкозернистыми песчаниками, которые характеризуются практически мономинеральным составом с преобладанием кварца до 95 - 98 %. Остальные минералы представлены калиевым полевым шпатом, плагиоклазом и редкими зернами сильно измененных железомagneзиальных силикатов. Несмотря на крайне простой минеральный состав, эти породы отличаются большим разнообразием структур в пространстве залежей, что связано с их высокой неоднородностью, чем и объясняются широкие колебания ФЕС.

Форма зерен и особенности их упаковки, характер катагенетических изменений, распределение тонкодисперсной цементной массы в межзерновом пространстве - вот основные факторы, которые определяют ФЕС. Исследования, проведенные авторами на керне и их результаты [26] показали, что основные коллекторские свойства - пористость и проницаемость изменяются в широких пределах не только в пределах одного образца, но и в разных направлениях (проницаемость), что свидетельствует о значительной анизотропии коллектора. Разница в значениях пористости в пределах даже одного образца керна составляла в среднем 50-100 %, проницаемости - от 30 до 80 %.

Эти данные свидетельствуют о том, что даже относительно однородные по минералогическому составу коллектора горизонтов Д0 и Д1 обладают фактически анизотропными составами. Полученные данные таким образом подтверждают, что главным образом внутренняя структура образца определяет анизотропию коллекторских свойств.

Форма зерен и характер их упаковки, морфология зерен кварца в участках пород, не затронутых катагенетическими изменениями, сильно меняются. Зерна округлой формы с индексом сферичности близким к

единице встречаются относительно редко, чаще встречаются зерна овально-эллипсоидальной формы с отчетливой ориентировкой достаточно плотно упакованные с индексом сферичности 0,5–0,7. Тип порового пространства, образуемого в результате упаковки таких зерен характеризуется как седиментационно-гранулярный. При этом укладка овально-эллипсоидальных зерен существенно повышает анизотропию межзернового пространства. Для терригенных коллекторов изучаемых горизонтов существенную роль также играет фактор, связанный с катагенетическими преобразованиями вещества матрицы. Эти преобразования выражаются в интенсивной регенерации зерен и перекристаллизации вещества матрицы. Это приводит к тому, что зерна теряют первоначальный облик и приобретают кристаллографические очертания на границе порового пространства, либо образуются кварцитовидные кластеры, объединяющие 4 - 5 и более зерен, разделенные участками с отсутствующей перекристаллизацией - кластерно-гранулярный тип коллектора.

В тех случаях, когда катагенетические процессы получают преобладающее развитие, кластеры объединяются в образования крайне неправильных очертаний и формируют при этом кластерный тип порового пространства коллектора. В самих кластерах могут быть запечатаны реликты первичных изолированных пор, а эффективная пористость и проницаемость в этом случае связаны межкластерными каналами.

В тех случаях, когда перекристаллизация породы развивается максимально, возникают плотные кварцитовидные участки коллектора с минимальными значениями поровой проницаемости. Эффективная проницаемость определяется в этих случаях преимущественно микротрещинным каркасом. При этом происходит полная регенерация коллектора, характеризующегося наличием изолированных пор - регенерационный тип.

В отдельных случаях, в результате дальнейшей проработки микротрещинного каркаса, сопровождаемого явлениями вторичного

растворения зерен, появляется снова гранулярный тип коллектора, связанный с явлениями перекристаллизации. Форма кластеров, зерен и гранул определяет степень анизотропии коллектора.

На рисунке 2 приведена динамика катагенетических преобразований вещества матрицы терригенных (гранулярных) коллекторов, отражающая процессы изменения структуры порового пространства с глубиной от межзерновой (гранулярной) природы к кластерной (квазигранулярной) и далее к кластерно-регенерационной (квазигранулярно-трещинной).

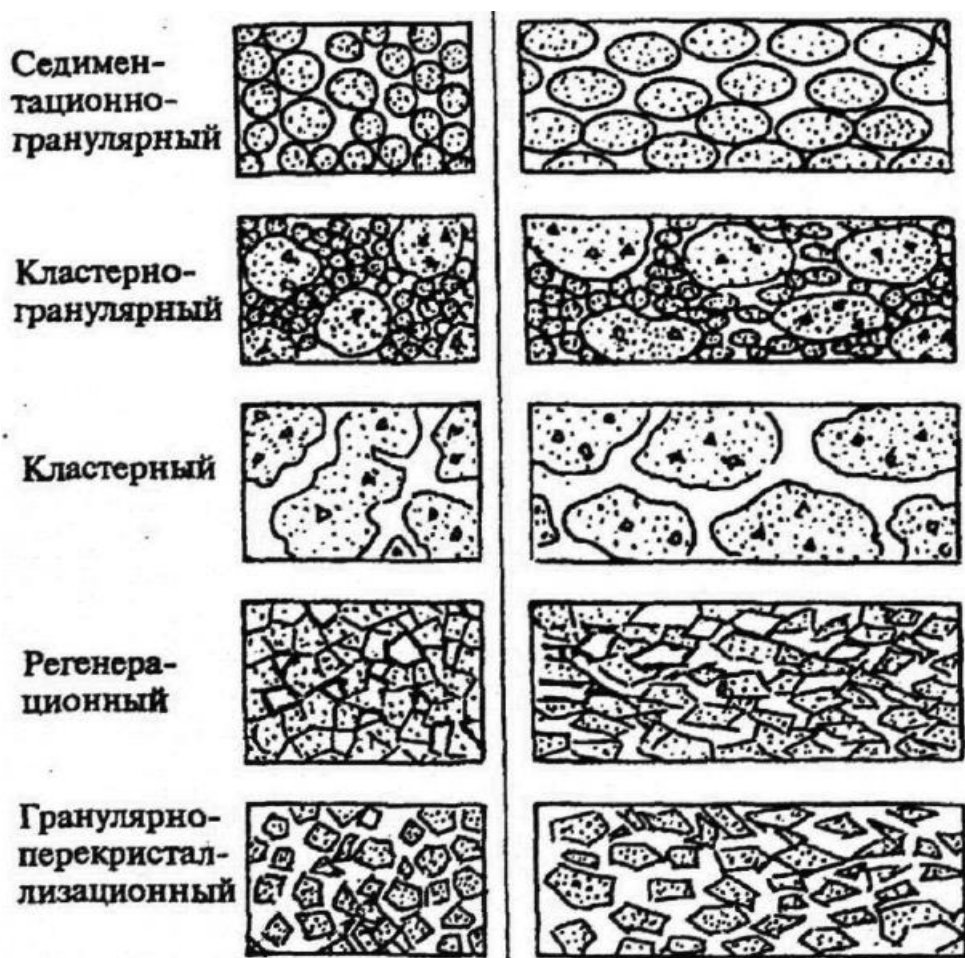


Рисунок 2 - Типизация структуры порового пространства коллекторов [26]

Таким образом, структура порового пространства относительно простых мономинеральных коллекторов отражает сложные явления седиментации и эволюции коллектора, в результате чего возникает их ярко выраженная неоднородность и анизотропия, которые необходимо обязательно учитывать на всех стадиях разработки, в т.ч. и на поздней, так как такие зоны «кластерных» и «гранулярно-перекристаллизационных»

коллекторов могут служить каналами миграции пластовой жидкости и, в частности, нефти.

Кроме того, огромную роль играет характер цементирующей тонкодисперсной цементной массы. В составе изученных коллекторов Д0 и Д1 Ромашкинского месторождения карбонатный цемент встречается спорадически, а основная цементная масса представлена различными ассоциациями глинистых минералов в комбинации с дисперсным пиритом, местами гидроокислами железа, тонкодисперсным кварцем, тонкодисперсным полевым шпатом. Эта тонкодисперсная масса, в зависимости от ее количественных соотношений с обломочно-перекристаллизованной матрицей, либо полностью забивает поры, создавая глинистый коллектор с капиллярной проницаемостью, либо частично заполняет поровое пространство, концентрируясь в основном в местах стыка зерен и создает глинистые пробки, а сам коллектор в этом случае характеризуется капиллярно-поровой пропиткой. Возникает явление стилолитизации, т.е. процесс уплотнения коллектора. Особенно это характерно для верхнезалегающих пачек, поскольку их состав отличается повышенной глинистостью, как это будет показано далее.

Таким образом, на примере работы [26] показано, что даже такие простые по минералогическому составу терригенные отложения девона могут характеризоваться очень сложным строением, что необходимо обязательно учитывать, поскольку впоследствии неоднородность пустотного пространства будет сказываться на процессе вытеснения нефти и образовании в коллекторе остаточных нефтенасыщенных зон.

Известно, что особенности строения порового пространства и его сложной природы (гранулярная, кавернозная, трещинная и их различные сочетания) оказывают существенное влияние на закономерность связи между значениями пористости (K_p) и проницаемости ($K_{пр}$).

С целью изучения особенностей структуры порового пространства сложнопостроенных терригенных коллекторов нами были изучены

корреляционные связи между значениями пористости и проницаемости для каждой из шести продуктивных пачек терригенного пласта ДІ.

На рисунках 3 - 8 представлены результаты корреляционных связей $K_{пр} - K_{пор}$ по шести пачкам. При этом в качестве фильтра рассматривалась многослойность пачек (т.е. состоит ли пачка из отдельных прослоев, разделенных глинистыми перемычками или же она монолитна).

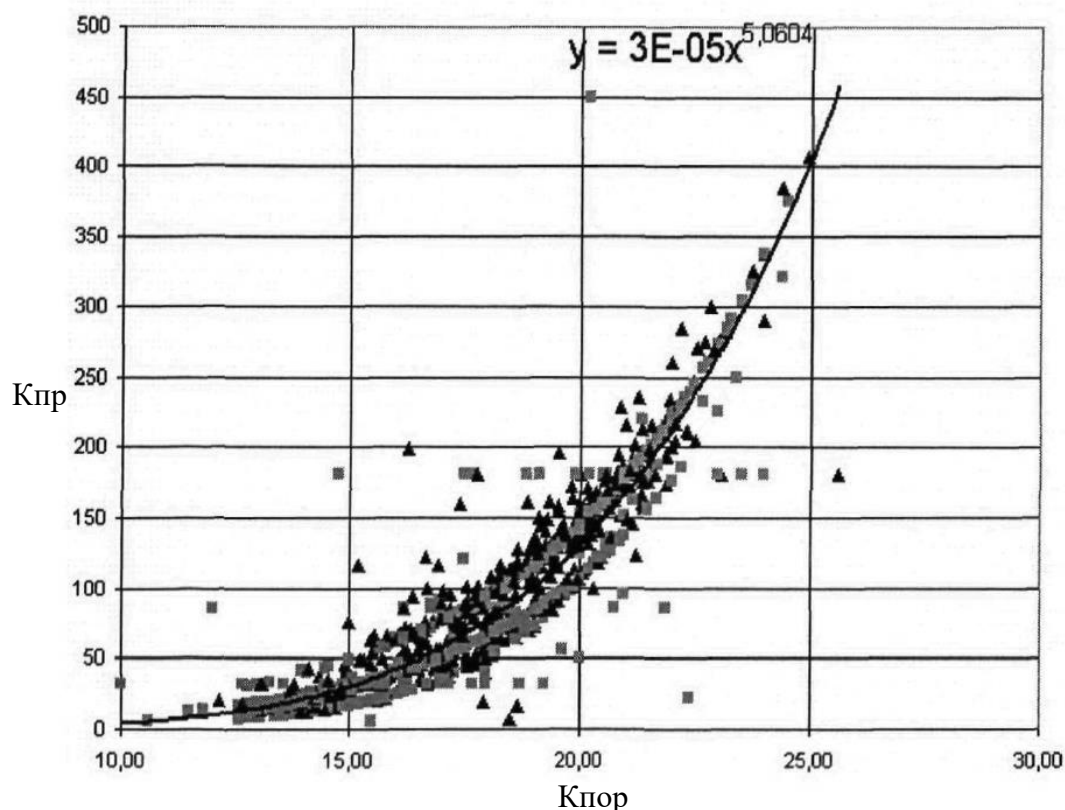


Рисунок 3 – Зависимость $K_{пр} = f(K_{пор})$ по 4 пачке (фильтр по количеству пачек: ■ - 1, ▲ - >1)

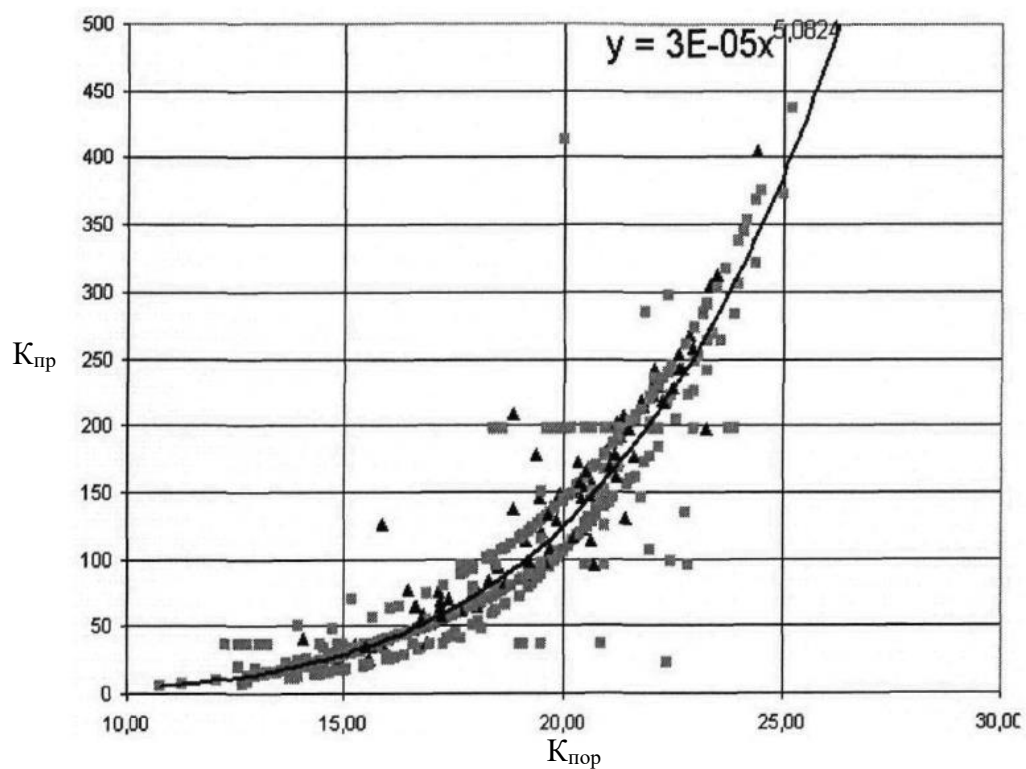


Рисунок 4 - Зависимость $K_{пр} = f(K_{пор})$ по 7 пачке (фильтр по количеству пачек: ■ - 1, ▲ - >1)

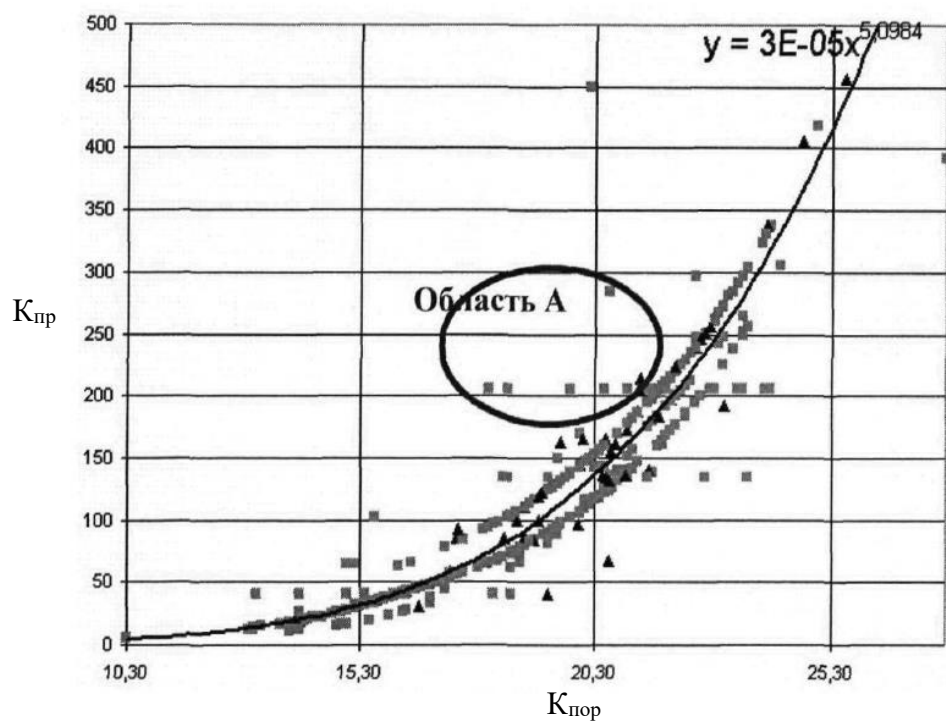


Рисунок 5 - Зависимость $K_{пр} = f(K_{пор})$ по 9 пачке (фильтр по количеству пачек: ■ - 1, ▲ - >1)

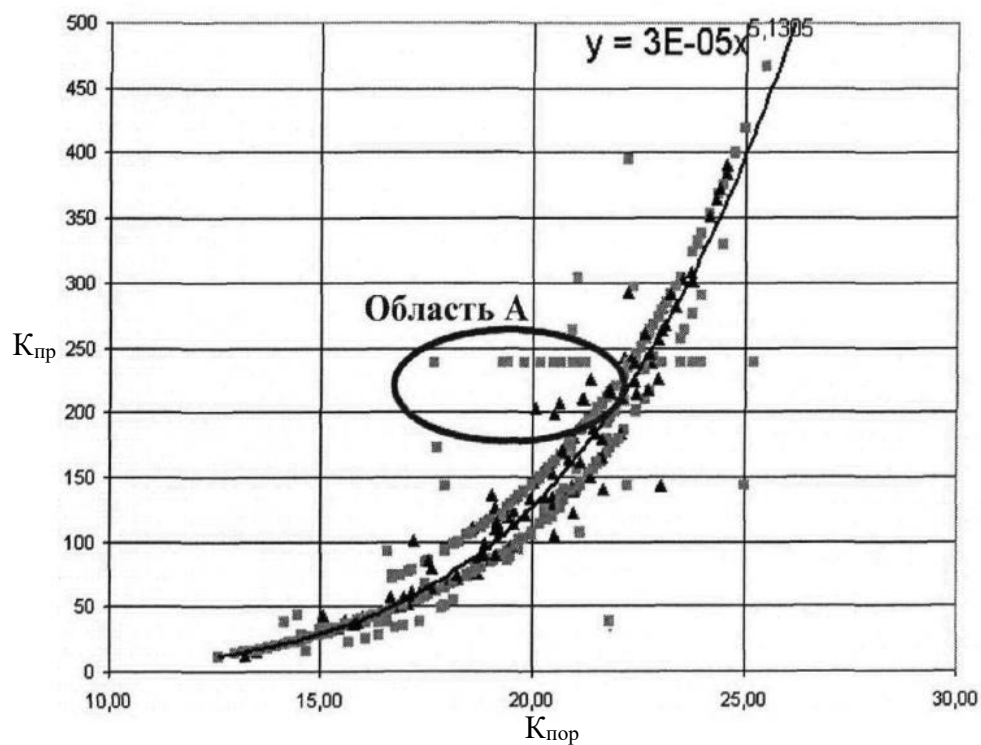


Рисунок 6 - Зависимость $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{пор}})$ по 11 пачке (фильтр по количеству пачек: \blacksquare - 1, \blacktriangle - >1)

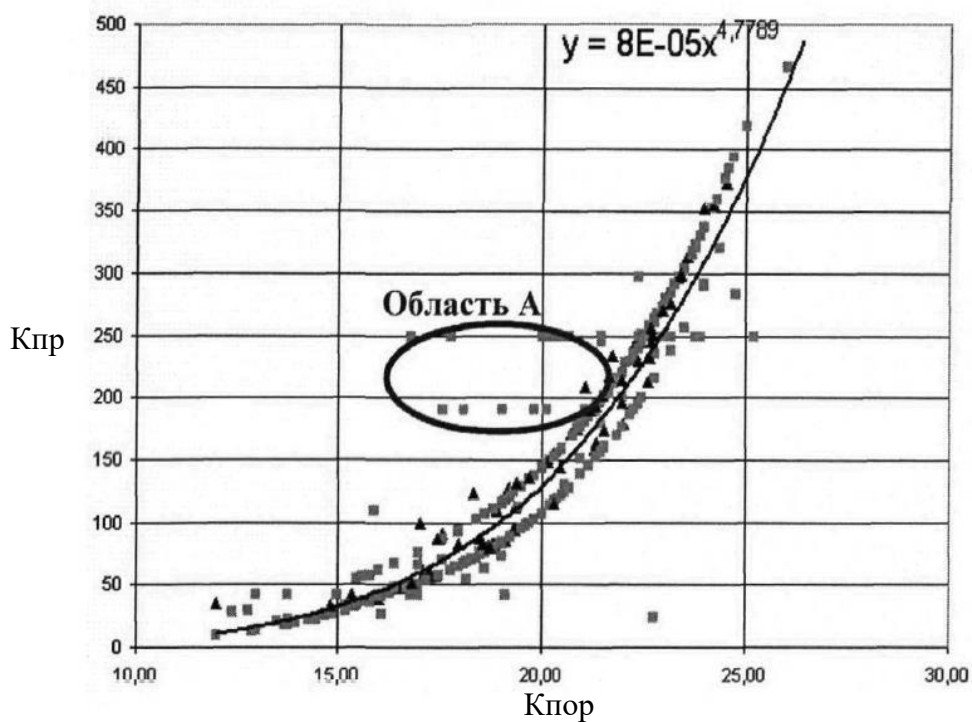


Рисунок 7 - Зависимость $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{пор}})$ по 13 пачке (фильтр по количеству пачек: \blacksquare - 1, \blacktriangle - >1)

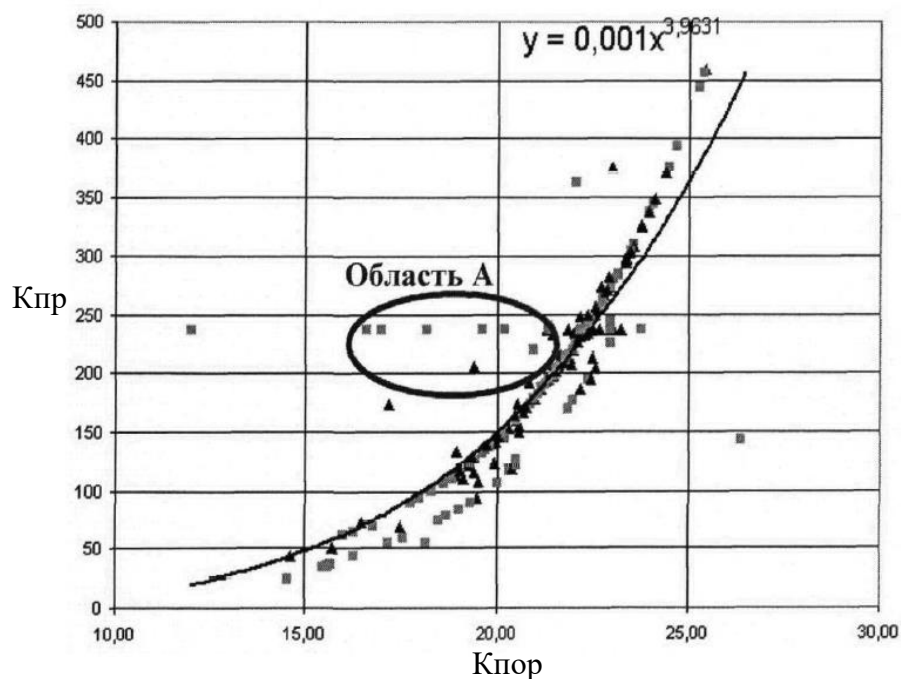


Рисунок 8 - Зависимость $K_{пр} = f(K_{пор})$ по 23 пачке (фильтр по количеству пачек: зеленые точки : ■ - 1, ▲ - >1)

Из этих рисунков видно, что по каждой пачке зависимость между пористостью и проницаемостью с фильтром по количеству пачек распадается на две области, характеризующиеся одинаковым значением проницаемости, но разным значением пористости.

Наличие на зависимости $K_{пр} - K_{пор}$ двух полей распределения точек, хорошо укладывающихся на две близко расположенные кривые, может быть истолковано как влияние - в первом случае (нижняя кривая) межзерновой гранулярной пористости, а во втором (верхняя кривая) - кластерно-гранулярной, вызванной протеканием в пласте процессов стилолитификации минеральных зерен коллектора. Поскольку кластерно-гранулярная пористость близка по своей природе (рисунок 2) к гранулярной, но обязана своим строением более крупным образованиям - кластерам, разделенным соответственно более крупными межгранулярными (межкластерными) каналами, то их проницаемость будет соответственно выше, чем в случае чисто межзерновой природы.

Таким образом, развал корреляционных зависимостей по каждой пачке на две аппроксимирующие кривые, может быть истолкован как признак

наличия в терригенном коллекторе двух видов структур, имеющих межзерновую природу.

При дальнейшем анализе приведенных на рисунках 3 – 8 зависимостей, обращает на себя внимание наличие области точек (область А), выпадающих из закономерностей, описанных аппроксимирующими кривыми. Согласно данным, приведенным в [27], эта область аномально высоких значений проницаемости обусловлена трещинной проводимостью порового пространства. То есть, в данном случае, мы имеем дело с двойной природой структуры порового пространства, обусловленной межзерновой и трещинной пористостью.

При этом область аномальной проницаемости ($K_{пр}$) соответствует следующему диапазону значений пористости ($K_{пор}$):

Для пачки 4 - от 15 до 20 %

пачки 7 - от 18 до 22 %

пачки 9 - от 17 до 21 %

пачки 11 - от 17 до 21 %

пачки 13 - от 17 до 21 %

пачки 23 - от 16 до 21 %

Доля средней аномальной проницаемости по сравнению с основной для указанного диапазона изменения пористости составляет:

Для пачки 4 - 5 и 95 %

пачки 7-9 и 91%

пачки 9-11 и 89%

пачки 11-16 и 84%

пачки 13-24 и 76%

пачки 23 - 52 и 58 %

Из приведенных данных можно сделать вывод о том, что от пачки к пачке с ростом глубины доля аномальной проницаемости увеличивается.

2.2 Изучение влияния геолого-физических факторов на формирование начальных запасов в терригенных коллекторах

Известно, что динамика выработки начальных запасов существенно влияет на формирование остаточных запасов. Однако, мы вправе предположить, что в этом случае на процесс формирования остаточных запасов влияет не только динамика выработки начальных запасов, но также закономерности их формирования на начальном этапе. Иными словами, закономерности генезиса начальных запасов, помогут нам выявить закономерности выработки и формирования остаточных запасов.

Очевидно, что ожидать упрощенного соотношения между процессами формирования начальных геологических запасов и их извлечения в течение процесса разработки было бы малообоснованно, однако, мы вправе ожидать, что такая связь, безусловно, существует, хотя не в совсем явной форме.

Поскольку, как было предположено выше, на формирование как начальных, так и остаточных запасов могут оказывать влияние все виды неоднородности нами была поставлена задача исследования влияния вертикальной неоднородности отдельной пачки на формирование в ней начальных запасов. В качестве параметра неоднородности в данном случае был взят показатель расчлененности объекта по вертикали.

В качестве базы данных для построения указанных зависимостей использовались результаты ГИС по всему фонду скважин на указанных площадях, а обработка велась с помощью программы «Интерпретатор», разработанная автором для указанных целей [28].

Сначала было изучено взаимное влияние расчлененности и нефтенасыщенной толщины на величину плотности начальных запасов $Q_{\text{нач}}$ ($Q_{\text{нач}}/S$) (рисунок 9).

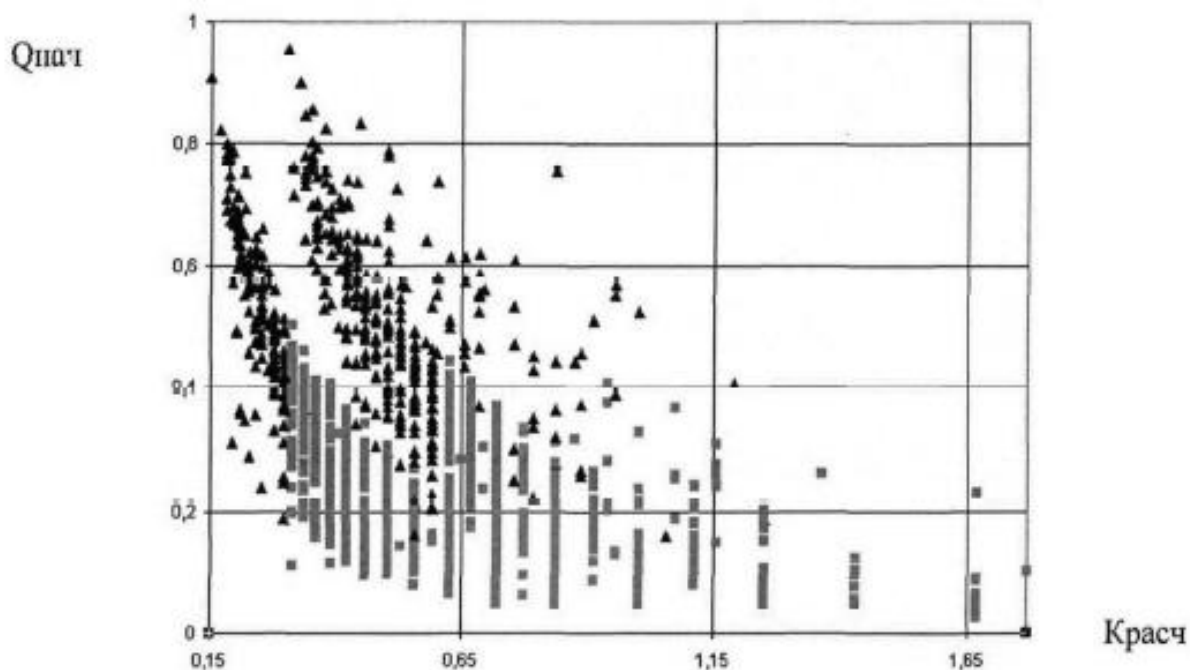


Рисунок 9 - Зависимость плотности начальных запасов от расчлененности $Q_{\text{нач}} = f(K_{\text{расч}})$ с фильтром по нефтенасыщенной толщине: ■ $H < 3$ м, ▲ $H > 3$ м.

Из данных, представленных на рисунке 9 можно сделать вывод, что наибольшая нефтенасыщенная толщина приурочена к зонам с небольшой расчлененностью ($K_{\text{расч}} < 0,65$). С уменьшением расчлененности, увеличивается нефтенасыщенная толщина и растет плотность начальных запасов. В диапазоне с $K_{\text{расч}} = 0,15 - 0,65$ и $H = 3 - 6,8$ м находится зона «активных» начальных (балансовых) запасов. В зоне же с небольшой нефтенасыщенной толщиной ($H < 3$ м) сосредоточены так называемые «трудноизвлекаемые» запасы (0,05 - 0,4 т/м).

На следующем этапе оценивалось комплексное влияние расчлененности и многослойности на величину плотности начальных запасов $Q_{\text{нач}}$ (рисунок 10).

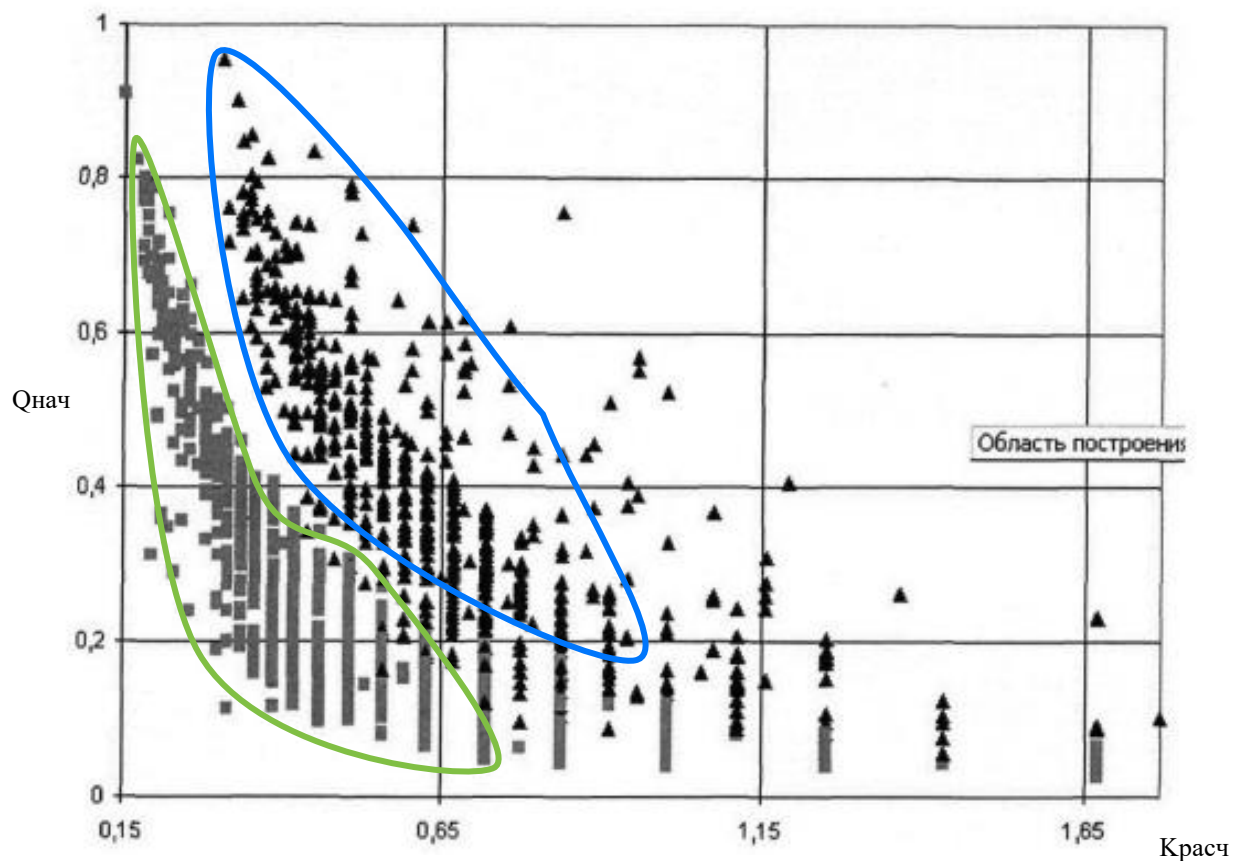


Рисунок 10 - Зависимость плотности начальных запасов от расчлененности $Q_{\text{нач}} = f(K_{\text{расч}})$ с фильтром по количеству пачек:

■ - $n=1$, ▲ - $n>1$.

Из рисунка 10 следует, что облако точек начальных запасов четко распадается на две области: синяя - область расчлененностей (количество пачек от 2 до 5), зеленая - область монолитного пласта (количество пачек - 1). Это свидетельствует о том, что с увеличением многослойности растет плотность начальных (балансовых) запасов по сравнению с однослойными пластами.

Далее оценивалось комплексное влияние пористости и расчлененности на величину плотности начальных запасов. Результат полученных связей представлен на рисунке 11.

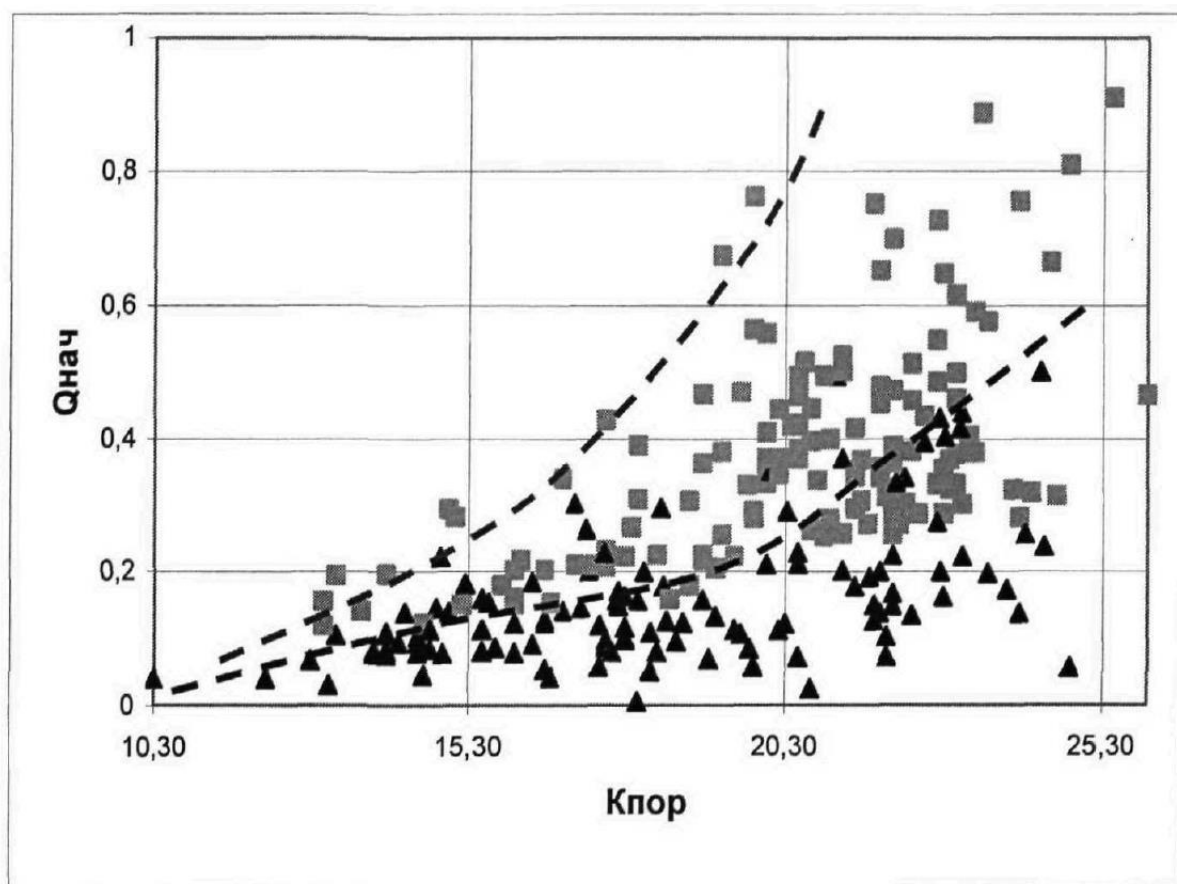


Рисунок 11 - Зависимость плотности начальных запасов от коэффициента пористости: $Q_{\text{нач}}$ - $K_{\text{пор}}$ с фильтром по расчлененности $K_{\text{расч}}$
(■ - $K_{\text{расч}} < 0,5$; ▲ - $K_{\text{расч}} > 0,5$)

Линии, показанные пунктиром на рисунке 3, разграничивают области преобладания того или иного свойства, полученного с помощью фильтра.

Из рисунка 11 следует, что с ростом $K_{\text{пор}}$ начальные запасы растут, но все точки с $K_{\text{расч}} > 0,5$ относятся к более низкому уровню $Q_{\text{нач}}$ от 0 до 0,4 т/м, что позволяет их заранее отнести к области трудноизвлекаемых начальных запасов.

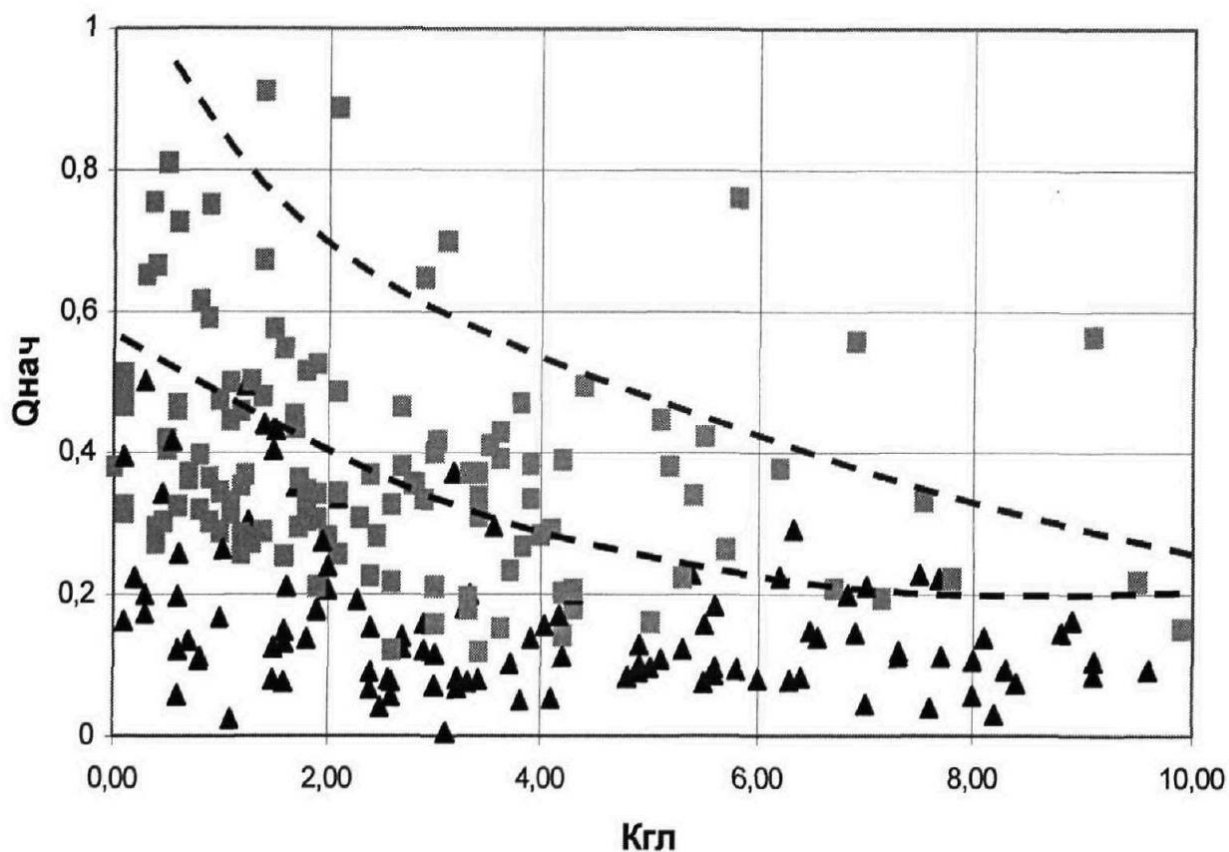


Рисунок 12 - Зависимость плотности начальных запасов от глинистости

$Q_{\text{нач}}$ - $K_{\text{гл}}$ с фильтром по расчлененности $K_{\text{расч}}$

(■ $<0,5$; ▲ $>0,5$)

Также нами была изучена связь между плотностью начальных запасов $Q_{\text{нач}}$ и коэффициентами массовой глинистости $K_{\text{гл}}$ при различных значениях расчлененности. Из рисунка 12 следует, что области с высокой глинистостью $>2\%$ соответствуют наиболее расчлененным объектам с $K_{\text{расч}} > 0,5$. Рисунок 12 является аналогом рисунка 11, в отличие от которого мы пытаемся разделить область $Q_{\text{нач}}$ на активные и трудноизвлекаемые с помощью параметров $K_{\text{гл}}$ и $K_{\text{расч}}$. Из него видно, что с ростом $K_{\text{гл}}$ проявляется тенденция уменьшения общей величины $Q_{\text{нач}}$. Тем не менее области с высоким $K_{\text{расч}}$ присутствуют во всех интервалах $K_{\text{гл}}$, но в большей степени она находится в интервале 2-10 %. Таким образом, кроме того, что эта область является высокоглинистой, она также может быть отнесена к сильно расчлененной. Тем самым можно сделать вывод, что высокоглинистые области являются также и сильно расчлененными. К ним относятся в первую

очередь верхние наиболее заглинизированные пачки терригенных коллекторов отложений.

2.3 Изучение влияния геолого-физических и промысловых факторов на формирование остаточных запасов в терригенных коллекторах

Если на величину плотности начальных запасов влияют основные коллекторские, т.е. геолого-физические свойства, то на величину остаточных кроме этого, должны оказывать влияние и геолого-промысловые параметры, например такие как, коэффициент промывки, водонефтный фактор и т.д. Таким образом, очевидно, должны учитываться как геологические, так и промысловые параметры, поскольку процесс добычи связан с фильтрацией и вытеснением нефти из коллектора. С целью доказательства этого факта были изучены корреляционные и регрессионные зависимости, а также был применен метод многофакторного корреляционного анализа.

Было решено выявить связи между геолого-геофизическими параметрами, такими как пористость, нефтенасыщенность, расчлененность, количество пачек, гидропроводность, промысловыми данными, остаточными запасами нефти и основными показателями разработки, такими как накопленная добыча нефти, КИН. Надо отметить, что указанные геолого-промысловые параметры имеют между собой различную тесноту связи, которая в зависимости от конкретных условий может иметь либо ярко либо слабо выраженный характер.

С учетом вышеизложенного было также изучено влияние многослойности и неоднородности коллекторских свойств продуктивных пачек на неравномерность процессов выработки их запасов.

Поскольку общепринятым показателем эффективности выработки запасов является коэффициент извлечения нефти из порового пространства (КИН), необходимо выбрать такой информативный параметр, который наиболее тесно связан с этим процессом. На наш взгляд, в качестве такого

параметра можно выбрать так называемый коэффициент промывки $K_{\text{пром}}$, который представляет собой отношение объема прокачанной через поровое пространство нефтенасыщенного коллектора воды к объему начальных геологических запасов.

Поскольку одними из главных параметров, влияющих на КИН для месторождений, разрабатываемых на упруговодонапорном режиме, являются коэффициент вытеснения и коэффициент охвата пласта воздействием, то необходимо оценить как геологические факторы ($K_{\text{гл}}$, $K_{\text{расч}}$) влияют на коэффициент промывки. По нашему мнению он должен характеризовать степень их влияния на процесс вытеснения нефти.

За коэффициент промывки, введенный автором, впервые для оценки эффективности вытеснения, принято следующее отношение:

$$K_{\text{пром}} = \frac{Q_{\text{доб вод уд}}}{Q_{\text{нач геол уд}}} \quad (3)$$

где $Q_{\text{доб вод}}$ - количество добытой за год воды из пласта, отнесенное к единице мощности пласта, т/год;

$Q_{\text{нач геол уд}}$ - плотность начальных геологических запасов, т/м .

Коэффициент промывки, введенный автором, в отличие от коэффициента, используемого в литературе, характеризует количество воды, которое необходимо прокачать для вытеснения той или иной величины начальных запасов. Таким образом, если в литературе это отношение количества прокачанной жидкости к объему пор, то в нашем случае, мы считаем, что можем более уверенно сказать эффективно или нет работает технология по вытеснению нефти, поскольку в нашем случае учитывается масса прокачанной жидкости к начальным запасам. В первом случае мы оцениваем сколько мы прокачиваем жидкости через объем пор, но это не значит что вся жидкость будет обязательно работать на вытеснение.

В нашем же случае мы оцениваем объем прокачанной воды, необходимый для вытеснения нефти.

Нашими исследованиями было установлено, что на завершающей стадии разработки извлечение нефти из порового пространства коллектора происходит не на основе механизма поршневого вытеснения, а на основе ее многократной промывки. В этом случае подобный механизм хорошо описывается с помощью вышеуказанного коэффициента промывки, от которого он, собственно, и приобрел это название.

Изучение связи КИН с $K_{\text{пром}}$ показало, что максимальный КИН в случае реализации оптимальной технологии разработки, обусловленной максимальными значениями коэффициента охвата пласта воздействием, достигается при значениях коэффициента промывки $K_{\text{пром}}=2-3$. В случае низких значений коэффициента воздействия максимальный КИН достигается при $K_{\text{пром}}>4-6$, что является дополнительным доказательством уровня эффективности применяемой технологии разработки.

Кроме обычных зависимостей типа $Y=f(X)$, бывает необходимо, как в нашем случае, оценить влияние одновременно нескольких факторов (в нашем случае геологических и промысловых) на величину остаточных запасов и КИН. С этой целью для дальнейшего изучения и анализа была применена программа многофакторного корреляционного анализа.

Для месторождений находящихся на завершающей стадии эксплуатации основное влияние на выработку запасов и на величину КИН будут оказывать такие факторы, как: глинистость, расчлененность, промывка. Поэтому оценим их комплексное влияние на величину остаточных запасов и КИН.

Проанализируем совместное влияние глинистости и промывки, а также расчлененности и промывки, которые представлены на рисунках 13-14.

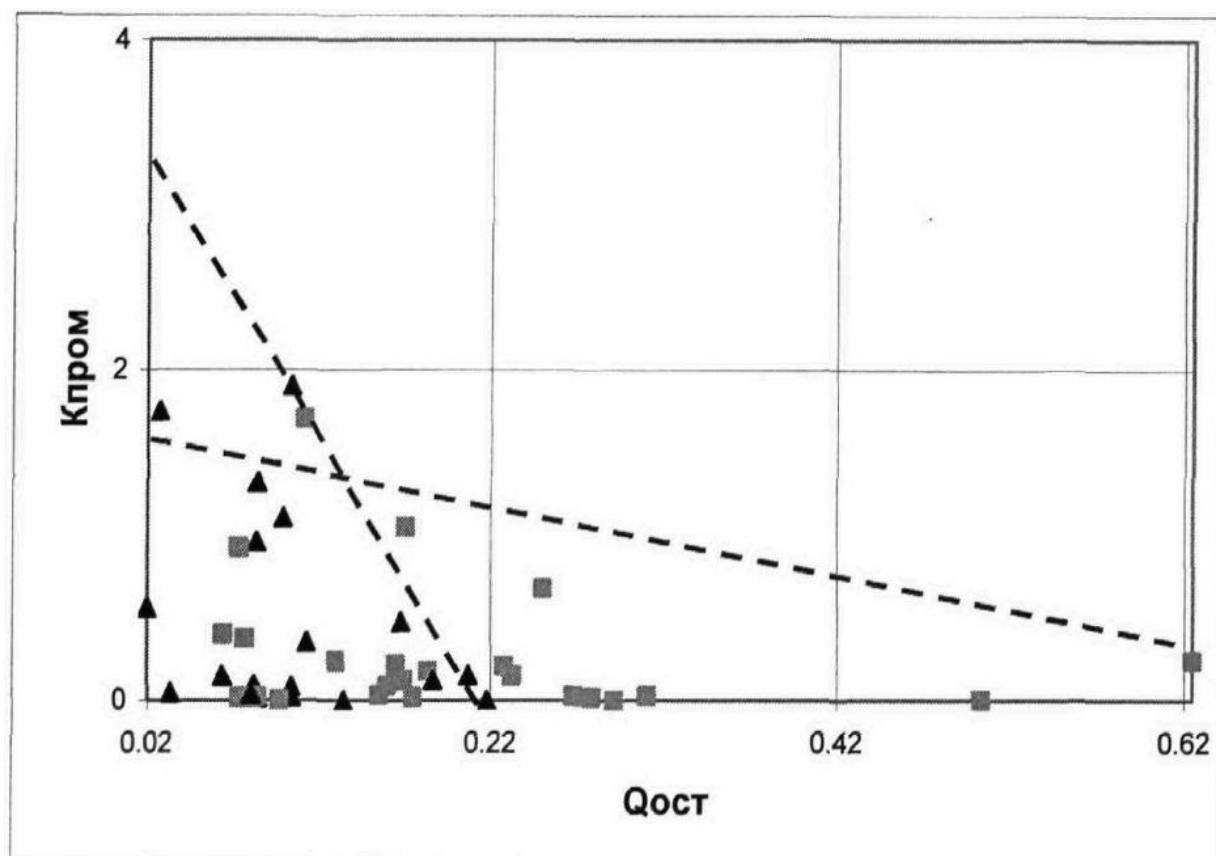


Рисунок 13 - зависимость коэффициента промывки $K_{\text{пром}}$ от плотности остаточных запасов $Q_{\text{ост}}$ (фильтр $K_{\text{расч}}$: (■ $<0,5$; ▲ $>0,5$))

Из графика, полученного на рисунке 13 следует, что в случае для более высокой расчлененности требуется больший коэффициент промывки, а плотность $Q_{\text{ост}}$ составляет всего 0,02 - 0,22 т/м, т.е. эту область можно отнести к трудноизвлекаемым запасам, в то время как при меньшем $K_{\text{расч}}$ плотность $Q_{\text{ост}}$ составляет 0,22 - 0,5 т/м при более низком коэффициенте промывки $K_{\text{пром}}$, что соответствует, области активных запасов.

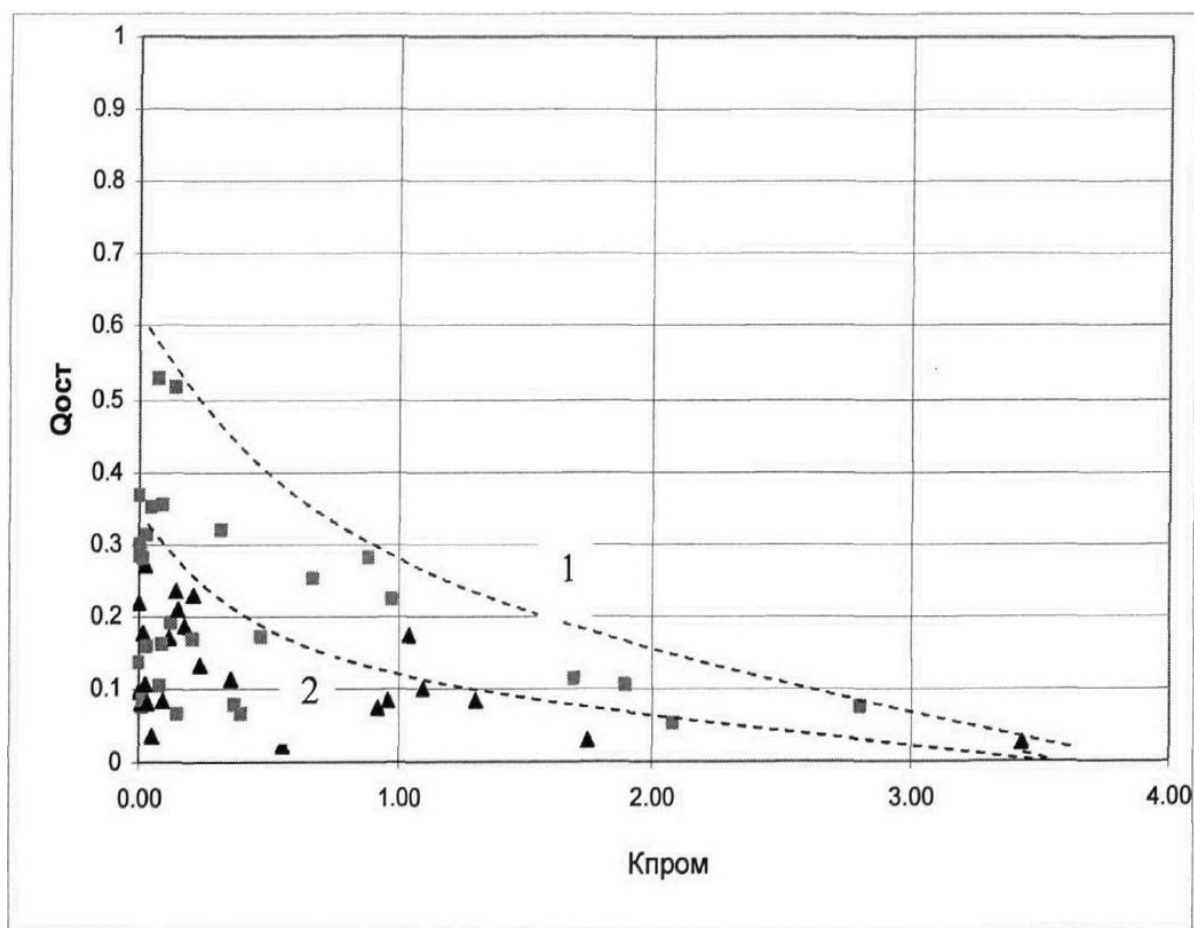


Рисунок 14 - Зависимость плотности остаточных запасов $Q_{ост}$ от коэффициента промывки $K_{пром}$ фильтр по $K_{гл}$: (■ < 4%, ▲ > 4%); кривые: 1 - $K_{гл}$ < 4 %, 2 - $K_{гл}$ > 4 %

Как видим из рисунка 14, при одинаковом коэффициенте промывки, но разной глинистости плотность остаточных запасов будет различной. Так, средняя плотность остаточных запасов (при коэффициенте промывки, равным 1) при глинистости < 4 % составляет 0,3 т/м, а при глинистости > 4% плотность остаточных запасов уменьшается до 0,18 т/м².

Этот график характеризует собой области высокопродуктивных глинистых и чистых песчаных коллекторов.

Таким образом на величину $Q_{ост}$, а значит и на степень выработки оказывают сильное влияние $K_{пром}$, который в свою очередь связан с $K_{гл}$ и $K_{расч}$. При меньшей глинистости требуется меньший коэффициент $K_{пром}$ для обеспечения выработки одной и той же величины $Q_{ост}$.

Рассмотрим комплексное влияние расчлененности и глинистости на величину остаточных запасов и КИН.

Коэффициент извлечения нефти при этом для каждой пачки в отдельности и для всего пласта определялся по формуле:

$$K_{ИН} = \sum \frac{Q_{\text{нак.уд}}}{Q_{\text{нач геол уд}}} \quad (4)$$

где $Q_{\text{нак.уд}}$ - удельные накопленные отборы по нефти на скважину;

$Q_{\text{нач геол уд}}$ - плотность начальных геологических запасов.

В некоторых случаях КИН может иметь значения превышающие значения 0,5, 1, 2 и даже больше. Эти значения получены для скважин, в которых накопленные отборы по нефти превысили первоначально утвержденные запасы, что, как будет показано ниже связано с особым механизмом вытеснения нефти из отдельных зон, связанных с их повышенной промывкой и трещиноватостью (вблизи конкретных скважин).

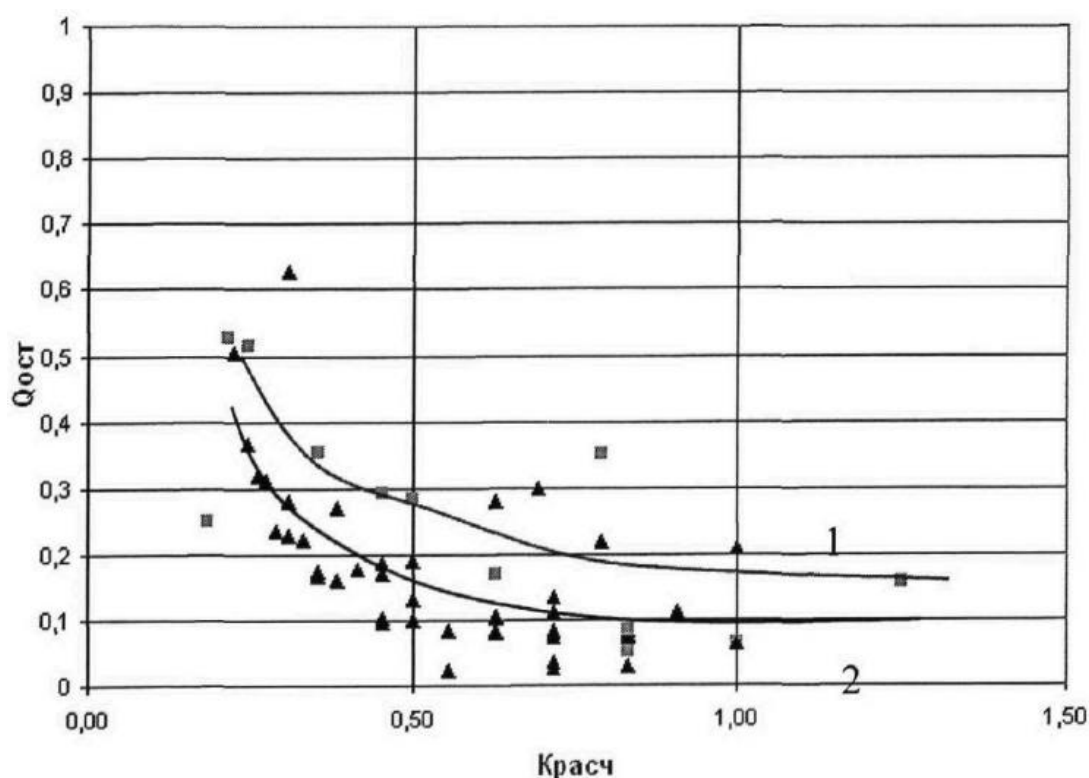


Рисунок 15 - зависимость плотности остаточных запасов $Q_{\text{ост}}$ от коэффициента расчлененности $K_{\text{расч}}$ (фильтр по $K_{\text{гл}}$: ■ <2%, ▲ >2%);
кривые: 1 - глинистость <2%, 2 - глинистость >2%.

Из зависимостей, представленных на рисунке 15 можно сделать вывод о том, что при равной расчлененности объекта, но разной глинистости величина остаточных запасов будет различной. Одинаковая плотность остаточных запасов может соответствовать: а) большой расчлененности и небольшой глинистости; б) малой расчлененности и большой глинистости.

При значениях глинистости $>2\%$ и расчлененности $>0,5$ 1/м влияние глинистости на величину остаточных запасов становится не таким значительным по сравнению с влиянием расчлененности, поскольку кривые выходят на относительно стабильный участок изменения значений. Величина же остаточных запасов становится при этом не более 0,2 т/м.

Далее рассмотрим зависимость $Q_{ост}$ от $K_{расч}$ в зависимости от числа прослоев в продуктивной пачке.

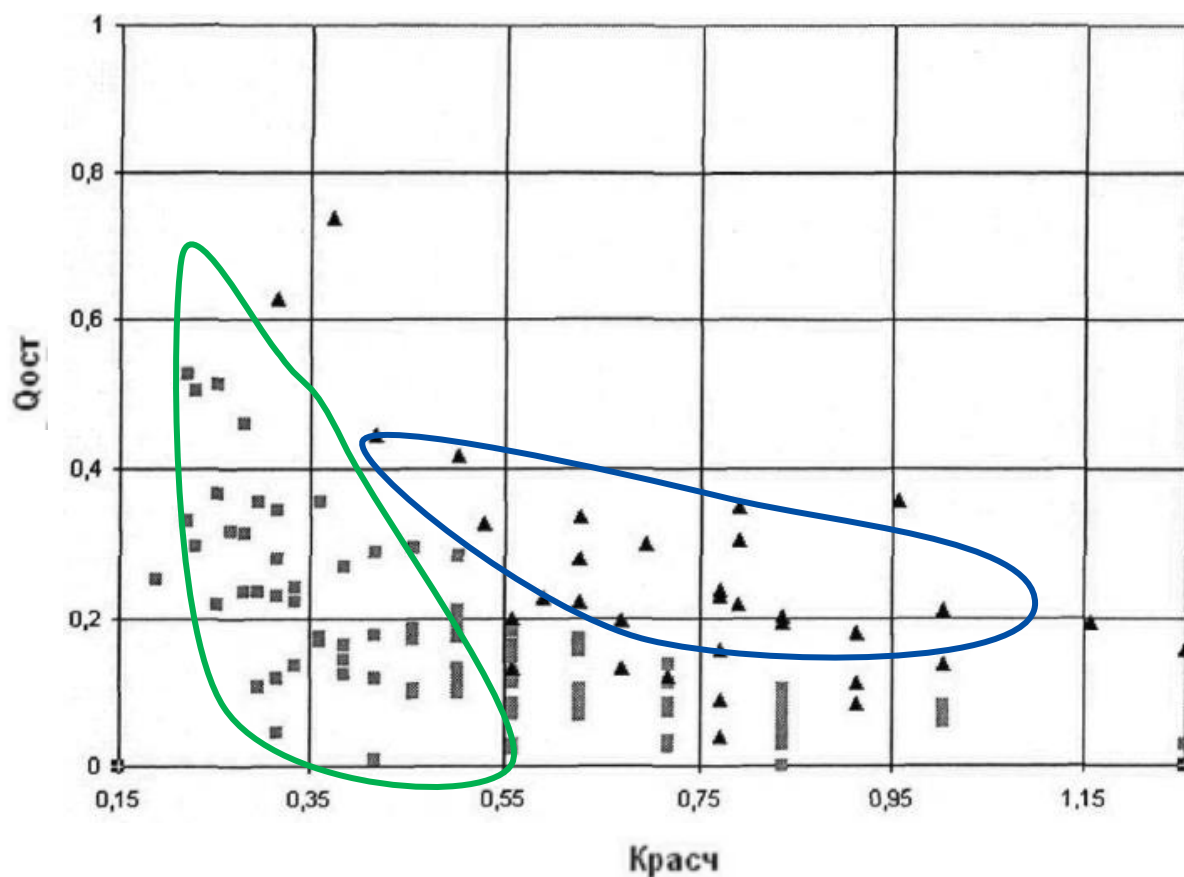


Рисунок 16 - зависимость по 4 пачке $Q_{ост} = f(K_{расч})$ с фильтром по количеству прослоев (■ - $n=1$, ▲ - $n > 1$).

Из графика на рисунке 16 можно сделать вывод, что трудноизвлекаемые запасы приходятся именно на область высокой

расчлененности ($K_{расч} > 0,55$). Зеленая область - активные запасы, синяя - трудноизвлекаемые, приуроченные к расчлененным объектам. Из этого графика становится ясно, что чем выше сложность объекта (пласта или пачки) - тем больше остаточные запасы.

Анализ зависимости плотности остаточных запасов от расчлененности с фильтром по количеству пачек показывает, что в первую очередь вырабатываются наиболее однородные пачки с малым значением расчлененности и количества слоев, но с высокими значениями пористости и проницаемости.

Анализ влияния одних факторов на другие и рассмотрение их корреляционных связей позволяют сделать следующие выводы и рекомендации:

1. Наиболее тесную связь с величиной плотности остаточных запасов имеют коэффициенты: глинистости, многослойности, расчлененности и промывки.

2. При изучении влияющих факторов как в нефтяных, так и особенно в водонефтяных зонах необходимо проводить четкое разделение скважин на две, а то и больше категорий - первая, в которой скважинами вскрыт монолитный пласт (1 пачка) и вторая - где скважинами вскрыто 2 и более пачек.

3 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ПЛОТНОСТИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Поскольку ранее было установлено, что на формирование зон начальной и остаточной нефтенасыщенности, может оказывать влияние геологическая неоднородность, то на третьем этапе нами была поставлена задача количественной оценки величины плотности остаточных запасов с последующим построением карт их зонального распределения. Поскольку, как было выяснено ранее, на выработку и формирование остаточных запасов нефти влияет не один, а множество различных факторов (геологических, промысловых), то необходимо было оценить вклад (влияние) каждого из параметров на величину плотности остаточных запасов. С целью оценки значимости (влияния) различных факторов на величину плотности остаточных запасов сначала был проведен парный корреляционный анализ (см. таблицу 1), т.е. изучалась влияние каждого из факторов на величину остаточных запасов с целью дальнейшего их включения в регрессионное уравнение для прогноза выработки остаточных запасов. При этом определялся коэффициент корреляции Пирсона и коэффициент значимости [11].

При этом в корреляционном анализе учитывались следующие геолого-физические и промысловые факторы:

M_{neft} – нефтенасыщенная толщина, м;

IR_{por} – изменчивость на расчлененность по пористости,

IR_{nef} – изменчивость на расчлененность по нефтенасыщенности

IR_{pron} – изменчивость на расчлененность по проницаемости

K_{gl} – коэффициент массовой глинистости, %

n – количество прослоев в пачке

G_{idro} – гидропроводность

K_{prom} – коэффициент промывки, д.ед.

Q_{nach} – плотность начальных запасов, т/м²

R_{ash} – коэффициент расчлененности, 1/м

VNF – водонефтяной фактор, т/т

ГЛ η - коэффициент относительной глинистости, д.ед.

Ksvvod – коэффициент связанной воды

По величине значимости определялся долеой вклад каждого из параметров в величину плотности остаточных запасов, затем наименее значимые параметры были исключены из дальнейшего рассмотрения. Это было сделано по нескольким причинам. Во-первых, на начальном этапе как правило, у нефтяников отсутствует вся полная информация по всем параметрам для оценки $Q_{ост}$. Во-вторых, для получения более надежного решения уравнения количество параметров не должно превышать 6 - 10. Результаты парной корреляции представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты парной корреляции

Название геолого-физических и промысловых факторов		Коэффициент корреляции с $Q_{ост}$	Степень значимости
Нефтенасыщенная мощность	mneft	0,772(**)	0,000
Изменчивость по пористости на расчлененность	IRpor	0,012	0,851
Изменчивость по нефтенасыщенности на расчлен-ть	IRnef	0,063	0,320
Изменчивость по проницаемости на расчлененность	IRpron	0,014	0,821
Коэффициент глинистости	Kgl	-0,368(**)	0,00021
Количество прослоев	n	0,195(**)	0,002
Коэффициент гидропроводности	Gidro	0,732(**)	0,000
Коэффициент промывки	Kprom	-0,161(*)	0,011
Плотность начальных запасов	Qnach	0,805(**)	0,000
Коэффициент расчлененности	Rash	-0,447(**)	0,000
Водонефтяной фактор	VNF	0,079	0,557
Коэффициент относительной глинистости	$\eta_{гл}$	-0,419(**)	0,00014
Коэффициент связанной воды	Ksvvod	-0,419(**)	0,000

** Корреляция значима на уровне 1 % ($p=0.01$).

* Корреляция значима на уровне 5 % ($p=0.05$).

Из этой таблицы следует, что наиболее значимыми являются следующие факторы: начальная нефтенасыщенная толщина m_{neft} , массовая глинистость K_{gl} , количество прослоев в пачке n , гидропроводность $Gidro$, коэффициент промывки K_{prom} , начальная плотность запасов $Q_{нас}$, коэффициент расчлененности $Rash$, коэффициент относительной глинистости $\eta_{гл}$, коэффициент связанной воды K_{svvod} .

Поскольку K_{gl} и $\eta_{гл}$ относительно сходные величины, одной из них можно пренебречь. Учитывая, что степень значимости $\eta_{гл}$ больше, примем для расчетов этот коэффициент. Коэффициент связанной воды зависит в данном случае от относительной глинистости, поэтому им тоже пренебрегаем.

Количество пачек n и коэффициент расчлененности $Rash$ - тоже сходные величины, которые отражают неоднородность (многослойность) среды, поэтому для расчетов возьмем коэффициент расчлененности, т.к. степень его значимости выше.

Таким образом, наиболее значимыми параметрами, которые использовались в дальнейшем для получения регрессионных уравнений при расчете плотности остаточных запасов оказались следующие факторы: гидропроводность $Gidro$, коэффициент промывки K_{prom} , нефтенасыщенная мощность m_{neft} , коэффициент относительной глинистости $\eta_{гл}$, коэффициент расчлененности $Rash$.

С учетом всех влияющих параметров выводилось регрессионное уравнение в программе.

Так для пласта полученное регрессионное уравнение имеет вид:

$$Q_{ост} = 0,001 * Gidro - 0,028 * K_{prom} + 0,046 * m_{neft} - 0,084 * \eta_{гл} - 0,016 * Rash + 0,033$$

Определялся необходимый коэффициент детерминации R^2 , который показывал точность вычислений и полученных результатов. Для качественной

сверки полученных результатов по регрессионным уравнениям была проведена процедура сверки их с фактическими данными (геологические

запасы – накопленная добыча нефти), которая показала их хорошую степень сходимости (таблица 2).

Также на качественном уровне были построены карты распределения плотности остаточных запасов по регрессионным уравнениям и по фактическим данным (рисунок 17, 18). Визуальный анализ этих карт подтверждает сходство полученных результатов.

Таблица 2 - Сравнительная таблица расчетных и фактических значений плотности остаточных запасов

Пачка	$\Sigma Q_{ост} \text{ расч,}$ т/м ²	$\Sigma Q_{ост} \text{ факт,}$ т/м ²	$Q_{ост} \text{ расч}$ среднее, т/м ²	$Q_{ост} \text{ факт}$ среднее, т/м ²
1	2	3	4	5
4	10,39	10,75	0,179	0,185
7	7,59	6,81	0,194	0,174
9	4,76	4,03	0,198	0,17
11	13,94	11,92	0,244	0,209
13	13,69	11,3	0,240	0,198
23	4,03	4,11	0,287	0,294
ДП	49,11	48,94	0,197	0,196

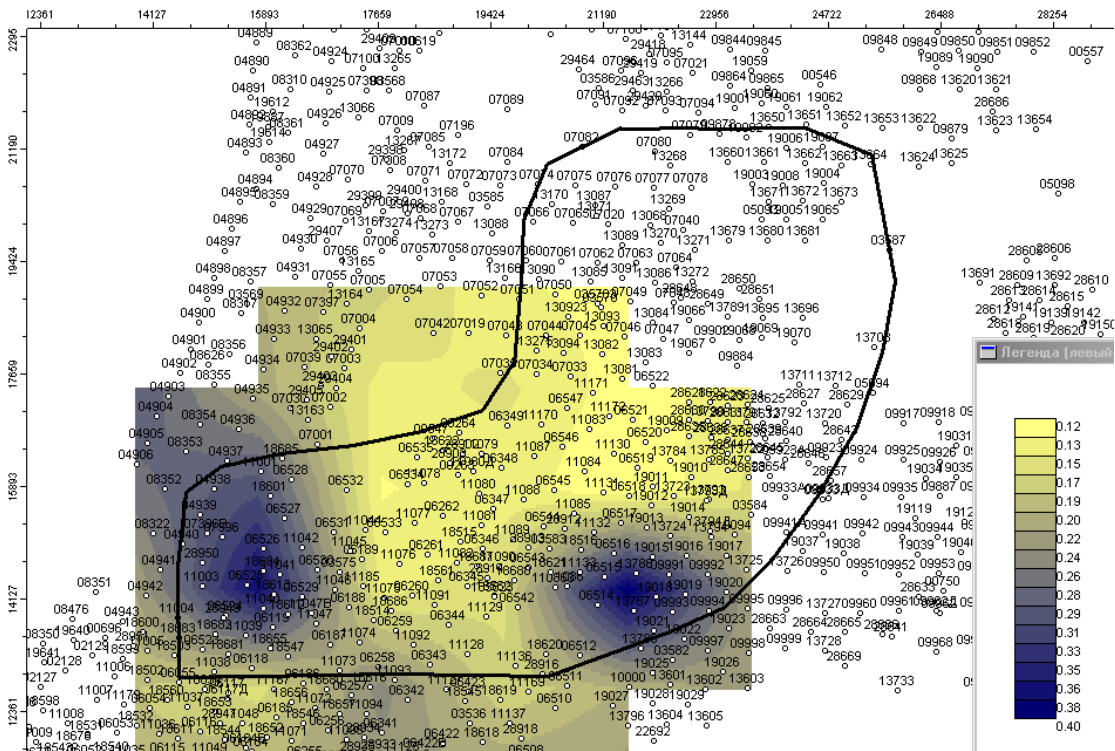


Рисунок 17 - Карта распределения плотности остаточных запасов, рассчитанных по уравнению регрессии $Q_{ост} \text{ расчетное}$

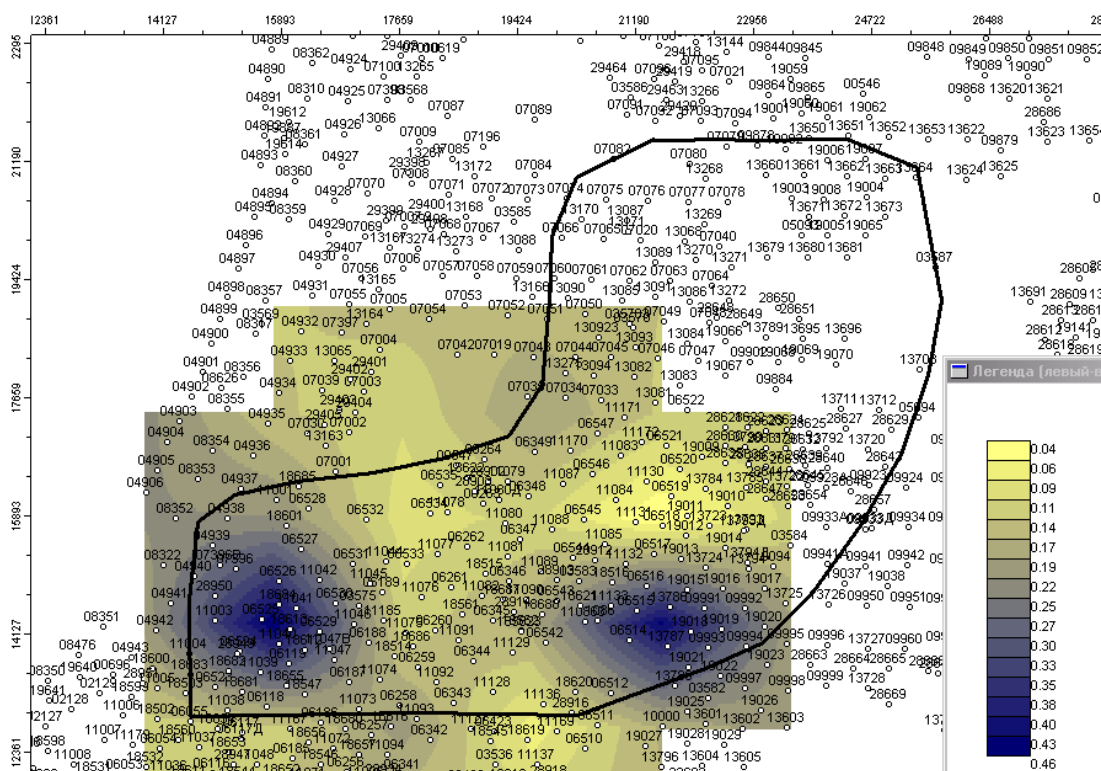


Рисунок 18 - Карта распределения плотности остаточных запасов по фактическим данным $Q_{\text{ост факт}}$

Сравнивая результаты карт на рисунках 17, 18 и значения суммы, полученной в таблице 2, можно сделать вывод о хорошей сходимости результатов вычислений и построений, что свидетельствует о том, что уравнение, полученное для расчета величины плотности остаточных запасов для заданных условий можно применять для аналогичных условий терригенной толщи других месторождений. Однако, для того чтобы получить более точную сходимость результатов фактических и расчетных данных, необходимо уточнять коэффициенты в регрессионном уравнении для конкретных геолого-физических условий на основе имеющихся данных.

Таким образом, согласно теории блочно-иерархического строения горных пород и предложенной нами методики выявления мест локализации остаточных запасов можно устанавливать факторы, способствующие формированию остаточных нефтенасыщенных зон и делать прогноз, в каких зонах будут формироваться активные и трудноизвлекаемые запасы

(приуроченные к неоднородным по геологическому строению объектам) и более обоснованно предлагать мероприятия по их извлечению.

Результаты исследования:

По результатам исследований можно сделать следующие выводы:

- 1) Для терригенных отложений на основе учета влияния параметров геологической неоднородности и промысловых (динамических) факторов, были получены регрессионные уравнения, по которым можно рассчитывать текущую плотность остаточных запасов, а также делать их прогноз;
- 2) Регрессионное уравнение, полученное для терригенных отложений, можно использовать для расчета плотности остаточных запасов для аналогичных отложений других площадей или месторождений, с учетом использования геолого-физических и промысловых факторов, характерных для данных условий.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2БМ14	Охременко Виктория Викторовна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/ООП/ОПОП	21.04.01 «Нефтегазовое дело»/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при добычи остаточных запасов нефти на нефтегазоконденсатном месторождении.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности применения методики оценки остаточных запасов нефти на нефтегазоконденсатном месторождении с дополнительной добычи нефти
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет доходов и затрат при реализации геолого-технического мероприятия
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности применения методики оценки остаточных запасов нефти с целью повышения КИН

Перечень графического материала:

1. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности.
--

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	14.03.2023
---	------------

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Охременко Виктория Викторовна		

Оценка технико-экономической эффективности основана на расчете затрат на проведение геолого-технических мероприятий и оценке технологического эффекта от применения методики расчета, в качестве которого выступают дополнительная добыча нефти.

4.1 Выручка от реализации продукции

Для перехода от тонн нефти «Юралс» к баррелям используем коэффициент 7,28 (1 тонна нефти Юралс = 7,28 баррелей).

Таблица 3 – Макроэкономические показатели

67

Выручка, млн. руб	192,642912	184,0902	175,6906	174,9669
--------------------------	------------	----------	----------	----------

4.2 Капитальные вложения

К капитальным затратам в данном случае будет относиться бурение горизонтальной скважины с дальнейшим обустройством, стоимость строительства выкидной линии, линии электропередач. В расчете учтены затраты на природоохранные мероприятия (5% от капитальных вложений) и прочие капитальные вложения (10% от КВ). (таблица 4).

Таблица 4 - Капитальные вложения

Параметр	Значение, млн руб.
Бурение горизонтальной скважин (5 скважин)	607,42
Обустройство скважин 5 скважин	287,80
Выкидная линия	6,46
Линии электропередач	8,75
Прочие КВ (10% от обустройства)	30,30
Природно-охранные мероприятия (5% без прочих КВ, с учетом буровых работ)	45,52
ИТОГО	986,27

4.3 Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления составляют определенный процент от капитальных вложений. Процент определяется нормой амортизации для каждого типа оборудования в зависимости от срока полезного использования:

$$N_A = \frac{1}{T_{\text{исп}}} * 100\% \quad (4)$$

где N_A - норма амортизации, %

$T_{\text{исп}}$ - срок полезного использования, лет

Данные для определения нормы амортизации взяты из Постановления Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации

основных средств, включаемых в амортизационные группы" [30]. Результаты представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Норма амортизации для используемого типа оборудования

Тип оборудования	Срок полезного использования, лет	Норма амортизации, %
Выкидная линия	5	20,0
Скважина нефтяная эксплуатационная	7	14,29
ВЛ, прочие КВ, природоохранные мероприятия, автодороги	20	5,0

Суммарные амортизационные отчисления составят 42,8 млн руб./год.

4.4 Эксплуатационные затраты

В таблице 6 представлен объем эксплуатационных затрат, к которым относятся текущие затраты (таблица 7). Стоит отметить, что заработная плата рассчитывается для 5 рабочих.

Таблица 6 - Объем эксплуатационных затрат

Параметр	Единица измерения	Стоимость
Расходы на ремонт оборудования	% отчислений от балансовой стоимости	0,50
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	руб. / т	611,62
Общехозяйственные и общепроизводственные расходы	руб. / т	118,69
Прочие затраты	руб. / т	482,24
Среднемесячная заработная плата	руб. / мес/ чел	50 000,00
Страховые взносы (30,4 %)	млн. руб.	0,91
Фонд оплаты труда (ФОТ)	млн. руб.	3,91

Таблица 7 - Текущие затраты, в млн руб.

Год	ФОТ	Содержание и эксплуатация оборудования	Капитальный ремонт скважин	Общепроизводственные расходы	Амортизация основных фондов	Прочие	Итого
2023	3,91	55,56	0,00	9,80	42,86	43,81	155,03
2024	3,91	51,70	0,00	9,12	42,86	40,76	147,45
2025	3,91	42,72	0,00	7,54	42,86	33,68	129,79
2026	3,91	21,25	3,04	3,75	42,86	16,76	90,66
Итого	15,56	171,23	3,04	30,21	171,43	135,01	522,92

4.5 Налоговые отчисления

Одним из пунктов налоговых отчислений является налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Расчет налога на добычу полезных ископаемых в части нефти произведен на основании Налогового кодекса Российской Федерации [31] и официальных данных Федеральной антимонопольной службы [32].

Прочие налоги, включающие в себя земельный, водный и транспортный, определяются по ставке 1,5% от выручки за текущий временной период.

Налог на имущество организаций определяется по ставке 2,2% от текущей стоимости основных производственных фондов, то есть от начальной стоимости ОПФ за вычетом накопленных к моменту расчета амортизационных отчислений.

В таблице 8 представлены значения суммы налогов.

Таблица 8 - Сумма налогов к уплате, млн руб.

Год	НДПИ	Налог на имущество	Прочие налоги	Итого
2023	96,10	5,72	2,89	105,63
2024	90,52	4,78	2,76	98,98
2025	86,77	3,84	2,64	94,15
2026	86,41	2,89	2,62	92,84
Итого	359,80	17,24	10,91	391,59

4.6 Оценка экономической эффективности проекта

Оценка экономической эффективности будет произведена на основе двух параметров: чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и внутренней нормы доходности (ВНД).

Чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV) – это стоимость, полученная путем дисконтирования отдельно на каждый момент, временной период разности всех оттоков и притоков, доходов и расходов, накапливающихся за весь период функционирования объекта инвестирования при фиксированной, заранее определенной процентной ставке.

Для определения значения ЧДД используется ставка дисконтирования, равная 15%. Формула расчета ЧДД представлена ниже:

$$\text{ЧДД} = CF * (1 + r)^m, \quad (2)$$

где CF - денежный поток за рассматриваемый год, млн. руб.,

r - ставка дисконтирования, %,

m - количество времени, прошедшее с начала исследования, лет.

Также для расчета используются значения валовой прибыли (выручка за вычетом текущих затрат и НДПИ), налога на прибыль (20% от валовой прибыли), чистой прибыли и амортизации.

Результаты расчета экономической эффективности представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Экономическая эффективность

Показатели	Ед. изм	2022	2023	2024	2025	2026
Среднегодовая добыча нефти	тыс. тонн	0	90,84	84,53	69,84	34,75
Эксплуатационные затраты (без НДС), в том числе: <i>амортизационные отчисления</i>	млн руб.	0	164,56	155,90	137,17	97,09
		0	42,86	42,86	42,86	42,86
Капитальные вложения	млн руб.	986,27	0	0	0	0
Цена реализации нефти без НДС	руб. / т	0	40134	37918	36188	36188
Выручка	млн руб.	0	3645,97	3205,26	2527,34	1257,52
НДПИ	млн руб.	0	96,10	90,52	86,77	86,41
Валовая прибыль	млн руб.	0	3385,31	2958,84	2303,40	1074,02
Налог на прибыль	млн руб.	0	677,06	591,77	460,68	214,80
Налог на имущество	млн руб.	0	5,72	4,78	3,84	2,89
Итого налоги	млн руб.	0	682,79	596,55	464,52	217,70
Чистая прибыль	млн руб.	0	2708,25	2367,07	1842,72	859,22

Для расчета срока окупаемости вложений используется формула:

$$PP = n + \frac{I}{\sum_n NPV_i} = 0,2 \text{ года.} \quad (3)$$

где I - объем вложенных в производство инвестиций, руб

NPV_i - чистый дисконтированный доход за i-й год, руб.

n - год, в котором накопленный дисконтированных доход превысит объем инвестиций, или год окупаемости.

ВНД характеризует максимальную ставку дисконтирования, при которой накопленный дисконтированный поток опустится до нуля к концу рассматриваемого периода. Показатель ВНД является характеристикой

надежности проекта: чем выше его значение, тем безопаснее инвестиции. Для данного проекта ВНД составило 268,75%, в несколько раз превышает принятую ставку дисконтирования. Полученное значение говорит о целесообразности инвестиций в проект.

В таблице 8 представлены основные финансовые показатели проекта.

Таблица 8 - Финансовые показатели проекта

Показатели	Ед. изм	2022	2023	2024	2025	2026
Денежный поток	млн. руб	-986,27	2751,10	2409,93	1885,58	902,08
Накопленный денежный поток	млн. руб	-986,27	1764,83	4174,76	6060,34	6962,41
Чистый дисконтированный доход (i = 15%)	млн руб.	13 099,82				
Внутренняя норма доходности	%	262,75				
Срок окупаемости (простой)	лет	0,2				
Срок окупаемости (дисконтированный)	лет	0,3				
Индекс доходности капитальных вложений	доли ед.	6,38				

С учетом капитальных вложений, равных 986,27 млн руб., показатель ЧДД в пределах рассматриваемого периода будет равен 13 099,82 млн. руб

На конец уже первого года эксплуатации внедренного оборудования он достигнет положительного значения. Таким образом, проект является окупаемым.

Для исследования устойчивости проекта в работе рассматриваются сценарии изменений ситуации на рынке. Три основные показателя, влияющие на экономическую эффективность проекта (цена на продукцию, капитальные вложения и добыча нефти), искусственно уменьшаются и увеличиваются на 20%, после чего оцениваются показатели ЧДД и ВНД. На рисунках 1 и 2 представлены результаты изменений.

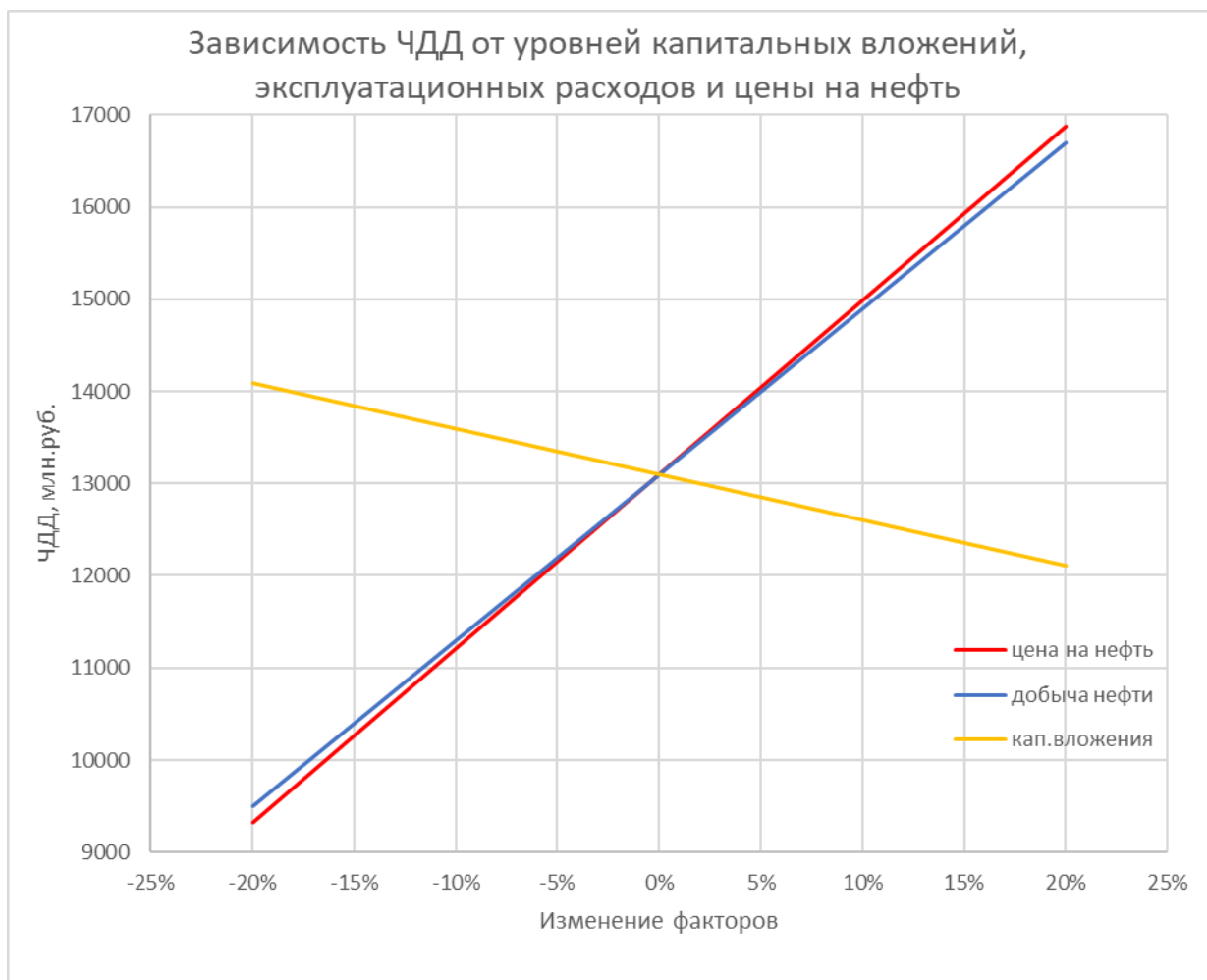
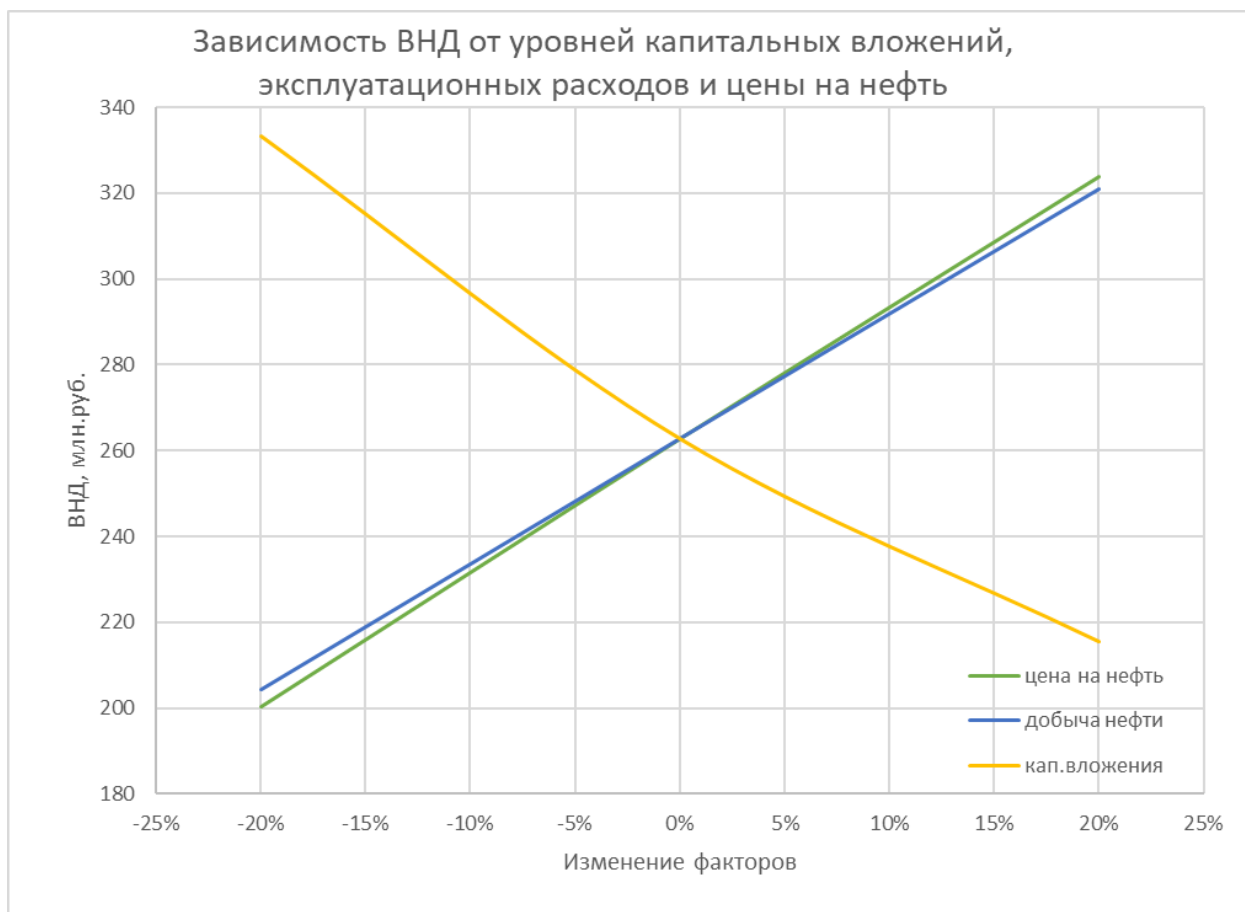


Рисунок 19 - Зависимость ЧДД от уровней капитальных вложений, эксплуатационных расходов и цены на нефть



**Рисунок 20 - Зависимость ВНД от уровней капитальных вложений,
эксплуатационных расходов и цены на нефть**

Наибольшее влияние на экономическую эффективность проекта оказывают цена на нефть и добыча нефти.

Заключение по разделу

При реализации методики по оценке распределения остаточных запасов дополнительная добыча нефти будет составлять 280 тыс.т. за рассматриваемый период (5 года). Показатель ЧДД за 5 года составит 13 099 млн.руб. при ставке дисконтирования 15%. Общий срок окупаемости составит менее 1 года (2,4 месяца).

Технологическое решение является рентабельным, поскольку при любом из рассматриваемых сценариев значение ВНД не опускалось ниже принятых 15%.

Высокое значение ВНД при текущих условиях (262%) характеризует проект как надежный для вложений.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ14		ФИО Охременко Виктория Викторовна	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Оценка распределения остаточных запасов на поздней стадии разработки нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> остаточные запасы нефтяного месторождения <i>Область применения:</i> месторождение с неоднородными терригенными коллекторами в условиях поздней стадии эксплуатации <i>Рабочая зона:</i> полевые условия; <i>Климатическая зона:</i> особая климатическая зона (4 класс защиты); <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> фонтанная арматура, выкидная линия; <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> бурение скважины, добыча нефти</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - Трудовой Кодекс РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом; - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; - ФЗ от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»; - ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; - СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение; - ГОСТ 12.1.003-83. Требования безопасности к уровню шума; - ГОСТ 12.1.012-2004. Требования безопасности к уровню вибрации; - ГОСТ 12.1.030-81. Защитное заземление, зануление; - ГОСТ 31837-2012. Газоочистители абсорбционные. Требования безопасности и методы испытаний; - ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p><i>Вредные производственные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды; - Повышенный уровень механических (вибрация) и акустических (шум) колебаний; - Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения; - Загазованность воздуха рабочей зоны. <p><i>Опасные производственные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Электрический ток; - Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов;

	<ul style="list-style-type: none"> - Пожароопасный фактор; - Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). <p><i>Средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Средства нормализации воздушной среды (устройства вентиляции и очистки воздуха, кондиционирования и отопления); - Средства нормализации освещения; - Шумоизолирующие, звукоизолирующие средства; - Устройства защитного заземления и зануления, автоматического отключения и дистанционного управления; - Средства индивидуальной защиты органов дыхания, органов слуха и зрения; - Средства защиты головы, рук и ног, специальная защитная одежда; <p><i>Расчет количества опасного вещества поступающего в окружающую среду при аварии на скважине</i></p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	<p><i>Воздействие на литосферу:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Загрязнение почв при утечки нефти; – Уничтожение (деградация) почвенно-растительного покрова; – Засорение твердыми бытовыми отходами. <p><i>Воздействие на гидросферу:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Изменение химического состава пластовой воды; – Загрязнение поверхностных и подземных вод. <p><i>Воздействие на атмосферу:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Выброс газа в окружающую среду.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<p><i>Возможные ЧС:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – ЧС, связанные с природными процессами (землетрясение, пожароопасный период, заморозки, порывы ветра) – Аварии в результате разгерметизации оборудования, газосборных трубопроводов, выкидных линий; – Аварии в результате выхода из строя автоматизированного оборудования, в связи с повреждением кабеля линии электропередач. <p><i>Наиболее типичная ЧС:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Аварии в результате разгерметизации оборудования, трубопроводов, выкидных линий
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Охременко Виктория Викторовна		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью выпускной квалификационной работы является разработка обоснованной методики оценки распределения остаточных запасов на нефтегазоконденсатных месторождениях в условиях поздней стадии их эксплуатации с учетом геологических условий неоднородных пластов. Данная методика позволит определить локализацию остаточных запасов нефти, что в последующем приведет к увеличению КИН.

Реализация данной методики на месторождении позволит вовлечь остаточные запасы нефти в разработку месторождения и увеличит добычу.

Территория исследования расположена в особой климатической зоне, которая характеризуется суровым климатом и наиболее холодным показателем температуры. Зимы здесь продолжительные, холодные и с сильными ветрами. На это влияют арктические воздушные массы. Температура воздуха может достигать -50°C . Летние потепления здесь крайне редкие, а температура воздуха не превышает $+15^{\circ}\text{C}$. Для этого пояса характерны сильные ветра и большая облачность за счет прохождения арктических циклонов. В связи с этим, к рабочим местам и спецодежде персонала предъявляются особые требования для обеспечения безопасной деятельности в таких условиях.

Помимо этого, удаленность северных месторождений от городских агломераций обуславливает осуществление трудовой деятельности вахтовым методом работы, особенности которой прописаны в Трудовом Кодексе РФ.

Большинство процессов происходят на территории опасных производственных объектов (ОПО), т.е. зонах с высоким риском аварий и других техногенных инцидентов. К таким объектам относятся, в частности, кустовые площадки добывающих скважин и установки подготовки нефти. В связи с чем, к данным объектам предъявляются особые требования безопасности и организуются превентивные мероприятия по снижению рисков возникновения чрезвычайных ситуаций.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.2.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Нижеизложенные требования по охране труда и безопасности на предприятии распространяются на нефтегазоконденсатных месторождениях при работе вахтовым методом.

При организации вахтового метода работодатель обязан предоставить работникам возможность проживания в вахтовых посёлках, где должны быть расположены все необходимые для обеспечения жизнедеятельности сооружения. Длительность вахты не должна превышать одного месяца за исключением особых случаев, когда работодатель может установить срок вахты до трёх месяцев. Учёт периода нахождения работника на вахте включает в себя рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени. Вместо суточных работники получают надбавку за вахтовый метод работы за каждый календарный день пребывания на вахте.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате и предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск.

К обслуживанию установки подготовки газа допускаются физически пригодные лица, достигшие 18-летнего возраста. Перед началом обслуживания установки рабочим необходимо ознакомиться с инструктажом по технике безопасности и пожарной безопасности, а также по приемам оказания доврачебной помощи. После сдачи экзамена по проведённому инструктажу работник может вести самостоятельную работу [35].

5.2.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Общая компоновка оборудования и аппаратуры должна удовлетворять требованиям действующих противопожарных технических условий строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности ПТУСП 01-63 [36].

Рабочее место должно обеспечивать минимальную траекторию движения работника, а также удобную рабочую позу в положении сидя или стоя.

5.2 Производственная безопасность

Возможные вредные и опасные факторы, которым могут подвергнуться работники газовой сферы, представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Возможные вредные и опасные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015) [37]	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготов- ление	Эксплуа- тация	
1. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей	+	+	а) Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ[38]; а) Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [39];
2. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде	+	+	б) Защита от шума регламентируется СП 51.13330.2011 [40];
3. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека		+	Контроль за температурой касаемых поверхностей приведен в ГОСТ Р 51337-99[41] Требования к электробезопасности приведены в ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [42] и

4. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [43] а) Контроль за концентрацией токсического вещества приведен в ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [44] б) Контроль за уровнем загазованности приведен в ГОСТ ИЕС 60079-29-2-2013[45]
5. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха		+	Требования к безопасной компоновке рабочего места устанавливаются ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ [46]
6. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения	+	+	

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

1) Воздействие токсического вещества на организм человека

Нефть средняя согласно СанПиН 1.2.3685-21 относится к вредным веществам 3-го класса опасности. ПДК в воздухе рабочей зоны составляет 10мг/м³. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – обязательные санитарные нормативы для использования при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования и вентиляции, а также для предупредительного и текущего санитарного надзора [44].

Перед началом работы отборщики проб должны привести в порядок свою спецодежду.

Отборщики проб при работе должны соблюдать меры безопасности:

- приступать к работе в соответствующей спецодежде и обуви без железных гвоздей и подков
- при отборе проб находиться с наветренной стороны с тем,

чтобы пары продуктов ветром относило в сторону;

- во время отбора проб во избежание отравления выделяющимися парами и газами запрещается заглядывать в замерный люк или низко наклоняться к его горловине;
- при отборе проб необходимо пользоваться фильтрующими противогазами с коробками соответствующих марок.

К средствам индивидуальной защиты при взятии проб относятся: спецобувь, спецодежда, фильтрующий противогаз, перчатки, защитные очки.

2) Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды

Низкая температура и большие скорости движения воздуха, свойственные при работе на открытом воздухе в особой климатической зоне России, при длительном воздействии приводят к расстройству кровообращения, способствуют развитию ревматизма, повышению шансов заражения гриппом и болезнями дыхательных путей.

Сроки носки теплой специальной одежды и теплой специальной обуви (куртка на утепляющей прокладке, брюки на утепляющей прокладке, куртка лавсано-вискозная на утепляющей прокладке, брюки лавсано-вискозные на утепляющей прокладке и валенки) устанавливаются в годах в зависимости от климатических поясов (таблица 11).

Таблица 11 – срок эксплуатации спецодежды в зависимости от климатического пояса, лет [47]

Наименование теплой специальной одежды и теплой специальной обуви	Климатические пояса				
	I	II	III	IV	Особый
Куртка на утепляющей прокладке	3	2,5	2	1,5	1,5
Брюки на утепляющей прокладке	3	2,5	2	1,5	1,5
Куртка лавсано-вискозная на утепляющей прокладке	3	2,5	-	-	-
Брюки лавсано-вискозные на утепляющей прокладке	3	2,5	-	-	-
Валенки	4	3	2,5	2	2

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может являться причиной возникновения несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары. На месторождении применяют хлопчатобумажную спецодежду, имеющую удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре).

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами. В целях нормализации теплового состояния работника температуре воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21-25°C.

Помещение следует оборудовать устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых должна быть в диапазоне 35-40°C. В обеденный перерыв работник должен быть обеспечен «горячим» питанием. Начинать работу на холоде следует не ранее, чем через 10 минут после приема «горячей» пищи.

При температуре воздуха ниже -30°C не рекомендуется планировать выполнение физической работы категории выше IIа. При температуре воздуха ниже -40°C следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей [48]. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются [49].

3) Повышенный уровень механических и акустических колебаний

При работах на месторождении, где работают высоконапорные насосные агрегаты типа ЦНС, имеется существенное превышения норм уровня шума и вибрации.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 норма на открытой местности составляет 80 дБА, а значение уровня звука на рабочем месте – 40-45 дБА.

Помимо этого, доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, которые создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый [50]. Превышение уровня допустимых значений шума в краткосрочном периоде вызывает головные боли и усталость, а при длительном воздействии оказывает негативное воздействие на слуховой аппарат.

Из-за действия вибрации на организм человека, могут быть нарушены его физиологические функции, что может проявиться и виде головных болей, плохого сна, снижения работоспособности, нарушения сердечной деятельности. В таблице 12 приведены нормы уровней вибрации по ГОСТ 12.1.012-90 [51].

Таблица 12– Гигиенические нормы уровней вибрации [51]

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

Для защиты от шума применяются как индивидуальные (наушники, противοшумные вкладыши), так и коллективные (шумоподавляющие материалы, ограждения) средства защиты.

К методам защиты от вибрации относятся: усовершенствование техники и оборудования, виброизоляция машин и поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Для индивидуальной защиты работника от воздействия вибрации предусмотрены антивибрационные рукавицы и сапоги с толстой резиновой подошвой [52].

4) Освещенность

Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения Территория Крайнего Севера отличается коротким солнечным промежутком времени в зимнее время года, что вызывает дефицит ультрафиолетового компонента естественного света и проявляется в нарушении обмена веществ и снижении общей

сопротивляемости организма, происходит снижение выработки витамина Д. Кроме того, недостаток освещения, в том числе и искусственного, ухудшает зрительную работоспособность, оказывает влияние на психику человека, на его эмоциональное состояние, вызывает усталость нервной системы. Недостаточность искусственного освещения может проявляться в несоответствии нормам таких параметров световой среды как: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная пульсация светового потока (свыше 20%), некачественный спектральный состав света, повышенная блескость и яркость на рабочем месте.

При работе в темное время суток производственные объекты и помещения на месторождении в обязательном порядке освещаются, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов [53]. Коэффициент пульсации освещенности для рабочих мест: ПЭВМ – не более 5%.

Для других видов рабочих мест требования к коэффициенту пульсации освещенности (Кп) менее жесткие, но величина Кп должна быть не более 15%. Максимально допустимый показатель для самых грубых зрительных работ – не более 20%. Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами [54].

5) Загазованность

При выполнении работ имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК некоторых транспортируемых газов, вредных примесей и применяемых веществ при применении методов увлечения нефтеотдачи [59]:

- Среднесменная ПДК сырой нефти 10 мг/м³ (3 класс опасности);
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C1-C5) – 3 мг/м³ (2-ой

класс опасности);

- Углеводороды C1 - C 10 – 300 мг/м³ (4 класс опасности);
- Оксид углерода 20 мг/м³ (4-ой класс опасности).

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

1) Взрывоопасность и пожароопасность

При проведении технологического процесса на скважине производится добыча нефти. Компоненты, входящие в состав нефти при испарении могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси.

Для предупреждения возникновения аварий, загазованности рабочей зоны, взрывов и пожаров предусмотрена герметизация технологического оборудования, поддержание состава и параметров среды вне области их воспламенения, а также сигнализация параметров технологического режима.

У устьев скважин предусмотрен контроль загазованности стационарными газоанализаторами с предупредительной и аварийной сигнализацией при достижении ДВК горючих газов и паров на площадке скважин 20 % и 50 % от НКПР соответственно.

В целях снижения пожарной опасности на скважине предусмотрены следующие мероприятия:

- ведение технологического процесса осуществлять в строгом соответствии с требованиями технологического регламента;
- своевременно осуществлять техническое обслуживание и ремонт оборудования, трубопроводов и арматуры;

- своевременно осуществлять плановый ремонт и комплексную диагностику трубопроводов, оборудования и арматуры;
- периодические гидравлические испытания на прочность и герметичность (приурочивают ко времени проведения ревизии трубопроводов);
- не допускать эксплуатацию оборудования, трубопроводов и арматуры без надежного заземления от статического электричества, молниезащиты;
- на наружных установках осуществлять периодический контроль дозврывоопасных концентраций переносными газоанализаторами, в соответствии с установленным графиком;
- при обнаружении пропуска среды неисправный участок необходимо отключить и принять меры по устранению пропуска.

Кустовая площадка оснащена первичными средствами пожаротушения: пожарный ящик с песком, пенные огнетушители.

При проектировании любого опасного производственного объекта (ОПО) необходимо рассчитать количество горючего вещества при потенциальном разливе. Методика расчета описана в приложении к приказу МЧС России от 10 июля 2009 года №404 [55].

В работе рассмотрено нарушение целостности фонтанной арматуры и выкидной линии. Принимаем, что нарушена целостность оборудования в двух точках: непосредственно на фонтанной арматуре (нарушена герметичность фланцевого соединения) и на участке трубопровода от запорной арматуры до замерной установки (длина участка принимается 30 м, диаметр 89х6). Для расчета количества поражающего вещества при аварии необходимо принять несколько допущений:

- а) при нарушении оборудования всё его содержимое выходит наружу;
- б) рассматриваются худшие сценарии развития аварии;

в) первичное облако ТВС (при раннем взрыве) для блоков, содержащих нефть, состоит из метана, вторичное облако – из пропана, т.к. молярные массы паров нефти (48 кг/кмоль) и пропана (44 кг/кмоль) близки по значениям.

Примечание: под первичным облаком понимается облако газа, выделившееся в окружающую среду сразу после аварии, вторичное облако – облако паров конденсата, испарившееся по истечении некоторого времени послеаварии.

Масса опасного вещества в фонтанной ёлке рассчитывается по формулам:

а) для жидкости

$$m_{жф} = V \cdot 0,5 \cdot \frac{\rho_n}{1000} \cdot \frac{(100 - B)}{100} \quad (1)$$

б) для газа

$$m_{гф} = 0.01 \cdot P_{изб} \cdot V \cdot 0,5 \cdot \frac{\rho_g}{1000} \quad (2)$$

где V – объём оборудования

$\rho_{ж}$, $\rho_{г}$ – плотности нефти и газа соответственно (принимаются 820 кг/м³ и 0,9 кг/м³ соответственно)

$P_{изб}$ – избыточное давление в оборудовании (принимается 6 МПа)

B – обводненность продукции (принимается 85%)

Получаем $m_{жф} = 0,049$ т и $m_{гф} = 0,014$ т – количество опасного вещества в фонтанной ёлке.

Количество опасного вещества на участке трубопровода:

$$m_{жт} = l \cdot \frac{\pi d^2}{2} \cdot \frac{\rho_n}{1000} \cdot \frac{(100 - B)}{100} \quad (3)$$

$$m_{\text{ГТ}} = m_{\text{ЖТ}} \cdot \Gamma \cdot \frac{\rho_{\text{Г}}}{1000} \quad (4)$$

где d – внутренний диаметр трубопровода (77 мм);
 Γ – газосодержание, м³/т.

Получаем $m_{\text{ЖТ}} = 0,017 \text{ т}$ и $m_{\text{ЗТ}} = 0,001 \text{ т}$.

При нарушении целостности оборудования опасное вещество будет участвовать в трёх сценариях аварии: ранний взрыв, поздний взрыв и горение пролива конденсата. Время, за которое аварийный участок будет перекрыт, принимается равным 300 с (по методике к приказу МЧС №404).

Количество опасного вещества, участвующего в раннем взрыве (РВ), позднем взрыве (ПВ) и горении пролива (ГП), равно:

$$m_{\text{Ф(РВ)}} = m_{\text{ГФ}} + m_{\text{Г ОТС}} \quad (5)$$

$$m_{\text{Ф(ПВ)}} = m_{\text{К(ГП)}} \quad (6)$$

$$m_{\text{Ф(ГП)}} = m_{\text{ЖФ}} + m_{\text{Ж ОТС}} \quad (7)$$

где $m_{\text{Г ОТС}}$ и $m_{\text{Ж ОТС}}$ – масса газа и конденсата, попавшее в окружающую среду за время отсечения участка $T_{\text{ОТС}}$ (300 с).

$$m_{\text{Ж ОТС}} = \frac{Q}{24} \cdot \frac{T_{\text{ОТС}}}{3600} \quad (8)$$

$$m_{\text{Г ОТС}} = m_{\text{Ж ОТС}} \cdot \Gamma \cdot \frac{\rho_{\text{Г}}}{1000} \quad (9)$$

где Q – расход нефти (принимается 71 т/сут)

Получаем $m_{\text{Ж ОТС}} = 0,247 \text{ т}$ и $m_{\text{З ОТС}} = 0,021 \text{ т}$.

Далее рассматривается количество вещества, поступившее при аварии в окружающую среду из трубопровода:

$$m_{\text{Т(РВ)}} = m_{\text{ГТ}} + m_{\text{Г ОТС}} \quad (10)$$

$$m_{\text{Т(ПВ)}} = m_{\text{Т(ГП)}} \quad (11)$$

$$m_{\text{Т(ГП)}} = m_{\text{ЖТ}} + m_{\text{Ж ОТС}} \quad (12)$$

Масса поражающего вещества при позднем взрыве (ПВ) рассчитывается по формулам:

а) для фонтанной арматуры

$$m'_{\phi(пв)} = S_{пр} \cdot ДНП \cdot \sqrt{M} \cdot T_{исп} \quad (13)$$

б) для трубопровода

$$m'_{т(пв)} = S_{пр} \cdot ДНП \cdot \sqrt{M} \cdot T_{исп} \quad (14)$$

где $S_{пр}$ – площадь разлива вещества при нарушении целостности оборудования;

ДНП – давление насыщенных паров конденсата (66,7 кПа)

M – молекулярная масса паров конденсата (принимается молекулярная масса пропана – 0,044 кг/моль)

$T_{исп}$ – время испарения разлившегося вещества (по методике принимается равным 3600 с).

Получаем $m'_{\phi(пв)} = 0,014 \text{ т}$ и $m'_{т(пв)} = 0,014 \text{ т}$.

В случае горения пролива (ГП) всё вещество, участвующее в аварии, будет создавать поражающее воздействие на человека, оборудование, здания.

При позднем и раннем взрывах количество вещества, участвующее в создании поражающих факторов, рассчитывается с учетом коэффициента участия горючего вещества во взрыве (коэффициент Z), принимающего значения от нуля до единицы. При отсутствии производственных данных коэффициент может быть принят равным 0,1. Таким образом, в таблице 13 представлены результирующие показатели количества опасного вещества.

Таблица 13 – Количество опасного вещества, попавшее в окружающее пространство при аварии

Сценарий аварии	Количество опасного вещества, т	
	Участвующего в аварии	Участвующего в создании поражающих факторов (согласно методике, утв. приказом МЧС РФ № 404 от 10.07.2009 г.)
Фонтанная ёлка		
Ранний взрыв	0,036	0,018

Поздний взрыв	0,295	0,001
Горение пролива	0,295	0,295
Блок трубопровода		
Ранний взрыв	0,023	0,00228
Поздний взрыв	1,058	0,00140
Горение пролива	1,058	1,058

2) Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности оборудования

При обслуживании оборудования некоторые части могут иметь острые кромки, заусенцы и шероховатости, откуда возникает риск получения травм.

Элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями, представляющих опасность травмирования работающих, если их наличие не определяется функциональным назначением этих элементов. В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих.

Коллективные средства защиты: оградительные, защитные устройства, знаки безопасности.

Средства защиты индивидуальные: каска защитная, перчатки, сапоги, спецодежда, очки защитные.

3) Механические опасности

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спускоподъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов.

Механические опасности на территории кустовой площадки представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, а также падение предметов с высоты.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные

средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [56], ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Ограждения на объектах месторождения имеют такие размеры и установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

Для предотвращения несчастных случаев на производстве, необходимо систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Кроме этого, применяются средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. На опасных местах устанавливают козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Также, для исключения получения травм требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности [56].

5.3 Экологическая безопасность Селитебная зона

Разработка месторождения, вызывает активное влияние человека на окружающую среду. Это влияние может стать очень опасным, если не предпринимать никаких мер по уменьшению воздействия на окружающий нас мир, будь то флора, фауна, почва, атмосфера или недра нашей земли.

Атмосфера

При бурении скважин загрязнение атмосферы происходит на следующих этапах работ: вышкомонтажные работы; подготовительные работы к бурению, бурение и крепление скважин; освоение скважин. При эксплуатации объектов загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания попутно добываемого газа на факеле; углеводородов от технологического оборудования (скважины, сепараторы,

емкости, насосы); продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт). Согласно «Санитарным нормам проектирования промышленных предприятий» (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03) размер санитарно-защитной зоны для проектируемых объектов предприятия составляет 1000 м

Гидросфера

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. СП 2.1.5.1059-01», утвержденным Главным государственным санитарным врачом РФ 16 июля 2001 г., введенным в действие с 1 октября 2001 г.

Воздействие нефтепромысловых объектов на поверхностные и подземные воды, прежде всего, связано с созданием условий, изменяющих характеристики фильтрационного внутриболотного и поверхностного стока (прокладка автодорог, трубопроводов, отсыпка площадок), а также утечки нефтепродуктов и агентов, применяемых при глушении и освоении скважин.

Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа отражены в ГОСТ 17.1.3.12-86 [58]. В целях снижения негативного воздействия на водную среду при разработке месторождения предусматриваются следующие мероприятия: изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных горизонтов, замена водоемких технологических процессов безводными и маловодными; внедрение оборотных и замкнутых систем водоснабжения, соблюдение технологического регламента при производстве работ; гидроизоляция и обвалование кустовых площадок и площадок размещения технологического оборудования; обустройство месторождений по герметизированной схеме с применением автоматического отключения скважин в случае аварийных порывов выкидных линий и других аварийных ситуаций; исключение потерь нефти и газа при их добыче, сборе, хранении и транспорте; обустройство скважин бетонными площадками и дренажными емкостями.

Литосфера

При добыче и подготовке возможна утечка жидкой продукции скважин, что приводит не только к загрязнению почвы жидкими углеводородами (пентан и высшие гомологи), но также и выделению газов – матана, этана, сероводорода. Насыщение воздуха вблизи почвы и самой почвы этими компонентами оказывают негативное влияние на сельскохозяйственные культуры и человека. К мерам борьбы с утечкой конденсата относится регулярный осмотр оборудования на предмет нарушения и очистка почвы от конденсата и нейтрализация его шлама в случае разлива посредством биохимического контроля.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении работ могут возникать чрезвычайные ситуации следующего характера: природного, социального, экологического или техногенного [58].

Природного

Согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 «Геофизика опасных природных воздействий» категория опасности природных геологических процессов в пределах изученного района следующая:

- землетрясения по интенсивности – умеренно опасная категория;
- пучение (сезонное) – весьма опасная категория;
- подтопление территории – опасная категория;
- термокарстовые процессы – умеренно опасная категория;
- термоэрозия овражная – умеренно опасная категория;
- эрозия плоскостная и овражная - умеренно опасная категория.

Климатические воздействия не представляют непосредственной опасности для жизни и здоровья персонала, обслуживающего проектируемый объект. Однако они могут нанести ущерб самому объекту или технологическим решениям, направленным на обеспечение безопасной эксплуатации объекта, поэтому необходимо предусмотреть технические

решения, направленные на максимальное снижение негативных воздействий особо опасных погодных явлений.

Для обеспечения взрыво- и пожаробезопасности при эксплуатации объекта нужно предусмотреть мероприятия по молниезащите и заземлению оборудования, обеспечивающие безопасную эксплуатацию сооружений в период грозовой активности.

Для предотвращения негативных воздействий гололеда на персонал проектируемого объекта необходимо предусмотреть мероприятия по рассыпке песка в местах возможного появления гололеда.

Защита от подтопления предусматривает организацию рельефа с учетом скорейшего отвода поверхностных вод от проектируемых зданий и сооружений. Строительство зданий и сооружений производить на свайных фундаментах с проветриваемым пространством.

Социального

На территорию месторождения существует доступ только непосредственно для работников данного месторождения при помощи вертолетной техники. Каждый прилетающий проходит тщательную проверку охраной. В данной рабочей зоне исключены чрезвычайные ситуации социального характера (терроризм).

Экологического

На территории данного месторождения не проводятся никакие работы, которые могли бы резко повлиять на состояние гидросферы, биосферы, атмосферы и суши. Все работы выполняются согласно нормам. Чрезвычайные ситуации экологического характера исключены.

Техногенного

Наиболее характерные аварии носят механические нарушения целостности оборудования.

Ежесменное с периодичностью в 2 часа, необходимо осуществлять

обход, с регистрацией результатов осмотра в вахтовом журнале.

При обходе необходимо осматривать трубопроводы, наземные сооружения, запорную арматуру, фланцевые соединения. Особое внимание необходимо обращать на показания манометров – осуществлять контроль за давлением и герметичностью системы.

На резервуаре, для обеспечения его целостности, установлены дыхательный и предохранительный клапаны с огнепреградителями. На всех аппаратах, выходных коллекторах насосов предусмотрена установка манометров, обеспечивающих контроль за работой в системе, в т.ч. автоматический. На основных потоках установлены электроприводные задвижки, позволяющие отключать аварийные участки в короткий срок.

На всех аппаратах, выходных коллекторах насосов предусмотрена установка манометров, обеспечивающих контроль за работой в системе, в т.ч. автоматический.

Системой автоматики предусмотрен контроль за соблюдением основных технологических параметров процесса, сигнализация о нарушениях.

Вывод по разделу

Работа в условиях вахтового метода на кустовой площадке добычи нефти сопряжена со многими опасными и вредными производственными факторами.

В данном разделе рассмотрены основные факторы, представляющие вред и опасность на производстве, причины их появления, а также методы минимизации их воздействия на организм человека. Анализ системы безопасности показал, что соблюдение мер безопасности, соответствующих норм труда организации рабочего места и проведение профилактических и контрольных мероприятий позволят проводить безопасную эксплуатацию объекта. Важным шагом в обустройстве безопасного производства является предупреждение возможных аварий и сбоев в работе установки.

Заключение

На текущем этапе развития нефтяной индустрии России практически на всех месторождениях наблюдается проблема недостаточной выработанности нефтяных коллекторов. Поэтому особую актуальность имеют задачи по вовлечению в разработку остаточной нефти.

В данной работе рассмотрена актуальная научно-производственная проблема создания методики оценки плотности распределения остаточных запасов на месторождении, находящимся на поздней стадии эксплуатации.

Выявлены недостатки существующих методов подсчета остаточных запасов нефти, и обосновано направление совершенствования и создания новой методики по их оценке.

В ходе решения поставленной проблемы были получены следующие результаты:

- 1 Показано влияние литологической и структурной неоднородности терригенных коллекторов на зональное и послойное распределение в них остаточных запасов нефти.
- 2 Разработана методика оценки величины и характера распределения плотности остаточных запасов, позволяющая учесть влияние геологической неоднородности, а также промысловых факторов на степень выработки запасов.
- 3 Применение методики позволит подобрать необходимые геолого-технические мероприятия для доизвлечения остаточной нефти.

Список использованных источников

1. Латифуллин Ф. М. и др. Использование пакета программ АРМ геолога "ЛАЗУРИТ" для геолого-технологического моделирования и планирования геолого-технических мероприятий в ПАО "Татнефть" // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 6. – С. 40-43.
2. Вахитов Г.Г., Сургучев М.Л. Анализ влияния плотности сетки на эффективность методов повышения нефтеотдачи. // Нефт.хоз. №12, 1984, – с. 34–38
3. Воронова Е. В. Создание методики оценки распределения плотности остаточных запасов нефти на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2006. – №. 2. – С. 26-26.
4. Брайчук Р. Н. Оценка начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти и их локализация объемным методом на основе геолого-гидродинамической модели месторождения Припятского прогиба // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – №. 6. – С. 15-19.
5. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. — Москва, Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. — 140 с.
6. Иванников В.И. К вопросу миграции нефти в природных резервуарах / НТЖ «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений». М.: ВНИИОЭНГ, 1996. № 3.
7. Лозин Е. В. Основные принципы разработки и перспективы доразработки крупных нефтяных месторождений Башкортостана // Георесурсы. – 2012. – №. 3 (45). – С. 28-34
8. Зайдуллин А.И., Воронова Е.В. Разработка и внедрение программы анализа и аппроксимации многофакторных связей на примере геолого-технических данных. – Межвузовский сборник научных трудов

- «Проблемы разработки и эксплуатации нефтяных месторождений». – г. Уфа, 2004. – с. 391 – 396
9. Ахметов Н.З., Гильманова Р.Х., Сарваретдинов Р.Г., Салихов М.М., Мельников М.Н. Исследование изменения пористости по истории разработки Восточно-Сулеевской площади. – Журнал «Нефтепромысловое дело», №12/2003. – с. 88 – 93.
 10. Золоева Г.М. Оценка неоднородности и прогноз нефтеизвлечения по ГИС. – М.: Недра, 1995. – 212 с.: ил. ISBN 5-247-03572-0.
 11. Воронова Е.В. Опыт применения компьютерного моделирования для оценки эффективности разработки многопластовых залежей нефти на поздней стадии эксплуатации. - Сборник статей III Российско-китайского симпозиума «Новые технологии в геологии и геофизике», г. Уфа, 2004. – с.
 12. Burkhanov R. N. et al. Estimation and localization of residual recoverable oil reserves by the complex of filtration, optical and field research //SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2020.
 13. Берестенева О.Г., Муратова Е.А., Уразаев А.М. Компьютерный анализ данных: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003.–204с.
 14. Жданов М.А., Лисунов В.Р., Гришин Ф.А. Методика и практика подсчета запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1967, 404 с.
 15. Муслимов Р.Х. Перспективы обеспечения углеводородными ресурсами, стратегия рационального использования и воспроизводства. – Труды научно-практической конференции VII международной выставки «Нефть, газ – 2000», Казань «Экоцентр», 2000. – с. 4 -31.
 16. Chudinova D. Y. et al. Classification of residual oil reserves and methods of its recovery //Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2021. – №. 2. – С. 26-33.
 17. Ильина, Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие / – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 166 с.

- 18.Ахметзянов А.В., Мамедов Э.А., Сальников А.М. Структура остаточных запасов нефти и газа на истощенных месторождениях // Нефтепромысловое дело – 2016 №6. [Электронный ресурс].
- 19.Баталов Д.А. Разработка метода локализации остаточных запасов нефти на поздних стадиях разработки. Дисс. канд. техн. наук. Тюмень, 2015 г. 165 с.
- 20.Королёв М.И. Обоснование технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с использованием микроэмульсионных составов // дис. канд. техн. наук. – Санкт-Петербург 2018 г. 127с.
- 21.Бачин С.И. Доразработка остаточных запасов нефти высокообводнённых месторождений с неоднородными коллекторами, Дис. канд. тех. наук. 25.00.17. / С.И. Бачин. – Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, 2008. – 138 с.
- 22.ГОСТ Р 53554-2009 Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородного сырья. Термины и определения.
- 23.Лейк Л. Справочник инженера-нефтяника. Том V(B) инжиниринг резервуаров / Л. Лейк// НИЦ «РХД». - 2018. - 1031с.
- 24.Г.М. Золоева Оценка неоднородности и прогноз нефтеизвлечения по ГИС. -М.: Недра, 1995. - 212 с: ил. ISBN 5-247-03572-0.
- 25.Р.Х. Муслимов, А.М. Шавалиев, Р.Б. Хисамов, И.Г. Юсупов Геология, Разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. - М.:ВНИИОЭНГ. Т.1.-108с.
- 26.В.Г. Изотов, Л.М. Ситдикова, Э.И. Сулейманов Типизация терригенных коллекторов девона Ромашкинского месторождения по структуре порового пространства. - Труды научно-практической конференции, посвященной 50-летию открытия девонской нефти Ромашкинского месторождения «Опыт разведки и разработки

- Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона», Казань «Новое знание», 1998, с. 199-205.
- 27.Т.Д. Голф-Рахт Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. - М.: Недра, 1986, 608 с.
- 28.Е.В. Воронова, А.И. Зайдуллин Разработка и внедрение программы анализа и аппроксимации многофакторных связей на примере геолого-технических данных. - Межвузовский сборник научных трудов «Проблемы разработки и эксплуатации нефтяных месторождений», Уфа, 2004. - с. 391 – 396
- 29.Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов. [Электронный ресурс]. / М.: Мин-во экономического развития РФ. - 2021.
- 30.Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».
- 31.Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 19.07.2000 № 118-ФЗ (ред. от 26.03.2022) / [Электронный ресурс] URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/.
- 32.Федеральная антимонопольная служба. Режим доступа - <https://fas.gov.ru/>
- 33.Отчет о налоговой базе и структуре начислений по налогу на добычу полезных ископаемых по состоянию на 01.01.2022, сводный [Электронный ресурс]. / М.: Федеральная налоговая служба. URL: https://www.nalog.gov.ru/rn70/related_activities/statistics_and_analytics/forms/12171667
- 34.Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска: Приказ N 851н от 30.12.2016 Министерства труда и социальной защиты РФ (в ред. Приказа Минтруда России от 10.11.2021 N 788н) [Электронный ресурс]. - URL:

<https://mvf.klerk.ru/spr/spr143.htm>

- 35.Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020) // Собрание законодательства РФ. - 07.01.2002. - № 47. - Ст.297-302.
- 36.Противопожарные технические условия строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности (ПТУСП 112 01-63) УТВ. 17/VIII 1963 г.
- 37.ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с поправками) от 9 июня 2016. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071>
- 38.ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность Общие требования от 12 декабря 2007. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200059881>
- 39.ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности (Переиздание) от 29 декабря 2014. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606>
- 40.СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 от 27 декабря 2002 г.– Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200084097>
- 41.ГОСТ Р 51337-99. Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей от 22 ноября 1999 г.– Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200009083>

- 42.ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление 15 мая 1981 г.– Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200289>
- 43.ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов от 30.07.1982 г.– Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200313>
44. ГОСТ 12.1.007-76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности от 1 января 1977 г.– Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200233>
45. ГОСТ ИЕС 60079-29-2-2013. Взрывоопасные среды. Часть 29-2. Газоанализаторы. Требования к выбору, монтажу, применению и техническому обслуживанию газоанализаторов горючих газов и кислорода от 15 февраля 2015 г.– Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200107190>
46. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам от 1 ноября 1982 – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200228>
- 47.Постановление Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 31.12.1997 года № 70 «Об утверждении норм бесплатной выдачи работникам теплой специальной одежды и теплой специальной обуви по климатическим поясам, единым для всех отраслей экономики»

- 48.МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
- 49.ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 50.ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
- 51.ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 52.ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
- 53.СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение
- 54.ГОСТ Р 55842-2013 (ИСО 30061:2007) Освещение аварийное. Классификация и нормы.
- 55.Приказ МЧС России от 10.07.2009 № 404 «Об утверждении методики определения расчётных величин пожарного риска на производственных объектах» – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902170886>
- 56.ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
- 57.ГОСТ 17.1.3.12-86 Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа.
- 58.ГОСТ Р 22.0.07-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров (принят в качестве межгосударственного стандарта ГОСТ 22.0.07-97) от 02 ноября 1995. – Текст: электронный // Консорциум кодекс: Электронный фонд правовых и нормативнотехнических документов: [сайт] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001514>
- 59.СанПиН 1.2.3685-21

60. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
61. Mirzaev S. et al. Software for Determining Residual Oil Reserves in Oil Deposit Development // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – IOP Publishing, 2020. – Т. 883. – №. 1. – С. 012119.
62. Kondratiev M., Azarov E. Probabilistic Approach as a Tool for Identifying Areas of Residual Oil Reserves // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2017.

Приложение А

THE INFLUENCE OF GEOLOGICAL FACTORS ON THE FORMATION OF INITIAL AND RESIDUAL OIL RESERVES

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Охременко Виктория Викторовна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Introduction

One of the main problems in both long-term developed and new fields is the identification of productive formations and areas of deposits with unprocessed hydrocarbon reserves. Identification of sites with residual recoverable reserves contributes to an increase in the oil and gas recovery coefficient. An increase in the latter even by the first units of percent in a number of large deposits is equivalent to the discovery of a new deposit. Therefore, the task of studying the distribution of current or residual oil reserves becomes particularly relevant precisely at the late stages of development.

Due to the heterogeneity of the layers, the thickness of the formation covered by the actual production is in most cases less than the capacity of the flooded formation as a whole. The reservoir affected by flooding is partially washed out, and after the well reaches the maximum water content, the flooded reservoir is usually disconnected from development. In the reservoir that has been decommissioned, the interlayers remain completely unaffected by flooding, where water has not yet penetrated. Depending on the heterogeneity of the formation and the development technology, up to 50% of the interlayers not involved in the oil displacement process and part of the oil in the partially washed volumes of the formation remain in the disconnected formation.

Intensive exploitation of most oil and gas fields, especially at the late stage of development, when various tertiary methods of increasing oil recovery (MUN) became widely used, led to irreversible redistribution and restructuring of reserves, when the share of hard-to-recover reserves increased significantly and reached 70-80% of the residual reserves in most fields.

Localization of residual reserves in spent areas requires full-fledged field and geophysical control over the development of deposits, long-term monitoring of technological parameters of the operating mode and constant refinement of the production capabilities of wells. The refined geological model should be based on qualitative detailed correlation in multi-layer systems, maximally verified

petrophysical dependencies, which is not always achievable for various reasons. Mainly due to the lack of historical information, unreliable data, etc.

Improving the methods of calculating residual reserves is a very relevant issue at the present stage of development of the oil industry. The accuracy of estimates and knowledge of the nature of the distribution of residual reserves largely depend on the strategy of extracting reserves and the efficiency of using capital investments for the development and further development of deposits. Basically, all existing methods for estimating residual reserves are based on determining either the current oil saturation or residual reserves by displacement characteristics, and practically none of the methods takes into account the influence of geological heterogeneity on the production of reserves, especially on multi-layered, highly dissected objects. The multiplasticity, as well as the variability of properties (heterogeneity), has a significant impact on the process of producing oil reserves.

In this regard, the use of computer modeling and data processing using multivariate correlation and regression analyses allows, in conditions of lack and inconsistency of information, to identify factors affecting the production of oil reserves from the reservoir and develop measures to recover them.

Residual oil reserves and their classification

Residual reserves, according to a number of experts, should be considered hard-to-recover reserves of mobile oil deposits or deposits when the production of initial recoverable oil reserves reaches 65-75% or the water content of products exceeds 75-80%.

The specification of the definition is represented by the types of residual oil, namely:

- 1) capillary-retained and film oil
- 2) remaining in lenses and impenetrable screens, not opened by wells;
- 3) located in stagnant zones of homogeneous formations;
- 4) remaining in weakly permeable layers and areas not covered by water.

Capillary and film oil is a consequence of partial displacement of oil by water and is localized in the watered parts of the reservoir. The formation of this type of oil occurs as a result of the micro-heterogeneity of the reservoir, as well as the type of interfacial interaction - wettability. This type of oil is found in the formation in the form of films on the surface of rock grains or in the form of scattered droplets in the pores. Displacement of such oil by conventional methods does not occur, since it is firmly held by surface forces. Within one collector, lyophilization can lead to a reduction in the displacement coefficient by 1.5-2 times. The size of the rock grains can vary from micro-grained sandstones to coarse-grained.

Other types of residual reserves are a consequence of the high macro-heterogeneity of the formation. If the reservoirs were macro-homogeneous, then the final oil recovery coefficient (KIN) would be close to unity.

However, within a single formation, an abrupt change in the permeability of the section is possible by tens of times. Within one layer, the permeability of the layers may differ by 25...50 times, and the viscosity of oil exceeds the viscosity of water by 1.5 ... 100 times. An increase in oil viscosity from 1 to 25 MPa · s reduces oil recovery by 20... 25%. It is these types of oil that are the main reserve for increasing oil recovery.

Thus, it is these types of residual oil that will be emphasized in this work.

Method of electrometric studies of wells

With some natural GF factors, this method allows at an arbitrary stage of the development of oil reserves with a small error to determine the location of the VNK and to distinguish oil-saturated and water-saturated, as well as flooded intervals in the section of the reservoir by the difference in their electrical resistances. However, this still applies to the formation area directly adjacent to the borehole. For oil deposits that are at the final stage of development, electrometric studies are used to determine the current position of the WNC and the localization zones of residual oil-saturated and watered reservoir thicknesses. The practice of

using this method at a late stage of oil reservoir development shows that electrometric studies can be effectively carried out only on new – newly drilled: wells not planted with an operational column. In this regard, the main information on this method is received by new neighboring wells during the drilling of deposits by production wells. As a consequence, the obtained electrometry data characterize only the initial state of geological reserves. At a late stage of development of deposits, drilling of new wells is usually carried out in small quantities in the remaining oil-saturated zone, or most often is not carried out at all. At the same time, the very purpose of drilling new wells at a late stage of development is precisely the zones of localization of residual reserves, the location of which is unknown. Therefore, data on the current GNC on electrometry can be obtained only in the rarest cases.

When developing a variety of formations, conditions arise that sharply reduce the effectiveness of electrometric studies to study the current distribution of oil reserves: in conditions of intra-circuit flooding, when replacing displaced oil with fresh water, it becomes impossible to isolate the residual oil-saturated and flooded thickness of the layers by electrometry due to their slight difference in electrical resistance. In recent years, a method has been developed for conducting electrometric studies in cased wells, but only if the section of the well walls opposite the productive face is made of fiberglass pipe.

Methods of radiometric studies

These methods were developed and put into practice much later than electrometry methods, therefore, compared with the latter, they have a number of advantages. One of the most important of them is that radiometric studies can be used in boreholes lined with a metal column and allow repeated studies of oil reservoirs. Of course, it is also an important tool for monitoring the movement of oil reserves and identifying the development of oil reserves in time laterally. The field experience reflected the widespread use of some variants of radiometric studies of wells:

- 1) neutron-gamma method (NGM);
- 2) neutron-neutron method (NNM);
- 3) pulsed neutron-neutron method (INNM);
- 4) pulsed neutron gamma method (INGM).

In the GF conditions that are most favorable, using radiometric methods, it is possible to determine the current location of the WNC and the values of the residual oil-saturated and watered, reservoir thicknesses at different stages of development [61].

The disadvantages of such methods are similar to all geophysical methods – an insignificant radius of the information zone around the wellbore.

Sufficiently accurate results of these studies take place when oil is displaced by water with high mineralization. At the same time, the layers that are not opened by perforation are examined.

In formations opened by perforation during oil washing with fresh water, the presentativeness of radiometric studies is also reduced, which also limits the use of this method.

Nevertheless, when pumping a portion of fluids with a mineralization different from reservoir waters into the formation, or pumping "labeled liquids", it can significantly increase the accuracy of such methods by tracing the process of their penetration and propagation through the formation. However, this increases the cost of conducting the study, since the amount of "labeled liquids" can reach tens of thousands of tons.

For the same conditions, it is possible to use dielectric logging. It allows you to identify areas of formations flooded with fresh water.

Mainly in multi-layer deposits, radiometry methods are widely used to control the rise of the WNC on the upper objects, where grids of non-perforated wells drilled to the underlying horizons exist.

Broadband acoustic and carbon-oxygen methods are used to identify the current oil saturation and location of the HPC in a much smaller volume.

There are a number of methods based on some direct measurements and theoretical assumptions. In fact, they are the average between direct and indirect methods of studying oil saturation fields, they can be called "interpretive".

Interpretive methods

In the process of development, or a small number of geophysical studies or in the absence of geophysical data on the movement of the GNC, it is necessary to use interpretive methods for studying the movement of the GNC. They are based on information on the watering of production wells. The authors of the work recommend "during the development process, it is recommended to use the following methods of monitoring the movement of the VNK.

1. The method of searching for the stratum of irrigation of production wells.

At the moment of the beginning of the face watering, the location of the VNC is taken at the absolute mark of the lower boundary of the perforation. The application of the method is possible only if there is no process of formation of water cones and a gradual rise in the WNC.

2. The method of identifying the current location of the VNK by the degree of waterlogging of wells.

For any productive oil deposit, as it is displaced by water from the reservoirs, it is necessary to determine the value of the relative phase permeability (OFP) for water in the washed zone of the formation. When there are no such studies, saturation should be taken into account the following considerations: according to studies conducted for conditions of different layers, the OFP varies from 0.1 to 0.6".

An obligatory requirement is the beginning of oil reservoir flooding starting from the bottom. I.e., for multi-layer deposits with hydrodynamically isolated formations and operated by a single well, interpretation methods are not applicable.

However, the idea itself in the approach to determining saturation seems to be correct, with the only difference being that it would be nice to take into account the constantly changing mode of operation of wells to obtain intermediate values of OFP, which can later be recalculated in saturation.

If there is at least a small amount of geophysical research on the deposit in the development process, then it is sufficient to compare the geophysics data and the calculated data on the proposed interpretative control methods. However, the comparison method will not give a quantitative assessment of oil saturation.

As can be seen from the above, interpretive methods demonstrate, as a rule, an overestimated value of the watered thickness of the reservoir, since it is possible to make corrections (attributing) to the calculated data found for comparison of geophysical and calculated data. Interpretive methods for identifying the current location of the VNC are used to find the line(s) of the ideal advance of the VNC or the map of the surface of the VNC. These methods are the main ones for constructing maps of current or residual oil saturation at the selected time of analysis.

There is also a drawback here, expressed in the impossibility of using such an approach with in-circuit flooding. Also, it cannot be used in conditions of manifestations of capillary and gravitational forces in deposits with a high anisotropy coefficient.

Quite often, if there is no or insufficient geophysical data on the movement of oil and gas wells in the development process, it is necessary to use interpretive methods for studying the movement of oil and water contact, based on the data of flooding of producing wells. The method of detecting the beginning of product flooding is based on the fact that when a production well is flooded, the location of the WPC is tied to the absolute mark of the lower perforation interval. For this method, a mandatory requirement is the gradual watering of the reservoir, starting from the sole and further lifting of the oil-water contact. An additional requirement is the absence of "cone" formation processes [62].

According to the method of identifying the current location of the contact of water and oil by the amount of waterlogging of wells[4]. The vertical coverage of the reservoir can be calculated using the following formula:

$$h_{zav} = \frac{f_v H}{K_{b\mu 0}(1 - f_v) + f_v}$$

where K_v - water permeability (phase) in the watered (washed) area of the formation; $m_0 = m_n / m_v$ – ratio of oil viscosity to water viscosity, f_v – percentage of water in the flow rate of the liquid reduced to reservoir conditions; h_{zav} – thickness of the formation (flooded area of effective thickness), opened by perforation, m; H – perforated effective reservoir capacity, m.

In this technique, the K_v value is required to be determined for each deposit when oil is displaced by water during laboratory core studies. If such studies have not been conducted, then according to the available experience of identifying the watered part of deposits with terrigenous and carbonate formations, the value of K_v can be assumed to be equal to 0.6.

The method of tracing the watered intervals also refers to the interpretation and is based on the calculation of the currently absorbing and previously absorbing layers in the area of injection wells, which are established on the basis of pickup profiles with the identification of their correlation between wells. At the same time, special attention is paid to the presence of zones of wedging and replacement of pore collectors with plugged collectors with poor filtration properties. The latter have a shielding effect with respect to the movement of the liquid. For each well, two groups of interlayers are conditionally classified:

- potentially watered as they move along the reservoir stratification from nearby wells of the injection fund;
- waterlogged due to overflows between layers or water breakthrough from very remote wells of the injection fund.

After identifying the order of flooding with a certain probability of individual layers in each well, the available operational information (current oil flow rates and water fraction, their dynamics over time), inflow profiles, and

interval tests are applied. According to these data, a very rough report on the flooding of the interlayers is formed.

Taking the ratio of the current oil flow rate to the initial one and the value of the oil-saturated thickness to the initial one, the correspondence of the allocated oil saturation (oil-saturated thickness) to the actual oil flow rate is clarified. As can be seen, in this method, the filtration properties of the watered and remaining oil-bearing part of the reservoir are taken into account only qualitatively. Also here it is necessary to pay attention to the value of the flow rate for the liquid as a whole (oil + water).

Field data are not indicative of pathologically low fluid flows, i.e. far from the potential of the productive reservoir, since most of these flows may consist of water. At the same time, a significant volume of the reservoir remains oil-bearing. The conclusion made on the well is verified by further tracing according to the data of subsequent wells. This is especially important if there are direct measurements of the flooding of the layers, for example, the data of the pickup profile.

The graph of the relationship between the water content and the position of the water-oil contact (the distance from the lower perforation holes) can be used to control the vertical movement of water in areas where there is a rise in the WNC.

This approach makes it possible to determine the flooded thickness of the productive object in each well. This, in turn, demonstrates the picture of flooding of the deposit as a whole, which further facilitates the construction of maps of the impact of the injection. Here, the concept of "facilitates" also characterizes the fuzzy logic of using the method.

Established by the methods listed above, the current locations of the VNC for wells make it possible to find the residual oil-saturated thickness at the current moment of analysis and calculate a map of residual oil-saturated thicknesses, but only by averaging the zones between the wells. Residual geological oil reserves are determined by planometry methods.

Method of identifying oil reserves in the sampling zone using displacement characteristics

This method involves the use of various displacement characteristics built for producing wells.

For each production well, as well as for wells whose operation has been discontinued no earlier than 5 years, using the actual measurements of the liquid extraction modes, as well as oil and water, the displacement characteristics of various authors are built: Sazonova F.B., Nazarova S.N., Sipacheva N.V., Kambarova G.S. and many others. Based on the experience of using displacement characteristics, at least four types of displacement characteristics should be used. The calculation of oil and water production is carried out during the continuation of well operation and continues until the limit of the well operation:

- the flow rate of the well has reached some water level tending to the limit;
- the flow rate of the well has reached the minimum value for oil. If these limits are reached, the calculation is terminated.

Accumulated oil production by the time the limit is reached, starting from the start date of the study, on which the analysis of the development of the deposit is performed, expresses the amount of residual oil reserves in the sampling zone. Due to the fact that the calculation takes place according to the selected type of displacement characteristic, the average value for all used displacement characteristics is taken for use.

If the calculated reserves differ significantly from other characteristics for one of the selected characteristics, these data are excluded from the calculation. Bullet residual oil reserves are recorded if the wells have already reached the maximum water content or flow rate at the time of analysis. Zero residual oil reserves are also recorded in the injection wells of the formation.

Based on these data, it is possible to calculate maps (surfaces) of residual oil reserves in the reservoir. Of course, they can be used to build maps of residual oil-saturated thicknesses, however, the question of the location of oil columns in the zones between the wells remains open.

Indirect methods of identification of oil saturation distribution

The indirect methods of constructing oil saturation fields should include purely theoretical and physico-mathematical methods. In fact, they, depending on the degree of consideration of natural and man-made factors, relate to mathematical modeling.

Geological and hydrodynamic modeling is a modern and widely used method for identifying the localization of residual oil reserves, as well as weakly drained and stagnant zones in multiphase n-dimensional geological and hydrodynamic modeling. The geological and hydrodynamic model should take into account a variety of natural and physical factors and various operating modes: variability in volume of reservoir properties; the influence of capillary and gravitational forces; arbitrary dynamics of well operating modes (bottom-hole pressures and fluid and gas withdrawals); gas-pressure, water-pressure, natural modes; compressibility of the skeleton and the interpore space of the formation and reservoir fluids, the difference in the function of densities and viscosities of media from pressure and temperature; transfer of producing wells under injection and back, sealing of perforation intervals, reperforation, non-phase commissioning of wells, etc.

The main input data for the model requires:

- a) filtration, geometric and reservoir characteristics of the reservoir (absolute permeability, structural heterogeneity, initial saturation, open and closed porosity, thickness, etc.);
- b) initial distribution of saturation, permeability, porosity, reservoir pressures;
- c) physical properties of fluids (density curves, kinematic viscosities, curves of relative phase permeability, and many others);
- d) information relevant to the hydrodynamics of processes on the methods of operation and management of wells;
- e) tuning characteristics of a numerical method for solving a system of equations, as well as management parameters of a hydrodynamic simulator.

Creation, adjustment, and transformation of the geological model and its distributed parameters into initial values for the hydrodynamic model is carried out using a wide range of special programs: DVGeo, Petrel, Eclipse, T-Navigator, HydraSym, Nemesis, IRAP, etc. packages.

For hydrodynamic models, domestic and foreign computing systems are used: Tempest More, Techcheme, Eclipse, VIP Landmark, T-Navigator, Hydrasym, Nemesis.

To improve the accuracy of hydrodynamic models, the procedure for adapting calculated indicators to the actual development history is used. Based on the application of the hydrodynamic model, it is possible to obtain the distribution of the masses of oil, water and gas in the control volumes of productive formations at an arbitrary time, expressing the processes occurring in a "virtual copy" of the field, i.e. in the hydrodynamic model itself (GDM).

Despite the fact that geological and hydrodynamic modeling is a complex process and largely reflects natural and man-made processes, the reliability and accuracy of modeling [5] depends on many little-known and poorly studied factors, as well as their interpretation when creating and editing a geological model. The quality of adaptation of the model to the actual data largely determines its reliability.

Theory and practice show that when comparing the results of hydrodynamic modeling with other methods of obtaining information, additional and permanent (permanent models) model adjustments are often required. The latter also leads to the constant need to apply and combine various methods of localization of sedentary or stagnant areas of the deposit.

In the most general sense, the task of automatic adaptation is uncertain, and even if we try to solve it, modern computers and supercomputers will not be able to solve such a problem on the scale of the deposit, since the required computational time is commensurate with the age of the Universe.

Currently, there are many ways to create and configure geological models based on the interpretation of hydrodynamic, laboratory and/or geophysical

research data. Nevertheless, they are all based on mathematical methods: interpolation and approximation.

In particular, neural networks implementing cluster analysis and nonlinear multidimensional regression are used.

However, the experience of using correlation dependencies has shown that their application is adequate to the required reliability only at the time of the beginning of development, i.e. when the manifestations of hydrodynamic processes are practically zero.

Of course, even with the existence of an ideal interpolation and approximation method, the resulting saturation surface will still rely on measurements obtained on the basis of geophysical studies. Direct measurements of oil saturation are possible only in the open trunk, other methods refer to indirect measurements. Errors when using indirect measurements can reach more than 50%.

Thus, the main methods considered are divided into two types: direct, mixed and indirect. Direct methods are field and geophysical measurements, mixed methods are geophysical studies of the location of the water–oil contact, indirect methods are the determination of the water–oil contact analytically based on field data of well operation and based on mathematical modeling.

One of the often used indirect methods is the use of multidimensional multiphase hydrodynamic modeling. The main purpose of such modeling is to search for the distribution of oil saturation in the process of field development.

This method of searching for the saturation distribution with ideally correct initial data or ideal adaptation of models according to a reliable development history allows not only to determine the location of residual oil reserves, but also to computationally evaluate the options for involving them in drainage, followed by choosing the most optimal option.

The application of the above methods is necessary when designing geological and technological measures to extract residual oil reserves.