

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
Пермский национальный исследовательский политехнический университет

На правах рукописи

Репина Вера Андреевна

**ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВ
ПРИ ПОСТРОЕНИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ
ТУРНЕЙСКИХ И ВИЗЕЙСКИХ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАШКИРСКОГО СВОДА**

25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
заслуженный деятель наук РФ,
доктор геолого-минералогических наук,
профессор Галкин Владислав Игнатьевич

Пермь – 2020

Оглавление

Введение.....	2
Глава 1. Особенности геологического строения и нефтегазоносности терригенных и карбонатных отложений Башкирского свода	5
Глава 2. Анализ методов определения коэффициента проницаемости в трехмерном геолого-гидродинамическом моделировании.....	19
Глава 3. Исследование и анализ коэффициента проницаемости на основе петрофизических характеристик пород.....	50
Глава 4. Геолого-гидродинамические модели объектов разработки нефтегазовых месторождений Башкирского свода.....	63
Заключение.....	105
Список литературы.....	107

Введение

Актуальность темы исследования

В настоящее время геолого-гидродинамическое моделирование широко используется в нефтегазовой отрасли, большинство разрабатываемых месторождений углеводородов имеют цифровой аналог в виде трехмерных моделей. Создание моделей месторождений должно основываться на максимально достоверной и качественной исходной информации. В «старых» нефтедобывающих регионах имеется значительный объем фактического геолого-промыслового материала, который необходимо использовать для повышения достоверности построения трехмерных геолого-гидродинамических моделей и повышения их качества. Это увеличивает надежность определения геологических и извлекаемых запасов углеводородного сырья. Анализ и обобщение имеющейся геолого-геофизической информации сходных по геологическому строению месторождений, позволяет использовать комплексный подход при создании трехмерных цифровых моделей залежей.

Данная диссертационная работа посвящена повышению качества трехмерного моделирования объектов разработки нефтегазовых месторождений Пермского Прикамья с применением методики прогнозирования одного из основных гидродинамических показателей – коэффициента проницаемости.

Одним из основных процессов адаптации фильтрационной модели на фактические промысловые данные является модификация значений коэффициента проницаемости. Настройка данного параметра при создании трехмерных моделей не является регламентированным процессом. Поэтому изменение значений коэффициента проницаемости в трехмерном пространстве моделируемого объекта, для достижения необходимого качества гидродинамической модели, носит субъективный характер. Научное обоснование методики прогнозирования значений коэффициента проницаемости при построении трехмерных моделей позволит повысить качество их создания, что позволит повысить точность оценки уровней добычи нефти в ближнесрочной и долгосрочной перспективе.

Объект исследования

Гидродинамические модели визейских терригенных и турнейских карбонатных нефтегазоносных отложений месторождений Башкирского свода Пермского края, характеризующиеся наибольшим количеством запасов углеводородов в данном регионе.

Цель работы

Научное обоснование использования вероятностно-статистических методов для повышения качества трехмерных гидродинамических моделей объектов разработки

визейских терригенных и турнейских карбонатных пластов нефтегазовых месторождений Башкирского свода.

Основные задачи исследований:

1. Анализ существующих методик определения коэффициента проницаемости пласта, особенности их применения при гидродинамическом моделировании.
2. Обоснование комплексного использования коэффициента пористости и объемной плотности пород коллекторов для оценки значений коэффициента проницаемости.
3. Построение моделей прогноза коэффициента проницаемости с помощью многомерных регрессионных уравнений, совместно учитывающих характеристики пористости и объемной плотности пород.
4. Создание гидродинамических моделей с использованием результатов расчета прогнозных значений коэффициента проницаемости.

Научная новизна работы

- Предложено и обосновано совместное влияние коэффициента пористости и объемной плотности пород коллекторов на величину коэффициента проницаемости для терригенных и карбонатных объектов разработки нефтегазовых месторождений Башкирского свода;
- Разработан способ совместного использования коэффициента пористости и объемной плотности пород коллекторов для прогнозирования коэффициента проницаемости;
- Предложена и реализована методика оценки и объемного распределения коэффициента проницаемости при построении трехмерных моделей терригенных и карбонатных эксплуатационных объектов нефтегазовых месторождений Башкирского свода.

Защищаемые положения:

1. Статистическое обоснование влияния физических характеристик осадочных горных пород на величину коэффициента проницаемости для терригенных и карбонатных пластов нефтегазовых месторождений Башкирского свода Пермского края.
2. Обоснование необходимости использования объемной плотности пород при прогнозировании коэффициента проницаемости.
3. Статистические модели прогноза коэффициента проницаемости визейских и турнейских отложений по характеристикам пористости и плотности пород.

4. Геолого-гидродинамические модели объектов разработки Гондыревского и Павловского нефтегазовых месторождений с использованием разработанной методики модификации куба коэффициента проницаемости.

Практическое значение работы и реализация результатов исследований

Предложенная методика прогнозирования коэффициента проницаемости позволяет повысить качество геолого-гидродинамических моделей, что подтверждено для визейских терригенных и турнейских карбонатных объектов разработки Гондыревского и Павловского нефтегазовых месторождений. Прогнозирование коэффициента проницаемости с использованием коэффициента пористости и объемной плотности пород коллекторов обеспечивает наиболее обоснованное распределение фильтрационных свойств в объеме трехмерных моделей месторождений. Разработанные методики использованы при построении геолого-гидродинамических моделей изучаемых месторождений.

Фактический материал

В работе использованы геолого-геофизические и промысловые характеристики пород, а также данные лабораторных исследований керна в объеме более 2200 определений по 17 нефтегазовым месторождениям Башкирского свода. Достоверность полученных результатов в работе подтверждена расчетами статистических критериев.

Апробация работы и публикации

Основные результаты исследований докладывались на ежегодных всероссийских научно-технических конференциях ПНИПУ (Пермь 2011-2019), на ежегодных конференциях по итогам конкурса Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» на лучшую научно-техническую разработку молодых ученых и специалистов.

Автором по теме диссертационного исследования опубликовано 6 научных работ, в том числе 5 статей в ведущих рецензируемых научных изданиях и в изданиях, приравненных к ним (из них 2 работы опубликованы в периодических изданиях, индексируемых в базах Scopus и/или Web of Science).

Объем и структура работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения, списка использованных источников из 116 наименований. Текст изложен на 116 страницах машинописного текста, иллюстрирован 61 рисунком и содержит 12 таблиц.

Глава 1. Особенности геологического строения и нефтегазоносности терригенных и карбонатных отложений Башкирского свода.

Территорию Пермского края с северо-востока на юго-запад пересекает Камско-Кинельская система прогибов (ККСП), относящаяся к классу крупнейших структур в осадочном чехле востока Русской платформы. ККСП представляет собой сложную систему сопряженных впадин, сформировавшихся в позднедевонскую эпоху в результате некомпенсированного осадконакоплением региональных тектонических опусканий земной коры.

Башкирский свод (структура I порядка) находится в зоне внутренних участков ККСП на юге Пермского края. По генетическому признаку свод является крупной верхнедевонско-турнейской постройкой, расположенной на более древнем цоколе. Свод осложнен рядом валов (структуры II порядка). Формирование структур начинается в среднем девоне как тектонических и продолжается в нижнем и среднем карбоне вплоть до пермского времени как структур облекания фаменских рифов. Основное ядро структуры составляют верхнефранские рифогенные сооружения.

Основная промышленная нефтеносность месторождений Башкирского свода связана с визейскими (C1v) и турнейскими (C1t) отложениями каменноугольной системы. По литологической характеристике визейские отложения являются терригенными, турнейские - карбонатными.

Изучаемая территория Башкирского свода в геологическом отношении относится к восточной окраине Восточно-Европейской платформы.

Данная территория достаточно изучена как глубоким структурным бурением, так и сейсморазведочными работами (рис 1.1-1.2)

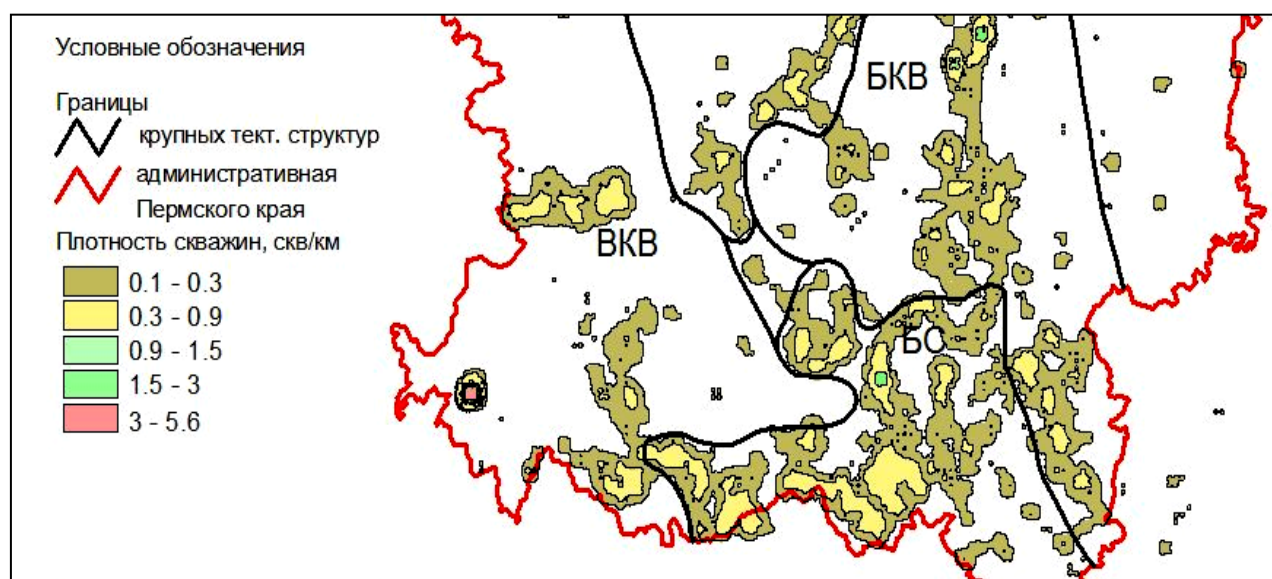


Рис. 1.1. Схема изученности глубоким бурением для территории БС

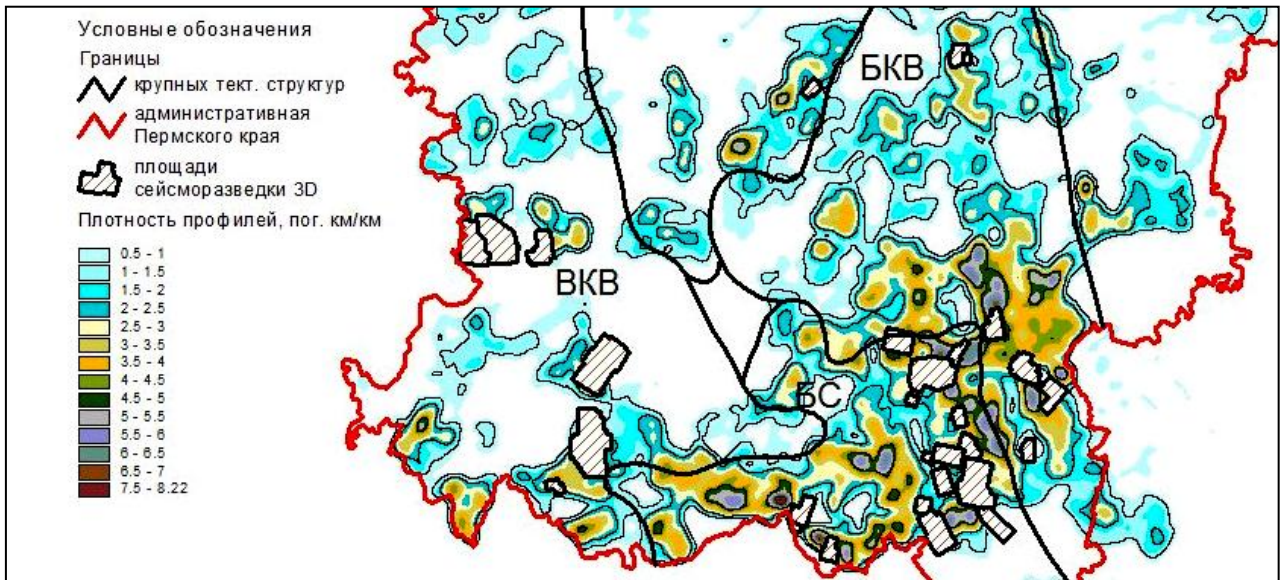


Рис. 1.2. Схема плотности сейсмических профилей для территории БС

Особенности и изменчивость строения и свойств турнейских и визейских пластов коллекторов обусловлены различными условиями формирования данных отложений.

Рассмотрим турнейские отложения по своему литологическому составу и условиям формирования (рис. 1.3)

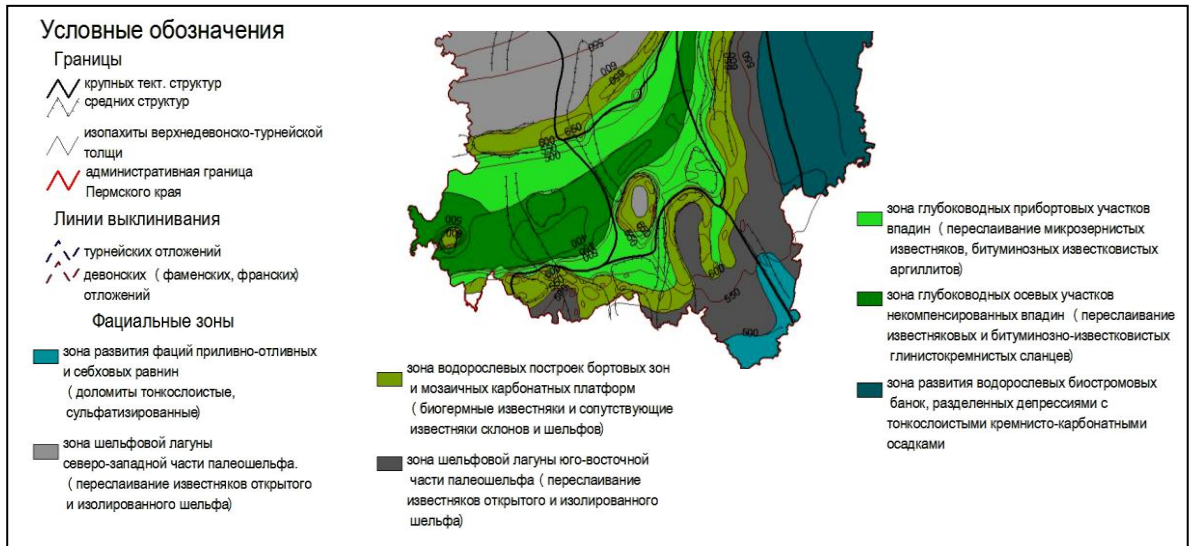


Рис. 1.3. Литофациальная карта верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса для территории БС

По литологическому описанию условия образования турнейских отложений схожи: с франскими, образуя единый нефтегазоносный комплекс, они накапливались на мелководном палеошельфе и представлены органогенными известняками.

Литолого-фациальное строение франско-турнейского карбонатного комплекса наиболее рационально рассмотреть для рубежа позднефаменского времени, так как франское время соответствует эпохе максимума трансгрессии позднего девона, а турнейское время – заключительной регрессивной стадии формирования комплекса. Кроме этого, к концу фаменского времени в завершенной форме существуют основные структурные формы комплекса – карбонатные платформы с бортовыми зонами и глубоководные впадины Камско-Кинельской системы [22].

В литолого-фациальной последовательности турнейских образований с северо-запада на юго-восток выделяются следующие фациальные обстановки эпиконтинентального морского бассейна северо-восточного и субмеридионального простирания в виде обширных полос (рис 1.3): зона приливно-отливных равнин; зона шельфовой лагуны; зона водорослевых построек бортовых гряд и мозаичных карбонатных платформ; зона глубоководных прибортовых участков впадин; зона глубоководных осевых участков некомпенсированных впадин; зона водорослевых биостромовых банок, разделенных депрессиями с тонкослоистыми кремнисто-карбонатными осадками.

Фациальная зона шельфовой лагуны развита в забортовой зоне и разграничивает зоны биогермных водорослевых построек и приливно-отливных равнин.

Зона представлена в разрезе переслаиванием разнообразных типов известняков открытого мелководного шельфа с богатым комплексом остатков морских организмов и известняков изолированного шельфа с обедненным комплексом однообразных органических остатков. Доминирующими типами пород открытого шельфа являются кавернозные известняки светло- и зеленовато-серые, с разнообразными органическими остатками (сферы, серпулы, остракоды, водоросли). Каверны и трещины заполнены ангидритом, нередко известняковой карстовой брекчией.

Породы изолированного шельфа представлены относительно однообразными сферово-сгустковыми известняками. Обычно в разрезе известняки изолированного шельфа переслаиваются. Переслаивание тонкое, с толщиной слоев 1-10 мм. Внешне стилолитизированные микрозернистые известняки шельфовой лагуны нередко выглядят как массивные, то есть образуют псевдомассивные карбонатные тела.

По особенностям флюидонасыщения пород-коллекторов зону шельфовой лагуны можно разделить на две самостоятельных подзоны, или зоны:

1. Зона шельфовой лагуны северо-западной части палеошельфа (со слабыми нефтепроявлениями в пластах-коллекторах).
2. Зона шельфовой лагуны юго-восточной части палеошельфа (с разнообразными по интенсивности нефтепроявлениями – вплоть до формирования многопластовых залежей в

пластах-коллекторах на структурах облекания). Дифференциация этих зон обусловлена толщиной среднефранских нефтематеринских свит: на участках северо-западной части палеошельфа доманиковые фации имеют существенно меньшую толщину, по сравнению с юго-восточной частью палеошельфа. С учетом результатов освоения зоны шельфовой лагуны юго-восточной части палеошельфа (в пределах северной части Башкирского свода) следует оценивать ее как перспективную для поиска небольших пластовых залежей, приуроченных к структурам облекания франских биогермов.

Фациальная зона водорослевых органогенных построек бортовых зон и мозаичных карбонатных платформ широко представлена в фаменском и турнейском ярусах. Она сформирована генетически тесно взаимосвязанным комплексом карбонатных пород: массивными водорослевыми известняками, глинистыми и обломочными известняками тыловых шлейфов, брекчированными микрозернистыми и обломочно-органогенными известняками передовых склонов построек, микрозернистыми и шламово-микрозернистыми межбиогермными известняками. Данные постройки формируют бортовые гряды, кольцевые и полукольцевые атоллы, массивы и карбонатные палеоплато.

Собственно водорослевые известняки практически не являются коллекторами – они плотные, практически непроницаемые, с изолированными крупными кавернами. Наиболее пористыми и проницаемыми породами являются карбонаты тыловых шлейфов – сгустковые и обломочно-детритовые известняки. Эти породы первично гранулярные, с межформенной пористостью.

Из-за высокой фациальной неоднородности органогенные водорослевые постройки являются сложными объектами для разведки и разработки. Зону водорослевых органогенных построек необходимо оценить как перспективную, особенно на участках мозаичных карбонатных платформ.

Фациальная зона глубоководных прибортовых участков впадин Камско-Кинельской системы окаймляет линейные зоны водорослевых органогенных построек. Особенностью зоны является развитие клиноформных комплексов, которые представлены фаменскими (в меньшей степени) и раннетурнейскими образованиями. Особенно интенсивно развиты клиноформы раннетурнейского возраста, толщина которых достигает 300 м. В клиноформных образованиях наблюдается переслаивание микрозернистых, шламово-микрозернистых и сгустково-микрозернистых известняков, слоев известковистых аргиллитов. Петрофизические особенности разных типов пород клиноформ практически не изучены. Наибольший поисковый интерес представляют клиноформные конусы выноса, приуроченные к участкам интенсивного сноса карбонатного материала с мозаичных платформ и крупных участков палеошельфа. Примером таких крупных конусов выноса

являются карбонатные клиноформные образования Мазунинского вала. Конусы выноса могут формировать самостоятельные сложные ловушки (как на Верхне-Чусовском месторождении) или хорошо выраженные структуры облекания (как на Маячном месторождении). Изучение таких конусов выноса требует постановки специального комплекса поисковых мероприятий, включая сейсморазведку 3D [111].

Тульские терригенные отложения месторождений формировались в прибрежно-морской обстановке, с развитием фаций лагун и заливов, представленных преимущественно аргиллитами и алевролитами, а также прибрежно-аккумулятивных образований, которые осложнены песчаниками.

Визейский терригенный тип разреза представлен песчаниково-аргиллитово-алевролитовым подтипами, и относится к нижнекаменноугольному (визейскому) терригенному нефтегазоносному комплексу. При формировании отложений выделяются следующие фациальные обстановки:

Прибрежно-морские фации. Песчаники серые, светло-серые, светло-коричневато-серые, кварцевые, средне- и мелкозернистые, участками кальцитовые микро- и тонкозернистые, неравномерно алевритистые, местами известковистые. Цемент глинистый с примесью битума и пирита

Толщина терригенной части тульского горизонта постоянно изменяется на коротких расстояниях и колеблется в пределах от 10 до 65 м. Наибольшая характерна для русловых аллювиально-дельтовых отложений.

Прибрежно-мелководно-морские фации слагают верхнюю часть тульских отложений и представлены карбонатными подтипами пород. Толщина их, как и указывалось ранее, увеличивается в юго-восточном направлении, откуда шло наступление моря, и колеблется от 0 до 49 м. Терригенный материал присутствует в доломитово-известняковых разностях пород в виде примеси глинистых и песчаных фракций и единичных прослоев аргиллитов и песчаников.

Тульские пласты Тл2 и Тл1 представлены переслаиванием темно-серых аргиллитов с алевролитами и песчаниками неравномерно глинистыми и известковистыми, преимущественно мелкозернистыми.

Таким образом, в строении визейской терригенной толщи принимают участие как континентальные (аллювиально-дельтовые, озерно-болотные, пойменные), так и прибрежно-морские (приморских озер, лагун, подводных дельт) фации. Вследствие латеральной и вертикальной литологической разнородности толщины пластов их количество не постоянно даже в пределах одного месторождения [67].

Далее рассмотрим свойства изучаемых пород-коллекторов в пределах нефтегазоносных комплексов.

Верхнедевонско-турнейский карбонатный нефтегазоносный комплекс

Особенностью карбонатных отложений вообще и рассматриваемого комплекса, в частности, является их исключительная неоднородность, существенно осложняющая выявление и корреляцию флюидопроводящих пластов. Коллекторами, как правило, являются слоистые известняки верхней части турнейского яруса, реже встречаются карбонаты массивные рифогенные франско-фаменского возраста и различные прослои среди плотных пород.

Промышленные залежи турнейских отложений приурочены к верхней части яруса. Проводящими и нефтесодержащими породами в верхней части турнейского яруса являются известняки ступчатой структуры, образованной в результате перекристаллизации раковинных (форамениферовых) известняков. Пористость их колеблется от 5 до 15-17 %, проницаемость сравнительно невелика, редко превышает 250 мД. В тоже время встречаются образцы с пористостью до 22,6 %, проницаемостью до 1240 и даже 3100 мД.

На коллекторские свойства пород существенное влияние оказывают трещиноватость и кавернозность. Наличие зон хороших коллекторов подтверждается получением высоких дебитов нефти на ряде месторождений, а также наличием уходов бурового раствора на отдельных площадях. Характерной особенностью турнейских известняков является резкая изменчивость коллекторских свойств как по разрезу, так и по площади. Данные промыслового изучения турнейских залежей позволили установить, что мощность проницаемых зон колеблется в разрезе от долей метра до нескольких метров. Коллекторские свойства могут резко уменьшаться вследствие развития трещиноватости и кавернозности.

Нижнекаменноугольный терригенный нефтегазоносный комплекс

Нижневизейские отложения представлены переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами, с редкими прослоями угля, известняков и доломитов. Терригенная толща визейского яруса на платформенной части является регионально развитой, проводящей толщей, обеспечивающей латеральную миграцию нефти и газа и образование залежей. Хорошая сортировка терригенного материала, большая мощность и сравнительно небольшие погружения, не приведшие к ухудшению коллекторских свойств вследствие окварцевания или сильного гравитационного уплотнения, обусловили высокую проводящую способность этой толщи. В разрезе терригенной толщи в большинстве месторождений выделяются четыре пласта: два в бобриковском горизонте C1bb (Бб₁ и Бб₂) и

два в тульском C1t1 (Тл₁ и Тл₂). Наиболее литологически выдержанными являются пласты бобриковского горизонта.

Пористость коллекторов значительно выше, чем у карбонатных пород и изменяется от 10 до 23 %, коэффициент проницаемости в разы выше турнейских отложений от 1 до 1000 мД, в отдельных случаях достигает 4500 мД.

Непроницаемыми разделами в терригенной толще нижнего карбона являются глинистые пласты, разделяющие проницаемые пласты песчаников и алевролитов. Несмотря на небольшую мощность этих глинистых пластов, в случаях выдержанности они обуславливают формирование в яснополянской толще нескольких самостоятельных залежей со своими водонефтяными контактами. Когда эти глинистые разделы отсутствуют или имеют малую мощность, то продуктивные пласты, сливаясь в один мощный проницаемый пласт, содержат одну крупную залежь нефти с единым водонефтяным контактом. Главным и наиболее регионально выдержанным флюидоупором для всей визейской терригенной толще являются карбонатно-глинистые породы верхней части тульского горизонта.

Для 17 промышленных нефтяных месторождений Башкирского свода (Лесное, Викторинское, Винниковское, Габышевское, Дозорцевское, Краснокамско-Куединское, Кряжевское, Моховское, Новосеминское, Павловское, Преображенское, Светлогорское, Соловатовское, Софьинское, Чернушинское, Шароновское, Этышское) выполнен статистический анализ значений геолого-физических характеристик визейских и турнейских пород коллекторов по t-критерию Стьюдента (табл.1.1).

Использование расчетной величины t_p связано с проверкой гипотезы о равенстве выборочных средних значений для первой и второй выборки [35]. Критерий t_p можно вычислить по формуле:

$$t_p = \frac{|\bar{X}_1 - \bar{X}_2|}{\sqrt{\left(\frac{1}{N_1} + \frac{1}{N_2}\right) \left(\frac{(N_1 - 1)S_1^2 + (N_2 - 1)S_2^2}{N_1 + N_2 - 2}\right)}}$$

где \bar{X}_1, \bar{X}_2 – соответственно средние значения показателей для первой и второй выборки; S_1^2, S_2^2 – дисперсии этих показателей для первой и второй выборки.

Критерий считается статистически значимым, если $t_p > t_t$. Критические начения t_t определяются в зависимости от количества объектов в выборках и уровня значимости ($\alpha = 0.05$) [3, 5].

Сравнение средних значений геолого-физических характеристик по t-критерию Стьюдента турнейских (C1t), бобриковских (C1bb) и тульских (C1tl) коллекторов.

Показатели	Статистические характеристики			t-критерий Стьюдента p-достижимый уровень значимости	
	C1tl (n=40) (класс 1)	C1bb (n=29) (класс 2)	C1t (n=34) (класс 3)	t1-2 (C1t и C1bb)	t2-3 (C1bb и C1t)
	Ср.знач±СКО МИН – МАКС	Ср.знач±СКО МИН – МАКС	Ср.знач±СКО МИН – МАКС	p1-2	p2-3
Средняя глубина залегания, м	<u>1489,203±76,217</u> 1332,7 – 1627	<u>1532,189±93,746</u> 1361,4 – 1639	<u>1567,369±66,380</u> 1359 – 1674	<u>-1,41948</u> 0,16350	<u>-1,72846</u> 0,09076
Средняя а.о. залегания, м	<u>(-1257,68)±48,078</u> (-1338) – (-1160,3)	<u>(-1288,556)±57,476</u> (-1363,5) – (-1181,4)	<u>(-1321,425)±54,736</u> (-1435) – (-1215,4)	2,260 0,028	2,198 0,032
Общая толщина, h общ, м	<u>11,394±5,307</u> 3,6 – 23,1	<u>12,701±5,138</u> 3,51 – 21,5	<u>25,952±6,036</u> 15 – 42,8	<u>-1,023</u> 0,310	<u>-9,723</u> 0,000
Общ. эф. нефт. толщина, h эф.н, м	<u>3,086±1,64</u> 1,4 – 11,4	<u>3,338±1,974</u> 0,9 – 8,4	<u>5,322±3,626</u> 0,8 – 13,4	<u>-0,577</u> 0,566	<u>-2,610</u> 0,011
Кп, доли ед.	<u>0,189±0,016</u> 0,15 – 0,23	<u>0,198±0,020</u> 0,12 – 0,23	<u>0,118±0,020</u> 0,09 – 0,16	<u>-2,036</u> 0,046	<u>16,767</u> 0,000
Об. плотность, ρ г/см ³	<u>2,145±0,05</u> 2,03-2,28	<u>2,105±0,05</u> 2,03-2,28	<u>2,373±0,047</u> 2,21-2,47	2,814 0,007	<u>-18,595</u> 0,000
Коэф. нефт., Кн, доли ед.	<u>0,843±0,052</u> 0,71 – 0,94	<u>0,866±0,048</u> 0,74 – 0,95	<u>0,768±0,094</u> 0,61 – 0,94	<u>-1,798</u> 0,077	<u>4,883</u> 0,000
Кпр, мД	<u>246±253</u> 4 – 984	<u>208±200</u> 1 – 677	<u>51±93</u> 0,5 – 380	<u>0,661</u> 0,511	<u>4,088</u> 0,000
Кпесч, доли ед.	<u>0,395±0,133</u> 0,132 – 0,76	<u>0,431±0,21</u> 0,132 – 0,913	<u>0,396±0,164</u> 0,1 – 0,833	<u>-0,858</u> 0,394	<u>0,715</u> 0,477
Расчл., ед	<u>3,696±2,241</u> 1,0 – 12,3	<u>3,675±1,742</u> 1,0 – 7,0	<u>10,530±4,415</u> 2,71 – 19,0	<u>0,041</u> 0,967	<u>-7,962</u> 0,000

Прим.: **жирным** выделены статистически значимые различия средних значений ($p < 0,05$)

Сравнение средних значений показателей с помощью t-критерия Стьюдента показало, что для турнейских и бобриковских коллекторов выявлены значимые статистические различия между средними значениями абсолютной отметки залегания, общей (h_{общ}) и эффективной нефтенасыщенной толщины (h_{эф.н}), коэффициентов пористости (Кп), нефтенасыщенности (Кн), проницаемости (Кпр), расчлененности, объемной плотности (ρ). При сравнении средних значений параметров терригенных отложений C1bb и C1tl значимое различие установлено только для Кп, ρ и средней абсолютной отметки залегания залежей. По остальным показателям тульские и бобриковские отложения не имеют статистического различия и могут быть объединены для дальнейшего анализа.

В таблице 1.2. представлены статистические ряды распределения параметров.

Статистические ряды распределения параметров

Средняя глубина залегания, м								
интервал изм.парметра	1332-1375	1375-1418	1418-1461	1461-1504	1504-1547	1547-1590	1590-1633	1633-1676
Доля значений С1тl	0,107	0,071	0,071	0,357	0,214	0,071	0,107	
Доля значений С1Вb	0,105	0,105		0,053	0,211	0,158	0,263	0,105
Доля значений С1t	0,043			0,087	0,174	0,304	0,217	0,174
Средняя а.о. залегания, м								
интервал изм.парметра	-1435-(-1400)	-1400-(-1365)	-1365-(-1330)	-1330-(-1295)	-1295-(-1260)	-1260-(-1225)	-1225-(-1190)	-1190-(-1155)
Доля значений С1тl			0,057	0,229	0,171	0,286	0,171	0,086
Доля значений С1Вb			0,280	0,200	0,120	0,240	0,120	0,040
Доля значений С1t	0,094	0,125	0,188	0,281	0,219	0,063	0,031	
гобщ, м								
интервал изм.парметра	3-8	8-13	13-18	18-23	23-28	28-33	33-38	38-43
Доля значений С1тl	0,275	0,450	0,125	0,125	0,025			
Доля значений С1Вb	0,241	0,241	0,345	0,172				
Доля значений С1t			0,059	0,206	0,471	0,118	0,118	0,029
нэф.н, м								
интервал изм.парметра	0,8-2,4	2,4-4	4-5,6	5,6-7,2	7,2-8,8	8,8-10,4	10,4-12	12-13,6
Доля значений С1тl	0,400	0,425	0,150				0,025	
Доля значений С1Вb	0,483	0,241	0,103	0,103	0,069			
Доля значений С1t	0,294	0,265	0,029	0,147	0,059	0,059	0,118	0,029
Кп, доли ед.								
интервал изм.парметра	0,08-0,10	0,10-0,12	0,12-0,14	0,14-0,16	0,16-0,18	0,18-0,20	0,20-0,22	0,22-0,24
Доля значений С1тl				0,100	0,250	0,475	0,150	0,025
Доля значений С1Вb			0,037		0,148	0,444	0,296	0,074
Доля значений С1t	0,194	0,484	0,290	0,032				
Кн, доли ед.								
интервал изм.парметра	0,59-0,64	0,64-0,69	0,69-0,74	0,74-0,79	0,79-0,84	0,84-0,89	0,89-0,94	0,94-0,99
Доля значений С1тl			0,050	0,125	0,275	0,375	0,175	
Доля значений С1Вb			0,037	0,037	0,222	0,370	0,296	0,037
Доля значений С1t	0,147	0,088	0,118	0,235	0,206	0,118	0,088	
Кпр, мД								
интервал изм.парметра	0-123	123-246	246-369	369-492	492-615	615-738	738-861	861-984
Доля значений С1тl	0,450	0,175	0,200	0,050	0,050			0,075
Доля значений С1Вb	0,500	0,179	0,071	0,143	0,036	0,071		
Доля значений С1t	0,941			0,059				
Кпсч, доли ед.								
интервал изм.парметра	0,09-0,2	0,2-0,31	0,31-0,42	0,42-0,53	0,53-0,64	0,64-0,75	0,75-0,86	0,86-0,97
Доля значений С1тl	0,050	0,175	0,375	0,225	0,125	0,025	0,025	
Доля значений С1Вb	0,069	0,241	0,241	0,207	0,069	0,069	0,034	0,069
Доля значений С1t	0,147	0,147	0,206	0,294	0,176		0,029	
Красч, ед								
интервал изм.парметра	1,0-3,25	3,25-5,5	5,5-7,75	7,75-10	10-12,25	12,25-14,5	14,5-16,75	16,75-19
Доля значений С1тl	0,575	0,300	0,075	0,025		0,025		
Доля значений С1Вb	0,483	0,345	0,172					
Доля значений С1t	0,029	0,176	0,059	0,206	0,206	0,118	0,147	0,059

По данным табл. 1.2 можно оценить распределение каждого из показателей в интервале значений его изменений. В пределах рассматриваемой территории залежи располагаются преимущественно на глубинах менее 1504 м. По значениям абсолютных отметок наблюдается закономерное преобладание залежей в верхней части разреза для пластов C1tl (преимущественно от -1333 до -1190 м.). Большинство объектов C1t находятся на абсолютных отметках. от -1400 до -1260 м. Объекты C1bb занимают промежуточное положение. Наиболее характерный интервал толщин для отложений C1tl от 8 до 13 м, где сосредоточено 45 % значений выборки. В отложениях C1bb 34.5% значений сосредоточены в интервале от 13 до 18 м. Наибольшие толщины характерны для карбонатных объектов C1t, где 47% залежей находится в интервале от 23 до 28 м. Таким образом, по рассматриваемому диапазону изменений вобщ наибольшие значения характерны для пластов C1t, наименьшие для пластов C1tl. Платы C1bb занимают промежуточное положение. Данное распределение толщин связано с различной литологией рассматриваемых пластов. В пределах верхнедевонско-турнейского НГК залежи связаны с турнейско-фаменскими рифогенными постройками, которые могут достигать больших амплитуд более 800 м., в то время, как отложения визейского терригенного НГК C1v (пласты C1tl и C1bb) связаны с пластово-сводовыми залежами, коллектора и покрышки которых формировались в прибрежно-морских и прибрежно-мелководно-морских условиях, что вызвало значительное сокращение общей мощности отложений. Распределение значений нэф.н. сохраняется унаследовано от общей толщины.

Анализируя показатели Кп, Кн, Кпр отмечается существенное их различие для терригенных (C1tl, C1bb) и карбонатных C1t отложений, что в первую очередь связано с региональными особенностями формирования соответствующих НГК. Это находит свое отражение в различии фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов. Распределение значений Кпесч сопоставимы как для визейских терригенных C1v (C1tl, C1bb), так и для турнейских карбонатных отложений C1t. Анализируя Красч отмечается существенное его преобладание для турнейских карбонатных C1t отложений, что связано, в первую очередь, с их рифовым строением.

Коэффициенты Кп и Кпр являются определяющими фильтрационно-емкостными характеристиками коллекторов. От обоснованности определения данных значений зависит величина коэффициента извлечения нефти как основного показателя экономической составляющей процесса разработки нефтяных месторождений.

На рис. 1.4. приведено корреляционное поле между значениями Кпр и Кп для турнейских карбонатных и визейских терригенных отложений изучаемых месторождений.

Анализ распределения разновозрастных отложений и значений r , показывает, что между ними во всех трех случаях отсутствуют статистически значимые линейные связи.

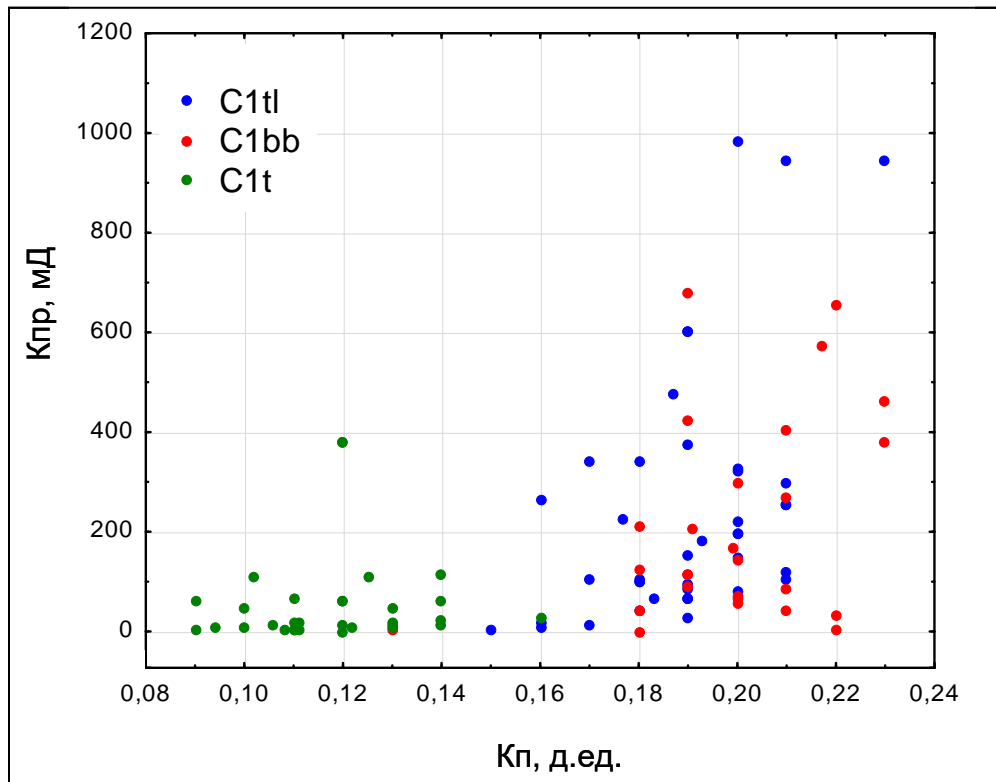


Рис.1.4. Корреляционное поле между коэффициентами пористости и проницаемости для отложений C1tl, C1bb и C1t.

Уравнения регрессии зависимости $K_{пр}$ от $K_{п}$ для карбонатных (C1t) и терригенных (C1bb, C1tl) отложений имеют следующие виды:

$$C1t: K_{пр} = 0,004 + 0,429 * K_{п}; \quad r=0,071, \quad p=0,691;$$

$$C1bb: K_{пр} = -0,473 + 3,471 * K_{п}; \quad r=0,334, \quad p=0,076;$$

$$C1tl: K_{пр} = -1,095 + 7,080 * K_{п}; \quad r=0,469, \quad p=0,002.$$

Влияние значений $K_{п}$ на $K_{пр}$ различно для терригенных и карбонатных коллекторов.

На рис. 1.5-1.6 представлены гистограммы распределения основных фильтрационно-емкостных показателей $K_{п}$ и $K_{пр}$ для изучаемых отложений.

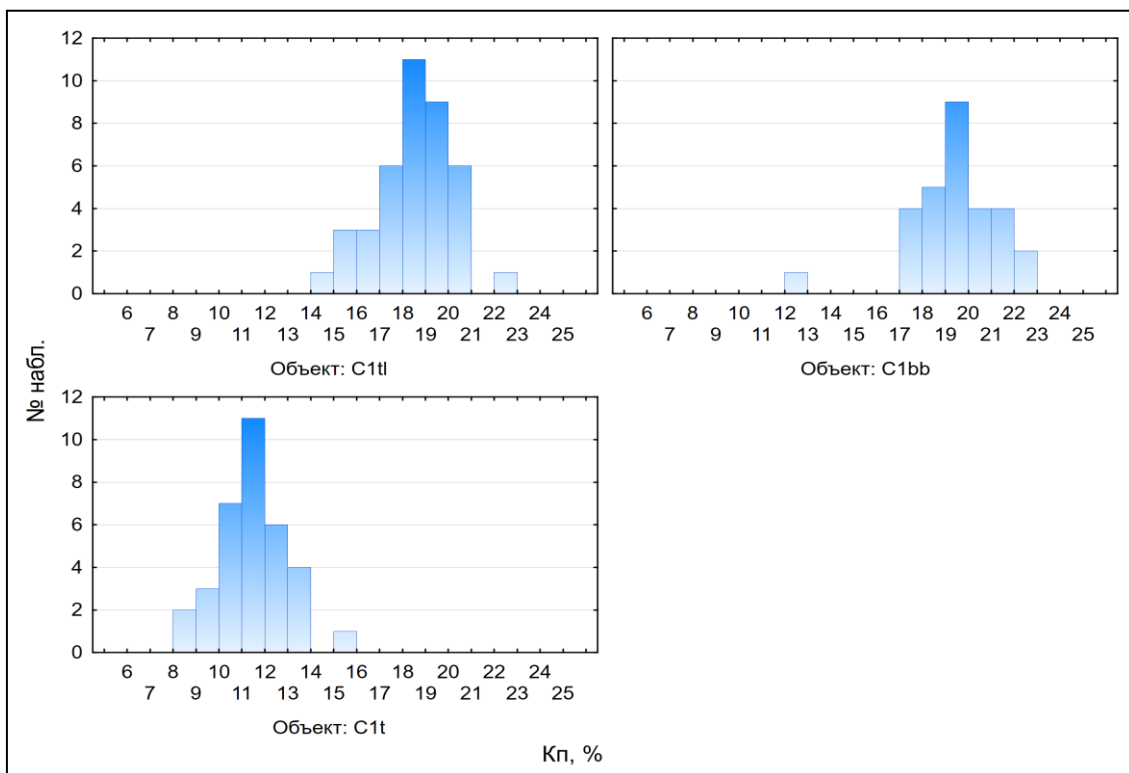


Рис. 1.5. Гистограмма Кп для терригенных визейских отложений C1tl, C1bb и карбонатных отложений C1t.

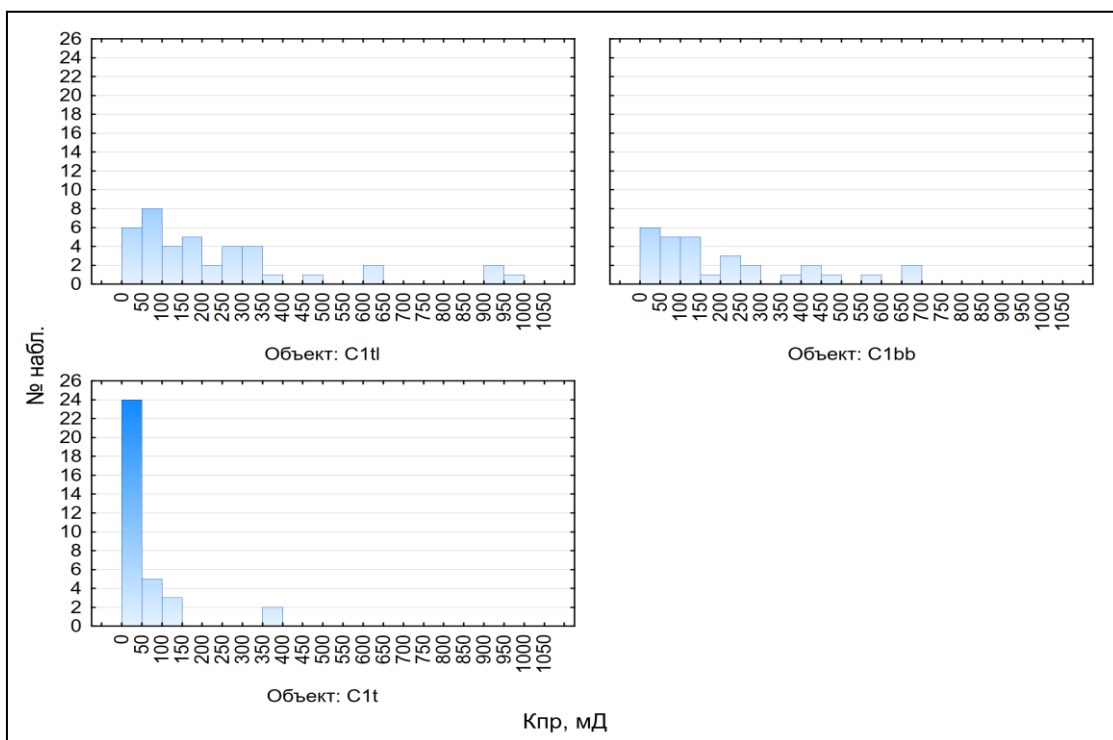


Рис. 1.6. Гистограмма Кпр для терригенных визейских отложений C1tl, C1bb и карбонатных отложений C1t.

Анализируя гистограммы распределения Кп, можно отметить, что для терригенных визейских отложений C1tl и C1bb данный показатель обладает близкими модальными

интервалами, находящимися в диапазоне 18-20 %, тогда как для карбонатных отложений C1t модальный интервал существенно ниже (11-12 %).

При распределении $K_{пр}$ для терригенных визейских отложений C1tl и C1bb четко выделяющийся модальный интервал отсутствует, тогда как для карбонатных отложений C1t отмечается ярко выраженный модальный интервал $K_{пр}$ до 50 мД. Необходимо отметить, что интервалы изменения значений как $K_{п}$, так и $K_{пр}$ в целом для терригенных отложений C1v и карбонатных C1t расположены в разных диапазонах значений параметров, пересекаясь лишь на некотором интервале, что подтверждает существенное различие в коллекторских свойствах данных отложений.

Анализ корреляционных полей и значений r , показывает, что между ними во всех трех случаях отсутствуют статистически значимые линейные связи. Для более детального изучения проницаемой части коллекторов привлечем к исследованию объемную плотность горной породы. Необходимость привлечения ρ к анализу обусловлено значительными различиями в строении пустотного пространства терригенных и карбонатных пород коллекторов. Визейские терригенные отложения C1v представлены алевролитом серым, пятнами с известковым цементом, с включениями песчаника, песчаником мелкозернистым светло-коричневым алевритистым с глинистым пятнами и карбонатным цементом. В турнейских карбонатных отложениях C1t преобладают известняки со сгустковой и комковатой структурами, много известняков органогенно-детритовых (сгустково-детритовых, полидетритовых) и биоморфных (сгустково- и комковато-водорослевых с фораминиферами).

Указанные особенности в литологическом строении изучаемых пород приводят к различным взаимным зависимостям между $K_{п}$, ρ , и $K_{пр}$ для терригенных и карбонатных отложений. Статистически значимые значения t-критерия Стьюдента для ρ как при сопоставлении терригенных пород C1tl и C1bb между собой, так и при сравнении терригенных и карбонатных пород позволяет использовать ρ , как дополнительную характеристику при оценке $K_{пр}$ коллекторов. На рис. 1.7 представлено распределение значений ρ для изучаемых отложений.

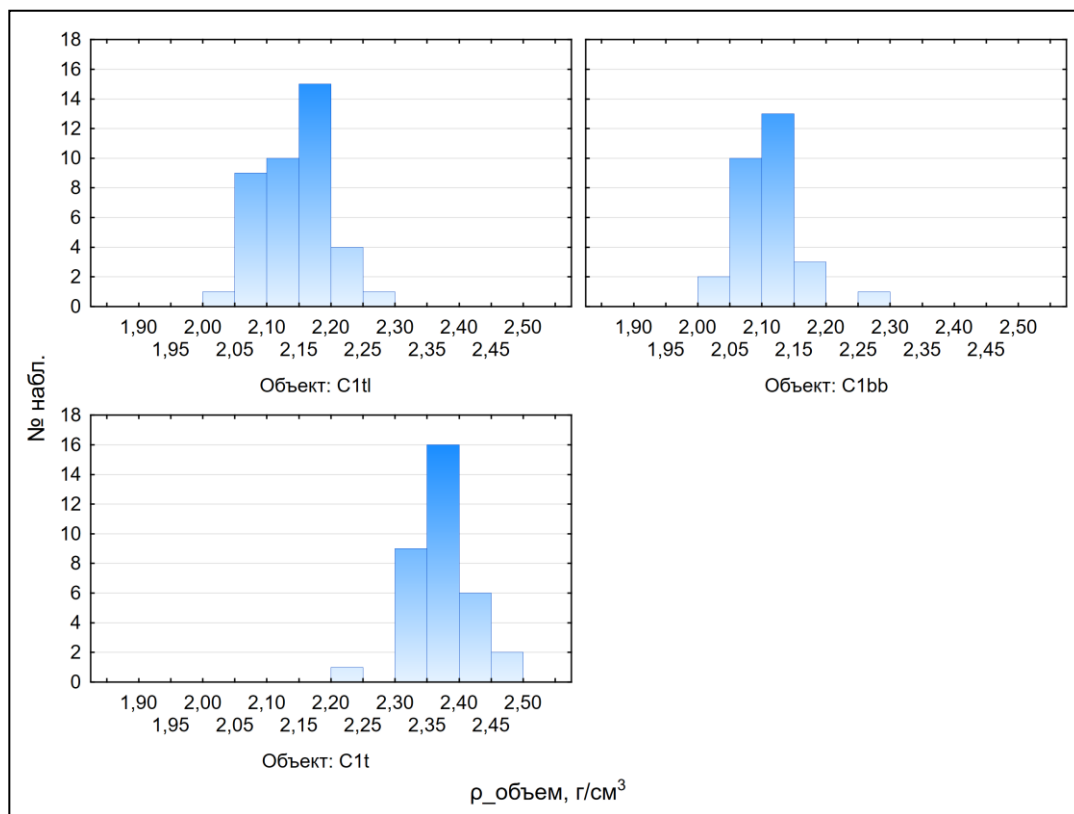


Рис.1.7. Гистограмма ρ для терригенных визейских отложений C1tl, C1bb и карбонатных отложений C1t.

Анализируя гистограммы распределения ρ , можно отметить, что для терригенных визейских отложений C1tl и C1bb данный показатель обладает близкими модальными интервалами 2,10-2,15 г/см³ тогда как для карбонатных отложений C1t значение моды смещено в сторону высоких значений объемной плотности (2,35-2,4 г/см³).

При рассмотрении стандартного комплекса фильтрационно-емкостных свойств (Кп, Кпр) не происходит детального учета структуры пустотного пространства, которое зависит от минералогического и литологического состава отложений, способа упаковки частиц, диагенетических и катагенетических условий (приводящих к уплотнению и разуплотнению пород). Поэтому, для повышения качества прогнозных моделей ФЕС необходимо использовать дополнительные характеристики, учитывающие состав и свойства горной породы. Исследование и анализ совместного влияния Кп и ρ позволит усовершенствовать методику прогнозирования Кпр и распределения его в пространстве залежи.

Глава 2. Анализ методов использования коэффициента проницаемости в трехмерном геолого-гидродинамическом моделировании.

В главе приведен обзор методов определения $K_{пр}$ горных пород нефтегазоносных территорий. Проанализированы достоинства и недостатки каждого из методов. Проиллюстрирован масштаб исследований и определений коэффициента проницаемости при создании трехмерной модели месторождения нефти.

Проницаемость – это свойство горной породы, которое определяется способностью пласта пропускать через себя флюид при наличии перепада давления. Количественно данный параметр выражается через коэффициент проницаемости, который численно равен суммарной площади каналов, по которым происходит фильтрация. Принятыми единицами измерения $K_{пр}$ являются мкм^2 или Дарси ($D, 10^{-3} \text{ мкм}^2$). Корректное определение $K_{пр}$ пласта очень важно для разработки месторождения, так как от этого напрямую зависит дебит нефти добывающих скважин, виды геолого-технологических мероприятий по разработке месторождения, а также энергетика пласта.

В настоящее время используется большое количество методов определения коэффициента проницаемости, каждый из которых имеет свои плюсы и минусы. Методы можно разделить на две большие группы: прямые и косвенные (рис. 2.1). К прямым методам относится исследование керна, а также гидродинамические исследования (ГДИ) в скважинах. Косвенные методы представлены в основном геофизическими исследованиями скважин (ГИС). Сегодня появляются методики определения проницаемости в межскважинном пространстве при помощи динамической интерпретации и атрибутивного анализа данных сейсморазведки [96]. Однако, по результатам пока не удалось достаточно достоверно определить проницаемость коллектора по данным сейсморазведки, поэтому в данной работе этот метод рассмотрен не будет.

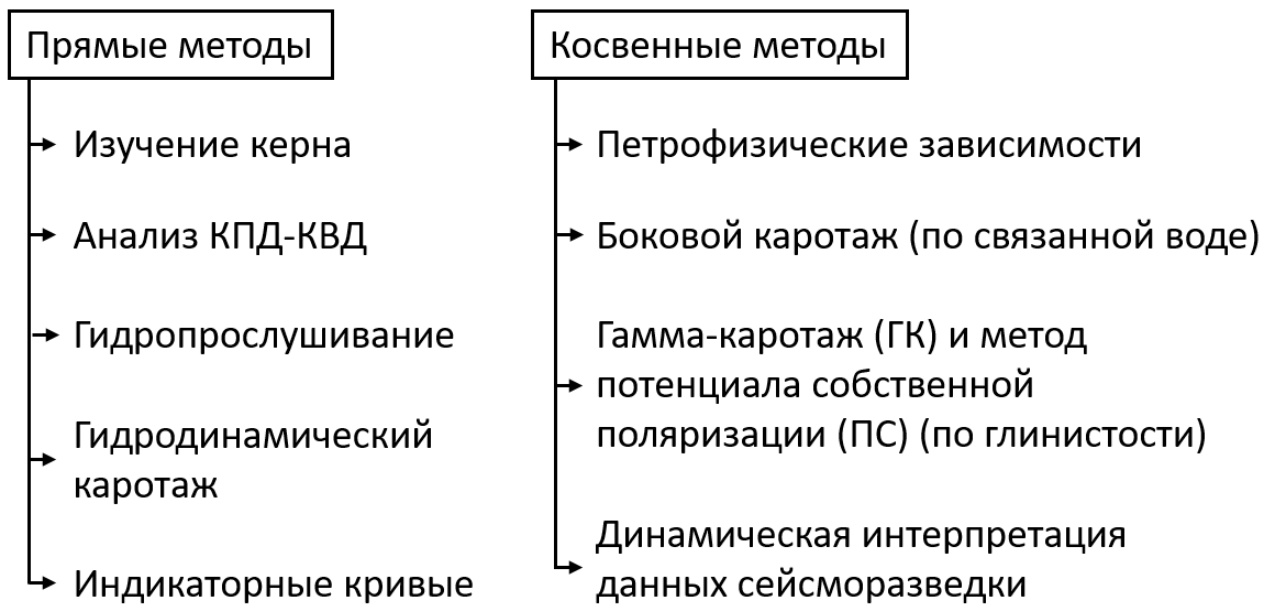


Рис. 2.1. Методы определения коэффициента проницаемости

Оценка $K_{пр}$ по данным ГДИ наиболее приближена к реальным процессам фильтрации в пласте, так как ГДИ более достоверно воспроизводят процессы фильтрации нефти. Но результаты ГДИ позволяют лишь косвенно оценивать осредненные значения ФЕС, поскольку данными исследованиями изучается только перфорированный интервал коллектора, без детальной картины распределения свойств в прискважинной области пласта.

При создании геологической модели залежи трехмерное распределение значений $K_{пр}$, как правило, задается как петрофизическая зависимость $K_{пр} = f(K_p)$, определенная по совокупности данных керна и ГИС. При построении гидродинамической модели необходимо учитывать весь объем имеющейся информации об объекте, в том числе и определения значений $K_{пр}$ по данным ГДИ. Таким образом, при создании трехмерных моделей залежей нефти и газа сложной задачей является интерполяция и экстраполяция измерений фильтрационных свойств породы на межскважинное пространство, а также сопоставление, осреднение и масштабирование данных полученных по результатам анализа керна, ГИС и ГДИ.

Прямые методы определения коэффициента проницаемости горных пород

Прямыми методами называются способы определения коэффициента проницаемости без привлечения косвенных измерений (электрических сопротивлений, радиоактивности и т.д.). Такие методы основаны на законе Дарси [2]:

$$u = -\frac{k}{\mu} \cdot (\nabla p - \rho g \nabla z) \quad (2.1)$$

Где u – скорость фильтрации, k – коэффициент проницаемости, μ – вязкость флюида, p – давление, g – ускорение свободного падения.

Из закона Дарси следует, что при проницаемости 1 м^2 образца площадью 1 м^2 и длиной 1 м расход флюида равен $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ при вязкости флюида $1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Как уже было описано выше, к прямым методам относятся изучение керна и гидродинамические исследования.

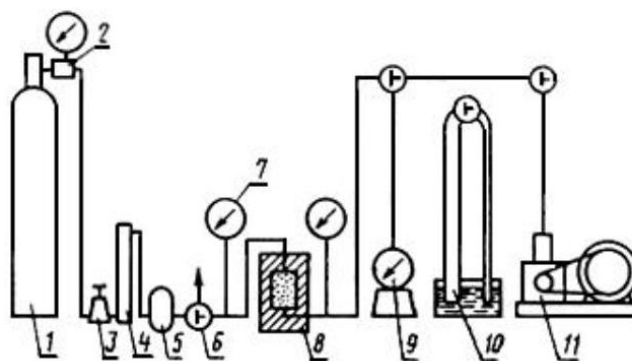
Определение проницаемости по керну

Исследования керна являются одним из самых достоверных источников информации о пласте. В первую очередь, потому что можно исследовать небольшой объем пласта в лабораторных условиях с высокой точностью. Изучением физических свойств горных пород занимается наука петрофизика, которая предоставляет ценную информацию о свойствах коллектора геофизикам, геологам и разработчикам.

По керну чаще всего определяют абсолютную проницаемость породы. Методика работ при этом всегда примерно одинаковая: образец закрепляется кернодержателем между непроницаемыми манжетами, в камеру с образцом подают рабочий агент (обычно это азот) и ждут, когда давление в камере установится. После установки давления, в камеру поступает еще немного рабочего агента, чтобы создать градиент давления на разных сторонах образца. По скорости выравнивания давления определяют проницаемость горной породы.

При определении $K_{пр}$ на керне учитывается частично вертикальная неоднородность, горизонтальную неоднородность данными видами исследований учесть нельзя. Погрешность при лабораторных определениях $K_{пр}$ по керну становится погрешностью и при сопоставлении керновых данных с данными ГИС. Следовательно, при стандартизации данных ГИС значения $K_{пр}$ также лишь частично учитывает неоднородность пласта. Связано это, в первую очередь, с различной размерностью исследований.

Так как проницаемость одна из важнейших характеристик, которая влияет на коэффициент вытеснения, в СССР был разработан ГОСТ 26450.2-85 [30], где описано как нужно проводить измерения проницаемости в лаборатории. ГОСТ был утвержден в 1985 году и действует до сих пор. В документе указано как правильно отбирать образцы, подготавливать их к измерениям, сколько раз и при каких параметрах необходимо проводить измерения. На рис. 2.2 представлена типичная схема прибора по определению коэффициента проницаемости по газу:



- 1 - источник давления; 2 - редуктор высокого давления; 3 - редуктор низкого давления; 4 - осушитель газа;
 5 - фильтр; 6 - трехходовой кран; 7 - манометр; 8 - кернодержатель; 9 - расходомер; 10 - пьезометр;
 11 - вакуумный насос

Рис.2.2. Схема установки для определения газопроницаемости.

Образец необходимо подготовить к измерениям:

1. Образец выпиливается из полноразмерного керна прямо в лаборатории и шлифуется.

2. Образец высушивается в сушильном шкафу при температуре 105 °С, для сильноглинистых пород в термовакуумном шкафу при температуре 70 °С.

3. Размеры образца определяют штангенциркулем минимум 3-5 раз в разных направлениях, разница между измерениями не должна превышать 0,5 мм.

Далее приводится описание методики проведения измерения по ГОСТу. Во-первых, следует определить тип потока: линейный или радиальный. При линейном потоке образец помещается между манжетами кернодержателя, так чтобы зазор между боковой поверхностью образца и обкладками был минимален, чтобы убрать влияние проскальзывания газа между ними. Далее, в камеру подается газ, измеряется перепад давления и скорость фильтрации газа, из которых высчитывается проницаемость образца. Рекомендуется измерять проницаемость минимум 3 раза при разных перепадах давления в диапазоне от 1 до 30 атмосфер. При радиальном потоке образец помещают в кернодержатель для радиального потока, его торцевые части закрывают манжетами и повторяют аналогичные измерения, как и для линейного потока [94].

Так же для измерения проницаемости образца, по аналогичному принципу, используют жидкости (вода или керосин). На рис.2.3 представлена схема прибора для измерения коэффициента проницаемости породы по воде.

Такой подход имеет множество плюсов. Во-первых, наличие четкого регламента позволяет стандартизировать все измерения на территории страны, что исключает различие результатов при проведении измерений. Во-вторых, сам процесс измерений основан на достаточно простой и логичной основе – закон фильтрации Дарси, правильность которого доказана многократно. Но имеется большой ряд минусов:

1. ГОСТ выпущен в 1985 году и с тех пор не изменялся – за рубежом появилось множество аналогичных методов, которые могут быть полезны для исследования некоторых частных случаев.

2. Идеальных приборов не существует и поэтому на результат влияет тип кернодержателя, эластичность манжеты, величина градиента давления – все это требует ввода дополнительных поправок, что плохо сказывается на точности определения коэффициента проницаемости.

3. В ГОСТе рекомендуется использовать азот, как рабочий агент, но на сегодняшний день существует большое количество работ, которые доказывают, что вещество должно подбираться индивидуально для разных пород.

Ниже рассмотрено влияние на проницаемость перечисленных параметров. В случае с поправкой за параметры прибора (тип кернодержателя и эластичность манжеты), необходимо чтобы прибор прошел калибровку на эталонных образцах с известной проницаемостью.

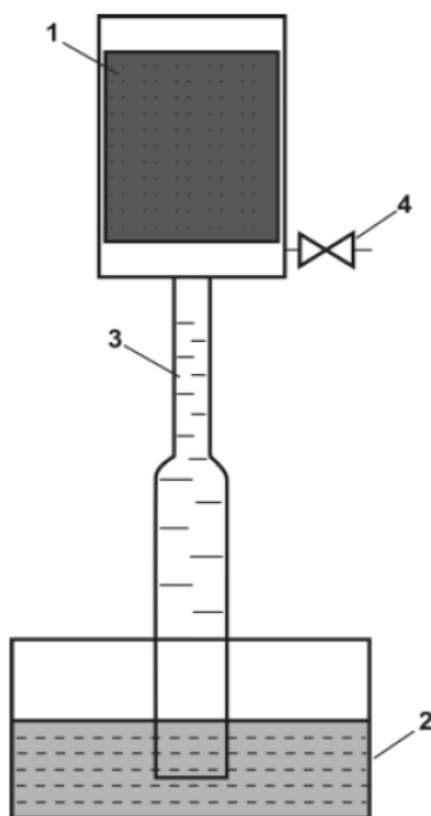


Рис.3.1. Схема прибора для определения проницаемости пород:
 1 – кернодержатель; 2 – сосуд с водой;
 3 – стеклянная трубка; 4 – вентиль

Рис.2.3. Схема прибора для определения проницаемости пород по воде

Использование различных веществ в качестве рабочего агента приводит к разным результатам исследования [31]. В этом случае стоит учесть размер молекул и фазовое состояние агента. В случае, если рабочим агентом выступает жидкость, например, вода, нужно понимать, что измеряется фазовая проницаемость породы по воде (для случая 100% насыщения). Для газа также измеряется фазовая проницаемость, но взаимодействие газа и минерального скелета очень мало (такое явление как смачиваемость практически отсутствует), поэтому можно считать, что абсолютная проницаемость и фазовая проницаемость по газу численно равны. Однако, даже используя различные газы, мы будем получать различную проницаемость керна (рис. 2.4).

Рассмотри подробнее это явление. Исследуемый образец породы – это пористая система каналов и трещин, которые отличаются по размерам – длине, диаметру и кривизне [112]. Длина и кривизна ограничивают свободный пробег молекул газа, что напрямую влияет на проницаемость (чем больше свободный пробег молекулы, тем выше коэффициент проницаемости). Диаметр канала ограничивает процесс фильтрации газа, так в зависимости от размера молекулы существует пропорциональный диаметр канала, через который газ

пройти не может. Как можно заметить на рис. 2.4, углекислый газ, который обладает наибольшим размером молекул, показывает наименьшую проницаемость, так как в образце присутствуют каналы, через которые могут проходить азот и водород, имеющие меньший размер молекул [4]. Углекислый газ занижает величину коэффициента проницаемости, а водород взрывоопасен. Поэтому ГОСТ рекомендует использовать в качестве рабочего компонента именно азот, он безопасен, дешев в производстве и имеет небольшой размер молекул. Важным также является показатель химической инертности агента – при измерениях не должно протекать никаких химических реакций при взаимодействии рабочего агента с породой.

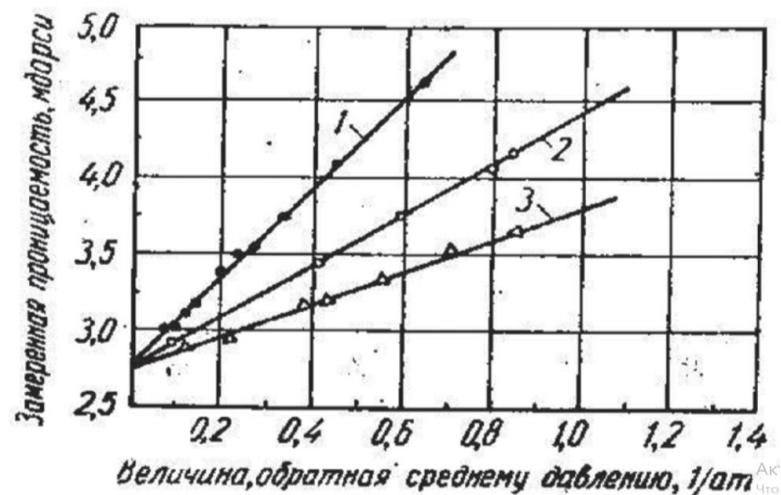


Рис. 2.4. Зависимость коэффициента проницаемости от типа газа:

1 – водород, 2 – азот, 3 – углекислый газ

Последняя поправка при исследованиях керна вводится за градиент давления. Влияние градиента давления на проницаемость обусловлено эффектом Клинкенберга. Л. Клинкенберг (Klinkenberg, 1941) установил, что в тонких капиллярах наблюдается явление проскальзывания молекул газа и коэффициент проницаемости уменьшается с увеличением градиента давления. Учет эффекта Клинкенберга выглядит следующим образом:

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{пр}}^{\infty} + b/p_{\text{ср}} \quad (2.2)$$

где b – коэффициент для учета эффекта Клинкенберга, $p_{\text{ср}}$ – среднее давление, $K_{\text{пр}}^{\infty}$ – теоретический коэффициент проницаемости при среднем давлении близком к бесконечности.

Позже на практике было установлено, что явление проскальзывания газа может наблюдаться не только в тонких капиллярах, но и на образцах с высоким коэффициентом

проницаемости. На одинаковых образцах при различных градиентах давления получены различные коэффициенты проницаемости (рис. 2.5) [31].

Для учета эффекта Клинкенберга петрофизики могут идти двумя путями:

- 1) Использовать готовые таблицы с поправкой Клинкенберга для различных пород.
- 2) Построить графики изменения коэффициент проницаемости от величины, обратной градиенту давления (рис. 2.6). В этом случае, можно выделить тренд и определить истинную проницаемость образца при $1/p_{cp}=0$.

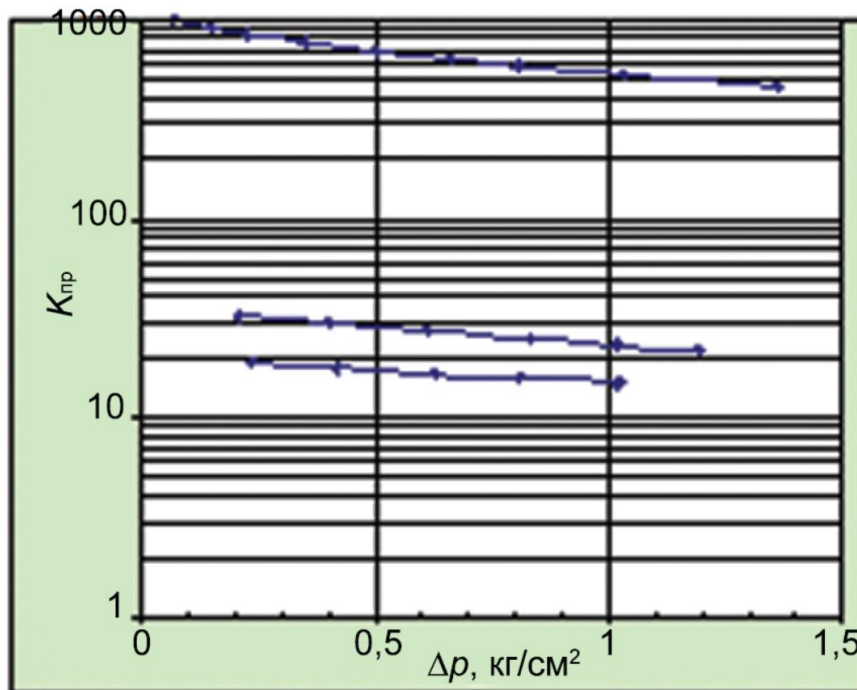


Рис. 2.5. Зависимость коэффициента проницаемости от перепада давления

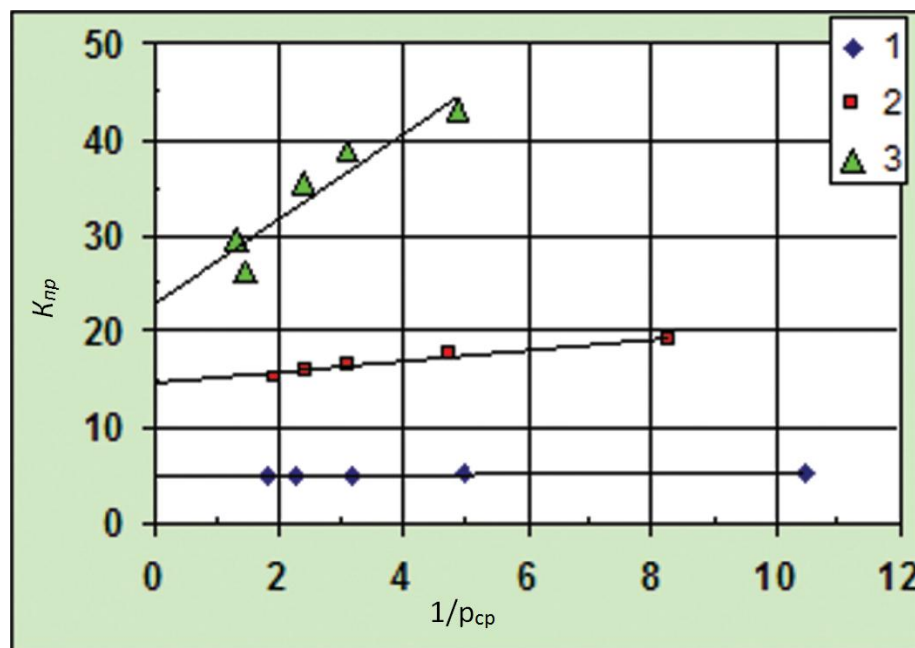


Рис. 2.6. Пример зависимости $K_{пр}=f(1/p_{cp})$

Коэффициент b растет вместе с $K_{пр}$. Но связано это в первую очередь с изменением режима фильтрации. Контроль режима фильтрации может осуществляться следующими методами [83]:

1) Зависимость расхода флюида от градиента давления – графический метод, аналог индикаторных диаграмм скважин. Способ самый трудоемкий, но достаточно простой в плане интерпретации результатов.

2) Расчет числа Рейнольдса – безразмерная величина, по которой можно определить тип течения – линейный или нелинейный. Наиболее удобной для расчета числа Рейнольдса является формула Н.С. Ледневой [1]:

$$Re = \frac{4v\delta\sqrt{2K_{пр}}}{\mu} \quad (2.3)$$

где v – скорость фильтрации, см/с; δ – плотность жидкости или газа, г/см³, μ – вязкость, мПа*с.

Исследования проводятся в лаборатории при стандартных условиях – вязкость и плотность азота постоянные, следовательно формула упрощается:

$$Re = 0.14 \cdot v \sqrt{K_{пр}} \quad (2.4)$$

Недостатком числа Рейнольдса считается неопределенность граничного значения между линейным и нелинейным потоком в пористых средах.

3) Параметр Дарси (Да) – искусственно введенный параметр для контроля типа течения (Щелкачев В.Н., 1948). Численно определяется следующим образом:

$$Да = \frac{V\mu L}{\Delta p K_{пр}} \quad (2.5)$$

где $V = (Q/S)$ – скорость фильтрации, см/с; L – длина образца, см.

При значении Дарси близком к 1 поток считается линейным. Минус данного подхода в том, что при расчете не учитывается пористость образца.

При наличии керна, проницаемость можно оценить по его пористости, гранулометрическому составу и форме каналов. Для этого существует уравнение Козени-Кармана, которое связывает проницаемость с данными параметрами [40]:

$$k_{пр} = \frac{k_{п,д}^3}{f T_r^2 S_\phi^2} \quad (2.6)$$

где $k_{п.д}$ – коэффициент динамической пористости, f – коэффициент, учитывающий форму каналов, T_r – гидравлическая извилистость каналов, s_{ϕ} – удельная поверхность фильтрующих каналов.

П. Карман на основе решения уравнения Навье-Стокса определил, что проницаемость обратно пропорционально зависит от удельной поверхности фильтрующих каналов, пористости, формы и извилистости каналов. Коэффициент, учитывающий форму каналов, изменяется от 2 до 3, модель исследована большим количеством авторов на различных образцах керна с межзерновой пористостью. К плюсам данного метода можно отнести логичность итогового уравнения – проницаемость прямо пропорциональна пористости и обратно пропорциональна извилистости каналов и их удельной поверхности. Однако, уравнение Козени-Кармана - это обычная математическая модель, которая может давать достоверные и реалистичные результаты, но далеко не на всех реальных объектах.

Определение коэффициента проницаемости по керну имеет ряд плюсов и минусов. Преимущества данного метода:

1. Исследуется непосредственно порода, из которой состоит пласт.
2. Можно создать идеальные условия для проведения эксперимента.
3. Наличие ГОСТа с подробными рекомендациями по выполнению измерений.
4. Измерения основаны на простых и логичных закономерностях.
5. Существуют математические модели, которые позволяют определить коэффициент проницаемости по параметрам и структуре пористого пространства образца.

Недостатки:

1. Размеры образца, как правило, не превышают 20-30 мм, что очень мало для изучения свойств такого объекта как пласт.
2. ГОСТ был принят в 1985 году и давно не обновлялся, актуальность некоторых рекомендаций утрачена.
3. Существующие математические модели имеют очень ограниченное применение и могут давать сильное отклонение от реального значения проницаемости на разных объектах.

Определение проницаемости по результатам гидродинамических исследований

Наиболее достоверные данные о $K_{пр}$ залежи получают по данным ГДИ после приведения результатов обработки к определенным стандартным условиям. Считается, что $K_{пр}$, определенный по данным ГДИ наиболее полно (по сравнению с определением $K_{пр}$ по данным ГИС и керна) моделируют режим разработки объекта, то есть, учитывается как вертикальная, так и горизонтальная неоднородность отложений. Однако, не всегда на

исследуемом месторождении могут оказаться статистически представительными и достоверными результаты гидродинамических исследований по всем скважинам.

ГДИ обладают большим количеством методов для исследования призабойной зоны пласта. Ниже рассмотрены некоторые из них, позволяющие оценить проницаемость пласта. Методы ГДИ можно поделить на две большие группы: методы исследования скважин при установившемся притоке и при неустановившемся притоке.

К методам исследования скважин при установившемся притоке относят индикаторные кривые. Индикаторная кривая – это график зависимости дебита (приемистости) скважины от градиента давления на забое (рис. 2.7). На форму кривых оказывает влияние множество факторов[85]:

- 1) Несовершенство скважины
- 2) Режим пласта
- 3) Режим фильтрации флюида
- 4) Природа движущегося флюида
- 5) Неустановившиеся физико-химические процессы в пласте

Наибольшее влияние имеет первый фактор. Как правило, индикаторные диаграммы имеют прямой участок на малых депрессиях, с увеличением депрессии диаграмма начинает искривляться [90]. Это связано с изменением типа фильтрации – на малых депрессиях скорость фильтрации небольшая и поток является линейным, на больших – скорость фильтрации возрастает и поток становится нелинейным и закон Дарси перестает работать.

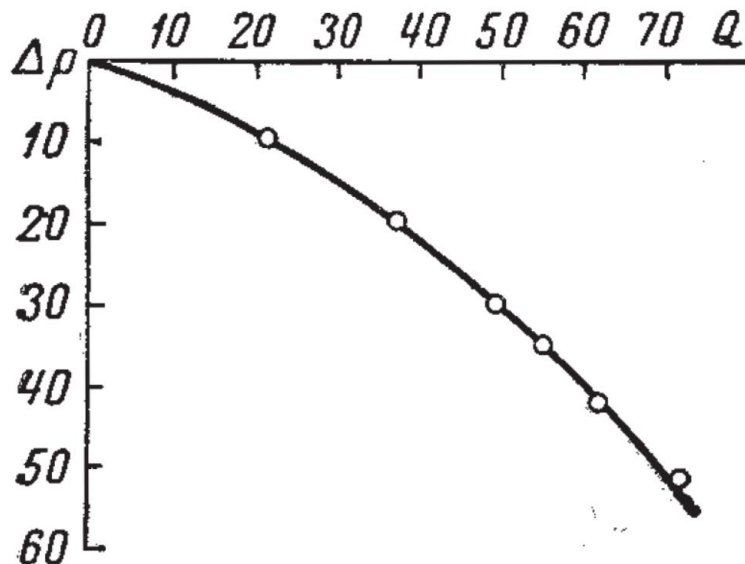


Рис. 2.7. Индикаторная диаграмма фонтанной скважины

Индикаторные кривые позволяют оценить коэффициент продуктивности скважины и гидропроводность пласта. Коэффициент продуктивности определяется наклоном прямой

части индикаторной диаграммы, то есть показывает изменение дебита скважины при единичном изменении депрессии. Зная параметры флюида и то, что флюид в пласте движется по закону Дюпюи можно определить коэффициент проницаемости пласта [83]:

$$K_{\text{пр}} = \frac{Q\mu \left(\ln R/r_c + c \right)}{2\pi h \Delta p} = \frac{K'\mu \left(\ln R/r_c + c \right)}{2\pi h} \quad (2.7)$$

где Q – дебит скважины, R – радиус контура питания, r – радиус скважины, μ – вязкость флюида, h – мощность пласта, c – поправочный коэффициент за несовершенство скважины.

Определение $K_{\text{пр}}$ пласта по индикаторным кривым имеет свои преимущества. Во-первых, это достаточно просто и понятно для реализации, во-вторых, проницаемость определяется достаточно точно. К минусам относится то, что скважина работает в режиме установившегося притока – из-за этого индикаторная диаграмма может принимать очень странные формы и не может быть интерпретирована. В случае если скважина работает на нескольких объектах одновременно, необходимо дополнительно проведение расходомерии и барометрии, чтобы выполнить расчеты для конкретных пластов. Коэффициент проницаемости в итоге определяет среднее значение в призабойной зоне и нет возможности определить его распределение. Кроме этого, расчеты будут справедливы в случае однофазной фильтрации, что на практике наблюдается редко и следует учитывать фазовую проницаемость коллектора. Также появляется неопределенность в расчете радиуса контура питания скважины – если пласт однородный, то это будет половина расстояния между скважинами. В случае неоднородности объекта, достоверное определение этой величины затруднительно [91, 92].

Далее рассмотрим методы гидродинамических исследований при нестационарном притоке в скважине. Основными и наиболее популярными методами являются: снятие кривых падения давления, кривых восстановления давления и гидропрослушивание.

Метод снятия кривых падения (восстановления) (КПД, КВД) давления достаточно прост: выбирается простаивающая скважина, на уровне пласта закрепляют датчик давления, скважину включают на некоторое время T , после этого – выключают и ждут восстановления давления до начального пластового [113].

Отдельно можно проводить КВД в действующих скважинах специально их отключив. Длительность таких исследований составляет от нескольких десятков часов до нескольких недель, чтобы исследования охватывали значительную часть пласта и при этом не зависели от инерции флюида и действия соседних скважин.

Простейшим методом определения свойств пласта по кривым КПД-КВД является метод касательной [86]. Суть его заключается в следующем: график КПД-КВД строится в полулогарифмических координатах, на конце кривой выделяется прямолинейный участок и аппроксимируется прямой. Параметры этой прямой (наклон и константа) содержат в себе гидропроводность и пьезопроводность пласта. Рассмотрим подробнее, в идеале график КПД должен соответствовать этому уравнению:

$$\Delta p(t) = 0.1832 \cdot \frac{q\mu}{kh} \left(\log_{10} \frac{2.25\alpha}{r^2} + \log_{10} t \right) = A + i \cdot \log_{10} t \quad (2.8)$$

где q – дебит, k – коэффициент проницаемости, h – эффективная мощность пласта, t – время после начала работы скважины, μ – вязкость флюида, α – пьезопроводность.

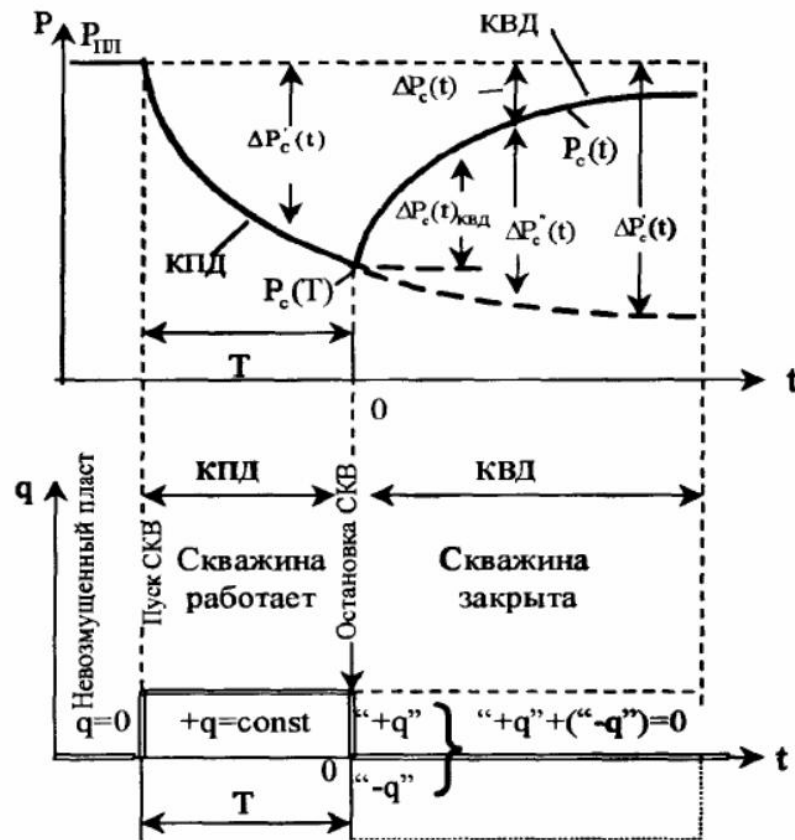


Рис.2.8. Кривые падения (восстановления) давления

Следовательно, константа A и наклон i можно определить следующим образом:

$$i = 0.1832 \cdot \frac{q\mu}{kh} \quad (2.9)$$

$$k = 0.1832 \cdot \frac{q\mu}{ih} \quad (2.10)$$

$$A = i \cdot \log_{10} \frac{2.25\alpha}{r^2} \quad (2.11)$$

Используя данные о пласте и флюиде из наклона можно получить гидропроводность и коэффициент проницаемости. По константе A оценивается пьезопроводность. Наглядно схема обработки кривых КПД-КВД представлена на рис. 2.9. Недостатками данного метода можно считать – простой скважины во время измерения КВД, а также невозможность иногда выделить прямой участок на кривой [102]. Кроме того, выбор точек и метода для аппроксимации остается за исследователем, что может приводить к небольшим отклонениям результатов при обработке кривых.

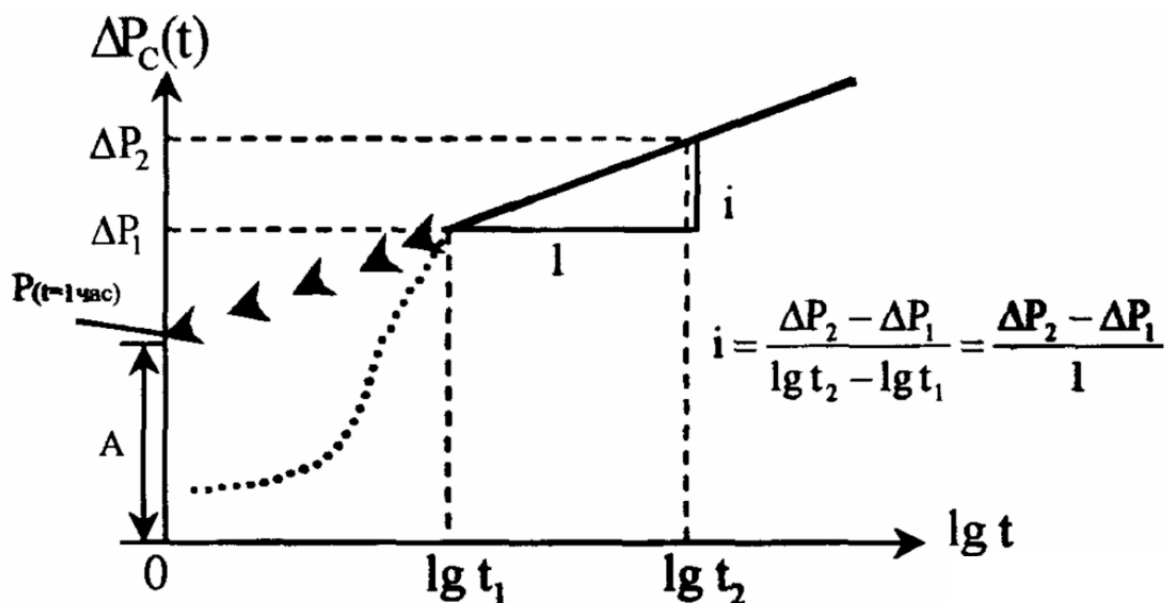


Рис. 2.9. Схема обработки КПД-КВД

Гидропрослушивание является сложным методом гидродинамических исследований скважин. Для его выполнения необходимо использовать минимум 2 скважины: возмущающую и реагирующую. На возмущающей скважине изменяют режим работы (изменяют дебиты или останавливают). На реагирующей скважине ставят датчики давления на уровне пласта и фиксируют изменение давление во времени – это называется кривая реагирования (рис.2.10). Обычно в качестве возмущающей скважины используется действующая или бездействующая добывающая скважина. Она должна работать с установившимся дебитом или забойным давлением. В качестве реагирующей скважины выбирают законсервированные или специально остановленные эксплуатационные скважины. Перед началом исследований оценивается ожидаемая теоретическая кривая исходя из имеющихся данных о пьезопроводности и гидропроводности пласта – это необходимая мера, чтобы определить длительность измерений. Если длительное время не

наблюдается никакого отклика на кривой реагирования, то измерения останавливаются – исследуемые скважины не имеют гидродинамической связи друг с другом [58].

Методика обработки кривой основана на методе подбора – сравниваются модельная и фактическая кривая, гидропроводность и пьезопроводность пласта перебираются до тех пор, пока эти кривые не совпадут с допустимой погрешностью [104]. Получив гидропроводность можно, зная вязкость флюида и среднюю мощность пласта можно оценить коэффициент проницаемости между скважинами.

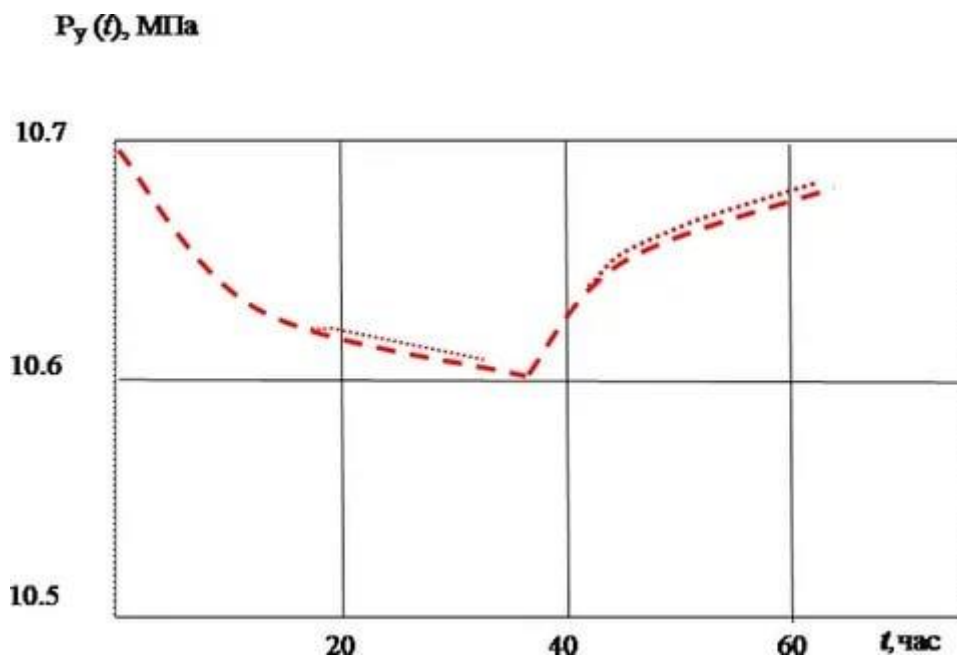


Рис. 2.10. Кривая реагирования давления на пуск и остановку соседней скважины

К недостатку данного метода относится то, что по ГДИ определяют среднее значение $K_{пр}$ вскрытого интервала разреза вблизи скважины, тогда как в трехмерной модели месторождения коллектор представлен слоями в каждом из которых должно быть свое значение $K_{пр}$. Как правило, для определения $K_{пр}$ используются данные ГИС. В том числе из-за того, что данный метод исследования существенно дешевле, чем проведение ГДИ и анализ керна, в плане затрат на изучение одного кубометра породы [7, 9, 35, 87].

Гидродинамический картаж

Гидродинамический картаж (ГДК) является одним из методов комплекса ГИС, однако, физически он основан на законе Дарси и будет отнесен к прямым методам измерения проницаемости. Первые модификации данного метода назывались – опробование пласта на кабеле, такой метод позволял отобрать 1 небольшую пробу и сделать 1 замер пластового давления в 1 точке пласта. Современная аппаратура предоставляет возможность

отбирать сразу несколько проб за 1 спускоподъемную операцию, что позволяет детально отследить изменение проницаемости по пласту (рис. 2.11)[40].

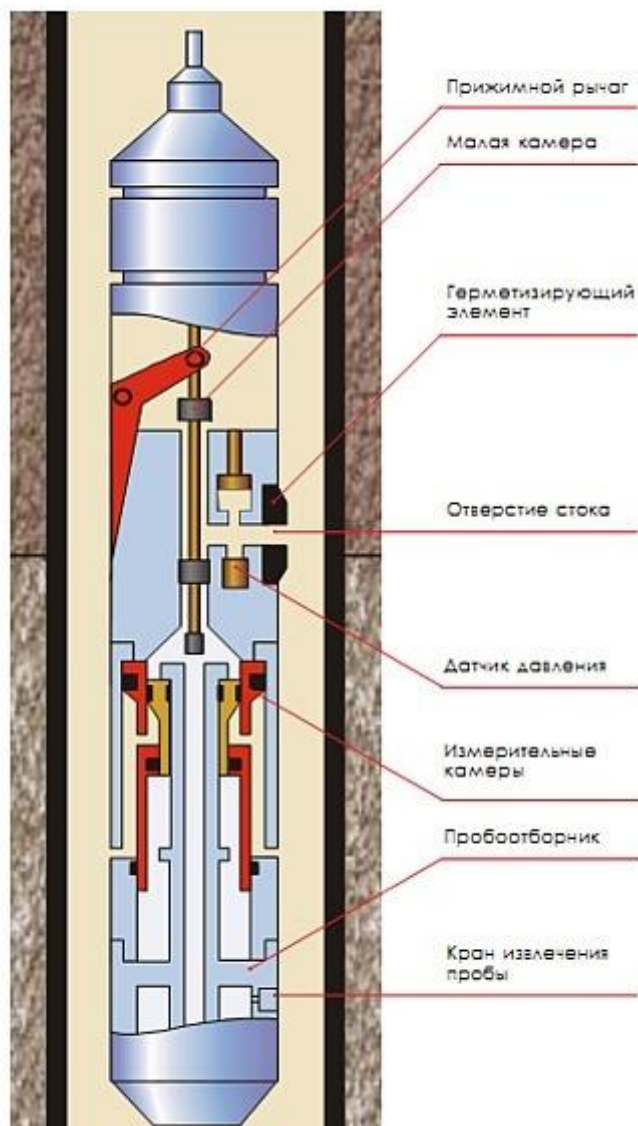


Рис. 2.11.Схема аппаратуры АГИП-К для выполнения ГДК

Методика измерений для данного метода выглядит следующим образом. Прибор на кабеле спускают к продуктивному пласту, отбирается наибольшая проба флюида. Давление измеряется до отбора флюида, во время отбора флюида и после отбора флюида. Таким образом, в каждой точке мы получаем кривую восстановления давления, что позволяет оценить подвижность флюида и проницаемость коллектора. Кроме того, на выходе мы получаем пробы флюида из пласта [48]. Результаты работы ГДК-ОПК представлены на рис. 2.12.

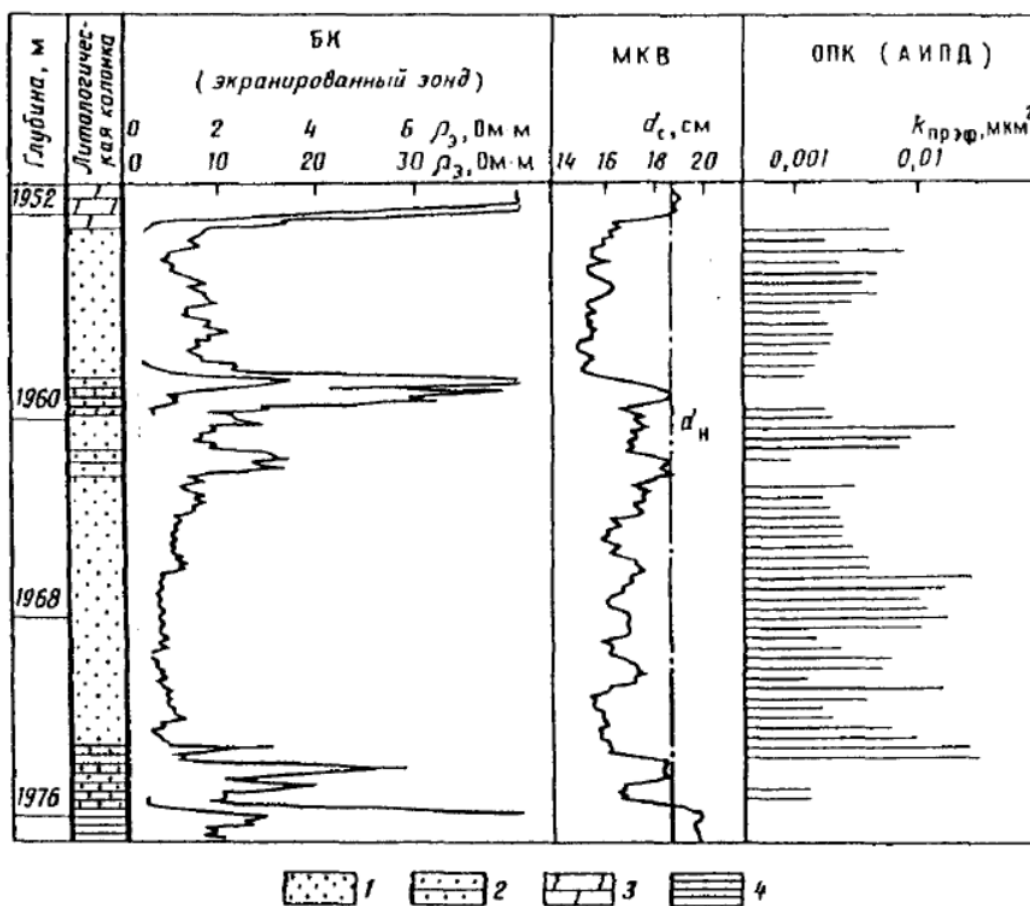


Рис. 2.12. Результат работы ГДК-ОПК на терригенном разрезе. 1 – песчаник, 2 – неколлектор, 3 – доломит, 4 – аргиллит

ГДК позволяет решать многие практические задачи, кроме определения коэффициента проницаемости: выделение коллекторов по наличию притока, информация о граничных значениях коллекторов для интерпретации данных ГИС [109], построение профиля притока, изучение характеристик покрышек, измерение давления пласта в призабойной зоне, регистрация кривых КПД-КВД.

Большое количество параметров, которые можно определить из ГДК (давление, $K_{пр}$), возможность исследовать их изменение по стволу скважины и отбор проб флюида делает этот метод незаменимым при изучении месторождений. Среди недостатков стоит отметить, что он дороже стандартного комплекса ГИС и проводится дольше (но по сравнению с гидродинамическими исследованиями – намного быстрее), на 1 метр скважины редко удается сделать больше 2-3 замеров, из-за чего результаты измерений приобретают выраженную дискретность по сравнению с результатами ГИС. Для исследования нескольких объектов разработки придется провести несколько спускоподъемных операций.

Косвенные методы определения коэффициента проницаемости горных пород

При определении $K_{пр}$ по данным ГИС обычно используются парные корреляционные связи $K_{пр}$ с K_p (определенными по керну), насыщением пласта, относительным удельным сопротивлением и глинистостью. Но незначительный объем проводимых промысловых исследований и фрагментальный отбор керна не дает пространственного представления о распределении $K_{пр}$ в объеме залежи.

Использование корреляционных зависимостей является статистическим методом расчетов. Сначала, на керне определяют пористость и проницаемость. Далее по данным ГИС рассчитывается пористость по нескольким методам (как правило, это ГК, НГК, ПС и АК). Сравнивается пористость по керну и пористость по методам ГИС – метод, который показывает наименьшее отклонение от керна, будет использоваться для расчетов на данном объекте. В конце, строится петрофизическая зависимость $K_{пр}$ от K_p (либо от глинистости, двойного разностного параметра для радиоактивных методов или времени пробега упругой волны для акустических методов), которые используются для пересчета кривых K_p по ГИС в кривые $K_{пр}$.

Обычно, керна отбирается очень мало, на некоторых месторождениях такой материал отсутствует совсем. В этом случае используют региональные петрофизические зависимости, которые были получены при изучении месторождений-аналогов. Пример корреляционной зависимости проницаемости от эффективной пористости приведен на рис. 2.13.

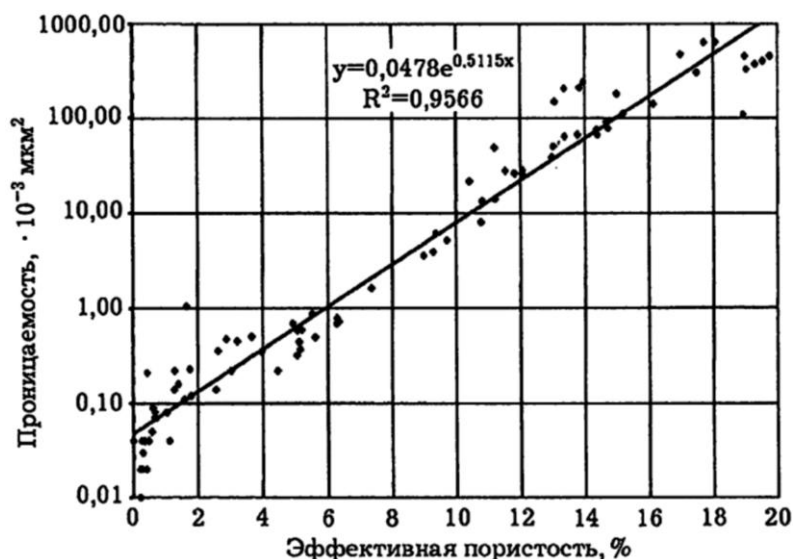


Рис. 2.13. Пример петрофизической зависимости проницаемости от эффективной пористости для группы терригенных коллектор месторождений Западной Сибири

Кроме петрофизических зависимостей, в ГИС присутствуют другие методы определения проницаемости коллектора. Рассмотренные ниже методики, как правило,

являются математическими моделями из петрофизики, которые подтверждены экспериментально, но, как и любая модель – могут сильно отличаться от реального объекта.

Одной из таких методик является определение проницаемости пород по результатам электрических методов [36]. По Пуазейлю, Кпр идеального грунта с n цилиндрических каналов рассчитывается следующим образом:

$$K_{\text{пр}} = n\pi \frac{r^4}{8} \quad (2.12)$$

где r – радиус каналов, n – число цилиндрических каналов.

Кп идеального грунта и гидравлический радиус:

$$K_{\text{п}} = n\pi r^2 \quad (2.13)$$

$$r_{\text{гидр}} = r/2 = K_{\text{п}}/S_{\text{ф}} \quad (2.14)$$

Подставив эти выражения в уравнение Пуазейля, получим формулу Козени для прямых цилиндрических каналов:

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{п}}^3 / 2S_{\text{ф}}^2 \quad (2.15)$$

где $S_{\text{ф}}$ – удельная поверхность фильтрующих каналов.

Для учета извилистости и формы каналов добавим соответствующие величины и заменим пористость на эффективную, чтобы учесть наличие в поровом объеме связанной воды:

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{п.эф}}^3 / fT^2 S_{\text{ф}}^2 \quad (2.16)$$

где f – коэффициент учета формы каналов, T – гидравлическая извилистость каналов.

Можно связать проницаемость с содержанием связанной воды. Для чистых терригенных коллекторов коэффициент содержания связанной воды можно определить следующим образом [37]:

$$K_{\text{св.в}} = \tau_{\text{св.в}} S_{\text{ф}} / K_{\text{п}} \quad (2.17)$$

где $\tau_{\text{св.в}}$ – средняя толщина пленки связанной воды.

Электрические методы активно используются для расчета нефтенасыщенности коллектора. В процессе расчета, используется параметр пористости. Так как, каналы фильтрации и каналы электрического тока будут примерно совпадать, то параметр пористости будет выглядеть следующим образом:

$$P_n = f T^2 / k_n \quad (2.18)$$

Коэффициент насыщения связанной водой связан с параметром насыщения:

$$K_{св.в} = P_n^{-1/n} \quad (2.19)$$

Используя три последние уравнения подставим их в формулу Козини, то при $n=2$ получим [36]:

$$K_{пр} = \tau_{св.в}^2 \left(1 - P_n^{-1/2}\right)^3 P_n / P_n \quad (2.20)$$

Данное выражение является физической основой определения $K_{пр}$ в терригенных слабоглинистых коллекторах по параметрам K_n и насыщения. Эти параметры связаны с удельным сопротивлением породы, которое можно получить по результатам бокового каротажа. Толщина пленки связанной воды определяется экспериментально, либо совмещением данных ГИС и ГДИ – по ГДИ получают коэффициент проницаемости коллектора, ГИС – параметры пористости и насыщения. Преобразовав конечное уравнение для определения толщины пленки, его можно будет оценить по комплексу ГИС и ГДИ.

Когда была доказана данная физическая модель, исследователи активно начали искать зависимости коэффициента проницаемости от параметра насыщения. В результате, их зависимость была подтверждена практическими данными, было создано большое количество эмпирических уравнений для различных регионов России. Чаще всего они выглядят следующим образом [28]:

$$K_{пр} = a P_n^b \quad (2.21)$$

где a и b – эмпирические коэффициенты.

Фирмой Шлюмберже была предложена зависимость для слабоглинистых коллекторов следующего вида:

$$K_{пр} = 6.25 \cdot 10^4 K_{п.эф}^6 \quad (2.22)$$

Добрынин В.М. указывает, что в Западной Сибири метод хорошо себя зарекомендовал и позволяет определять коэффициент проницаемостью с достаточной точностью для решения практических задач. Данная методика основана на логичных и

доказанных закономерностях, но имеет ряд допущений. Во-первых, методика работает только для чистых терригенных коллекторов с межзерновой пористостью. Во-вторых, она не избавляет от необходимости исследования керна, так как для высокой точности и достоверности результатов нам все еще нужны эмпирические зависимости. В-третьих, методика хорошо работает только в зоне с отсутствием свободной воды. Наличие в пласте свободной воды занижает коэффициент проницаемости, если используется данный алгоритм.

Еще одним методом определения $K_{пр}$ по ГИС является связь проницаемости с глинистостью [23]. Глинистость хорошо и достаточно точно определяется радиоактивными методами ГИС и методом ПС и напрямую определяет проницаемость коллектора. Выглядит это следующим образом: влияние глинистости на проницаемость не поддается сомнению и проверена на практике. Показания ГК прямо пропорционально связаны с глинистостью, так как глины обладают повышенной естественной радиоактивностью. Показания ПС тоже связаны с глинистостью – электрический потенциал напротив глин всегда больше, чем напротив чистых песчаников. Этот эффект связан с образованием двойного электрического слоя в капиллярах глин, что приводит к аккумуляции положительных ионов на их поверхности и увеличивает естественный электрический потенциал напротив пласта.

Для работы с ГК используют двойной разностный параметр, для ПС – относительную амплитуду. Оба эти параметра связаны с глинистостью, следовательно, логично предполагать наличие связи этих параметров с проницаемостью.

Как и в предыдущем методе, основная часть зависимостей получена для терригенных коллекторов Западной Сибири и для нее необходимо определить эмпирические коэффициенты. Уравнение регрессии для относительной амплитуды ПС имеет следующий вид [24]:

$$\alpha_{пс} = a + b \log_{10} K_{пр} \quad (2.23)$$

где $\alpha_{пс}$ – относительная амплитуда ПС, а и b – эмпирические коэффициенты.

Эта зависимость наиболее сильно выражена для коллекторов, у которых глинистость определяет проницаемость. Для чистых и слабоглинистых коллекторов достоверность и надежность этой зависимости падает (рис. 2.15).

Если относительная амплитуда ПС прямо пропорциональна $K_{пр}$, то двойной разностный параметр будет иметь с ним обратную связь. Это объясняется тем, что двойной разностный параметр прямо пропорционален глинистости пласта. Для данного метода можно наблюдать сходные проблемы, что и для ПС: нельзя достоверно определить

проницаемость чистого или слабоглинистого коллектора, так как она будет определяться гранулометрическим составом коллектора, а не глинистостью.

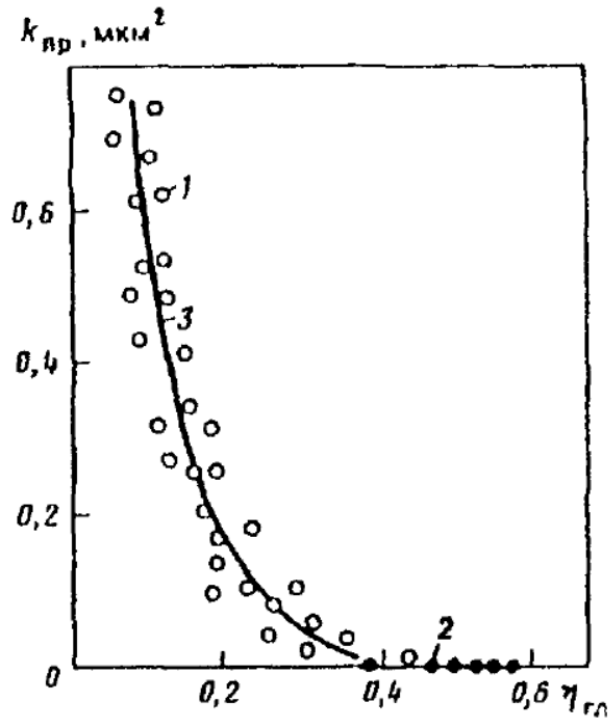


Рис. 2.14. Взаимосвязь коэффициента проницаемости и коэффициентом объемной глинистости для терригенных отложений девона Татарстана. 1 – коллектор, 2 – неколлектор, 3 – линия регрессии

Для некоторых объектов Л.П. Долиной было установлено, что корректней использовать комплексный параметр, являющийся соотношением относительной амплитуды ПС и двойного разностного параметра ГК:

$$B = \alpha_{\text{пс}} / \Delta I_{\gamma} \quad (2.24)$$

где B – комплексный параметр, ΔI_{γ} – двойной разностный параметр ГК.

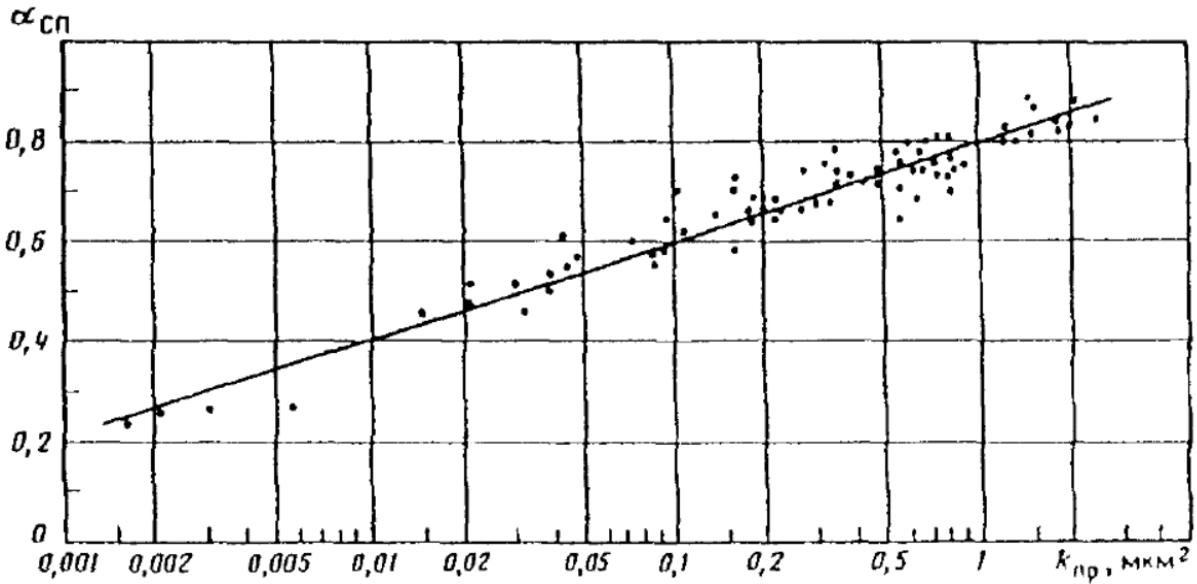


Рис. 2.15. Корреляционная зависимость относительной амплитуды ПС от коэффициента проницаемости для терригенных пород

Связь комплексного параметра с $K_{пр}$ является более тесной, чем связь его отдельных составляющих. Зависимость в итоге приобретает более сложный вид, но она становится более надежной и достоверной:

$$K_{пр} = aB^3 + bB^2 + cB + d \quad (2.25)$$

где a, b, c, d — эмпирические коэффициенты.

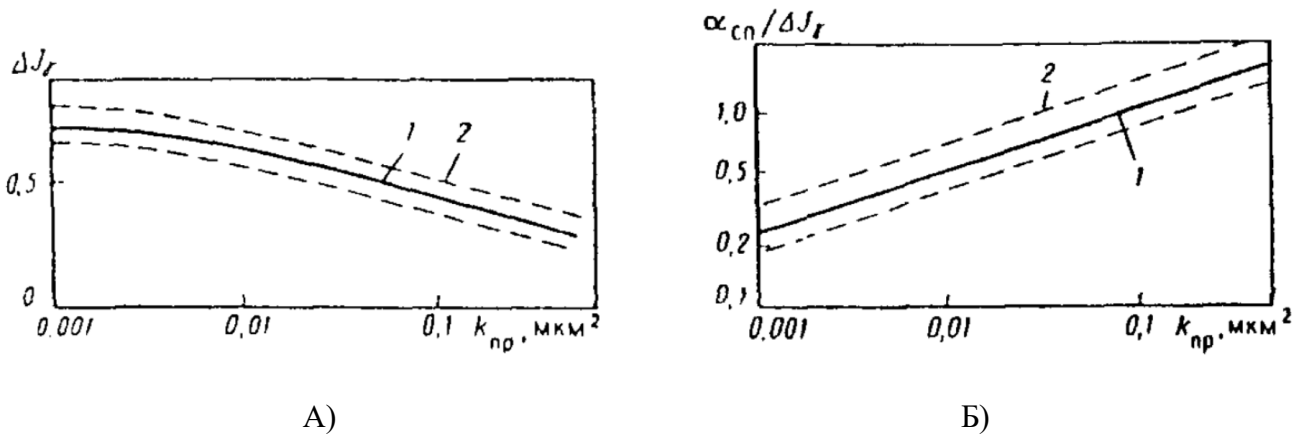


Рис. 2.16. Зависимости двойного разностного параметра (А) и комплексного параметра (Б) от коэффициента проницаемости

Огромным плюсом данной методики является возможность определения проницаемости для всего пласта: и в нефтяной, и в водонасыщенной части. Это позволяет по большому объему скважин создать карты проницаемости для пластов. Из минусов метода

стоит отметить, что нельзя исследовать карбонатные коллектора, а также невозможно корректно определить проницаемость для слабоглинистых терригенных коллекторов. Следует иметь в виду: метод ПС не работает в скважинах, которые бурились на соляном буровом растворе, что характерно для скважин в Пермском крае.

Геофизические свойства используются для определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород, используемые в дальнейшем при трехмерном моделировании. Однако по данным ГИС определяются только объемные петрофизические характеристики объекта. Разными авторами разработано множество эмпирических формул и корреляций для определения значения $K_{пр}$ по данным ГИС [11, 50, 51, 59]. Такие факторы как текстурные особенности и процессы диагенеза оказывают большое влияние на проницаемость породы-коллектора, и не могут быть сведены к объемным характеристикам породы единственным способом.

Значительные расхождения между методами определения $K_{пр}$ связаны с различным учетом неоднородности исследуемого интервала разреза и неоптимальностью стандартизации данных ГИС.

Основными преимуществами проведения ГИС являются скорость и стоимость выполнения работ: за очень небольшой промежуток времени можно получить информацию о большом количестве скважин. Кроме этого, ГИС проводит измерения на горных породах, которые находятся в естественной среде, без отбора образца. Это позволяет существенно снизить затраты и риски: керн можно повредить, а может и отобрать его не получится. При этом ГИС дает материалы достаточно точные для решения практических задач.

К минусам метода следует в первую очередь отнести наличие диапазона неопределенности $K_{пр}$. Так почти во всех методиках присутствуют ограничения, которые влияют на корректность метода: нельзя определить проницаемость карбонатных коллекторов, определить проницаемость коллектора по удельным сопротивлениям можно только в зоне отсутствия свободной воды, по глинистости проницаемость можно определить в любой точке, но если коллектор слабоглинистый, то результат, скорее всего, будет неверным. Кроме этого, для получения корректных результатов по ГИС необходимы петрофизические зависимости, которые могут быть индивидуальными как для месторождения, так и для целой территории. Все это делает ГИС очень сложным комплексным методом, которые требует от специалиста наличие не только теоретический знаний методов и геологии, но и опыта работы с конкретными методами на определенных типах геологического разреза.

Масштабирование методов оценки коэффициента проницаемости
в трехмерной модели

Рассмотрим масштаб результатов исследований Кпр в объеме нефтяной залежи. Для визейского терригенного пласта Гондыревского нефтяного месторождения Башкирского свода, имеется комплекс ГИС, проведенный в 141 скважине, 75 лабораторных исследований керна по 25 образцам трех разведочных скважин и результаты ГДИ по 26 скважинам (табл 2.1).

Нефтяная залежь визейского пласта размерами 3,3 на 6,3 км имеет трехмерный аналог - геолого-гидродинамическую модель, состоящую из 249 074 активных ячеек. Размерность ячейки по латерали 50x50 м., по вертикали 0,76 м. Площадь нефтеносности составляет 63 376 тыс. м² и включает 62 281 ячейки в трехмерной модели. Таким образом, установлено, что в объеме нефтенасыщенной части залежи данным ГИС соответствует 5,4 % трехмерной модели, освещенность керна составляет менее 0,1 %, результаты ГДИ характеризуют 0,4 % от объема залежи (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Сопоставление определений коэффициента проницаемости, определенного разными методами для визейского объекта разработки Гондыревского месторождения

Вид исследования	Количество определений, шт.	Количество скважин, шт.	Кол-во ячеек в контуре залежи ГД модели, шт.	Значение Кпр, мД			
				min	max	среднее	% от объема трехмерной модели
кern (всего 47,5 пог.м)	25	3	63	1,7	4 070	882	менее 0,1
ГИС	563	141	3 347	0,6	1 789,4	601	5,4
ГДИ	26	26	282	0,3	20 900	721	0,4

Отсюда видно, что только среднее значение Кпр по разным видам исследований имеют близкие значения, тогда как максимальные значения показателя значительно отличаются. Особенно, это касается сравнения максимальных значений по данным керна, ГИС и ГДИ.

Все это значительно увеличивает неопределенность распределения Кпр в межскважинном пространстве при трехмерном моделировании данного объекта.

На этапе создания фильтрационной модели существует проблема настройки параметра проницаемости адаптированного под фактическую работу скважин. При создании геологической модели значение коэффициента проницаемости определяется на основании геофизических исследований с увязкой керновых данных. Учет гидродинамических характеристик работы скважин на данном этапе не проводится. При построении

гидродинамической модели необходимо учитывать весь объем имеющейся информации об объекте, в том числе и определения значений $K_{пр}$ по данным ГДИ [18].

Использование различных способов оценки коэффициента проницаемости в гидродинамической модели

Далее рассмотрена возможность разработки методики количественного перехода от проницаемости по геофизическим исследованиям скважин к проницаемости по гидродинамическим исследованиям скважин для конкретных месторождений Башкирского свода. Методика разработана на примере визейских эксплуатационных объектов совместно для Батырбайского и Красноярско-Куединского месторождений. Данные объекты выбраны потому, что для них имеется большое количество определений коэффициента проницаемости по гидродинамическим данным – $K_{пр_ГДИ}$.

Для возможности совместного анализа геолого-промысловых данных для данных объектов разработки определены значения ряда геолого-геофизических показателей в интервалах гидродинамических исследований скважин. Для того, чтобы анализировать однородные данные докажем, что они статистически не различаются. Доказательство выполнено с помощью статистических критериев. Различия в средних значениях оценено по статистике Стьюдента (t_p) и плотностей распределения – по статистике Пирсона (χ^2_p). Данные показатели считаются статистически не различными, если $\chi^2_p < \chi^2_t$; $t_p < t_t$. Значения χ^2_t и t_t определяются в зависимости от количества и уровня значимости ($\alpha = 0,05$) [12, 29, 114]. Расчеты для двух месторождений приведены в табл.2.2.

Из табл. 2.2 видно, что по t-критерию Стьюдента, средние значения статистически не отличаются по следующим показателям: $K_{пр_ГДИ}$, $K_{пр_ГИС}$, K_p , K_n , $K_{уд.прод}$, q_n . Аналогичные данные получены при сравнении плотностей их распределений. Все это позволяет использовать данные показатели для прогнозирования $K_{пр_ГДИ}$ в качестве единого объекта исследований [79].

Средние значения параметров и статистическая оценка Батырбайского и Красноярско-Куединского месторождений

Показатели	Средние значения показателей		Статистические оценки (Стьюдента- t_p , Пирсона- χ^2_p , р-достигаемый уровень значимости)	
	Батырбайское (класс 1)	Красноярско- Куединское (класс 2)	$\frac{t_{1-2}}{p_{1-2}}$	$\frac{\chi^2_{1-2}}{p_{1-2}}$
Коэффициент проницаемости по ГДИ-Кпрон _{гди} , мД	83,4	108,9	$\frac{-1,333}{0,184}$	$\frac{1,824}{0,402}$
Коэффициент проницаемости по ГИС-Кпрон _{гис} , мД	227,8	183,2	$\frac{1,547}{0,124}$	$\frac{9,100}{0,011}$
Коэффициент пористости-Кп, %	18,1	18,4	$\frac{-0,634}{0,527}$	$\frac{2,940}{0,230}$
Коэффициент нефтенасыщенности-Кн, %	85,8	86,7	$\frac{-0,777}{0,439}$	$\frac{3,700}{0,157}$
Глубина кровли-Н,м	1473,9	1393,5	$\frac{7,630}{0,047}$	$\frac{39,127}{0,000}$
Эффективная нефтенасыщенная толщина- $h_{эф-н}$, М	4,5	6,2	$\frac{2,106}{0,038}$	$\frac{4,435}{0,108}$
Коэффициент продуктивности- Кпрод, мЗ/сут/МПа	4,8	13,5	$\frac{2,044}{0,044}$	$\frac{3,548}{0,109}$
Коэффициент удельной продуктивности- Куд.прод, м ³ /сут/МПа/м	1,0	1,3	$\frac{-0,785}{0,434}$	$\frac{0,538}{0,763}$
Коэффициент гидропроводности- Кгидр, мкм ² м/МПа с	2,4	19,2	$\frac{-2,784}{0,007}$	$\frac{6,676}{0,035}$
Обводненность продукции- В, %	46,0	58,4	$\frac{-1,888}{0,062}$	$\frac{2,940}{0,229}$
Дебит нефти, қн -т/сут	5,74	5,41	$\frac{0,359}{0,720}$	$\frac{1,629}{0,442}$
Пластовое давление-Рпл, МПа	51,4	56,3	$\frac{-2,774}{0,000}$	$\frac{6,740}{0,034}$
Забойное давление- Рзаб, МПа	9,9	6,9	$\frac{3,466}{0,001}$	$\frac{8,604}{0,013}$

В геологической модели значение Кпр рассчитывается как функция от пористости, на основании данных керна и ГИС. При построении фильтрационных моделей Батырбайского и Красноярско-Куединского месторождений для проектирования приняты средние значения Кпр по результатам ГДИ. На данном этапе возникает потребность учета гидродинамических данных коэффициента проницаемости, однако, методика прогноза Кпр_{гди} по Кпр_{гис} не во всех случаях дает удовлетворительные результаты. О том, что это действительно так

свидетельствует не очень тесная корреляция между $K_{пр_гди}$ и $K_{пр_гис}$ - $r = 0,35$, $t_p > t_t$, при количестве определений $n=76$. Для увеличения тесноты связи между фактическими значениями $K_{пр_гди}$ и $K_{пр_гис}$ к прогнозу привлечены дополнительные вышеприведенные в табл. 1 показатели. Для разработки методики прогноза значений коэффициента проницаемости на первом этапе исследований определено, как сопоставляются показатели со значениями $K_{пр_гди}$. Количественно связи оценены с помощью вычисления коэффициента корреляции - r . Значения r приведены в табл.2.3.

Таблица 2.3

Корреляционная матрица

	$K_{пр_гис}$	$Kп$	$Kн$	Куд.прод	$qн$	$K_{пр_м}$
$K_{пр_гди}$	0,35*	0,34*	0,25*	0,46*	0,28*	0,56*

*-значимая корреляционная связь

Наличие значимых связей между представленными параметрами и значениями $K_{пр_гди}$ дает возможность комплексно исследовать, как они влияют на эти значения.

Для прогноза значений $K_{пр_гди}$ по комплексу показателей использован многомерный регрессионный анализ [103].

Регрессионный анализ является статистический метод исследования зависимостей между одной или несколькими независимыми переменными X_1, X_2, X_p и зависимой переменной Y [43]. Независимый признак в регрессионном анализе называется факторным, независимый – результирующим. На зависимую переменную, как правило, воздействуют несколько факторов одновременно. Совместное влияние всех независимых факторов на зависимую переменную учитывается благодаря множественной регрессии. В общем случае множественную регрессию оценивают параметры линейного уравнения вида: $Y = a + b_1X_1 + b_2X_2 + \dots + b_pX_p$. В данном уравнении регрессионные коэффициенты (b -коэффициенты) представляют независимые вклады каждой независимой переменной в предсказание зависимой переменной. Линия регрессии выражает наилучшее предсказание зависимой переменной (Y) по независимым переменным (X). В данном случае в качестве зависимого признака выступает $K_{пр_гди}$; а в качестве независимых факторов – остальные показатели. Расчет регрессионных коэффициентов выполняется при помощи метода наименьших квадратов [13, 32]. Для решения задачи регрессионного анализа методом наименьших квадратов вводится понятие функции невязки:

$$\sigma(\bar{b}) = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M (Y_k - \hat{Y}_k)^2 \quad (2.26)$$

Условие минимума функции невязки:

$$\begin{cases} \frac{d\sigma(\bar{b})}{db_i} = 0 \\ i = 0 \dots N \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} \sum_{i=1}^M y_i = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N b_j x_{i,j} + b_0 M \\ \sum_{i=1}^M y_i x_{i,k} = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N b_j x_{i,j} x_{i,k} + M b_0 \sum_{i=1}^M x_{i,k} \\ k = 1 \dots N \end{cases} \quad (2.27)$$

Полученная система является системой $N + 1$ линейных уравнений с $N + 1$ неизвестными $b_0 \dots b_N$

Если представить свободные члены левой части уравнений матрицей

$$B = \begin{Bmatrix} \sum_{i=1}^M y_i \\ \sum_{i=1}^M y_i x_{i,1} \\ \dots \\ \sum_{i=1}^M y_i x_{i,N} \end{Bmatrix} \quad (2.28)$$

а коэффициенты при неизвестных в правой части матрицей

$$A = \begin{Bmatrix} M & \sum_{i=1}^M x_{i,1} & \sum_{i=1}^M x_{i,2} & \dots & \sum_{i=1}^M x_{i,N} \\ \sum_{i=1}^M x_{i,1} & \sum_{i=1}^M x_{i,1} x_{i,1} & \sum_{i=1}^M x_{i,2} x_{i,1} & \dots & \sum_{i=1}^M x_{i,N} x_{i,1} \\ \sum_{i=1}^M x_{i,2} & \sum_{i=1}^M x_{i,1} x_{i,2} & \sum_{i=1}^M x_{i,2} x_{i,2} & \dots & \sum_{i=1}^M x_{i,N} x_{i,2} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \sum_{i=1}^M x_{i,N} & \sum_{i=1}^M x_{i,1} x_{i,N} & \sum_{i=1}^M x_{i,2} x_{i,N} & \dots & \sum_{i=1}^M x_{i,N} x_{i,N} \end{Bmatrix} \quad (2.29)$$

то получаем матричное уравнение: $A \times X = B$, которое легко решается методом Гаусса [45, 65]. Полученная матрица будет матрицей, содержащей коэффициенты уравнения линии регрессии:

$$X = \begin{Bmatrix} b_0 \\ b_1 \\ \dots \\ b_N \end{Bmatrix} \quad (2.30)$$

Возможности использования данного анализа для решения аналогичных задач приведены в работах [14, 15, 19, 20, 47, 74].

В результате реализации данного метода получено следующее многомерное уравнение регрессии:

$$K_{пр_M} = 18,93945 * \text{Куд.прод} + 0,1453 * K_{пр_ГИС} + 3,38382 * \text{qn} + 14,375;$$

$$R=0,56; p<0,00000.$$

Стандартная ошибка вычислений по данной формуле равна 69,3мД. Формирование данного уравнения происходило в последовательности приведенной в данном уравнении: на первом этапе в модель был включен показатель Куд.прод ($R = 0,46$), далее $K_{пр_гис}$ ($R = 0,53$), и на завершающем – q_n ($R = 0,56$). По полученному уравнению вычисляется модельное значение коэффициента проницаемости $K_{пр_м}$ и выполняется его сравнение с $K_{пр_гди}$ с помощью критериев t и χ^2_p (табл.2.4). Также в табл.2.4 представлено сопоставление $K_{пр_гди}$ с $K_{пр_гис}$.

Таблица 2.4

Средние значения и статистическая оценка коэффициентов проницаемости

Средние значения показателей		Статистические оценки (Стьюдента- t_p , Пирсона- χ^2_p)	
$K_{пр_гди}$, мД	$K_{пр_м}$, мД	$\frac{t_{1-2}}{p_{1-2}}$	$\frac{\chi^2_{1-2}}{p_{1-2}}$
92,1 ±96,3	87,2 ±47,8	$\frac{0,399}{0,691}$	$\frac{0,287}{0,866}$
$K_{пр_гди}$, мД	$K_{пр_гис}$, мД	$\frac{t_{1-2}}{p_{1-2}}$	$\frac{\chi^2_{1-2}}{p_{1-2}}$
92,1 ±96,3	225,5±163,7	$\frac{-6,116}{0,000}$	$\frac{43,135}{0,000}$

Выполненные расчеты показали, что средние значения и плотности распределений статистически не различаются при сравнении $K_{пр_м}$ с $K_{пр_гди}$, и имеется значительное различие при сравнении $K_{пр_гди}$ с $K_{пр_гис}$ (табл.2.4).

Графическое сопоставление значений $K_{пр_гис}$ с $K_{пр_гди}$ приведено на рис.2.17б, а между значениями $K_{пр_м}$ и $K_{пр_гди}$ на рис.2.17а. Привлечение дополнительных показателей к прогнозу значений $K_{пр_гди}$ позволило значительно увеличить тесноту связи с 0,35 до 0,56, что хорошо видно при сопоставлении двух корреляционных полей.

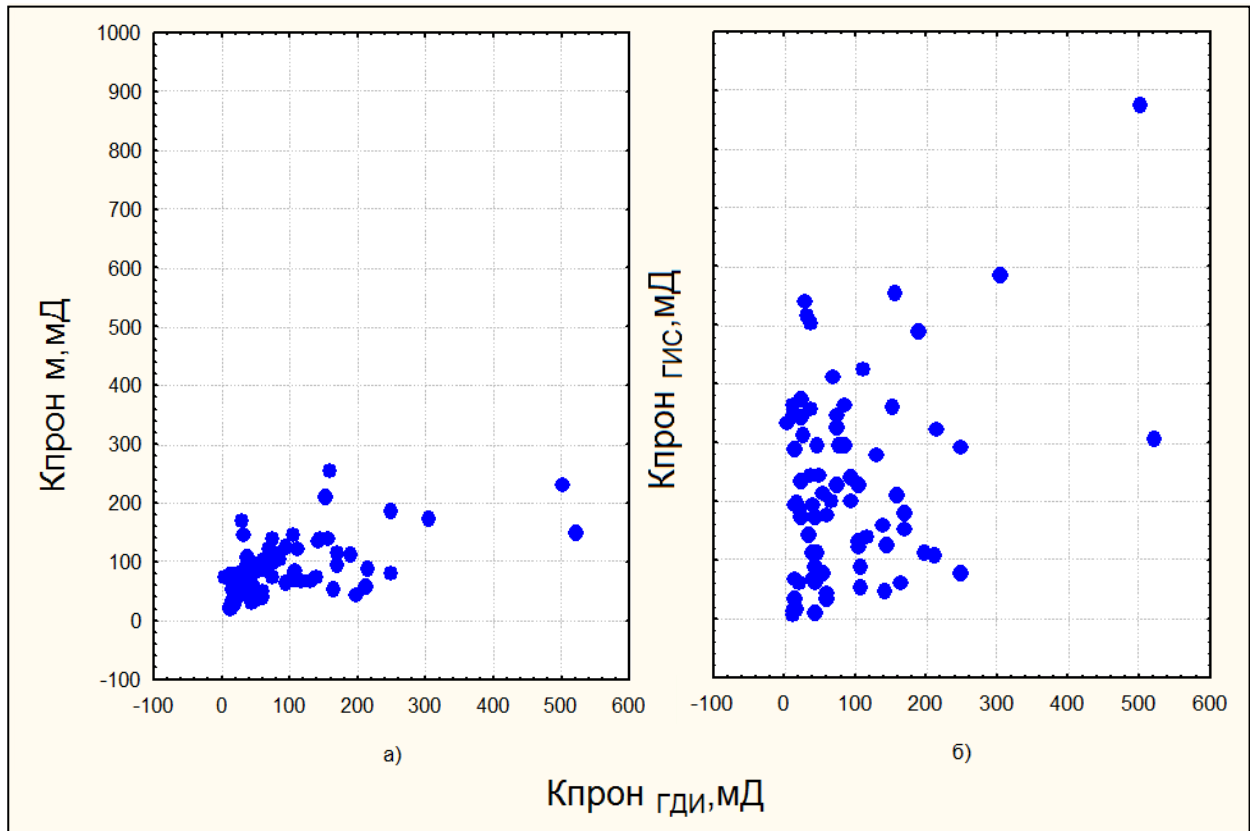


Рис.2.17 Поля корреляции: а- сопоставление Кпр гди с Кпр м ;

б- сопоставление Кпр гди с Кпр гис.

Разработанная методика прогноза коэффициента проницаемости по комплексу геолого-технологических данных может быть использована в том случае, когда не имеется прямых определений коэффициента проницаемости по данным ГДИ.

Глава 3. Исследование и анализ коэффициента проницаемости на основе характеристик пород.

В главе на основании анализа данных керна 17 месторождений Башкирского свода выполнен анализ влияния значений коэффициента пористости (K_p , %) и плотности (ρ , г/см³) породы на коэффициент проницаемости ($K_{пр}$, мД).

По мнению автора данной работы, совместное изучение влияния K_p и ρ на $K_{пр}$ позволит более точно определить значение $K_{пр}$.

Повышение точности определения фильтрационно-емкостных свойств коллектора и распределение их в межскважинном пространстве является важной задачей при создании геолого-гидродинамических моделей. Определение основных характеристик пласта происходит в результате лабораторных, геофизических и гидродинамических исследований, а также их совокупности. По мнению ряда исследователей главным фактором качественного воспроизведения истории разработки в трехмерных фильтрационной модели является достоверная оценка коэффициента проницаемости [52, 76, 84, 93, 101].

При определении $K_{пр}$ на практике за основу берутся данные гидродинамических исследований скважин (ГДИ) или петрофизические зависимости от пористости $K_{пр}=f(K_p)$. Оба метода имеют свои плюсы и минусы. Так использование ГДИ наиболее полно (по сравнению с другими методами) моделирует режим эксплуатации пласта, то есть учитывает вертикальную и горизонтальную неоднородность пласта. Но не всегда на исследуемом объекте имеются статистически представительные и достоверные результаты гидродинамических исследований по всем скважинам [11]. Главной проблемой использования петрофизических зависимостей $K_{пр}=f(K_p)$ является их недостаточно сильная корреляционная связь. В целом при использовании данных подходов сходимость сопоставления фактических и проектных показателей разработки не всегда соответствует необходимым требованиям. Одним из важных направлений научных исследований является повышение качества моделирования фильтрационных свойств пластов [10, 38, 60, 100].

Как было указано выше, при оценке проницаемости через петрофизическую зависимость $K_{пр}=f(K_p)$ часто существуют объективные проблемы, связанные с недостаточной теснотой связи данных параметров. При экспоненциальной зависимости $K_{пр}=f(K_p)$, не удастся обосновать различные соотношения между $K_{пр}$ и K_p , на разных диапазонах значений K_p .

С целью выявления более значимых связей между петрофизическими характеристиками пласта проанализировано 1249 определений визейских образцов S_{1v} керна и 981 определению образцов турнейских отложений S_{1t} для 17 месторождений Башкирского свода Пермского края. Анализируется влияние на проницаемость не только

пористости, но и объемной плотности породы. Имеющиеся значения параметров пород, определенные по лабораторным данным керна, объединены в единую статистическую выборку для возможности разработки методики, которая направлена на описание $K_{пр}$ при помощи комплексного использования лабораторных исследований, а именно, добавлением в анализ плотности породы.

Объемная плотность горных пород зависит от их минерального состава, структурно-текстурных особенностей, пористости, трещиноватости, а также от условий образования и залегания пластов, описанных в главе 1. Использование данного параметра при прогнозировании $K_{пр}$ позволит учитывать дополнительные особенности строения пустотного пространства одновозрастных отложений.

На рис. 3.1 приведены корреляционные поля между $K_{пр}$ и $K_{п}$, ρ и $K_{п}$ и ρ .

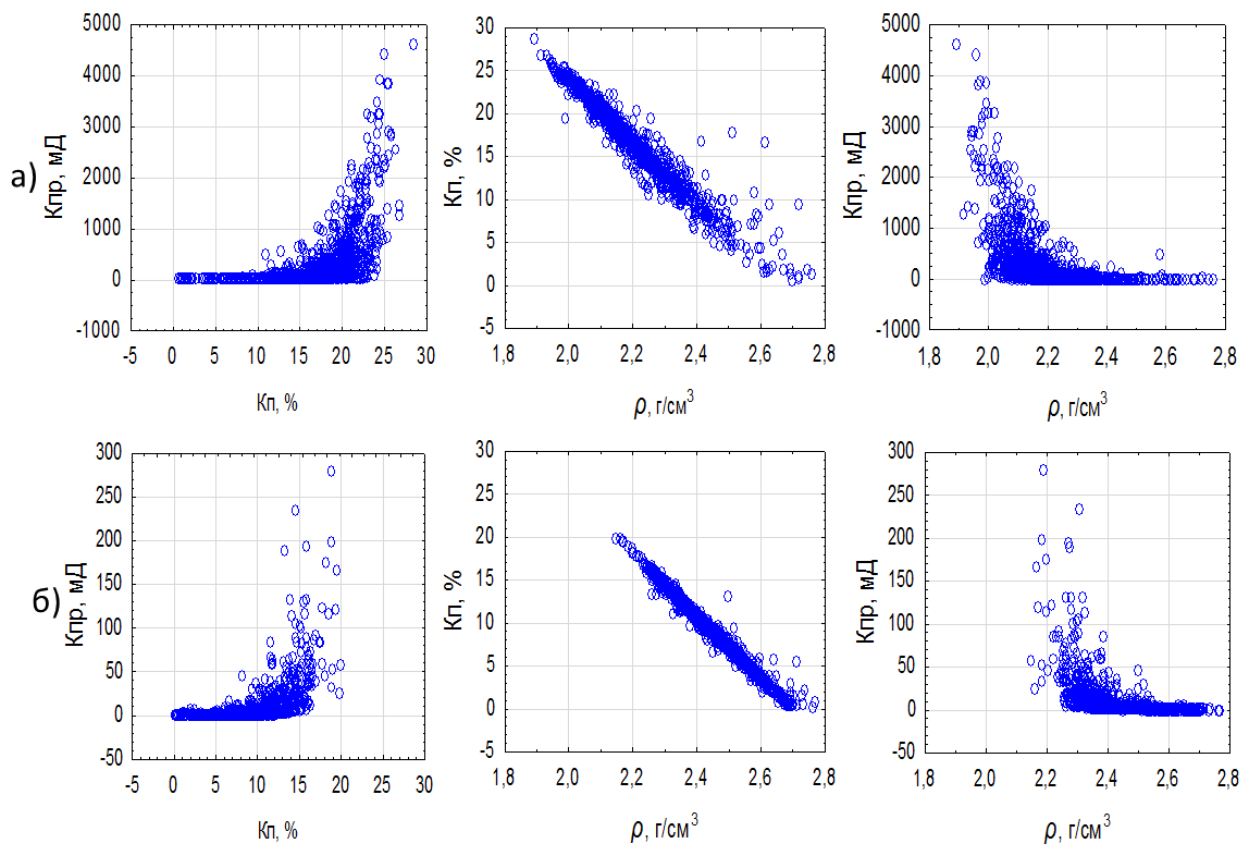


Рис. 3.1. Корреляционные поля между параметрами для визейских (а) и турнейских (б) коллекторов Башкирского свода.

Из проведенного статистического анализа установлено, что значения $K_{п}$ для терригенных пород $S1v$ изменяется от 0,1 до 28,6 %, $K_{пр}$ находится в пределах от 0,1 до 4595 мД, ρ – 1,8-3,0 г/см³, для карбонатных пород $S1t$ диапазон изменения показателей значительно меньше: $K_{п}$ – 0,002-20%, $K_{пр}$ – 0,001-278 мД, ρ – 2,1-2,8 г/см³.

Построенные зависимости показывают, что влияние K_p на K_{pr} для терригенных и карбонатных пород, во-первых, характеризуется высокой степенью нелинейности, и, во-вторых, вид этих нелинейностей существенно различается. Корреляционные поля между ρ и K_p , также имеют значительные отличия.

Для всей выборки данных по терригенным отложениям C1v построен график изменения парного коэффициента корреляции r для каждой пары параметров на всем диапазоне значений пористости (рис.3.2).

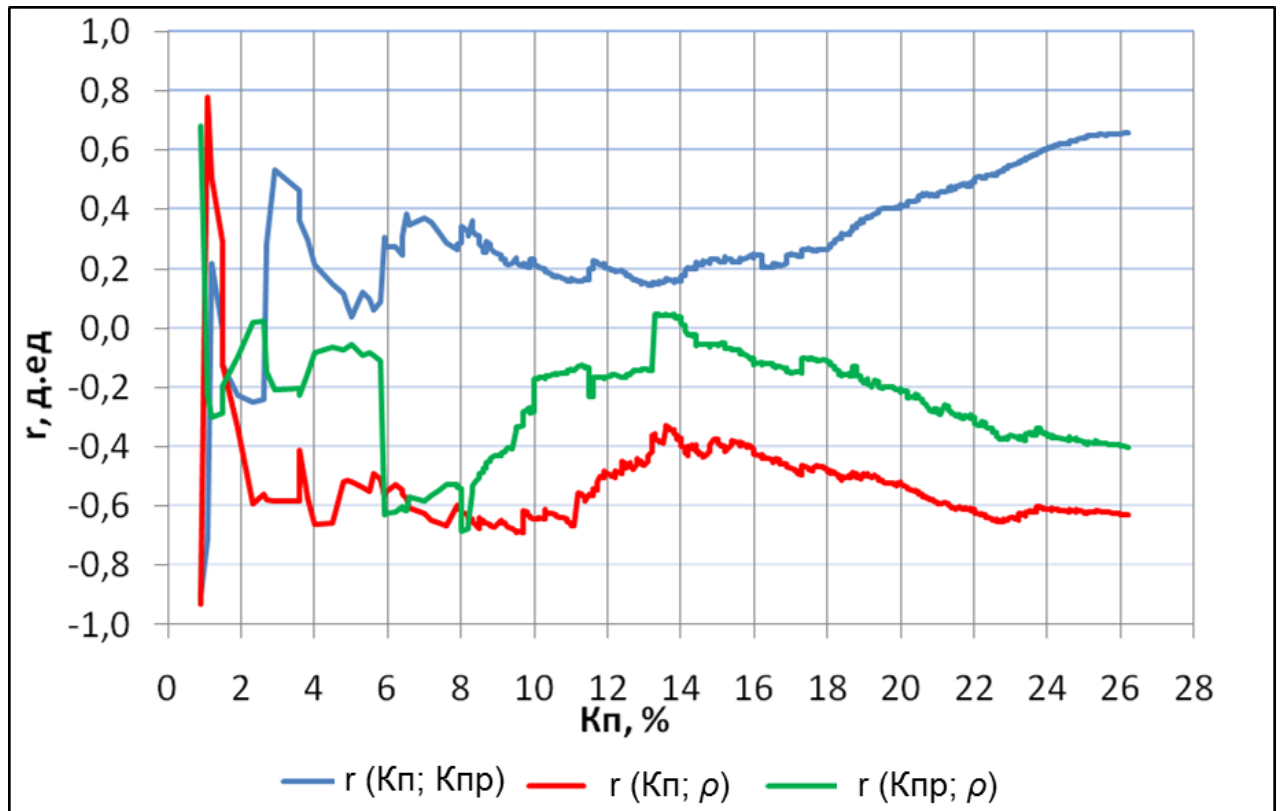


Рис. 3.2. Изменение значений парного коэффициента корреляции для C1v

Анализируя данные зависимости, видно, что значения r существенно изменяются в зависимости от рассматриваемого диапазона изменения K_p , что свидетельствует об избирательном влиянии параметров друг на друга на всем диапазоне значений.

Рассмотрим диапазоны изменения K_{pr} и ρ более подробно с шагом изменения значений K_p в 5 % (табл. 3.1). Анализ данных таблицы показывает, что для отложений C1v и C1t влияние K_p и ρ на K_{pr} принципиально отличается в различных диапазонах.

Изменение $K_{пр}$ и ρ в интервалах пористости пород

Показатель	Пласт	Интервал изменения $K_{п}$, %					
		$K_{п} \leq 5$ %	$5 < K_{п} \leq 10$ %	$10 < K_{п} \leq 15$ %	$15 < K_{п} \leq 20$ %	$20 < K_{п} \leq 25$ %	$K_{п} > 25$ %
	n C1t	192	336	383	70	-	-
n C1v	130	91	295	522	298	14	
$K_{пр}$, мД	C1t	$0,33 \pm 0,43$ 0,001-6,23	$2,16 \pm 2,38$ 0,001-46,25	$14,5 \pm 12,8$ 0,31-233,5	$60,8 \pm 38,9$ 3,79-278		
	C1v	$0,37 \pm 0,52$ 0,00-7,07	$6,77 \pm 7,69$ 0,03-112,55	$38,66 \pm 43,28$ 0,16-644,20	$183,82 \pm 158,22$ 0,20-1730	$782,33 \pm 574,72$ 20,98-4408	$2538,27 \pm 869,76$ 827,20-4595
ρ , г/см ³	C1t	$2,63 \pm 0,04$ 2,52-2,77	$2,49 \pm 0,04$ 2,38-2,71	$2,36 \pm 0,03$ 2,261-2,5	$2,25 \pm 0,03$ 2,148-2,296		
	C1v	$2,63 \pm 0,04$ 2,65-0,12	$2,45 \pm 0,05$ 2,36-2,72	$2,30 \pm 0,04$ 2,18-2,58	$2,18 \pm 0,04$ 1,99-2,61	$2,07 \pm 0,04$ 1,96-3,06	$1,95 \pm 0,02$ 1,89-1,99

Прим.: $0,33 \pm 0,43$ – среднее значение параметра \pm среднеквадратичное отклонение
0,001-6,23 – минимальное – максимальные значения

В интервале значений $K_{п} \leq 5$ % среднее значения $K_{пр}$ и ρ для терригенных и карбонатных пород практически не различны. Данному интервалу соответствуют 10 % от всех определений терригенных и 20 % от определений карбонатных пород. По своим фильтрационно-емкостным свойствам породы в указанном диапазоне значений параметров характеризуются как неколлектор. Для дальнейшего изучения обозначим горные породы с $K_{п} \leq 5$ % как класс 1.

В интервале значений $5 < K_{п} \leq 10$ % среднее значение $K_{пр}$ для терригенных и карбонатных пород увеличивается в 18,3 и 6,5 раз соответственно, по сравнению с предыдущим интервалом. Среднее значение ρ уменьшается на 10 % от предыдущего интервала для C1v и C1t. Этому диапазону соответствуют 7 % определений терригенных C1v и 34 % карбонатных C1t образцов. Для интервала $10 < K_{п} \leq 15$ % среднее значение $K_{пр}$ сопоставимо увеличивается относительно предыдущего диапазона в 5,7 и 6,7 раз для отложений C1v и C1t. Интервалу $10 < K_{п} \leq 15$ % соответствует 22 % определений терригенных и 39 % карбонатных образцов. При значениях $15 < K_{п} \leq 20$ % среднее значение $K_{пр}$ возрастает, относительно предыдущего интервала, для отложений C1v в 4,75 раз, для C1t в 4,2 раза по сравнению с предыдущим интервалом. Среднее значение ρ для C1v составляет 2,18 г/см³, для C1t – 2,25 г/см³. Диапазону $15 < K_{п} \leq 20$ % соответствует 39 % определений терригенных и 7 % карбонатных образцов. Описанные выше интервалы значений показателей в большей степени соответствуют поровому типу коллектора и выделены в класс 2.

Значения $K_{п} > 20$ % наблюдаются только для терригенных отложений C1v. При $20 < K_{п} \leq 25$ % среднее значение $K_{пр}$ возрастает в 4,2 раза, что соответствует 22 % определений. При значениях $K_{п} > 25$ % среднее значение $K_{пр}$ увеличивается в 3,3 раза

относительно предыдущего интервала, составляя 1 % определений. Данные свойства пород соответствует понятию «суперколлектор», и сгруппированы автором в класс 3.

Вышеприведенные данные показывают, что значения между K_p , K_{pr} и ρ для изученных пород коллекторов значительно различаются

Для комплексного изучения различий трех выделенных классов используем линейный дискриминантный анализ (ЛДА). Возможности использования ЛДА для решения аналогичных задач приведены в следующих работах [16, 21, 26, 27, 62, 106, 107].

С использованием выделенных ранее участков последовательно вычисляются линейные дискриминантные функции (ЛДФ), по которым определяются распознавания до тех пор, пока вся выборка полностью не разделится на непересекающиеся классы. Возможность построения линейной дискриминантной функции выполняется следующим образом [69, 80]. Если обозначить через X_{ij} значение переменной с номером i в точке наблюдения с номером j , взятой из выборки первой выборки соотношений K_{pr} , K_p и ρ , то в результате может быть получена матрица W_1 порядка m и n_1 результатов наблюдений над этой выборкой:

$$W_1 = \begin{bmatrix} X_{11} & X_{12} & \cdot & X_{1n_1} \\ X_{21} & X_{22} & \cdot & X_{2n_1} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ X_{m1} & X_{m2} & \cdot & X_{mn_1} \end{bmatrix}$$

Обозначим через X^1_{ij} результат измерения переменной с номером i в точке с номером j , взятой из второго класса соотношений K_{pr} , K_p и ρ , получим матрицу W_2 порядка $m \times n_2$:

$$W_2 = \begin{bmatrix} X^1_{11} & X^1_{12} & \cdot & X^1_{1n_2} \\ X^1_{21} & X^1_{22} & \cdot & X^1_{2n_2} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ X^1_{m1} & X^1_{m2} & \cdot & X^1_{mn_2} \end{bmatrix}$$

Обозначим через X^2_{ij} результат измерения переменной с номером i в точке с номером j , взятой из выборки третьего интервала соотношений получим матрицу W_3 порядка $m \times n_2$:

$$W_3 = \begin{bmatrix} X^2_{11} & X^2_{12} & \cdot & X^2_{1n_2} \\ X^2_{21} & X^2_{22} & \cdot & X^2_{2n_2} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ X^2_{m1} & X^2_{m2} & \cdot & X^2_{mn_2} \end{bmatrix}$$

где m – число показателей; n_1, n_2, n_3 – объем выборок. где m – число показателей; n_1, n_2, n_3 – объем выборок. Для построения ЛДФ составляются матрицы центрированных сумм

квадратов и смешанных произведений, по ним вычисляется выборочная матрица [98]. Далее для определения коэффициентов линейных дискриминантных функций находятся обратные выборочные ковариационные матрицы – C . Затем вычисляют граничные значения дискриминантных функций (Z), которые делит выборку на три подмножества. В результате расчетов получены следующие линейные дискриминантные функции, по которым выборка полностью была разделена на 3 класса:

В результате использования данного метода получены следующие дискриминантные функции для терригенных и карбонатных пород:

$$\begin{aligned} & \text{C1v} \\ Z_1 &= 0,004053 * K_{\text{пр}} + 0,010890 * K_{\text{п}} - 0,046916 * \rho - 0,725276; \\ & R=0,887, \chi^2=6316,423, p < 10^{-5}; \\ Z_2 &= -0,00160 * K_{\text{пр}} + 0,19151 * K_{\text{п}} - 2,44153 * \rho + 3,57861; \\ & R=0,701, \chi^2=1917,848, p < 10^{-5}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{C1t} \\ Z_1 &= 0,53788 * K_{\text{п}} - 0,01026 * K_{\text{пр}} - 3,1199 * \rho + 2,90616; \\ & R=0,922, \chi^2=1914,086, p < 10^{-5}; \\ Z_2 &= -0,84471 * K_{\text{п}} - 0,96015 * K_{\text{пр}} - 1,06607 * \rho + 0,06078; \\ & R=0,239, \chi^2=57,824, p < 10^{-5}. \end{aligned}$$

Формирование ЛДФ происходит в последовательности, приведенной в функциях. Анализ ЛДФ показал, что построенные функции для терригенных и карбонатных пород различаются, как по статистическим характеристикам R и χ^2 , так и по порядку использования показателей при формировании функций. Для терригенных пород C1v на первом месте при построении функции включен параметр $K_{\text{пр}}$, следующим по значимости является $K_{\text{п}}$, на третьем месте находится параметр ρ . При формировании ЛДФ для карбонатных пород C1t самым значимым параметром является $K_{\text{п}}$, далее, по степени влияния при делении на классы, следует $K_{\text{пр}}$, на последнем месте находится параметр ρ .

На рис. 3.3 показано соотношение между Z_1 и Z_2 для терригенных и карбонатных пород.

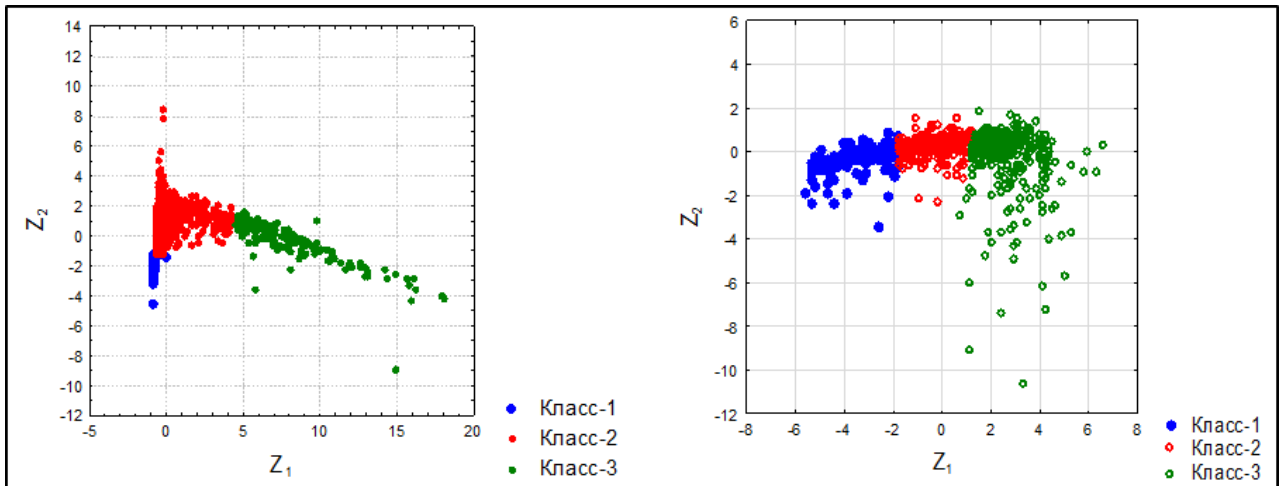


Рис. 3.3. Соотношение между Z_1 и Z_2 для визейских терригенных (слева) и турнейских карбонатных (справа) пород

Из рис. 3.1. видно, что по значениям Z_1 и Z_2 обозначенные классы хорошо различаются и не имеют существенных перекрытий. Разделение на классы терригенных пород C1v выполнено по значениям функций Z_1 и Z_2 , что подтверждается близкими значениями R для данных функций. При делении на классы карбонатных пород определяющими являются только значения функции Z_1 , что хорошо видно из рис.3.1 и также подтверждается резко отличными для данных функций значениями R и χ^2 .

Характеристики $K_{пр}$, $K_{п}$ и ρ описывающие пустотное пространство терригенных и карбонатных пород выделенных классов существенно отличаются, о чем свидетельствуют данные приведенные в табл. 3.2.

Таблица 3.2.

Статистические характеристики значений $K_{пр}$, $K_{п}$, ρ по классам

Показатели		Средние значения показателей $\pm \sigma$		
		Класс 1	Класс 2	Класс 3
$K_{пр}$, мД	C1v	0,97 \pm 1,05	646 \pm 316,6	1026,8 \pm 770,8
	C1t	0,36 \pm 0,43	3,17 \pm 3,29	25,31 \pm 22,99
$K_{п}$, %	C1v	4,1 \pm 2,03	17 \pm 4,32	21,2 \pm 2,4
	C1t	3,3 \pm 1,6	8,5 \pm 1,3	13,4 \pm 1,5
ρ , г/см ³	C1v	2,55 \pm 0,12	2,23 \pm 0,19	2,15 \pm 0,2
	C1t	2,61 \pm 0,05	2,46 \pm 0,04	2,33 \pm 0,04

При анализе табл. 3.2 можно отметить, что по всем показателям для первого выделенного класса (неколлектор) средние значения показателей близки для терригенных C1v и карбонатных C1t отложений. Для второго класса поровых коллекторов и третьего класса, так называемых «суперколлекторов», значения $K_{п}$ и $K_{пр}$ намного выше для терригенных пород.

Для прогноза значений $K_{пр}$ построены многомерные уравнения регрессии с учетом выделенных классов.

Для терригенных отложений $C1v$ уравнения регрессии имеют следующий вид:

$$\text{класс 1: } K_{пр} = 13,89 + 4,30 \cdot K_{п} - 9,34 \cdot \rho; \quad R=0,287; p=0,251;$$

$$\text{класс 2: } K_{пр} = -530,22 + 48,81 \cdot K_{п} - 26,52 \cdot \rho; \quad R=0,685; p < 10^{-5};$$

$$\text{класс 3: } K_{пр} = 1350,24 + 38,60 \cdot K_{п} - 52,21 \cdot \rho; \quad R=0,120; p=0,365.$$

Для карбонатных отложений $C1t$ уравнения регрессии имеют следующий вид:

$$\text{класс 1: } K_{пр} = -0,64 + 0,06 \cdot K_{п} + 0,31 \cdot \rho; \quad R=0,113; p=0,189;$$

$$\text{класс 2: } K_{пр} = -273,63 + 3,80 \cdot K_{п} + 99,25 \cdot \rho; \quad R=0,362; p < 10^{-5};$$

$$\text{класс 3: } K_{пр} = -140,23 + 11,06 \cdot K_{п} + 7,47 \cdot \rho; \quad R=0,564; p < 10^{-5}.$$

Формирование уравнений регрессии отличается для терригенных и карбонатных пород. Для терригенных отложений $C1v$ на первом шаге построения модели включен показатель $K_{п}$ с положительным коэффициентом, знак при ρ отрицательный для всех трех классов. Это свидетельствует о том, что формирование значения $K_{пр}$ по совокупности $K_{п}$ и ρ носит дифференцированный характер. Это является важным при формировании $K_{пр}$, т.к. корректирует «классическую» (по ГИС) логарифмическую зависимость $K_{пр}$ от $K_{п}$. Таким образом, при распределении $K_{пр}$ в трехмерном пространстве залежи нефти и газа можно использовать уточненную интерполяцию показателя с дополнительным привлечением данных плотности ρ .

Для визейских терригенных отложений $C1v$ из полученных моделей следует, что максимальным значением коэффициента R , максимальным значениям критерия t для свободного члена уравнения регрессии, а также регрессионных коэффициентов при $K_{п}$ и ρ обладает модель, построенная для 2 класса поровых коллекторов [4].

Для карбонатных отложений $C1t$ на первом шаге построения модели включен показатель $K_{п}$ с положительным коэффициентом для всех классов. Максимальный коэффициент R для $K_{п}$ соответствует 3 классу. Параметр ρ включен в модель на втором шаге построений с положительным коэффициентом для всех классов. Что указывает на то, что данный показатель увеличивает фильтрационную характеристику пород.

Графическое изображение построенной модели для 2 класса терригенных коллекторов $C1v$ приведено на рис. 3.4.

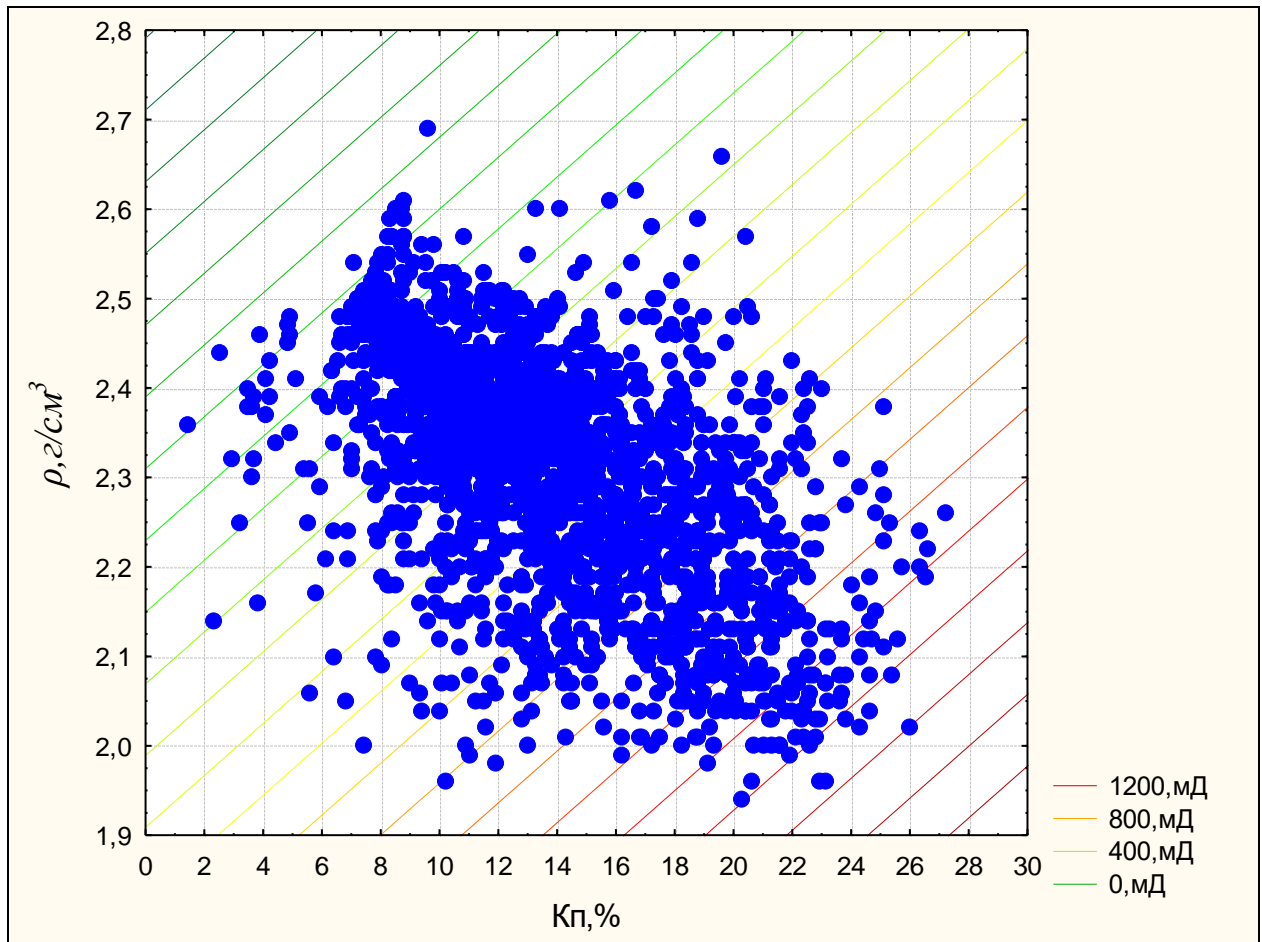


Рис. 3.4. График зависимости $K_{пр}$ от K_p и ρ для отложений C1v

Выполненный статистический анализ базы лабораторных данных по значениям K_p , ρ и $K_{пр}$ показал, что деление на классы по влиянию значений K_p , ρ на $K_{пр}$ позволило определить те пробы, по которым наблюдается влияние значений K_p , ρ на $K_{пр}$.

Очевидно, что для класса плотных пород ввиду отсутствия в них запасов нефти построение прогнозной зависимости оценки проницаемости для поставленных задач не так актуально. Что касается скважин с аномально высокой проницаемостью, то оценка их ФЕС крайне важна при описании таких процессов как преждевременное обводнение, прорывы воды или крайне высокие значения дебитов жидкости и нефти в единичных скважинах [64]. Однако для территории исследования их доля согласно работе [70] для коллекторов порового типа не превышает нескольких процентов. При трехмерном моделировании именно тип порового коллектора является преобладающим, и выявление для него связей между параметрами наиболее значимо при разработке методики настройки модели в межскважинном пространстве. Разработка достоверной оценки проницаемости для коллекторов порового типа для подавляющего большинства скважин позволит значительно повысить эффективность геолого-гидродинамического моделирования.

Различие в многомерных моделях прогноза $K_{пр}$ для терригенных и карбонатных отложений связано, в том числе и с особенностями процессов их формирования и катагенеза.

В полученных моделях прогноза $K_{пр}$ для карбонатных отложений $C1t$, положительные коэффициенты при $K_{п}$ указывают на прямо пропорциональную зависимость $K_{пр}$ от $K_{п}$, при этом угловые коэффициенты при ρ так же положительные, для всех трех классов. Прямые связи между $K_{пр}$ и ρ , возможно связаны с влиянием минералогического состава известняков на структуру порового пространства.

Для карбонатных отложений основными минералами, слагающими породу, являются кальцит и доломит. Удельный вес кальцита составляет 2,6–2,8 г/см³, для химически чистых кристаллов 2,72 г/см³, арагонита – 2,9–3,0 г/см³, доломита – 1,8 – 2,95 г/см³. В природе широко распространены случаи замещения данных минералов (замещение кальцита на доломит с увеличением пористости или наоборот), процессы вторичной кристаллизации их в пустотном пространстве (со снижением пористости). Помимо этого, часто встречается и процессы выщелачивания карбонатных пород.

Имеющиеся литературные данные указывают на то, что полное замещение кальцита доломитом приводит к уменьшению объема твердой фазы на 12,5 % и соответственно возрастанию пористости на эту величину. При неполной доломитизации известняка величина пористости будет иметь промежуточное значение [6, 9, 56].

На рис 3.5 представлена зависимость объемной и кажущейся минералогической плотности для известняков $C1t$.

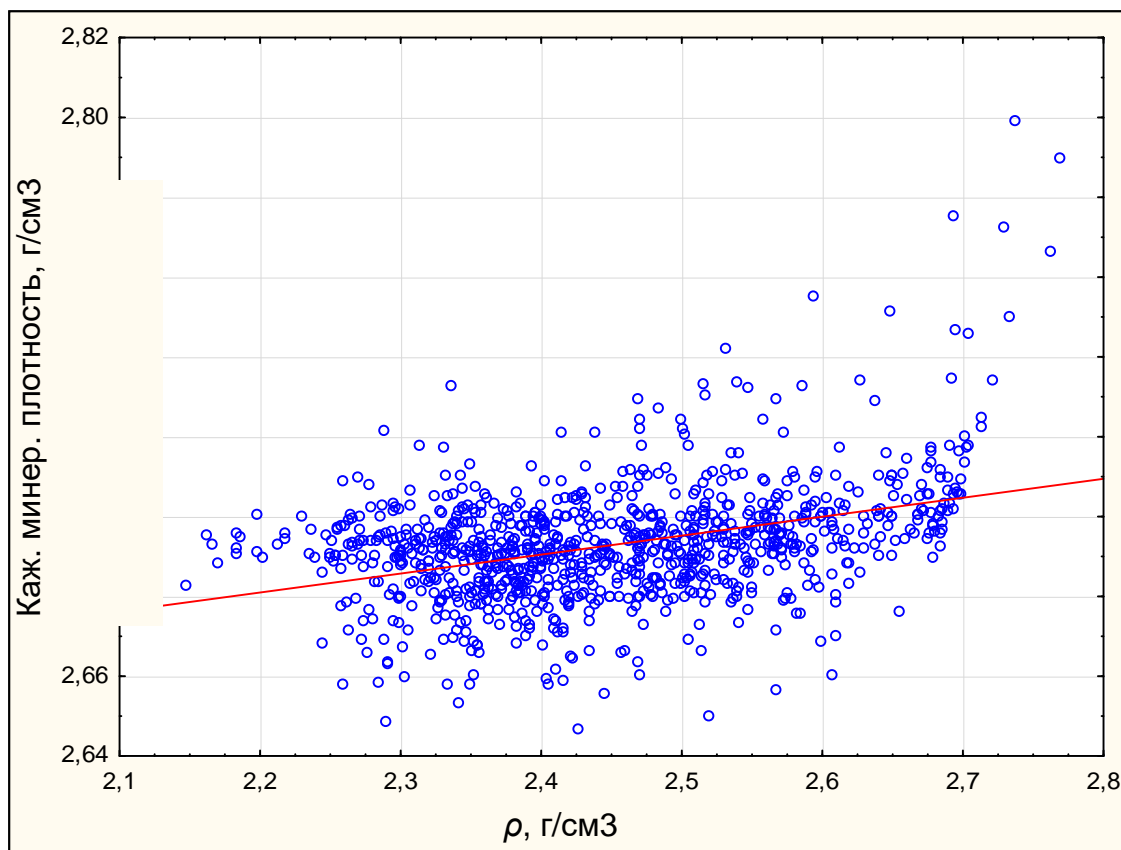


Рис3.5 Зависимость каж. минер. плот от ρ для отложений C1t

Большая часть образцов находится в диапазоне кажущейся минералогической плотности 2,68-2,71 г/см³, при этом наблюдается слабая прямая зависимость между этими двумя показателями. При рассмотрении зависимости в пределах узких групп Кп с изменением центров групп с шагом 0,5 % и границами $\pm 0,25$ %, наблюдается очень тесная прямая линейная связь между объемной и кажущейся плотностью, практически при неизменной пористости. На рис 3.6 представлена зависимость Кпор от кажущейся минералогической плотности.

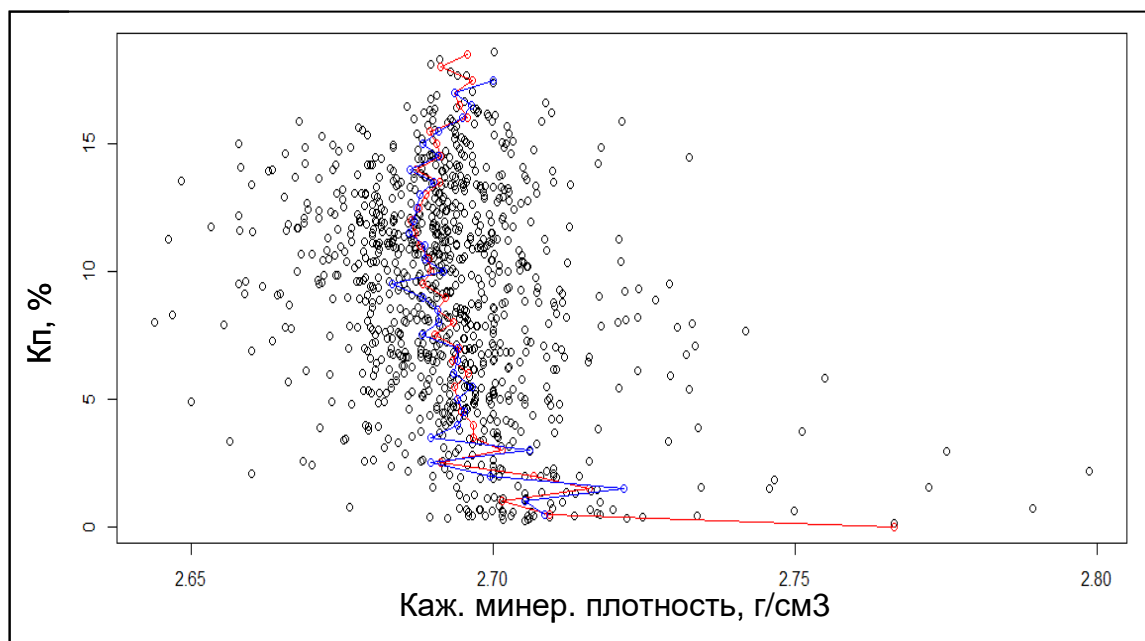


Рис. 3.6. Зависимость Кп от каж. минер.плотности, где черные точки – фактические данные, красная кривая – средние (центральные) значения для интервалов Кп с шагом 0,5 %, синяя линия – средние (центральные) значения для интервалов Кп с шагом 0,25 %

Как видно из рис. 3.6, при Кп менее 10-12 % наблюдается уменьшение Кп при увеличении кажущейся минералогической плотности, что возможно связано с появлением более плотных минералов в поровом пространстве или перестроении кристаллических решеток карбонатов в более плотные с уменьшением объема пор.

При Кп более 10-12 % наблюдается увеличение значения Кп при росте кажущейся минералогической плотности, что возможно связано с замещением кальцита на долмит в составе пород коллекторов, с уменьшением объема минерального скелета.

Таким образом, учитывая тесные прямо пропорциональные зависимости кажущейся минералогической плотности и объемной плотности, рост ρ карбонатов приводит к увеличению Кпр.

Так же следует отметить, что применение объемной плотности в моделях прогноза Кпр является более предпочтительным, так как ρ проще поддается оценке в межскважинном пространстве (например, по данным сейсморазведки). Таким образом, она может быть применена при создании трехмерных кубов Кпр в геолого-гидродинамическом моделировании.

Для терригенных отложений основным минералом, слагающим породу, является кварц, удельный вес которого 2,5–2,8 г/см³, полевой шпат от 2,61 г/см³ (альбит) до 2,76 г/см³ (анортит), глинистые минералы: каолин 2,5–2,7 г/см³, иллит 2,6 – 2,9 г/см³ и другие. При

присутствии других глинистых минералов, они «прилипают» к зернам крупных частиц образуя часто изометричные зерна неправильной формы, увеличивая при этом плотность породы, уменьшая фильтрационные каналы между зернами минералов и повышая объемную плотность породы.

Построенные многомерные уравнения регрессии для прогнозирования $K_{пр}$ получены на значительном количестве фактического кернового материала терригенных S_{1v} и карбонатных S_{1t} отложений по скважинам Башкирского свода на территории Пермского края. Устойчивые связи при оценке $K_{пр}$ по многомерным зависимостям (высокие значения R) установлены только для класса поровых коллекторов. Наиболее достоверный прогноз проницаемости актуален именно для данного типа коллекторов. Оценка $K_{пр}$ в неколлекторах, ввиду отсутствия в них движения нефти, в большинстве случаев лишена практического смысла. Доля же скважин, с «суперколлектором» составляет не более 3% [70].

Глава 4. Геолого-гидродинамические модели объектов разработки нефтегазовых месторождений Башкирского свода.

Для специалистов проектных организаций и нефтяных компаний, использующих в своей работе фильтрационные модели нефтяных месторождений, большое значение имеет создание качественных цифровых аналогов продуктивных пластов. Наличие адекватной модели месторождения позволяет наиболее точно прогнозировать, контролировать и управлять процессом разработки, оценивать запасы, осуществлять, комплексную оптимизацию пласта.

В процессе создания трехмерной геологической модели месторождения учитывается весь комплекс данных о строении и свойствах продуктивных пластов. На этапе построения модели анализу подвергается вся имеющаяся информация о статическом состоянии пласта. При переходе к гидродинамической модели учитываются особенности фильтрации каждой индивидуальной залежи, а также вся история разработки объекта.

При анализе исходных данных для моделирования возникает большое количество неопределенностей. В итоге мы имеем дело с геологической моделью, в которой распределение и зависимости параметров реализованы единственным способом.

В процессе создания и адаптации гидродинамической модели при модификации параметров, зачастую основным требованием является сходимость расчетных данных с фактическими значениями промысловых характеристик разработки. В процессе настройки фильтрационной модели к фактическим показателям работы скважин, осуществляется уточнение основных фильтрационно-емкостных параметров пласта, заложенных в модель. При этом могут корректироваться такие параметры, как абсолютные и фазовые проницаемости, объем законтурной области, коэффициенты продуктивности и приемистости скважин

При построении геолого-гидродинамических моделей нефтяных месторождений высокая степень неопределенности исходной информации, особенно распределение параметров пласта в межскважинном пространстве, делает необходимым этапом адаптацию модели к фактическим данным. Основой адекватных геолого-гидродинамических моделей является достоверная оценка исходных фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС), при этом главным фактором качественной адаптации, по мнению ряда исследователей, является достоверная оценка $K_{пр}$ [24, 46, 49, 53, 63, 71].

Повышение эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений связано как с совершенствованием техники, так и технологий разработки. Несомненно, каждая технология воздействия на продуктивный пласт до практической реализации должна быть

обоснована с помощью математических расчетов на основе качественных исходных данных, полученных в ходе промысловых и лабораторных исследований [44].

Создание гидродинамической модели

Многие авторы [28, 44] выделяют в процессе создания и настройки гидродинамической модели 4 этапа. На первом этапе создания гидродинамической модели пласта необходима вся накопленная информация и глубокие знания об изучаемом объекте, а также понимание геологии, геохимии, физики пласта, математики, программирования, накопленный практический опыт разработки нефтяных и газовых месторождений и многое другое. На данном этапе с помощью математических уравнений описывается модель фильтрации углеводородов в поровом пространстве пласта, с учетом законов сохранения энергии и массы при определенных начальных и граничных условиях.

На следующем этапе, для моделируемого эксплуатационного объекта при исходном наборе входных данных выполняется решение прямой задачи. Необходимо отметить, что формирование исходных данных для моделирования это отдельный сложный и важный процесс. Имеющуюся информацию об изучаемом объекте, а именно, строение и свойства пласта и насыщающих его флюидах, промысловые показатели разработки объекта, последовательность разбуривания и перфорации скважин необходимо преобразовать в используемый в программном продукте вид, а также верифицировать имеющиеся данные.

К наиболее важному элементу моделирования относится процесс создания трехмерной геометрической модели пласта на основе интерпретации сейсмических данных с дальнейшим уточнением модели информацией о распределении основных геолого-физических характеристик пласта (K_p , $K_{пр}$, насыщенности и др.) по данным ГИС, ГДИ и лабораторным исследованиям керна с использованием статистических и детерминистических подходов [115, 116]. Объем пласта представляется в виде упорядоченной совокупности блоков, в каждом из которых задано по единственному значению каждого из параметров.

После сбора основной информации о строении и свойствах пласта и насыщающих его флюидов, задаются начальные и граничные условия для моделирования. Имеющиеся начальные условия определяют инициализацию модели – равновесная или неравновесная. Как правило, начальным условием пласта является состояние его статического равновесия, когда скорости насыщающих его фаз равны нулю. При равновесной инициализации насыщенность ячеек задается напрямую, что может не соответствовать условиям капиллярно-гравитационного равновесия. Граничные условия помогают задать пределы для решения численных уравнений, в основном это касается условий для скважин и границ

модели. К таким условиям относится ограничение забойного давления, ограничение дебита (приемистости) жидкости (или определенной фазы).

После сбора всей информации об объекте и проведения первого расчета на модели – заканчивается второй этап. Далее в модель подгружаются данные по всей имеющейся истории разработки – фактические дебиты и приемистость скважин, проведенные геолого-технические мероприятия. После чего начинается третий этап – адаптация модели на историю разработки. Процесс адаптации гидродинамической модели заключается в воспроизведении всей предшествующей истории разработки объекта (динамика разбуривания скважин, уровни добычи углеводородов и закачки рабочих агентов, динамика обводненности объекта и изменение пластовых и забойных давлений в процессе эксплуатации залежи) [88]. Сходимость воспроизведения промысловых характеристик в фильтрационной модели, для оценки качества ее создания, должна соответствовать требованию действующего регламента. Удовлетворительное качество как геологической основы, так и уточняющей ее фильтрационных параметров модели, позволяет использовать трехмерную цифровую модель для решения прикладных задач по оптимизации проектных решений, направленных на максимальное извлечение углеводородов при минимальных (оптимальных) экономических затратах. Полученную модель должного качества можно использовать для прогноза и контроля за разработкой месторождения [75]. Основными параметрами, которые подвергаются изменению и модифицируются в зависимости от исходных промысловых данных, являются: Кпр пласта (абсолютная проницаемость), величина и активность законтурной области (для адекватного воспроизведения природного режима залежи до момента ввода системы поддержания пластового давления), величина сжимаемости порового пространства, относительные фазовые проницаемости (ОФП) насыщающих пласт флюидов, величина скин-фактора и коэффициент сообщаемости скважина-пласт для настройки продуктивности и приемистости скважин [89]. Решение обратной задачи происходит многоступенчато, до момента пока процессы фильтрации в гидродинамической модели с заданной точностью станут воспроизводить распределение давлений, динамику отборов, режимы работы скважин. Данный этап настройки модели занимает достаточно длительное время, и требует от специалиста большого опыта и знаний. Модификация вышеуказанных параметров для настройки гидродинамической модели под фактические данные разработки не является регламентированной и носит субъективный характер, что усложняет задачу подбора необходимых данных для специалиста, работающего с трехмерной моделью. От адекватности используемых для настройки модели модификаций зависит достоверность прогнозирования ближнесрочной и долгосрочной

динамики добычи нефти, планирование комплексной оптимизации пласта, оценка технологических показателей вариантов разработки.

На следующем (четвертом) этапе моделирования имеющаяся гидродинамическая модель залежи может уточняться и совершенствоваться за счет поступления новой информации о строении и свойствах пласта и флюидов, а также реализованных на данном объекте технологических решениях, проведении геолого-технических мероприятиях.

Основной «слабостью» математического моделирования является то, что модель никак не связана с реальным объектом. Результатом математического моделирования являются массивы различных чисел, которые получены при расчетах по заранее заданному алгоритму с заранее известными входными данными. Таким образом, перед специалистами по гидродинамическому моделированию нефтегазовых месторождений стоит сложная задача – создание модели месторождения, которая будет адекватно отражать свойства реального объекта. В виду этого к моделям существуют некоторые общие требования:

1. Учет всех необходимых факторов для адекватного процесса фильтрации в пласте, что обеспечивает универсальность созданной модели.
2. Детальность трехмерной сетки модели, аппроксимирующей реальную залежь (месторождение).
3. Возможность и доступность визуализации двумерных и трехмерных данных.
4. Оптимальное время счета модели для возможности многовариантных расчетов [108].
5. Расчет экономических показателей разработки на основе данных, полученных с помощью фильтрационной модели.

Задачи гидродинамического моделирования

В настоящее время все нефтяные корпорации мира принимают решения по реализации процессов нефтеизвлечения на основании результатов гидродинамического моделирования с использованием трехмерных трехфазных (редко – двухфазных) моделей залежей. При защите проектно-технологических документов на разработку месторождений углеводородов на заседании Центральной комиссии по разработке месторождений горючих полезных ископаемых министерства энергетики Российской Федерации является обязательным применение гидродинамического компьютерного моделирования процесса разработки проектируемой залежи. Государство преследует цель более качественного проектирования, управления и контроля за разработкой месторождений. Компании получают возможность отслеживать в динамике выработку запасов УВ и обоснованно применять новые технологии и процессы нефтеизвлечения [72].

Основное коммерческое использование программного обеспечения для создания трехмерных геолого-гидродинамических моделей это управление и контроль за разработкой нефтегазовых месторождений, прогнозирование уровней добычи углеводородного сырья. Математическое моделирование применяется не только, для обозначенных целей, а также, важнейшее его применение относится к решению обратных задач по уточнению свойств пластов и флюидов, путем воспроизведения промысловых данных, результатов исследований скважин, решения задач течения флюидов в неоднородных пластах, процессов вытеснения и определению ОФП на керне, моделирования новых технологий воздействия на пласт. Часто аналитические решения получают в результате создания упрощенных моделей. Также, аналитические решения используются для проработки компьютерных моделей фильтрации [61, 73, 81].

Гидродинамическое моделирование процессов разработки нефтегазовых залежей является основным инструментом при решении следующих основных нефтепромысловых задач:

- Оценка геологических и извлекаемых запасов нефти и газа;
- Обоснование величины коэффициента извлечения нефти (КИН) и КИГ (газа) и КИК (конденсата);
- Прогнозирование добычи нефти и газа;
- Оптимизация системы разработки;
- Исследование движения флюидов в пласте;
- Оценка эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификация добычи нефти;
- Экономическая оценка процессов нефтегазоизвлечения.

Работа гидродинамического симулятора

Гидродинамический симулятор – это программа, которая позволяет достаточно быстро получить расчеты на геолого-фильтрационной модели, используя уравнения материального баланса и фильтрации флюида. Выше кратко описаны этапы создания гидродинамической модели – первый этап уже «зашит» в код гидродинамического симулятора. Однако, компьютер не может решать аналитические уравнения, поэтому фундаментальные уравнения претерпевают некоторые логические изменения [82].

Работа гидродинамического симулятора включает в себя решение системы нелинейных уравнений, основанных на следующих соотношениях:

1. закон сохранения массы и энергии

2. закон переноса массы

3. уравнение состояния

Решение системы дифференциальных уравнений позволяют определить состояние модели в каждом отдельно взятом блоке в определенный момент времени. Эти уравнения являются фундаментальными и формируют уравнение материального баланса [53].

Для трехмерной фильтрации однородного флюида закон сохранения масс в декартовой системе координат имеет вид [2]:

$$-\left[\frac{d(pu_x)}{dx} + \frac{d(pu_y)}{dy} + \frac{d(pu_z)}{dz} \right] = \frac{d}{dt}(mp) + \tilde{q} \quad (4.1)$$

где p – плотность жидкости; u_i – скорость фильтрации вдоль направления $i = x, y, z$; \tilde{q} – массовая интенсивность внешнего источника или стока; m – пористость.

Для вывода уравнения неразрывности, уравнение материального баланса записывается для некоторого контрольного объема, фильтрующего флюид. Система координат, от которой зависит форма элемента, должна наиболее точно соотноситься с геометрии потока. Для декартовой системы координат уравнение неразрывности с учетом многомерной фильтрации выглядит следующим образом:

$$\begin{cases} -\operatorname{div}\left(\frac{u_o}{B_o}\right) = \frac{d}{dt}\left[m\frac{s_o}{B_o}\right] + Q_o, \\ -\operatorname{div}\left(\frac{u_g}{B_g} + \frac{Ru_o}{B_o}\right) = \frac{d}{dt}\left[m\left(\frac{s_g}{B_g} + \frac{s_o R}{B_o}\right)\right] + Q_g, \\ -\operatorname{div}\left(\frac{u_w}{B_w}\right) = \frac{d}{dt}\left[m\frac{s_w}{B_w}\right] + Q_w; \end{cases} \quad (4.2)$$

где u_i – скорость фильтрации $i = o, g, w$; o – нефть, g – газ, w – вода; B_i – объемный коэффициент i -го компонента; m – пористость; s_i – насыщенность порового пространства i -м компонентом; Q_i – объем i -го компонента, в стандартных условиях; R – растворимость газа в нефти.

Т. к. газовый компонент присутствует как в свободном состоянии Q_{fg} , так и в нефтяной фазе, имеем:

$$Q_g = Q_{fg} + RQ_o \quad (4.3)$$

Объемный коэффициент B_l показывает, во сколько раз изменяется объем жидкости при выносе ее на свободную поверхность [44]:

(4.4)

$$B_l = \frac{V_{lr}}{V_{l0}}$$

где V_{lr} – объем жидкой l -ой фазы в пластовых условиях;

V_{l0} – объем жидкой l -ой фазы в нормальных условиях.

Объемный коэффициент газа [44]:

(4.5)

$$B_g = \frac{p_{stc}}{p_g}$$

где p_{stc} – атмосферное давление.

Растворимость газа в нефти R определяется количеством газа, растворенного в нефти [44]:

(4.6)

$$R = \frac{V_{dg0}}{V_{o0}}$$

где V_{dg0} – объем дегазированной нефти в нормальных условиях;

V_{o0} – объем растворенного газа, выделяющегося из нефти.

Наиболее важным элементом при моделировании фильтрации жидкости является закон Дарси, определяющий линейную зависимость скорости фильтрации u от градиента давления ∇p :

(4.7)

$$u = -\frac{k}{\mu} \cdot (\nabla p - \rho g \nabla z)$$

где k – тензор абсолютной проницаемости пористой среды; μ – вязкость жидкости; g – ускорение свободного падения.

Представленное уравнение справедливо для случая фильтрации одного компонента, а на практике, как правило, мы имеем дело с их смесью – в этом случае важную роль приобретает фазовая проницаемость. При многофазной фильтрации закон Дарси считается справедливым для каждой фазы в отдельности [2]:

(4.8)

$$u_l = -\frac{k_l}{\mu_l} \cdot (\nabla p_l - \rho_l g \nabla z)$$

где k_l – фазовая проницаемость, является тензорной функцией; l – фаза (нефть, газ, вода).

Фазовая проницаемость определяется выражением:

(4.9)

$$k_l = k \cdot k_r$$

где k_r – относительная фазовая проницаемость.

ОФП зависят от насыщенностей, капиллярных сил, градиента давления, структуры порового пространства и др. Однако, в большинстве моделей фильтрации считается, что они зависят только от насыщенностей.

Используя закон Дарси, уравнение неразрывности и капиллярные давления, можно составить простейшую модель нелетучей нефти black oil – такая математическая модель может определять скорость и направление фильтрации в ячейках в случае многомерной и многофазной фильтрации, но не учитывает сторонних физических процессов, способных повлиять на процесс фильтрации жидкости (изменение температуры, химические реакции в пласте). Таким образом, выполняется первый этап создания гидродинамической модели описанный выше – получены математические модели для расчета тепло- и массопереноса жидкости в пласте.

Разработка и проектирование нефтегазовых месторождений, а также теория процессов фильтрации и вытеснения имеет достаточно продолжительную мировую историю. За этот период времени многие из теоретических основ существенно изменились. В настоящее время нольмерные и одномерные расчетные модели практически не используются. Сегодня весь мир проектные решения по разработке месторождений нефти и газа обосновывает только на трехмерных (3D) многофазных моделях фильтрации [46].

Решение уравнений многофазной или композиционной модели вследствие ее сложности может быть только итерационным [53]. Выше обозначены уравнения процессов фильтрации углеводородов в пористом пласте. Данные формулы являются сложными нелинейными уравнениями в частных производных, учитывающие изменения насыщенностей и давлений в пласте при заданном временном интервале. Сложность решения данных уравнений связана с имеющимися граничными условиями.

Для моделирования процесса разработки нефтегазовых месторождений и решения систем уравнений фильтрации углеводородов, необходимо определить ряд зависимых переменных во времени и пространстве. Для этого область моделирования разделяется наложением определенной сетки на ряд ячеек, квадратов или блоков. Такая сетка обычно имеет прямоугольную форму, хотя это условие не обязательно. На рисунке 4.2 показана двумерная дискретная сетка [44].

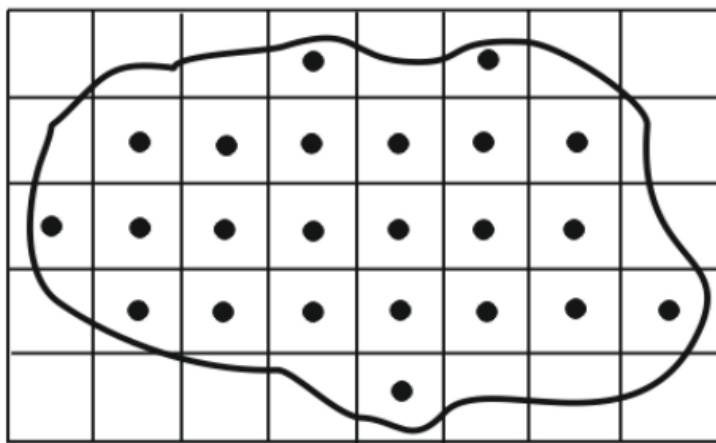


Рис. 4.2. Дискретная система распределения параметров

Заданный временной период делится на необходимые временные шаги, для каждого шага значения зависимых переменных определяются заново. Итоговый результат будет тем точнее, чем меньше временной шаг.

Итоговые уравнения преобразуются таким образом, чтобы значения зависимых переменных распределялись для всей моделируемой сетки. Уравнения в частных производных заменяют их конечно-разностными эквивалентами. Получить конечно-разностные уравнения можно, используя метод разложения функции в ряд Тейлора в заданной точке и решая уравнения относительно искомой производной.

Использование подобных математических преобразований позволило создать компьютерный алгоритм способный итерационно решать задачи моделирования фильтрации жидкости. Далее расчеты динамических параметров (насыщение, давление) могут происходить двумя путями: по явной схеме, либо по неявной. Кратко, это описывается следующим образом – если значение динамического параметра на определенный временной шаг определяется для конкретной ячейки, то такая схема называется явной. Расчет параметра при явной схеме происходит при помощи решения линейного уравнения с одной неизвестной – значения параметра на следующий временной шаг. В случае с неявной схемой, мы получаем возможность одновременно определить значение динамического параметра во всех блоках. Происходит это в результате решения матрицы совместных линейных уравнений. Наглядно эти схемы продемонстрированы на рисунках 4.3 и 4.4.

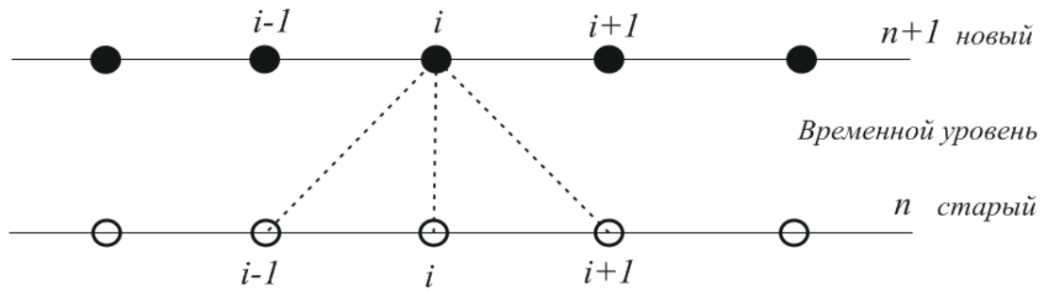


Рис. 4.3. Явная схема расчета динамических параметров

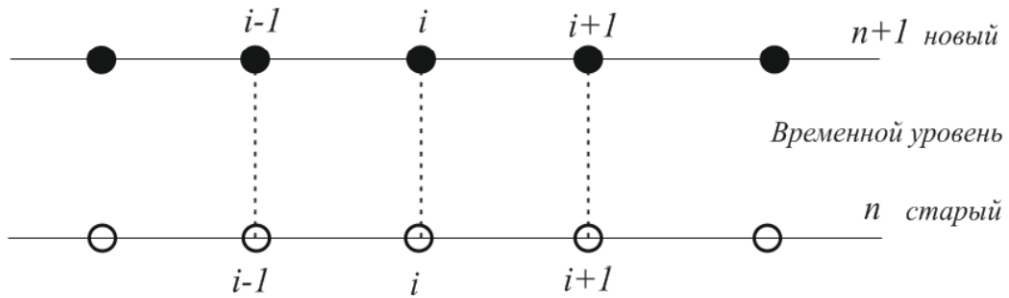


Рис. 4.4. Неявная схема расчета динамических параметров

Ниже графически представлен процесс использования явных и неявных по давлению и насыщению схем в гидродинамическом симуляторе (рис. 4.5). Таким образом, можно понять, что гидродинамический симулятор содержит в себе не просто несколько фундаментальных уравнений, а целую систему их преобразований, множество циклов для их решения, а также методы оптимизации расчетов. Кроме этого, разработчикам гидродинамических симуляторов необходимо адаптировать программу для пользователя, чтобы работать с программой было удобно.

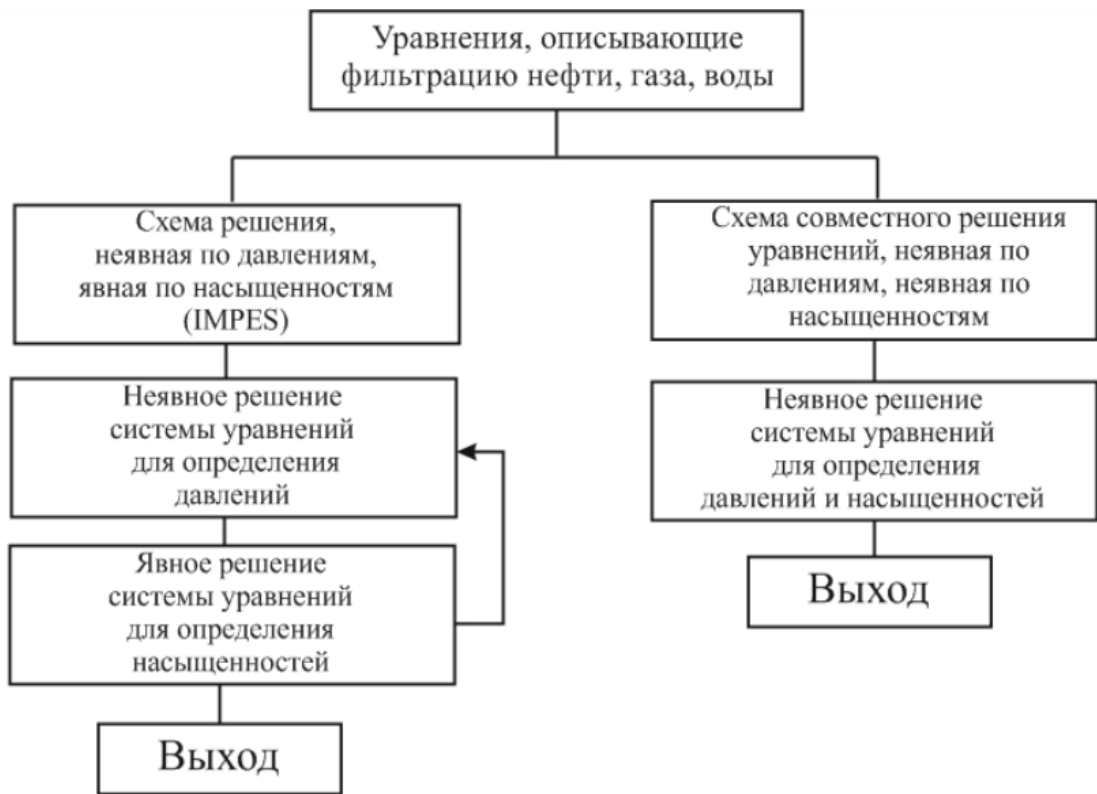


Рис. 4.5. Способы численного решения уравнений в гидродинамическом симуляторе

Далее, на конкретном примере, выполнено решение исследовательской задачи по построению многомерных моделей прогнозирования дебитов нефти по комплексу геолого-технологических показателей (на примере залежи пласта Тл2а одного из месторождений Башкирского свода, находящейся на поздней стадии разработки). На первом этапе рассмотрены значения дебитов нефти (Q_n). Установлено, что дебиты нефти значительно изменяются по площади залежи. Высокие дебиты наблюдаются в северной, а низкие - в южной частях залежи. Сравним средние дебиты нефти- Q_n^{cp} для группы крайних северных и южных скважин с помощью статистики χ^2 , которая теоретически не зависит от типа распределения. Значение $\chi^2=6,144$. при доверительной вероятности $p=0,046$ позволяет считать выборки статистически различными [33, 55]. Установлено, что средние Q_n^{cp} по выделенным группам скважин статистически отличающиеся между собой (табл. 4.1).

Изменение значений дебита нефти

<i>группа северных скважин</i>										
Интервал варьирования, $Q_n, \text{ м}^3/\text{сут.}$	0-5	5-10	10-15	15-20	20-25	25-30	30-35	35-40	40-45	45-50
Распределение Q_n , по критерию χ^2	0,428	0,285	0,143	-	-	-	-	-	-	0,143
<i>группа южных скважин</i>										
Интервал варьирования, $Q_n, \text{ м}^3/\text{сут.}$	0-0,5	0,5-1	1-1,5	1,5-2	2-2,5	2,5-3	3-3,5	3,5-4	4-4,5	4,5-5
Распределение Q_n , по критерию χ^2	-	0,1	0,1	0,1	-	-	0,1	0,2	0,2	-

Кроме того, отмечено, что средние значения дебитов (Q_n^{cp}) для северной и южной частей объекта разработки составляют $14,65 \pm 15,17 \text{ м}^3/\text{сут.}$ и $3,77 \pm 2,25 \text{ м}^3/\text{сут.}$ соответственно. Данные обстоятельства позволяют предположить, что значение дебита нефти закономерно изменяется с севера на юг, что может свидетельствовать о латеральном изменении геолого-технологических показателей.

Для детального исследования данного явления построена линейная дискриминантная функция, которая позволила вычислить значения вероятности отнесения скважин к северной части залежи по величине дебита нефти – $P(Q_n^c)$. Схема значений $P(Q_n^c)$ приведена на рис. 4.5.

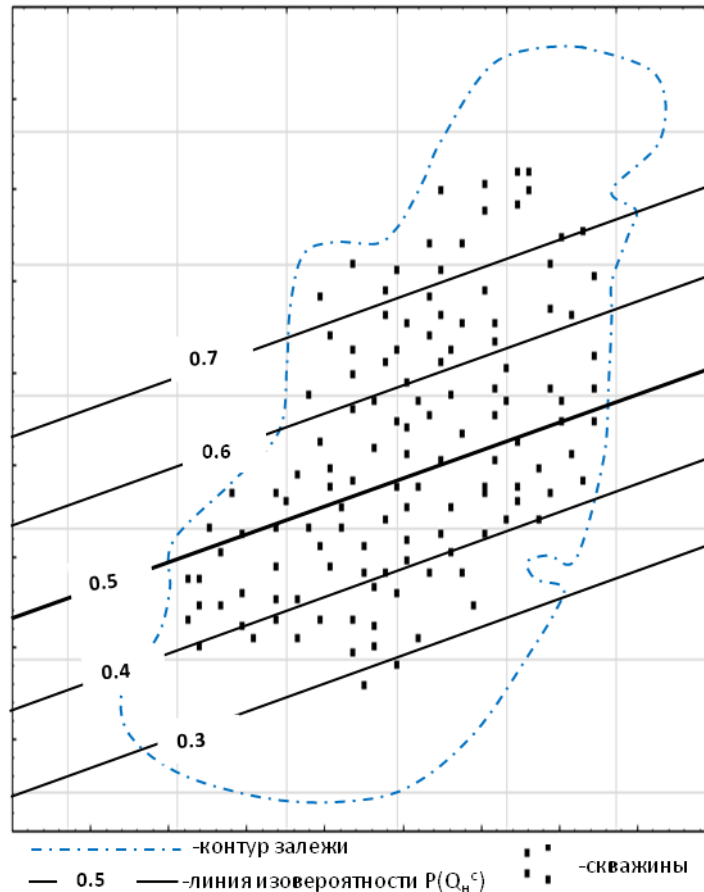


Рис. 4.5 Изменение значений вероятности $P(Q_n^c)$

Анализ данной схемы показывает, что по $P(Q_n^c)$ наблюдается закономерность, заключающаяся в том, что значения изменяются от низких до высоких с юго-запада на северо-восток. Это позволило разделить изучаемую территорию на две, практически равные по площади, части по величине $P(Q_n^c)=0,5$.

Для комплексного использования информации об объекте исследования воспользуемся показателями, которые получены при построении действующей трехмерной фильтрационной модели данной залежи. Для северного и южного участков залежи выполнено сравнение средних значений геолого-технологических показателей по t-критерию Стьюдента (табл. 4.2). В результате выявлено статистическое расхождение по таким параметрам, как коэффициенты песчаности ($K_{\text{песч}}$, д.ед.), пористости (K_p , д.ед.), проницаемости по площади ($K_{\text{пр}_x}$, мД), проницаемости, характеризующей вертикальную связанность слоев ($K_{\text{пр}_z}$, мД), глубина залегания слоя (H , м), эффективная нефтенасыщенная толщина слоя ($h_{\text{эф.н}}$, м). Незначимая связь отмечена только для параметра обводненности по каждому слою скважин (W , д.ед.). Данный анализ подтверждает обоснованность выделенного районирования залежи на северный и южный участки.

Сравнение средних значений геолого-технологических показателей

	Q_n^{cp} , м ³ /сут		Статистические оценки
	Северная часть	Южная часть	t-критерий Стьюдента <i>p</i> -достигаемый уровень значимости
Q_n^{cp} , м ³ /сут	14,65±15,17	3,77±2,25	$\frac{2,262}{0,038}$
Кпесч, д.ед	0,967±0,091	0,975±0,129	$\frac{-0,632}{0,527}$
Кп, д.ед	0,194±0,029	0,171±0,021	$\frac{7,946}{0,000}$
Кпр _х , мД	704,82±308,99	209,19±125,85	$\frac{18,777}{0,000}$
Кпр _z , мД	540,23±358,45	189,75±107,95	$\frac{11,899}{0,000}$
Н, м	1176,15±7,66	1163,51±8,15	$\frac{13,789}{0,000}$
hэф.н, м	0,78±0,19	0,29±0,09	$\frac{28,334}{0,000}$
W, д.ед	0,384±0,31	0,334±0,25	$\frac{1,153}{0,128}$

Далее построены три группы многомерных регрессионных уравнений: 1- по всей залежи, 2- по северной части залежи, 3-по южной части залежи. Для комплексного использования информации об объекте исследования, воспользуемся показателями, которые получены при построении действующей трехмерной фильтрационной модели данной залежи. Построение многомерных регрессионных уравнений выполним по ряду показателей, которые определены для каждого слоя трехмерной фильтрационной модели в пределах эталонных скважин. Используются следующие характеристики: Кпесч, Кп, Кн, Кпр_х, Кпр_z, Н, м), hэф.н, W, множитель перфорации слоя (МП, абс.знач), значение скин-фактора для слоя модели (Sf, абс.знач). Многомерные модели построены с помощью пошагового регрессионного анализа [8, 66]. Полученные многомерные уравнения регрессии для вычисления расчетного (модельного) значения дебита нефти (Q_n^M) приведены в табл. 4.3. Значения коэффициентов множественной корреляции приведены в последовательности включения их в многомерные уравнения. Всего для каждого варианта построены модели начиная со 2 по 9 показателям. В табл. 4.3 приведены модели при количестве показателей 9.

Многомерные уравнения регрессии для вычисления q_H

Вся залежь										
Многомерное уравнение	173,32	0,007 Кпр _x	-6,071 W	3,115 hэф.н	0,146 H	0,002 Кпр _z	-34,51 Кп	0,487 МП	0,052 Sf	-1,330 Кпесч
Значения R		0,693	0,788	0,805	0,835	0,847	0,859	0,862	0,867	0,858
Северная часть залежи										
Многомерное уравнение регрессии	372,13	0,014 Кпр _x	-9,104 W	0,003 Кпр _z	-149,7 Кп	0,107 H	-0,312 hэф.н	0,521 МП	0,052 Sf	-0,457 Кпесч
Значения R		0,453	0,764	0,810	0,835	0,857	0,880	0,882	0,884	0,865
Южная часть залежи										
Многомерное уравнение	3,12	0,38 W	0,64 hэф.н	0,36 Кпесч	-0,003 H	4,9 Кп	0,07 МП	-0,001 Кпр _x	0,001 Кпр _z	0,003 Sf
Значения R		0,586	0,735	0,795	0,812	0,835	0,853	0,869	0,901	0,911

Оценка «работоспособности» разработанных моделей выполнена путем сопоставления фактических значений дебитов по каждому слою с прогнозными значениями с помощью вычисления коэффициента корреляции - r. Поля корреляции в трех вариантах приведены на рис. 4.6.

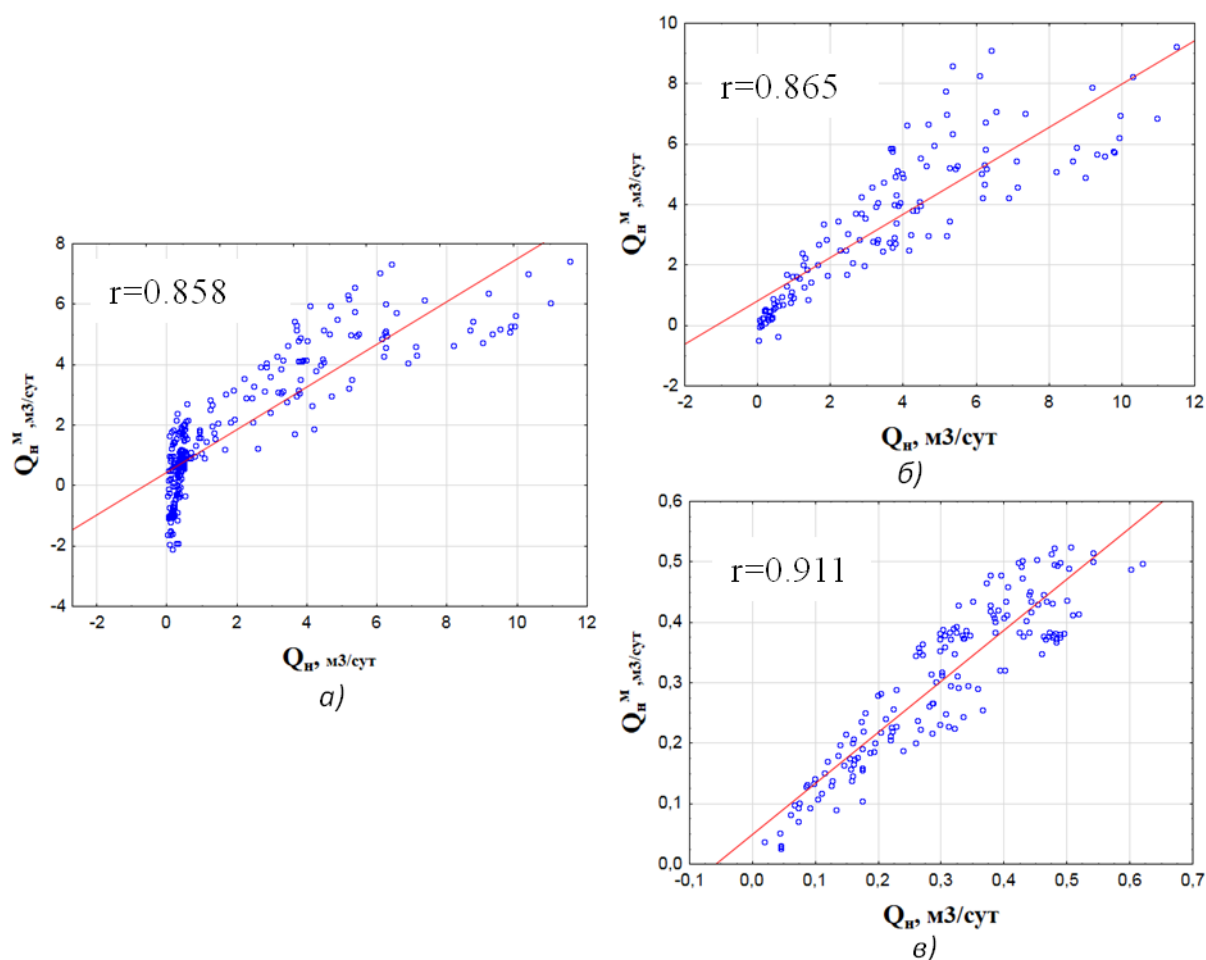


Рис. 4.6. Поле корреляции модельных (Q_n^M) и фактических (Q_n) значений дебита нефти для а) всей залежи; б) северной части залежи; в) южной части залежи

При сравнении Q_n с Q_n^M по данным по всей залежи значение $r = 0,858$. Здесь необходимо отметить, что при $Q_n < 1 \text{ м}^3/\text{сут}$ корреляция между значениями Q_n с Q_n^M отсутствует, в ряде случаев величина Q_n^M принимает даже отрицательные значения.

При сравнении Q_n с Q_n^M отдельно для северной и южной частей залежи значения r выше, чем в первом случае. Это свидетельствует о том, что точность прогнозов для каждой из частей залежи выше, чем в целом по всей залежи [17].

Таким образом, выявление зон залежи с различными значениями дебитов позволило разработать статистические модели, которые достаточно хорошо позволяют прогнозировать дебит нефти по геолого-технологическим показателям. Разработанные модели прогноза дебита нефти могут использоваться для улучшения качества адаптации скважин при построении трехмерной фильтрационной модели. Данный анализ позволяет значительно упростить и улучшить процедуру настройки работы скважин, и, важно отметить, что появляется численное обоснование «подбора» параметров и модификаций, которые при работе с фильтрационной моделью, производятся в настоящее время вручную.

Использование предложенной методики прогнозирования коэффициента проницаемости при создании фильтрационной модели визейского терригенного объекта разработки Гондыревского месторождения

Характеристика визейского терригенного C1v объекта разработки Гондыревского месторождения

Визейский объект разработки C1v, состоящий из тульских C1tl и бобриковских C1bb пластов разрабатывался до 2009 г. единой для указанных пластов сеткой скважин, учет добычи велся совместно на начальном этапе эксплуатации. После 2009 г. производилась дифференциация объектов, организовывалась своя система разработки. При составлении проектного документа на актуализированной гидродинамической модели уточнена доля накопленной добычи каждого пласта с учетом геолого-физических и фильтрационных свойств залежей, истории разработки. Далее в тексте сведения и графические иллюстрации о состоянии разработки приводятся на момент составления последнего проектного документа в 2015 г.

Характеристика процесса разработки пласта C1tl Гондыревского месторождения

Тульский пласт C1tl является основным по запасам, приурочено 40,5% начальных извлекаемых запасов нефти на Гондыревском месторождении.

Нефтяная залежь тульского пласта C1t введена в разработку в 1970г. Пласт предполагалось разрабатывать треугольной сеткой скважин с расстоянием между ними 430м. с избирательным очаговым заводнением.

В течение пяти первых лет разработки происходило интенсивное разбуривание объекта: действующий фонд добывающих скважин достигает 80 единиц, нагнетательных – 10, отобрано более 13% от начальных извлекаемых запасов (НИЗ). По мере наращивания фонда происходил рост добычи нефти, который достиг своего максимума в 1976г. – 773,7 тыс.т при темпе отбора от НИЗ 8,6%, от текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) – 12,2%.

Высокие темпы отборов (более 3% от НИЗ) поддерживались до 1981г., при этом обводненность к тому моменту выросла до 73% при отборе от НИЗ 52%. В последующие годы происходило падение добычи нефти из-за дальнейшего роста обводненности продукции до 90%, а с 1990-х годов и далее и из-за снижения добычи жидкости, что связано с выбытием из эксплуатации высокообводненного фонда скважин.

Закачка воды в залежь организована с третьего года разработки, максимального объема достигала в 1988-1990 г.г. – при текущей компенсации отборов 130-190%. В дальнейшем

объемы нагнетания уменьшены. Накопленная компенсация отборов закачкой на 01.01.2015г. составляет 101%.

Резкий рост обводненности продукции скважин в начальный период разработки залежи следует связывать с организацией закачки воды – высокие объемы нагнетания (до 800-900 тыс.м³/год) при соотношении добывающих скважин к нагнетательным 1/(5-7).

Резкое снижение обводненности добываемой продукции в 2007г. с 85% до 74% связано с работой с высокообводненным фондом в 2006-2007г.г.:

- остановкой/переводом в периодическую работу;
- изоляцией отложений С1т1 в скважинах, эксплуатирующих совместно пласты С1т1 и С1бб.

На 01.01.2015г. накопленная добыча нефти по объекту Тл₂ составляет 7153 тыс.т, накопленная добыча жидкости – 23 993 тыс.т, отбор от НИЗ – 79,5% при обводненности 79,5%, текущий КИН – 0,329 (при утвержденном 0,414). За всю историю разработки в добыче перебывало 123 скважины. Накопленная добыча нефти из пласта на 1 добывающую скважину составляет в среднем 58 тыс.т.

Основные технологические показатели разработки и характеристика фонда объекта С1т1 представлены на рис. 4.7 – 4.8.

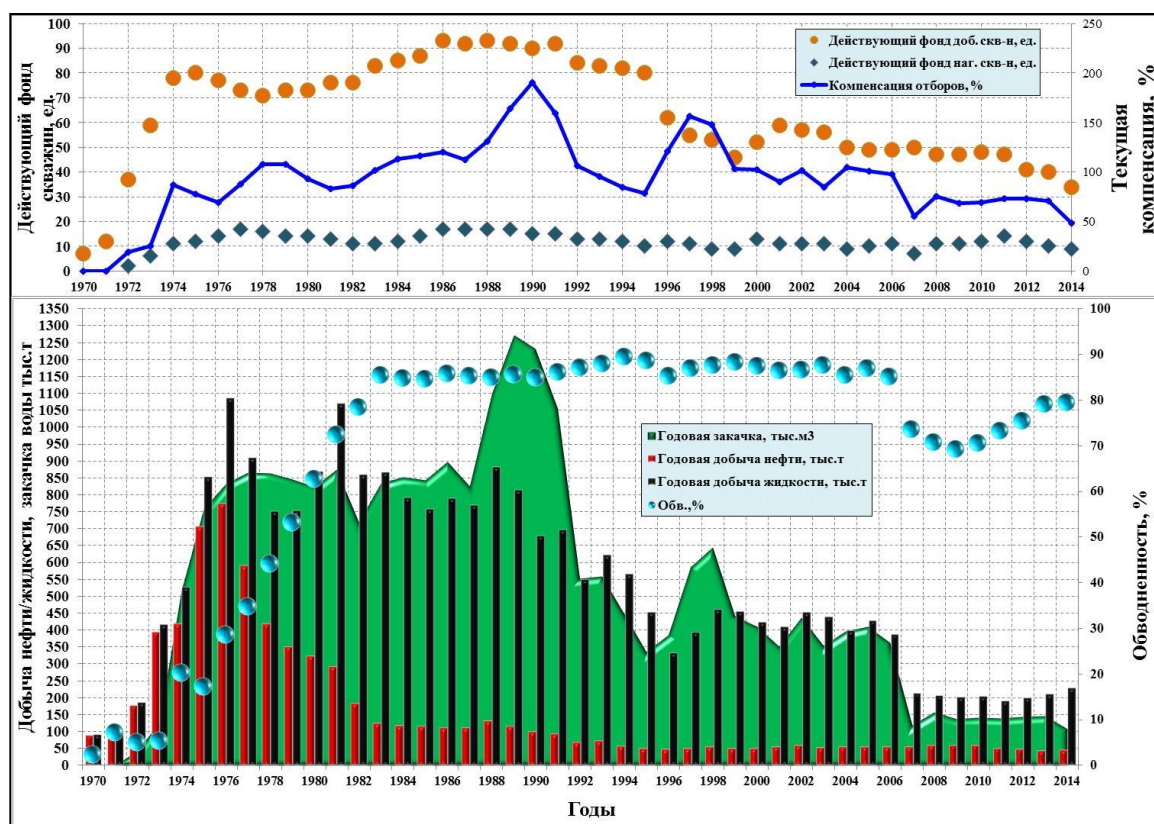


Рис. 4.7 График разработки пласта С1т1 Гондыревского месторождения.

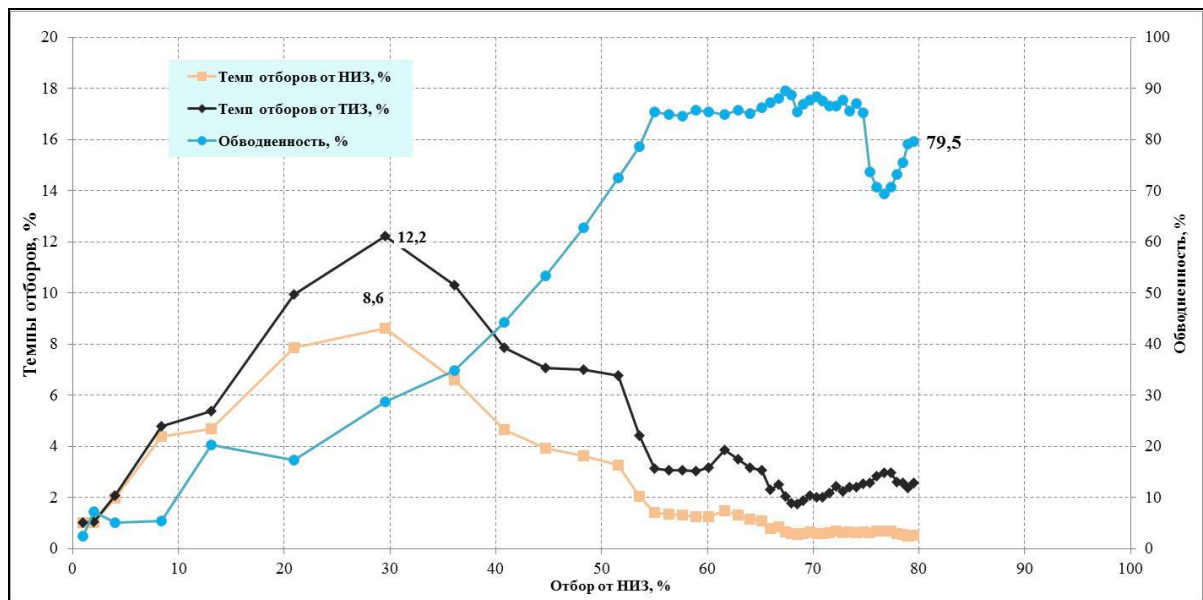


Рис. 4.8 Зависимости темпа отборов от НИЗ, ТИЗ и обводненности продукции от отбора от НИЗ пласта С1т Гондыревского месторождения.

Соотношение действующего фонда добывающих скважин к нагнетательному в течение всего периода разработки составляло в основном более (4-5)/1, что является неблагоприятным фактором, влияющим на полноту выработки запасов нефти.

За 2014г. отобрано 47,3 тыс.т нефти, 231,3 тыс.т жидкости при текущей обводненности продукции 79,5%.

На рис. 4.9 представлено распределение скважин по накопленной добычи нефти и жидкости.

Скважины с минимальными накопленными показателями по добыче нефти и жидкости являлись, в основном нагнетательными в отработке. По двум скважинам, которые расположены в восточной части залежи, характеризующейся максимальными нефтенасыщенными толщинами, накопленная добыча нефти максимальна – более 300 тыс.т./скв.

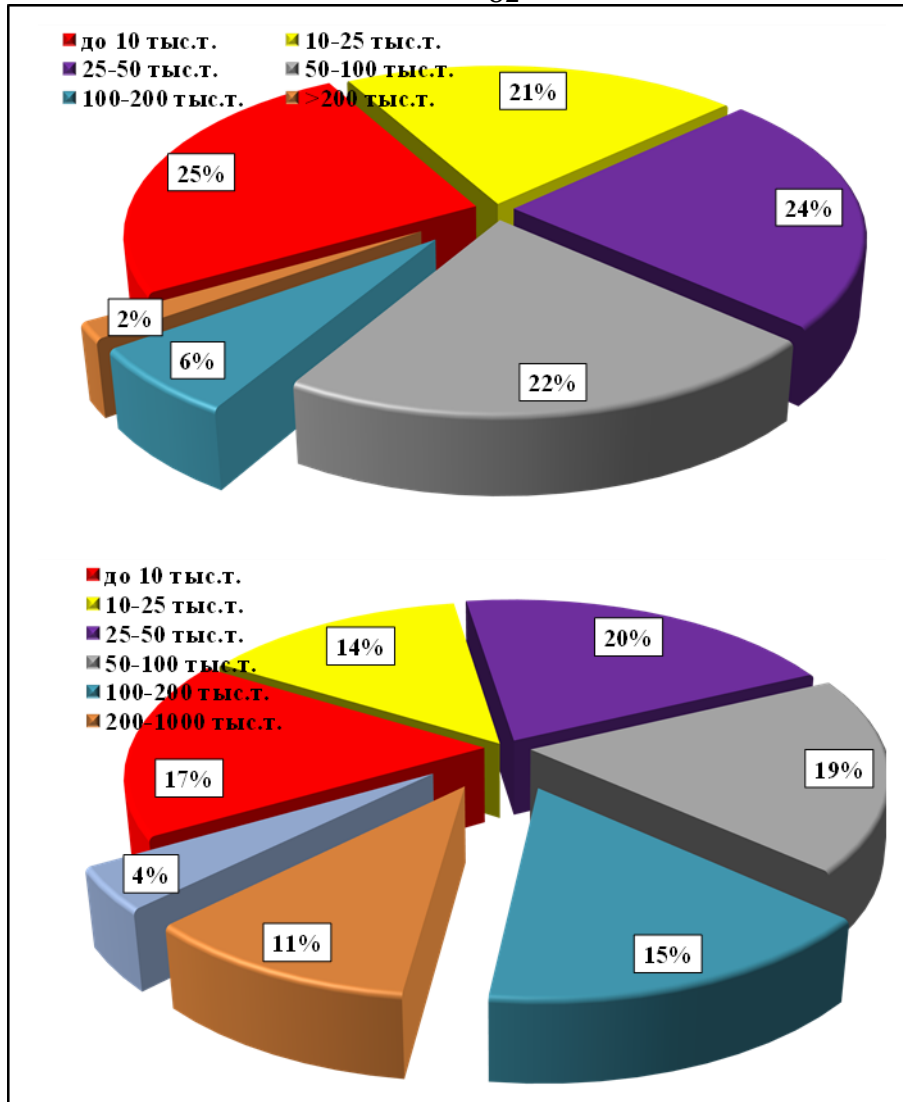


Рис. 4.9 Распределение скважин по накопленной добыче нефти и жидкости на 01.01.2015г.
пласт C1tl

На 01.01.2015г. в эксплуатации пласта C1tl находятся 34 добывающие скважины (рис. 4.10). Половина действующих скважин (17) эксплуатируется с невысокими дебитами по жидкости (до 10 т/сут), так же половина фонда обводнена более чем на 50%.

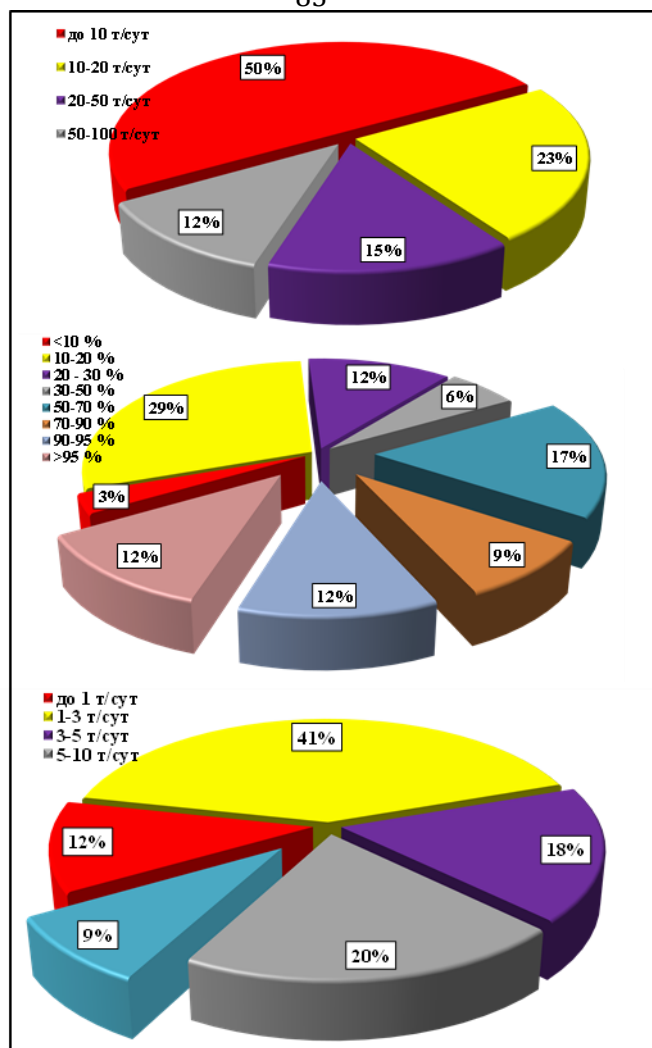


Рис. 4.10 - Распределение скважин по дебитам жидкости, обводненности и дебитам нефти на 01.01.2015г. пласт C1tl.

С максимальными дебитами по жидкости (более 70 т/сут) работают две скважины при обводненности продукции более 98%. Все добывающие скважины на текущий момент эксплуатируются механизированным способом.

Невысокой обводненностью продукции характеризуются скважины маломощной юго-западной части залежи. Следует отметить неравномерность распределения нагнетательного и добывающего фонда в пределах залежи – центральная часть слабо охарактеризована как количеством нагнетательных скважин, так и объемами нагнетания при достаточно большом фонде добывающих скважин.

В целом по залежи средний дебит по нефти на одну скважину составляет 4 т/сут, по жидкости – 17,7 т/сут при обводненности продукции 77%.

На 01.01.2015г. в действующем нагнетательном фонде находятся 9 скважин, максимальной приемистостью (более 50 м³/сут) характеризуются 3 скважины, расположенные на краях залежи. Максимальными объемами накопленной закачки

характеризуются скважины, расположенные в восточной части залежи, характеризующейся максимальными ФЕС и отборами флюида.

Низкодебитный фонд в основном расположен на маломощных участках тульских пластов. Наибольшей обводненностью характеризуются скважины, расположенные в зонах максимальных толщин (преимущественно восточный борт залежи), где запасы нефти максимально отобраны.

На объекте отмечаются скважины, работающие с обводненностью более 90%. Источником обводнения служит проницаемый пласт C1tl-2a в зоне максимальных толщин. Отключение высокообводненных интервалов не выполняется по причине необходимости подтоварной воды для нужд ППД.

С другой стороны, в скважинах добывающего фонда длительное время велась (и в 9 скважинах ведется и сейчас) совместная эксплуатация без разобщения с высокопродуктивным и обводненным пластом C1bb (до 2009 г. визейские пласты разрабатывались совместно). Разделение добычи и закачки единого объекта C1v на C1tl и C1bb носит условный характер.

На объекте C1tl положительно зарекомендовала себя к применению технология гидроразрыва пласта. С 2012 г. проведено 16 операций, в том числе 12 на добывающем фонде. Прирост дебита нефти от мероприятия составил от 1,0 до 8,0 т/сут. В качестве опытно-промышленных работ применяется технология азотно-пенного ГРП.

Кроме основных видов геолого-технологических мероприятий проводятся ремонтно- и водоизоляционные работы, перестрелы, кислотные обработки.

В процессе разработки реализована совместная закачка воды в пласты C1v, что показало низкую эффективность. В связи с различиями геолого-физических свойств объединяемых пластов (C1bb и C1tl) система поддержания пластового давления (ППД) оказалась несбалансированной и несформированной в полном объеме по пластам.

Система ППД на объекте характеризуется неравномерным распределением закачки по площади. Расположение нагнетательных скважин - очаговое. Интервалы приема в нагнетательных скважинах и отдачи в добывающих по данным потокометрии часто не совпадают.

При работе нагнетательных скважин отмечается снижение приемистости. Снижение приемистости, вероятно, обусловлено структурой пустотного пространства порового терригенного коллектора - набуханием глинистых частиц при взаимодействии с опресненной водой закачки, а также снижением проницаемости коллектора в результате смыкания техногенных трещин в результате авто-ГРП при закачке или ГРП при технологическом воздействии на пласт [110].

Анализируя динамику пластового давления, отмечается следующее. Текущее давление в залежи ниже начального (13,8 МПа) – в зонах отбора изменяется от 3,7 до 11,4 МПа (рис. 4.11). В целом по залежи зоны пониженного пластового давления имеют очаговое распространение, что связано с избирательным размещением нагнетательных скважин по площади.

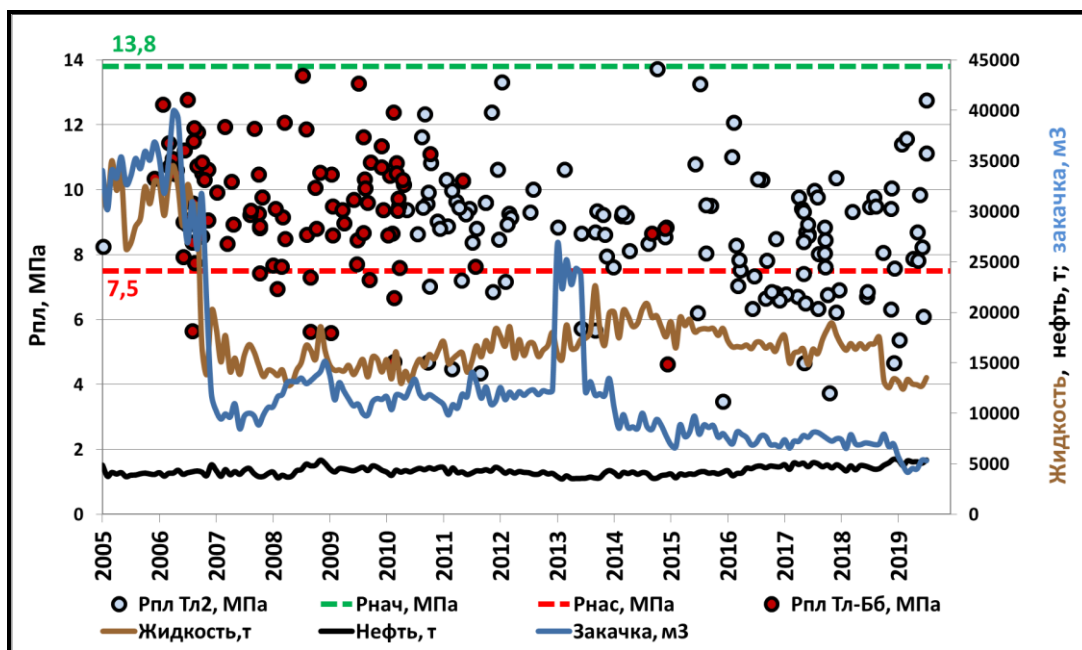


Рис. 4.11 Динамика пластового давления, отборов жидкости, нефти и закачки воды в 2005-2019 гг. пласт C1t1

Наличие зон со сниженным пластовым давлением обусловлено отсутствием или низким влиянием закачки в центральной части залежи. Несмотря на близость нагнетательных скважин, ввиду низкой их связи с добывающими, первые работают «на себя», повышая давление в небольшой области вблизи очага нагнетания. В процессе разработки отмечается образование зон аномально-высокого пластового давления (АВПД).

Анализ выработки запасов из пластов

По пласту C1t1-2b активной выработке запасов нефти подверглось примерно 40% объема продуктивного пласта. На низкую эффективность разработки пласта повлияли как геолого-физические условия, так и технологические факторы разработки. Пласт C1t1-2b имеет прерывистое строение, осложненное многочисленными зонами замещения, и характеризуется худшими фильтрационно-емкостными свойствами по сравнению с C1t1-2a и C1b2.

Пласт C1t1-2b неравномерно охвачен сеткой скважин, в северной и юго-западной части залежи пласт во многих скважинах не приобщен. Степень вскрытия эффективных

нефтенасыщенных толщин в добывающих скважинах составляет 68,7%. Закачка на пласт С1т1-2b ведется в 6 скважинах.

Согласно действующей гидродинамической модели выработка запасов пласта С1т1-2b низкая и составляет 41,1%.

Пласт С1т1-2а вырабатывается достаточно равномерно по всему объему залежи, что объясняется наиболее полным охватом залежи сеткой скважин. Степень вскрытия в добывающих скважинах составляет 90,6%. Наибольшие нефтенасыщенные толщины наблюдаются в северной, восточной частях залежи и в районах. Максимальные текущие нефтенасыщенные толщины варьируются от 5 до 10 м. Закачка в пласт С1т1-2а ведется во всех нагнетательных скважинах.

Участки с низкими темпами выработки запасов

Темп выработки запасов по объекту низкий (0,7 %/год). Одним из факторов является слабое влияние реализуемой системы ППД на работу добывающего фонда, в связи с неравномерным распределением закачиваемой воды по площади.

В 25% добывающих скважин пласт С1т1-2а эксплуатируется совместно с высокопродуктивным пластом С1bb, где на сегодняшний день в действующих скважинах осуществляется довыработка запасов. Это центральная и южная часть залежи.

Основные выводы по результатам разработки пласта С1т1:

1. Реализованная система разработки показала достаточную эффективность. Однако по площади и разрезу выработка запасов происходит неравномерно. Текущий КИН 0,269 при проектном 0,414 д.ед.
2. Существующая система ППД не сбалансирована. Распределение закачиваемой воды по площади происходит неравномерно. При работе нагнетательных скважин отмечается снижение приемистости.
3. Ввиду недостаточного влияния закачки на зоны отбора, имеются участки с низким пластовым давлением.
4. Особенностью объекта является то, что длительное время разработка объекта С1v велась единой сеткой скважин. До 2009 г. учет добычи велся совместно, поэтому разделение добычи единого объекта на С1т1 и С1bb носит условный характер.
5. На объекте 9 добывающих и 2 нагнетательных скважины осуществляют совместную эксплуатацию пластов С1т1 и С1bb без разобщения.
6. Опережающие темпы обводнения обусловлены вскрытием в большинстве скважин наиболее выработанного обводненного пласта С1т1-2а, а также совместной эксплуатацией в ряде скважин с высокообводненным пластом С1bb2.

Характеристика процесса разработки пласта С1bb Гондыревского месторождения

Залежь пласта С1bb является второй по запасам на Гондыревском месторождении (32,2% от НИЗ). Основные запасы нефти (91,6%) приурочены к пласту С1bb2. Доля пласта С1bb1, распространенного незначительно и замещенного по площади плотными породами, составляет 8,4%.

Разработка залежи бобриковского пласта С1bb Гондыревского месторождения началась в июне 1970г. вводом в эксплуатацию двух добывающих скважин, на текущий момент залежь находится на завершающей стадии разработки. Скважины введены в эксплуатацию фонтанным способом с начальными дебитами безводной нефти 26,7 и 81,1 т/сут. Объект С1bb планировалось разрабатывать площадной семиточечной (обращенной) системой разработки с расстоянием между скважинами 400 м. Система поддержания пластового давления организована во второй год с начала разработки в 1971г. Под нагнетание введена скважина № 65, расположенная в центральной, сводовой части залежи С1bb. Среднесуточная закачка составила 1347 м³/сут. В течение периода 1970-1975г. пробурена основная часть добывающего и нагнетательного фонда скважин. В 1975 году достигнута максимальная годовая добыча нефти по объекту С1bb при действующем добывающем фонде скважин на 2015 год 36 ед. и нагнетательном 9 ед. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составил 7,76%. Период с 1974-1976гг. характеризуется максимальными отборами нефти по объекту С1bb, темпы отборов от НИЗ достигали 6,6-7,8%, от ТИЗ 7,3-10,1% (рис. 4.12-4.13).

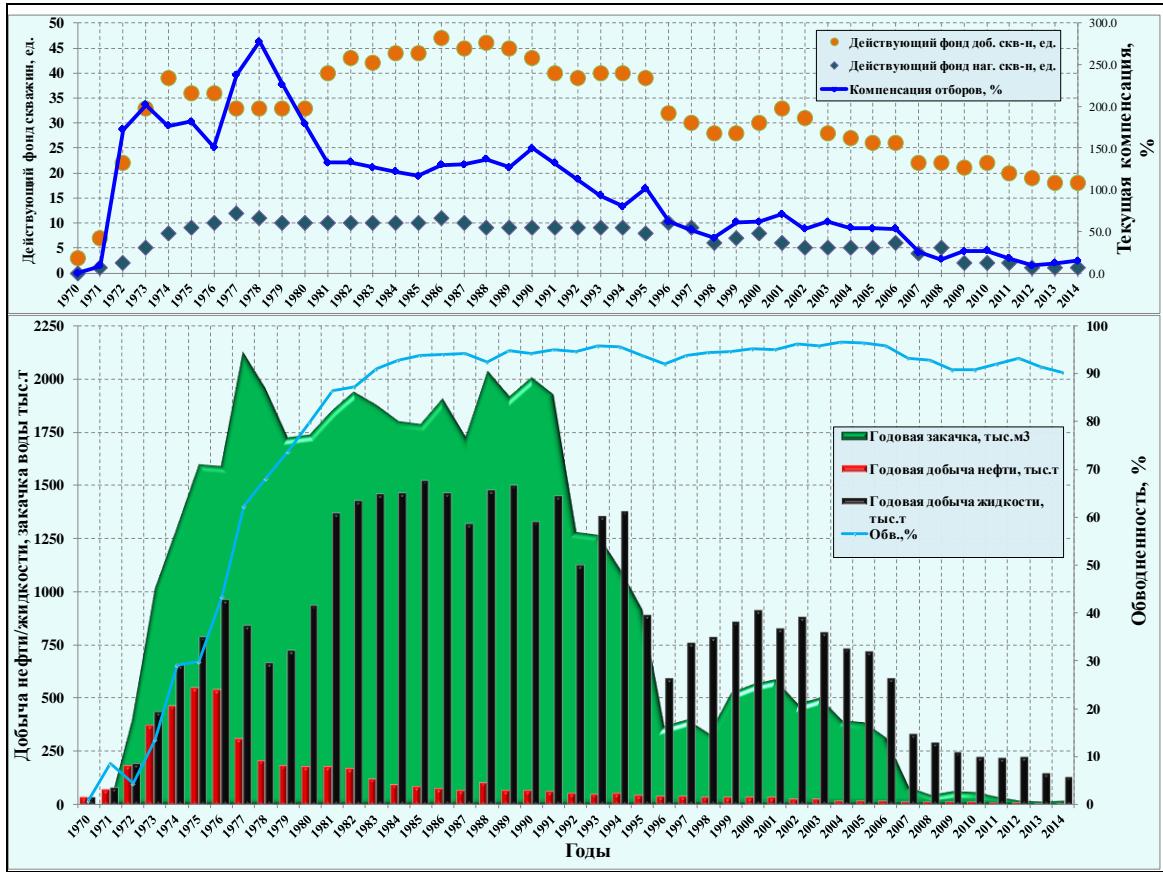


Рис. 4.12 График разработки объекта С1bб Гондыревского месторождения.

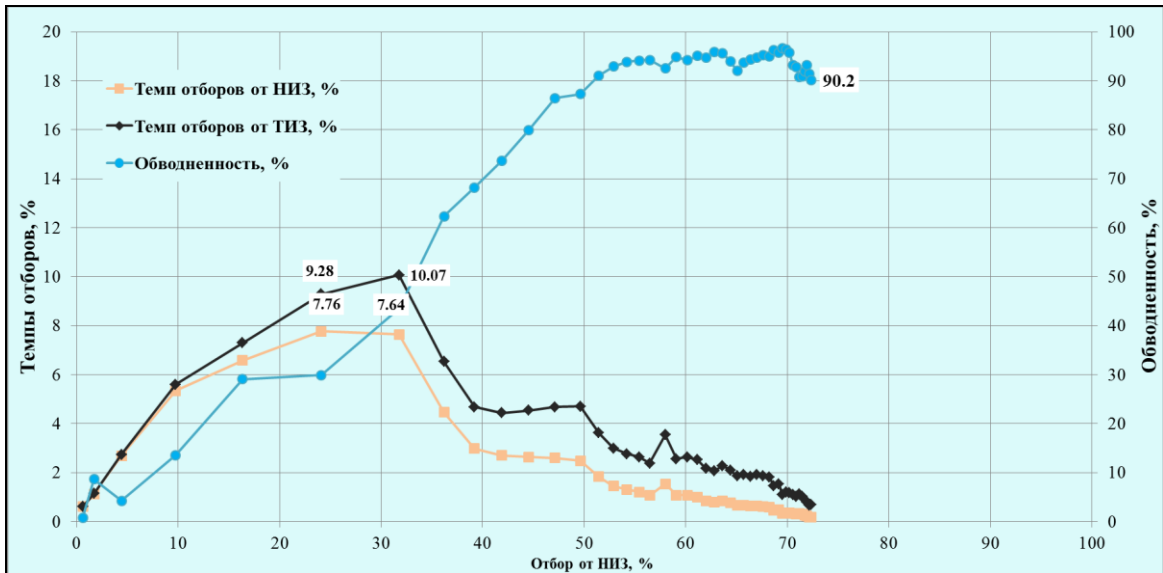


Рис. 4.13– Динамика показателей разработки объекта Бб Гондыревского месторождения.

На третий год с момента организации системы ППД в 1973г. годовая компенсация достигла 160% и находилась на этом уровне в течение последующих 18 лет при фонде нагнетательных скважин 7-10 ед. Система заводнения избирательная, очаговая. Соотношение нагнетательного фонда скважин к добывающему составляло $\approx 1/4$.

Среднесуточная закачка на одну скважину находилась на уровне $\approx 800 \text{ м}^3/\text{сут}$. Большие объемы нагнетания и высокий уровень годовой компенсации привели к резкому обводнению добывающего фонда скважин. В течение периода 1973-1982г. обводненность продукции по объекту С1bb увеличилась с 4,3% до 88%. Отборы от НИЗ к 1983г. составили 51,4%. В течение последующего периода разработки с 1983 по 2014г. обводненность оставалась неизменной и находилась на уровне 90-95%. За этот период (31 год) было отобрано 20,9 % от НИЗ. С начала разработки и до 2009г. С1bb и С1tl отложения разрабатывались единой сеткой скважин, учет добычи велся совместно. Объективно оценить долю работы каждого пласта в совместных скважинах затруднительно, так как недостаточно специальных исследований по определению профиля притока в добывающих скважинах [105]. Из всех совместных скважин профиль притока снят при проведении КРС на стадии освоения только в 2-х.

По состоянию на 01.01.2015г. накопленная добыча нефти по залежи С1bb составляет 5166,0 тыс. т, жидкости 37 366,6 тыс. т. Накопленный водонефтяной фактор равен 5,4 мЗ/т. Отборы от НИЗ составляют 72,3%, при текущей обводненности продукции на уровне 90,2%. Текущий КИН достиг 0,340, при проектном 0,470. Накопленная закачка воды равна 44133,0 тыс. т, что обеспечило накопленную компенсацию на уровне 115,5%.

Годовая добыча нефти в 2014г. по объекту С1bb составила 13,6 тыс. т, добыча жидкости 138,5 тыс. т. Текущий водонефтяной фактор 9,2 ед. Темп отборов от НИЗ 0,2%, от ТИЗ 1,3%. Средний дебит нефти в 2014г. составил 2,2 т/сут, жидкости 22,7 т/сут. Годовой объем закачки воды равен 20,7 тыс. т, что обеспечило текущую компенсацию по объекту С1bb на уровне 14,6 %.

По состоянию на 01.01.2015г. действующий фонд добывающих скважин составляет 17 ед. (15 ед. эксплуатируются совместно с 2-х объектов С1bb и С1tl), нагнетательных 1 ед. Основную текущую добычу нефти 77,4%, обеспечивают 6 скважин. С дебитом нефти выше 10 т/сут эксплуатируется одна скважина. С дебитом нефти ниже 1 т/сут эксплуатируются 8 скважин. С обводненностью на уровне 10% эксплуатируется одна добывающая скважина. С обводненностью выше 95% эксплуатируются 6 скважин (рис. 4.14-4.15).

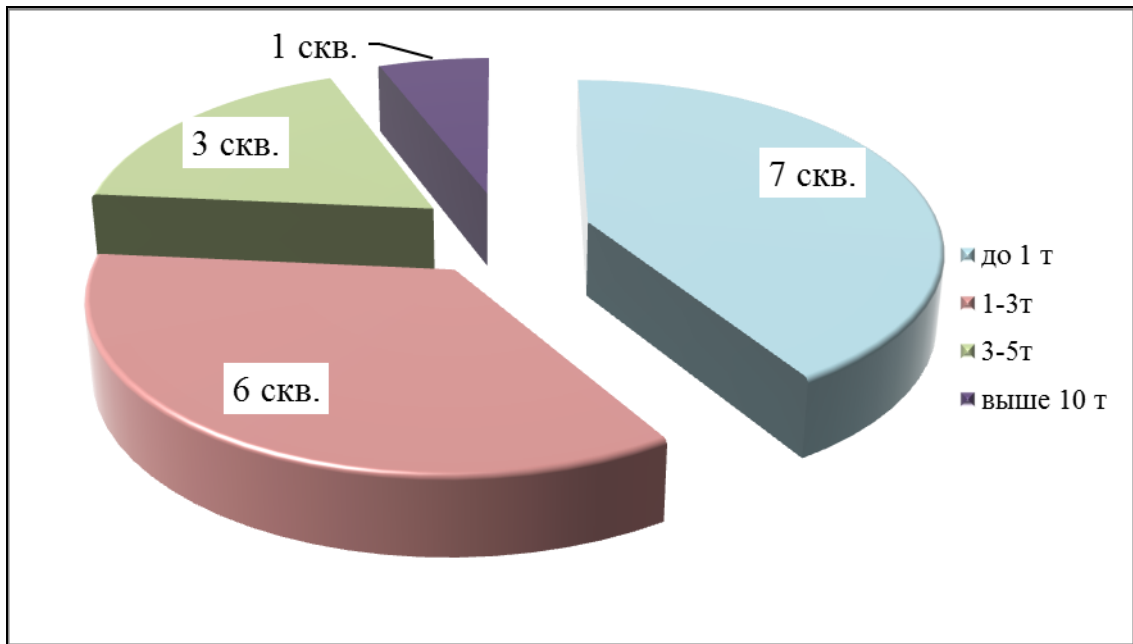


Рис. 4.14 Распределение действующего добывающего фонда скважин по текущим дебитам нефти по состоянию на 01.01.2015г. пласт С1bb

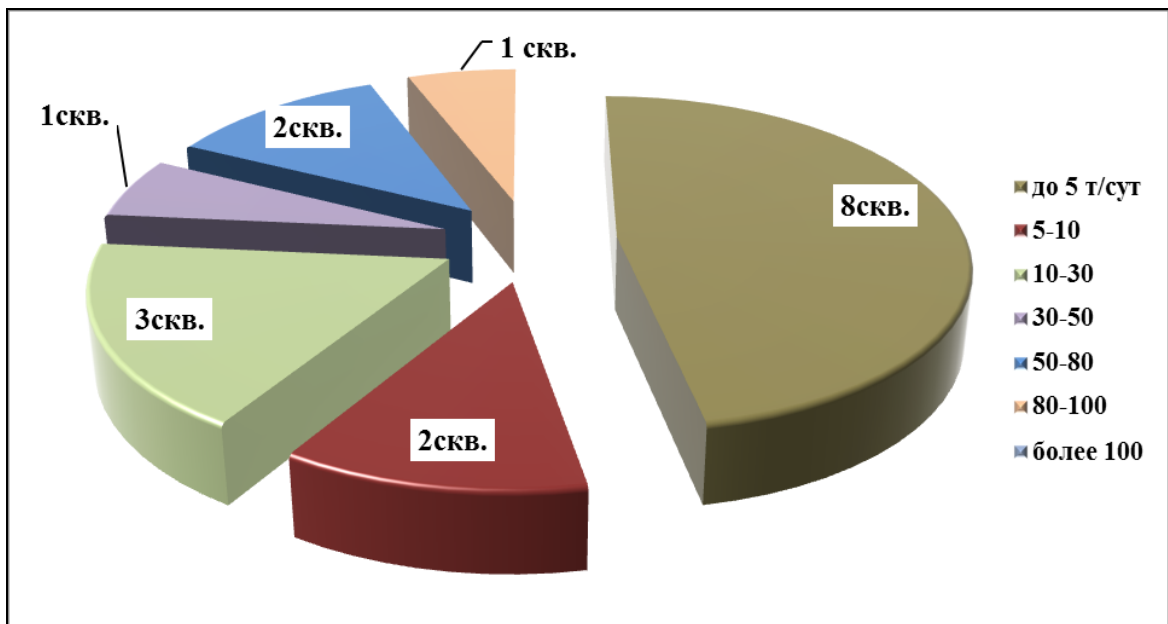


Рис.4.15 Распределение действующего добывающего фонда скважин по текущим дебитам жидкости по состоянию на 01.01.2015г. пласт С1bb

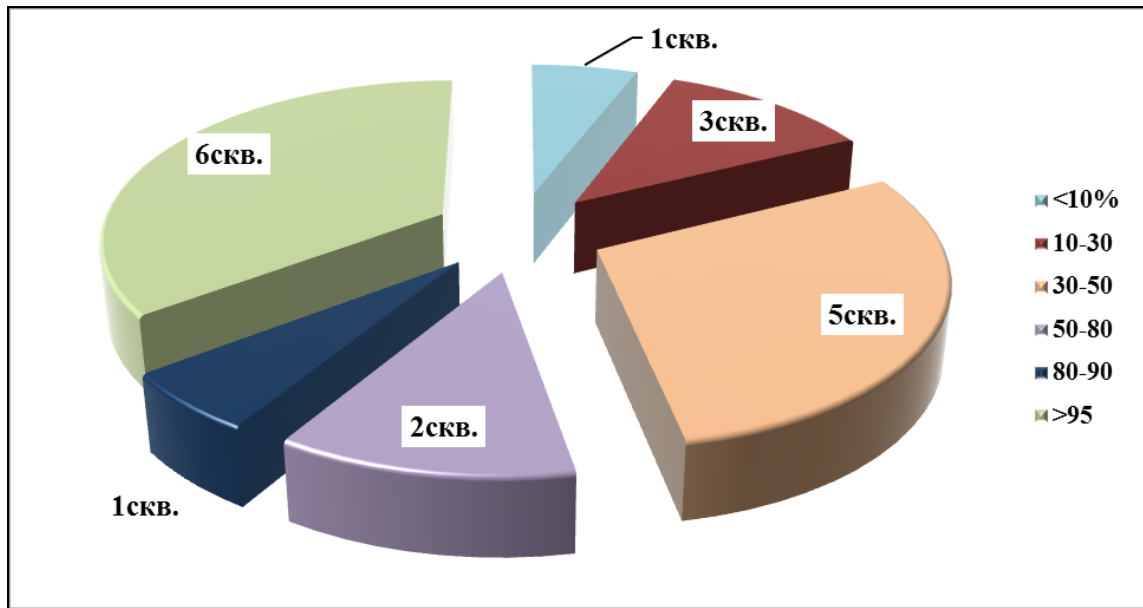


Рис. 4.16 Распределение действующего добывающего фонда скважин по текущей обводненности продукции по состоянию на 01.01.2015г. пласт С1bb

За весь период разработки объекта С1bb в эксплуатации находилось 60 добывающих и 16 нагнетательных скважин. Накопленная добыча нефти на одну добывающую скважину составляет 86,1 тыс. т. По трем скважинам накопленная добыча нефти превысила 300 тыс. т/скв (рис. 4.17- 4.18). Скважины с максимальной накопленной добычей нефти локализованы в центральной и северной частях залежи, где сосредоточены максимальные нефтенасыщенные мощности 16-18 м.

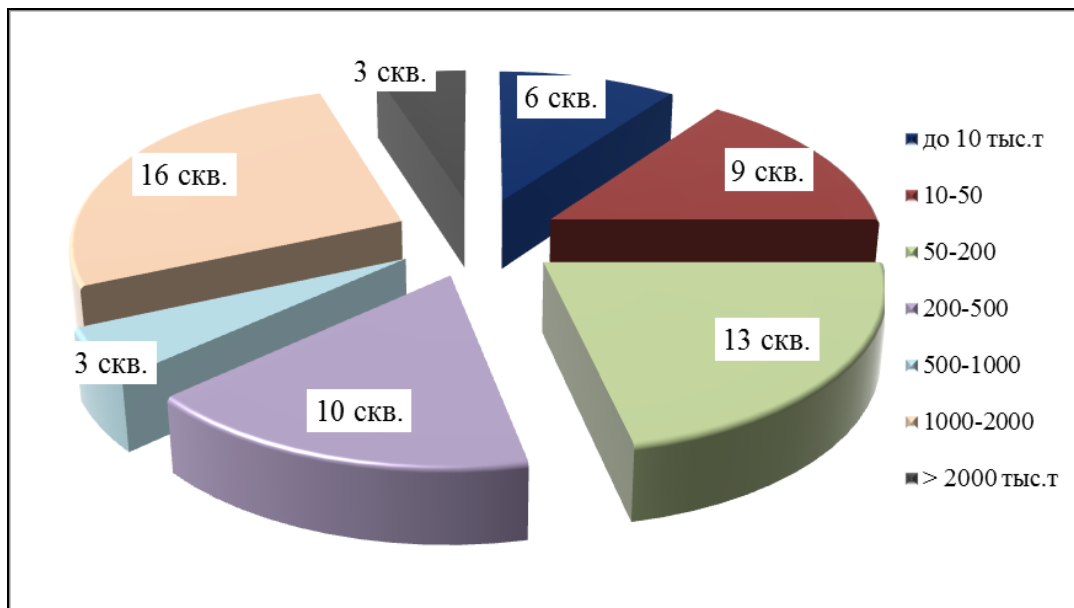


Рис. 4.17 Распределение добывающего фонда скважин по накопленной добыче жидкости пласт С1bb

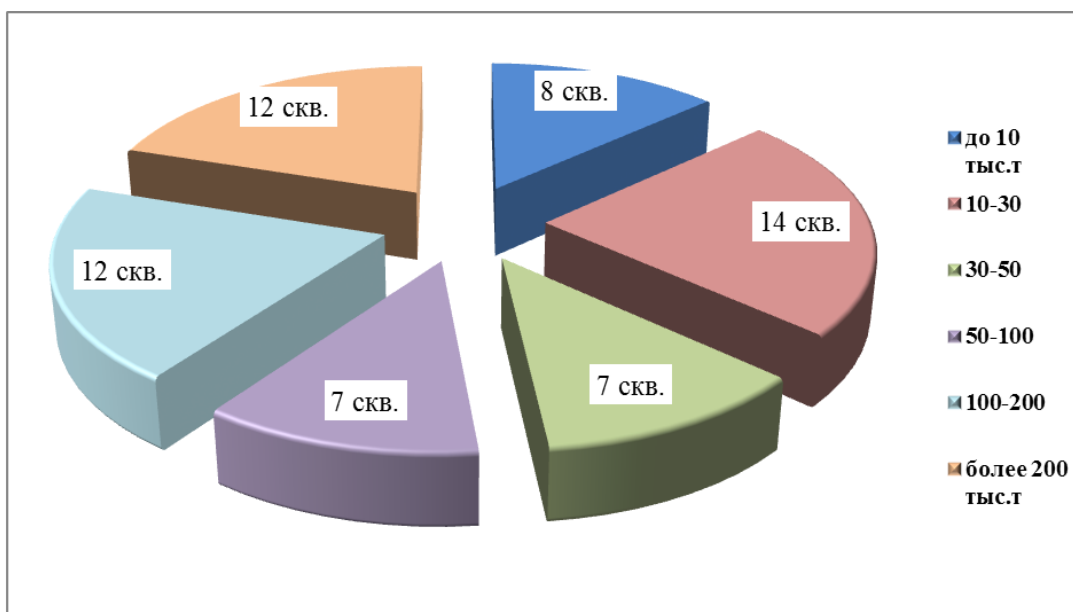


Рис. 4.18 Распределение добывающего фонда скважин по накопленной добыче нефти пласт С1bb

Накопленная закачка воды по объекту С1bb за весь период разработки составляет 44 133 тыс. м³. или 2 758 тыс. м³. на одну нагнетательную скважину. Наибольший объем накопленной закачки воды 9 733 тыс. м³ приходится на скважину 65. Добывающие скважины, расположенные в ближайшем окружении к нагнетательной скважине 65, имеют максимальные значения накопленного водонефтяного фактора более 10 м³/т.

По состоянию на 01.01.2015г. отбор от НИЗ по залежи С1bb составляет 72,3%. Остаточные извлекаемые запасы нефти равны 116,3 тыс. т на одну действующую добывающую скважину. Годовая добыча нефти в 2014г. составила 13,6 тыс. т. Кратность выработки запасов нефти переходящим фондом скважин составляет 145 лет.

Динамика пластового давления

Основной объем закачки осуществлялся в высокопродуктивный пласт С1bb2, поэтому, учитывая к тому же его высокую проницаемость, по нему происходило наименьшее падение пластового давления (среднем на 1- 4 МПа) (рис. 4.19). Ввиду меньшего объема закачки на пласт С1bb1, темпы отбора оставались низкими.

Текущее пластовое давление по объекту изменяется в пределах 4,7-10,0 МПа, составляя в среднем 8,3 МПа при давлении насыщения нефти газом 8,6 МПа.

В центральной части наблюдается снижение пластового давления ниже давления насыщения, обусловленное отсутствием закачки по участку, и слабым влиянием законтурной области.

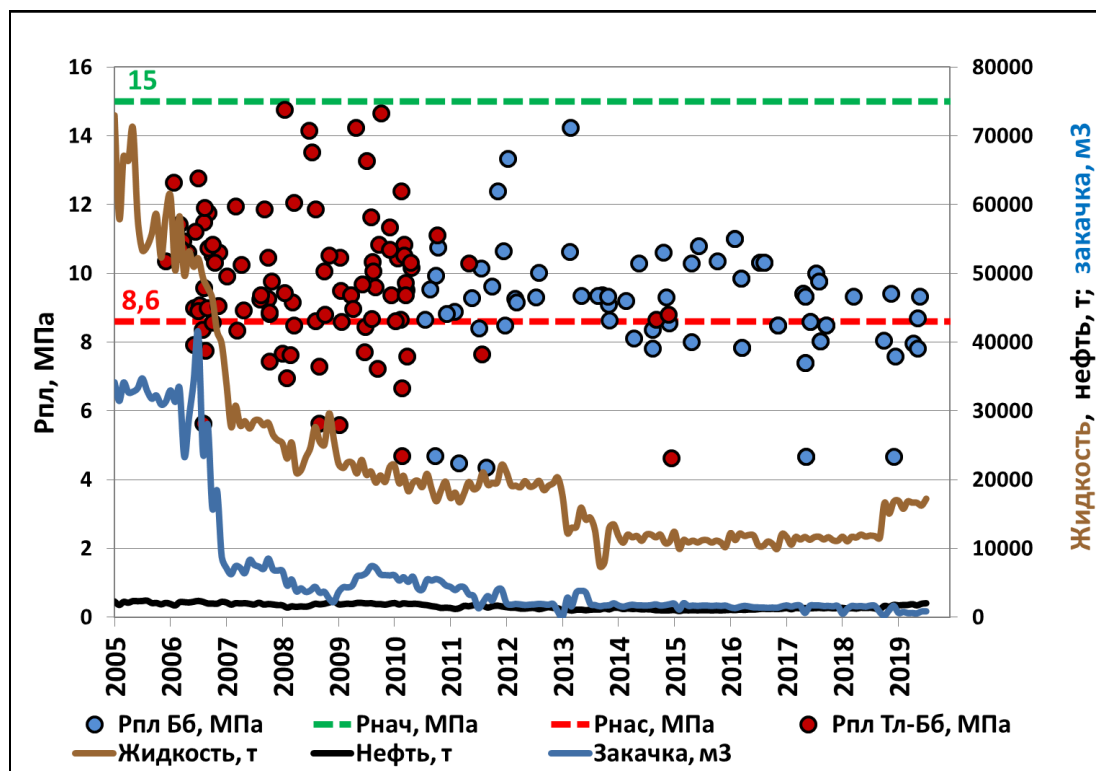


Рис. 4.19 Динамика пластового давления, отборов жидкости, нефти и закачки воды в 2005-2019 гг. пласт С1bb

Анализ выработки запасов из пластов

Пласт С1bb2 распространен по всей площади. Согласно актуализированной геолого-гидродинамической модели, построенной в рамках мониторинга разработки остаточные извлекаемые запасы (более 600 т/тыс.м²) сосредоточены в северной и центральной частях залежи, в районе добывающих скважин, что соответствует зонам максимальных толщин.

Пласт С1bb1 имеет ограниченное распространение по площади, на основной части залежи присутствуют обширные зоны замещения. Пласт разрабатывается совместно с другими пластами в четырех добывающих скважинах в южной части залежи. Остальные скважины выведены в консервацию либо переведены на вышележащие горизонты в связи с низкой продуктивностью.

Низкий темп выработки запасов по пласту С1bb1 обусловлен вскрытием в добывающих скважинах пластов с разной продуктивностью, определившим опережающую выработку и обводнение высокопродуктивных пластов при более слабом дренировании коллекторов с худшими ФЕС. Отсутствие системы ППД по пласту С1bb1, способствует снижению дебитов скважин, а соответственно и темпов выработки запасов.

Основные выводы по результатам разработки объекта С1bb:

1. Объект С1bb находится в разработке с 1970 г. Реализованная система разработки достаточно эффективна, позволила достичь высокие показатели.

Однако в условиях дифференциации пластов по ФЕС выработка запасов по разрезу происходит неравномерно. Согласно геолого-гидродинамической модели отбор от утвержденных запасов по пластам изменяется от 5,7 % (пласт С1bb1) до 78,0 % (пласт С1bb2).

2. Низкий темп выработки запасов по пласту С1bb1 обусловлен вскрытием в добывающих скважинах пластов с разной продуктивностью, определившим опережающую выработку и обводнение высокопродуктивных пластов при более слабом дренировании коллекторов с худшими ФЕС, а также длительным отсутствием системы ППД по пласту [25, 41].

3. Особенностью объекта является то, что длительное время разработка объекта С1v велась единой сеткой скважин. До 2009 г. учет добычи велся совместно, поэтому разделение добычи единого объекта на С1tl и С1bb носит условный характер.

4. Наличие участков с низким пластовым давлением связано отсутствием системы ППД на пласт С1bb2 в южной части, а также низкой накопленной компенсации со стороны закачки на пласт С1bb1. Южная часть залежи характеризуется низкими дебитами скважин.

5. На объекте 11 добывающих и 2 нагнетательные скважины осуществляют совместную эксплуатацию пластов С1bb и С1tl без разобщения [54, 57].

Создание трехмерной геолого-гидродинамической модели объекта С1v Гондыревского нефтяного месторождения

Построение трехмерной геологической модели Гондыревского месторождения нефти осуществлено в интегрированном программном комплексе IRAP RMS.

Основой для выполнения работ по геологическому моделированию послужили данные предыдущих работ по подсчету запасов, результаты интерпретации ГИС и исследований керна, данные о траекториях скважин и координат устьев. В проекте использованы данные по 171 скважине.

Для создания трехмерной структурной и литолого-петрофизической моделей пластов послужили результаты корреляции продуктивных пластов и сейсмических исследований, результаты интерпретации ГИС по скважинам, исследований керна, данные о траекториях скважин и координат устьев.

Для построения структурных поверхностей продуктивных пластов основой послужили подсчетные планы продуктивных пластов, от которых были отстроены стратиграфические

кровли. Подошвы всех вышеперечисленных продуктивных пластов были построены на основе общих толщин путем схождения между кровлями пластов через модуль Stratigraphic modeling.

Создание гидродинамической модели объекта C1v выполнено в программном продукте Tempest MORE компании ROXAR. При воспроизведении истории разработки использованы результаты эксплуатации 134 скважин (105 добывающих, из которых 25 переведены под закачку и 4 нагнетательных).

Далее описано практическое использование предложенной в главе 3 методики прогнозирования $K_{пр}$ по $K_{п}$ и ρ реализованной при построении трехмерной геолого-гидродинамической модели визейского объекта разработки Гондыревского месторождения.

Выполнено сравнение результатов адаптации истории разработки скважин в двух вариантах. В первом случае при моделировании куба коэффициента проницаемости использовалась стандартная методика оценки по данным ГИС, при этом использовалась зависимость $\ln(K_{пр})=0.712 \cdot K_{п}-9.2516$. Во втором – куб коэффициента проницаемости формировался с использованием уравнений регрессии для классов коллекторов (разработанная методика).

Выполнено изучение статистических связей проницаемости объекта по 152 определениям значений по керну ($K_{пр}$ -кern), по данным ГИС ($K_{пр}$ -ГИС), по данным разработанной методики ($K_{пр}$ - $K_{п}, \rho$). Сравнение средних значений проницаемости, определенной разными методами представлено в табл.4.4.

Таблица 4.4

Сравнение средних значений $K_{пр}$, определенного разными способами

Средние значения показателей			Статистические характеристики показателей	
$K_{пр}$ -кern, мД	$K_{пр}$ -ГИС, мД	$K_{пр}$ - $K_{п}, \rho$ мД	t-критерий Стьюдента между <u>$K_{пр}$-ГИС и $K_{пр}$-$K_{п}$</u> ρ -достижимый уровень значимости	t-критерий Стьюдента между <u>$K_{пр}$-кern и $K_{пр}$-$K_{п}$</u> ρ -достижимый уровень значимости
476,9±239,1	605,7±556,9	462,9±196,4	<u>2,62</u> 0,009	<u>0,15</u> 0,539

Сравнение средних значений $K_{пр}$ -кern и $K_{пр}$ - $K_{п}, \rho$ показало, что они статистически неразличны. Значение коэффициента корреляции между $K_{пр}$ -кern и $K_{пр}$ -ГИС равно 0,41, между $K_{пр}$ -кern и $K_{пр}$ - $K_{п}, \rho$ - 0,75.

Необходимо отметить, что распределение $K_{пр}$ выполнено как начальный этап адаптации фильтрационной модели к истории разработки, без дополнительных модификаций поскважинной настройки.

Распределение $K_{пр}$ по площади залежи приведено на рис. 4.20 и на гистограммах распределения $K_{пр}$ (рис. 4.21).

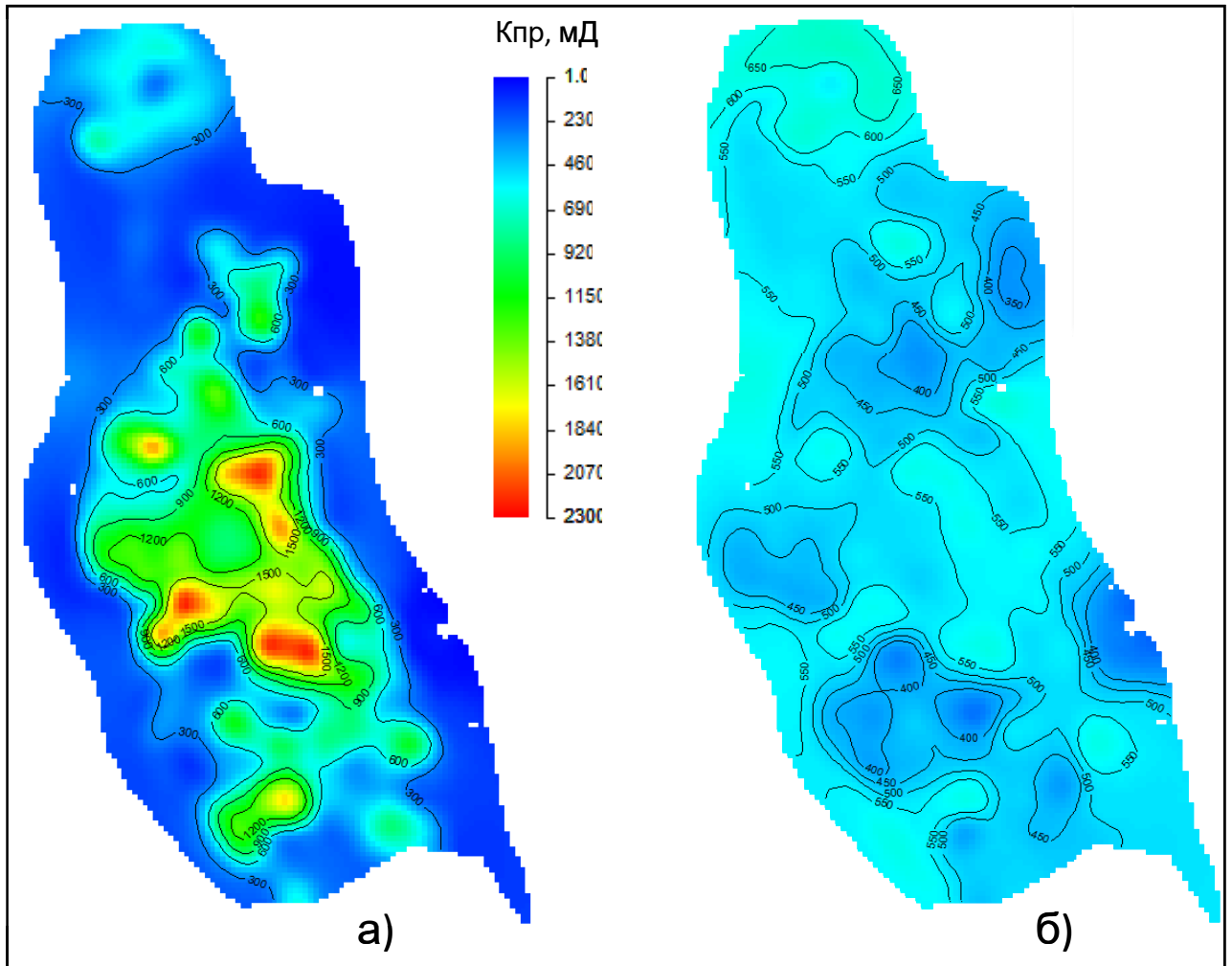


Рис. 4.20. Распределение $K_{пр}$ по площади залежи а) по данным ГИС; б) модифицированное по предложенной методике.

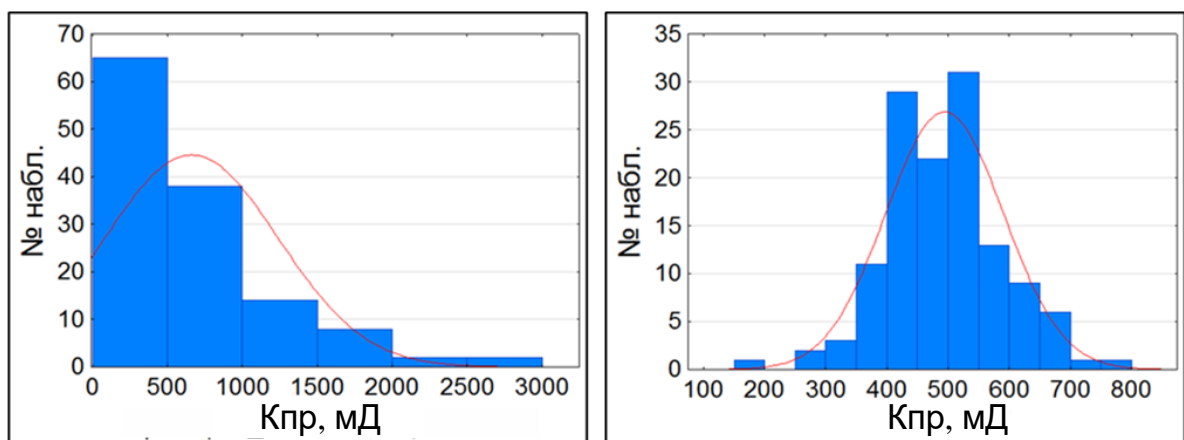


Рис. 4.21. Гистограммы распределения коэффициента проницаемости $K_{пр_г}$ и $K_{пр_м}$

Отсюда видно, что в модифицированном варианте значения $K_{пр}$ в объеме залежи изменяются в значительно меньших пределах. Так, если при стандартной методике значение $K_{пр}$ локально превышает 1000 мД, то в модифицированном – большинство определений сконцентрировано в диапазоне 400-550 мД. В модифицированном варианте, в отличие от стандартного, модель значительно более однородна, не имеет резких изменений. [78]. Необходимо обратить внимание, что в модифицированном варианте максимальная проницаемость выделена в южном участке залежи (рис.4.20.б). При стандартной оценке максимальная проницаемость сосредоточена в центральной части (до 2300 мД), причем при приближении к контуру по всей площади она закономерно снижается ($K_{пр} < 300$ мД) (рис.4.20.а).

Для имеющихся кубов коэффициента проницаемости выполнены расчеты по воспроизведению истории разработки скважин. Для двух вариантов расчетов проведено сопоставление фактических и модельных значений по суммарной добыче по всем скважинам.

При распределении $K_{пр}$ по предложенной методике ($K_{пр}-K_{п}, \rho$) в гидродинамической модели получена лучшая сходимость расчетных и фактических данных по годовой добыче нефти (рис.4.22), относительно расчета с $K_{пр}$ определенного по ГИС ($K_{пр}-ГИС$).

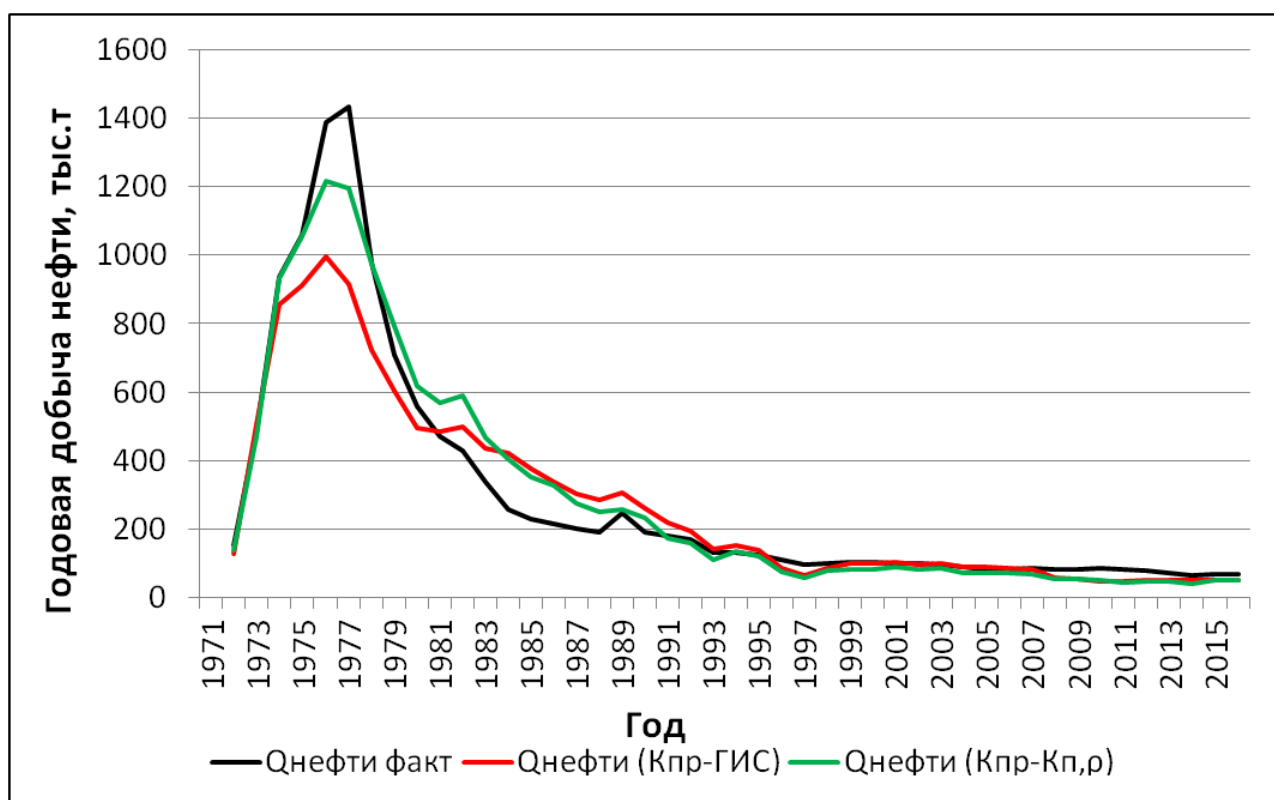


Рис. 4.22. Сопоставление фактической и расчетной годовой добычи нефти в целом по объекту.

Сравнение по величине расхождений (Δ) фактической накопленной добычи нефти (Q_n) от накопленной добычи нефти по расчетам с исходным (Q_n^{MG}) и модифицированным кубом коэффициента проницаемости (Q_n^{MM}) представлены на рис. 4.23. Отсюда видно, что на всем временном диапазоне отмечается лучшая сходимость расчетной и фактической накопленной добычи нефти по варианту с модифицированным коэффициентом проницаемости, особенно в начальный период разработки объекта.

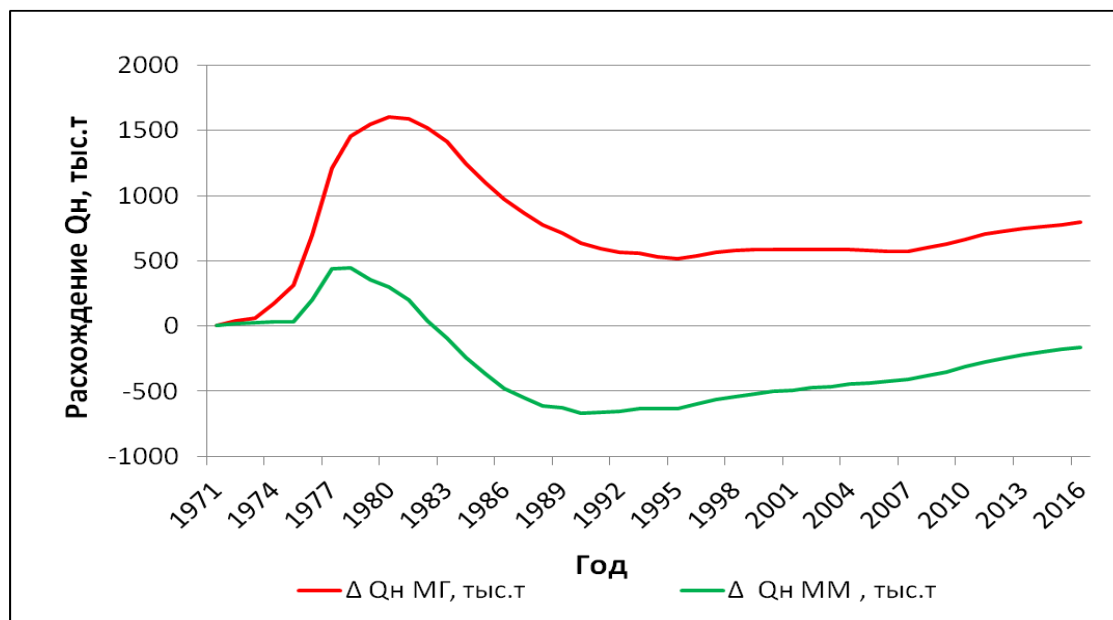


Рис. 4.23. Сопоставление расхождений накопленной добычи нефти Q_n Гондыревского месторождения по вариантам расчетов при стандартном (ΔQ_n^{MG}) и модифицированном (ΔQ_n^{MM}) коэффициенте проницаемости

Из рис. 4.23. видно, что расхождение расчета при стандартной методике за весь период разработки принимает только положительные значения, максимальное отклонение отмечается в период 1971-1991 гг. Тогда как расхождение по разработанной методике имеет как положительные, так и отрицательные значения. Минимальное расхождение отмечается в период до 1983 г. Необходимо отметить, что начальный период разработки объекта в первую очередь связан с геологическими характеристиками залежи, в том числе и $K_{пр}$, как основным фильтрационным показателем. На более поздних стадиях разработки, характеристики вытеснения зависят от эффективности реализуемой сетки скважин, системы поддержания пластового давления, мероприятий по оптимизации добычи [96, 97, 99].

При сопоставлении по скважинам $K_{пр}$ -ГИС с $K_{пр}$ - $K_{п,\rho}$ получается меньший разброс значений параметра, полученного по представленной методике (рис. 4.24).

Это позволило не завышать значения $K_{пр}$ в фильтрационной модели и исключить необоснованную неоднородность при распределении параметра в межскважинном пространстве

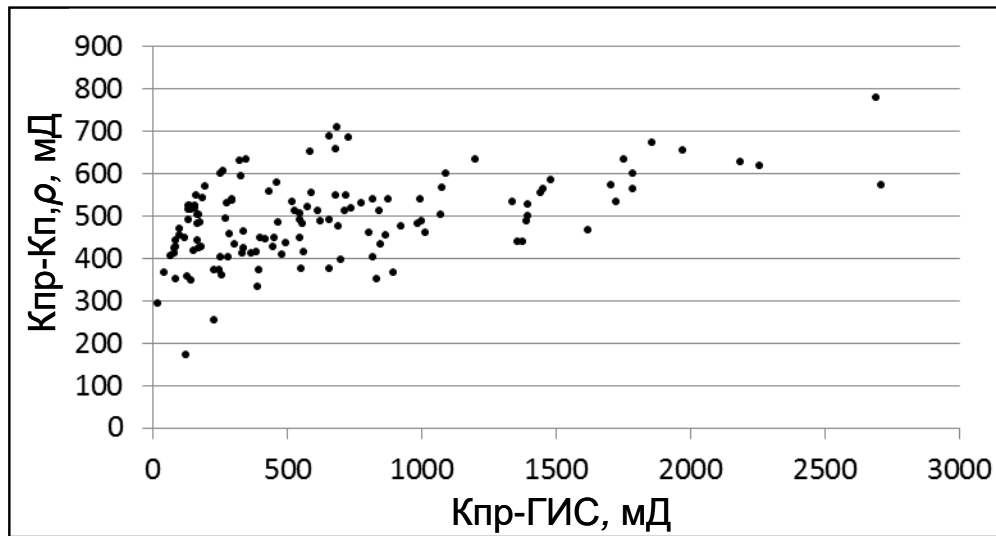


Рис. 4.24. Сопоставление проницаемости по скважинам по данным ГИС ($K_{пр-ГИС}$) и рассчитанная по предложенной методике ($K_{пр-Кп,\rho}$)

На примере высокодебитной скважины №365 с поровым типом коллектора приведено сравнение коэффициента проницаемости в разрезе скважины до и после модификации (рис. 4.25), а также сопоставление фактических и модельных значений дебита нефти (рис. 4.26). Очевидно, что адаптация истории разработки при модифицированном коэффициенте проницаемости является предпочтительней.

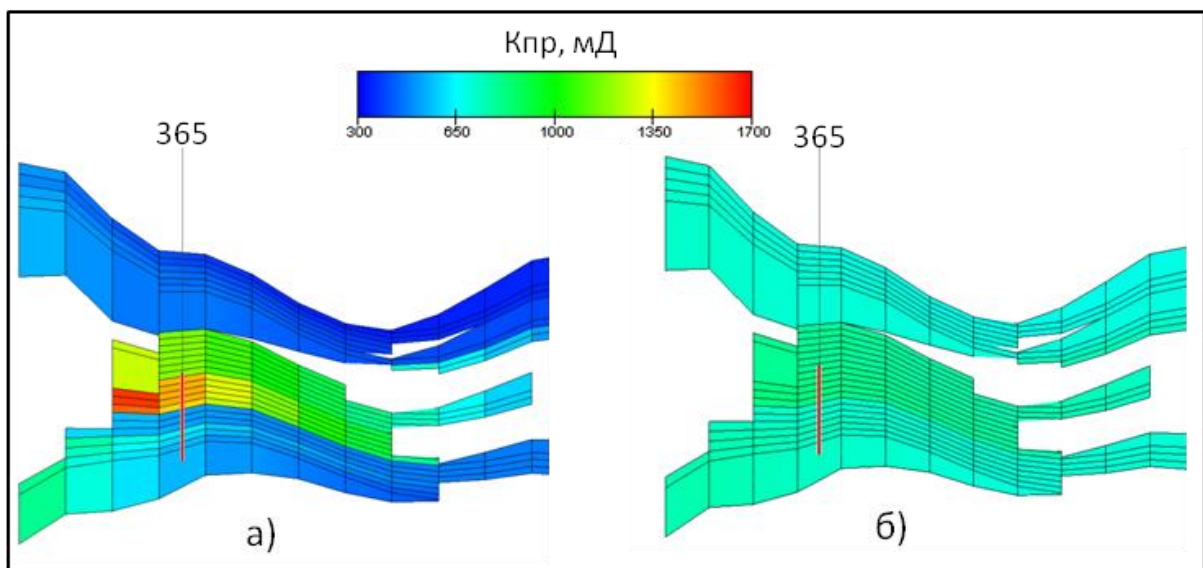


Рис. 4.25. Распределение коэффициента проницаемости $K_{пр}$ в разрезе скв. №365 Гондыревского месторождения а) по данным ГИС; б) модифицированная по предложенной методике

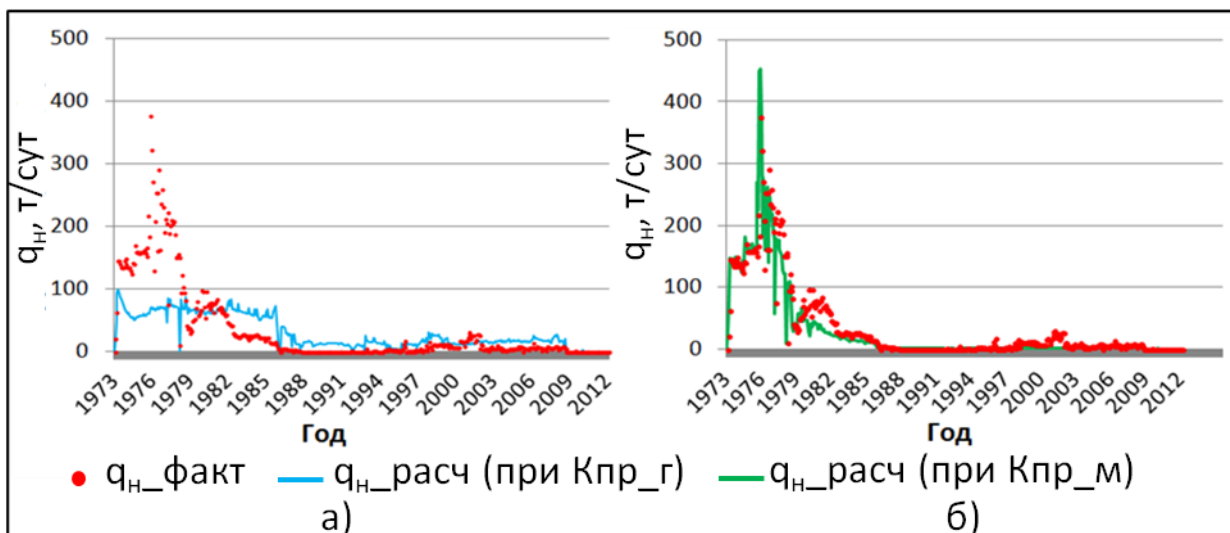


Рис. 4.26. Сопоставление расчетного (q_n _расч) и фактического (q_n _факт) дебита нефти скв.№365 Гондыревского месторождения по вариантам расчетов а) при исходном и б) модифицированном значении $K_{пр}$

В целом наибольшие погрешности при адаптации истории разработки при стандартной методике установлены в начальный период разработки. Покажем это, на примере ряда высокодебитных скважин, работающих в начальный период времени. В анализе участвовала 21 скважина, на рис. 4.27 по ряду из них показаны примеры отклонения в накопленной добыче нефти по сравниваемым вариантам расчетов.

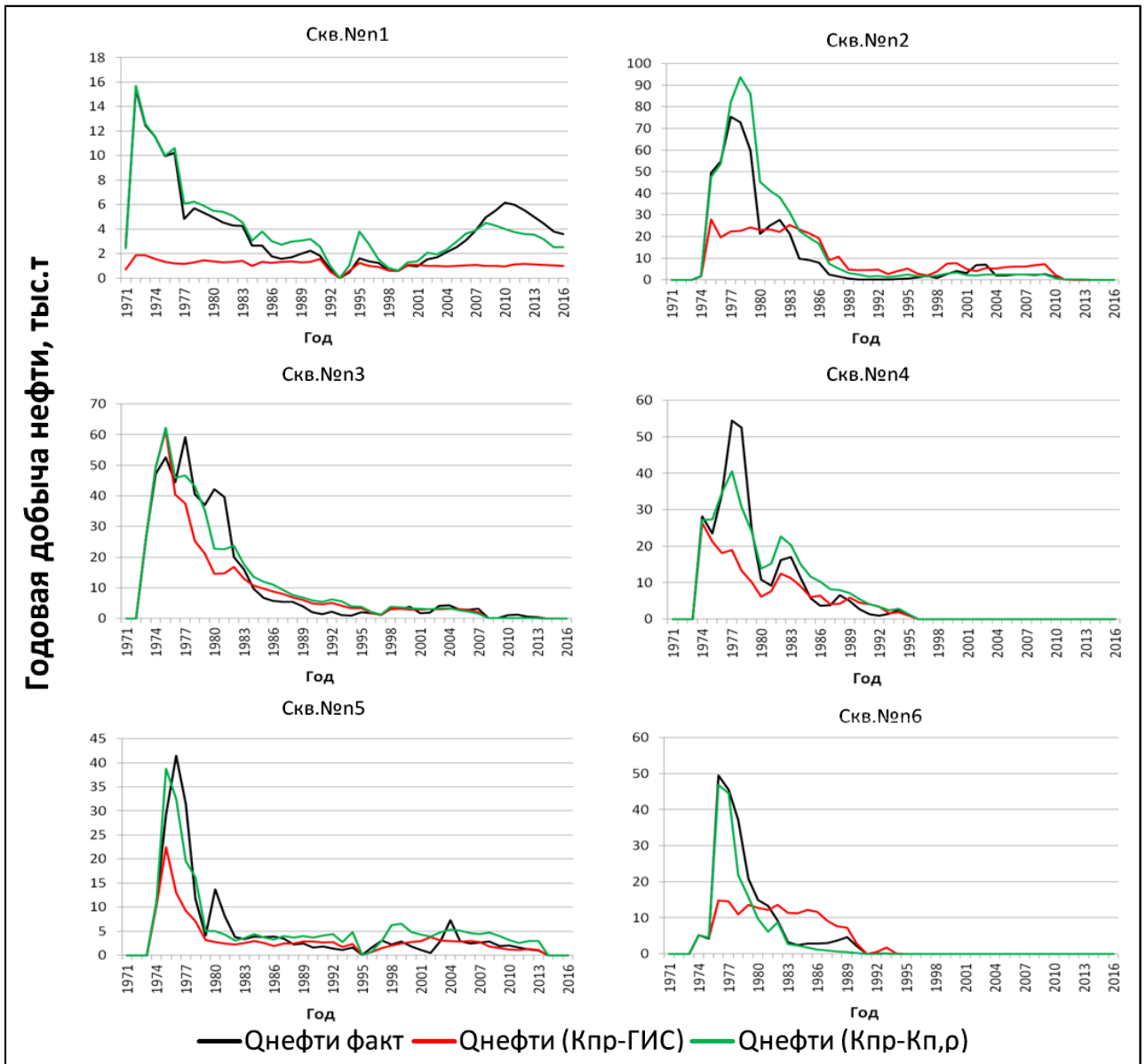


Рис. 4.27. Сопоставление фактической и расчетной годовой добычи нефти по ряду высокодебитных скважин

О характере суммарного отклонения добычи для 21 скважины рассматриваемых вариантов можно судить из рисунка (рис. 4.28)

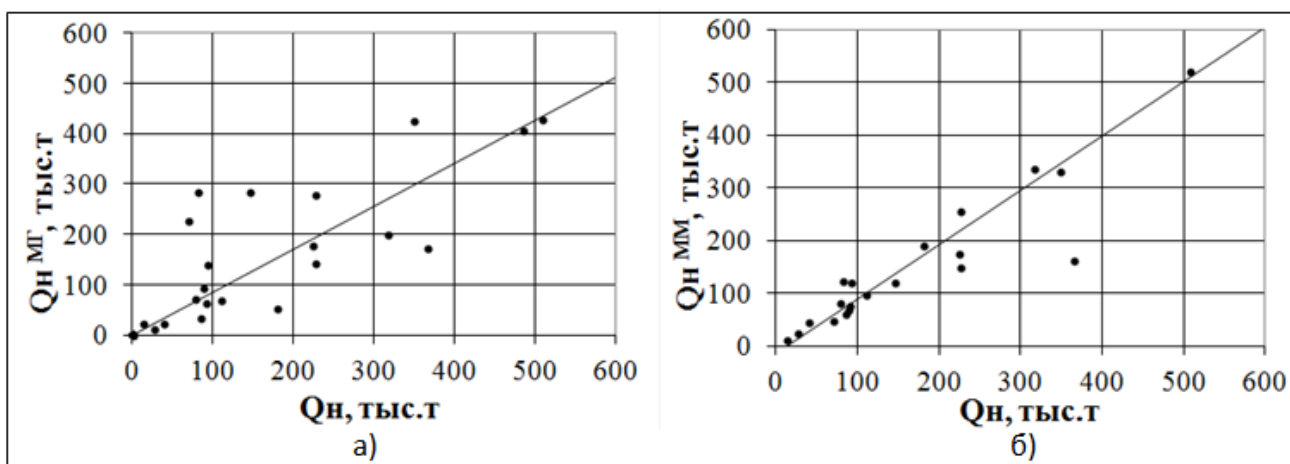


Рис.4.28. Корреляционные поля между фактической добычей нефти (Q_n) и результатам расчетов: а) по варианту расчета ($Q_n^{МГ}$); б) по варианту расчета ($Q_n^{ММ}$)

Видно, что по расчету с модифицированной проницаемостью отмечается высокая сходимость расчетных и фактических показателей $r=0,92$ (рис. 4.28 б). Для варианта стандартной оценки сходимость существенно ниже $r=0,76$ (рис. 4.28 а).

На рис. 4.29 показаны примеры отклонения накопленной добычи нефти по сравниваемым вариантам расчетов по ряду скважин за весь период разработки объекта. Анализ рисунка подтверждает большую сходимость по разработанной методике.

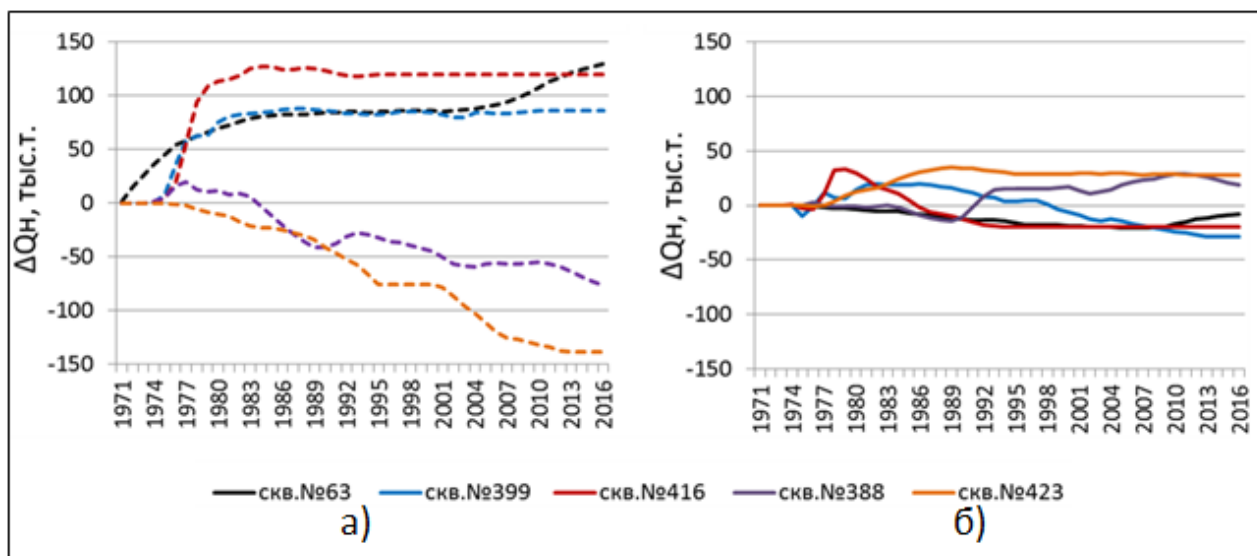


Рис.4.29. Сопоставление расхождений накопленной добычи нефти (ΔQ_n) высокодебитных скважин Гондыревского месторождения по вариантам расчетов а) при стандартном и б) модифицированном Кпр

Необходимо отметить, что лучшая сходимость расчетных и фактических показателей добычи нефти по предложенной методике получена в начальный момент разработки месторождения. Данный период можно охарактеризовать, как начальный период разработки

объекта, характеризующийся, как правило, безводной работой скважин, то есть происходит фильтрация одного флюида. При такой фильтрации целесообразно говорить об абсолютной проницаемости горной породы (именно той, которая напрямую определяется по петрофизическим исследованиям). При дальнейшей разработке месторождения, двухфазную фильтрацию флюида описывает и контролирует фазовая проницаемость. При этом наиболее адекватное значение $K_{пр}$ на поздних стадиях разработки месторождения определяется по результатам гидродинамических исследований, но такое определение проницаемости скорее можно отнести к динамической характеристике пласта, так как данное значение может изменяться с течением времени в результате проводимых геолого-технических мероприятий и изменением состояния призабойной зоны пласта. Определений $K_{пр}$ по ГДИ бывает недостаточно для корректного распределения $K_{пр}$ по площади и разрезу залежи. При построении трехмерной фильтрационной модели месторождения наиболее важно определить абсолютную проницаемость коллектора (статический параметр).

Использование предложенной методики при создании фильтрационной модели турнейского карбонатного объекта разработки Павловского месторождения

Практическое использование разработанной методики прогнозирования $K_{пр}$ для турнейских карбонатных отложений реализовано при построении трехмерной геолого-гидродинамической модели Павловского месторождения. Карбонатные продуктивные отложения представлены известняками мелкокомковатыми, комковато-детритовыми с признаками кавернозности и трещиноватости, с включениями сульфатов. Граничные значения K_p и $K_{пр}$ при определении ФЕС коллекторов составляют 7,5% и 0,6 мД соответственно. В описании керна по данному объекту указано, что доломиты характеризуются повышенной плотностью, что позволяет нам учесть параметр ρ как значимый при формировании пустотного пространства.

В гидродинамической модели объекта С1t воспроизведение истории разработки производилась с учетом результатов эксплуатации 356 скважины (из них 284 – добывающих, 72 – нагнетательных).

Выполнено два варианта расчета распределения $K_{пр}$ в трехмерной модели, по стандартной методике по данным ГИС $K_{пр}=0,0084*e^{0,5653*K_p}$, и по разработанной методике для каждого из классов пористости [42]. При построении трехмерного куба $K_{пр}$ по стандартной методике диапазон изменения показателя составляет 0,42-208,4 мД при среднем значении – 17,5 мД, по разработанной методике коэффициент проницаемости изменяется в пределах 0,42-160,0 мД, при среднем значении – 19,9 мД.

Сравнение схем распределений $K_{пр}$ по площади залежи для объекта С1t приведено на рисунке 4.30.

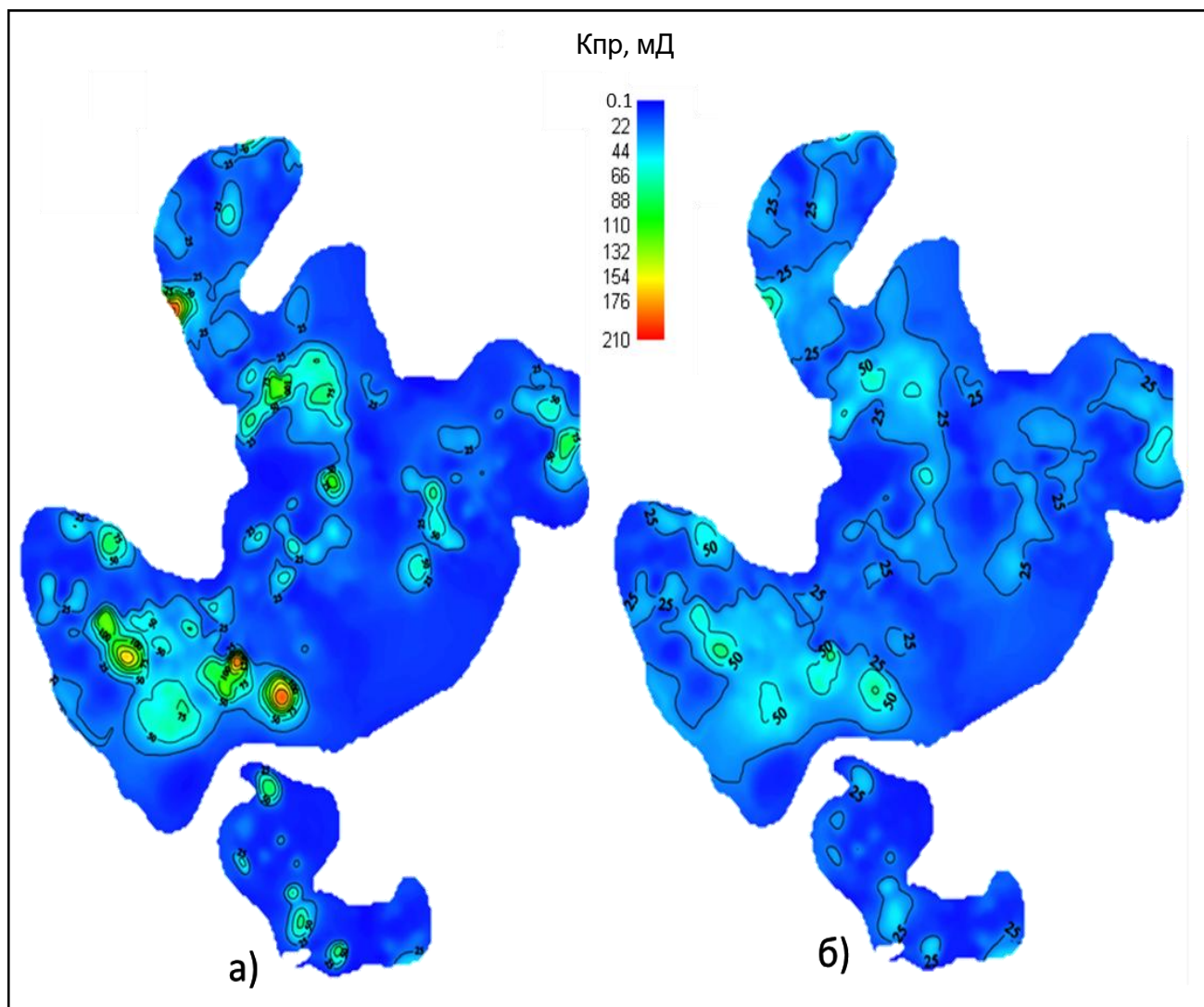


Рис. 4.30. Распределение $K_{пр}$ по площади залежи: а) по данным ГИС; б) модифицированное по предложенной методике

О характере суммарного отклонения добычи нефти рассматриваемых вариантов для отложений С1v Гондыревского и С1t Павловского месторождений можно судить по рис. 4.31, в котором рассмотрено изменение коэффициента корреляции между фактической и расчетной добычей нефти, в зависимости от величины накопленной добычи нефти по скважинам.

Для отложений С1t на всем временном диапазоне отмечается незначительное превышение коэффициента корреляции по авторской методике, что подтверждает ее работоспособность и для турнейских карбонатных коллекторов.

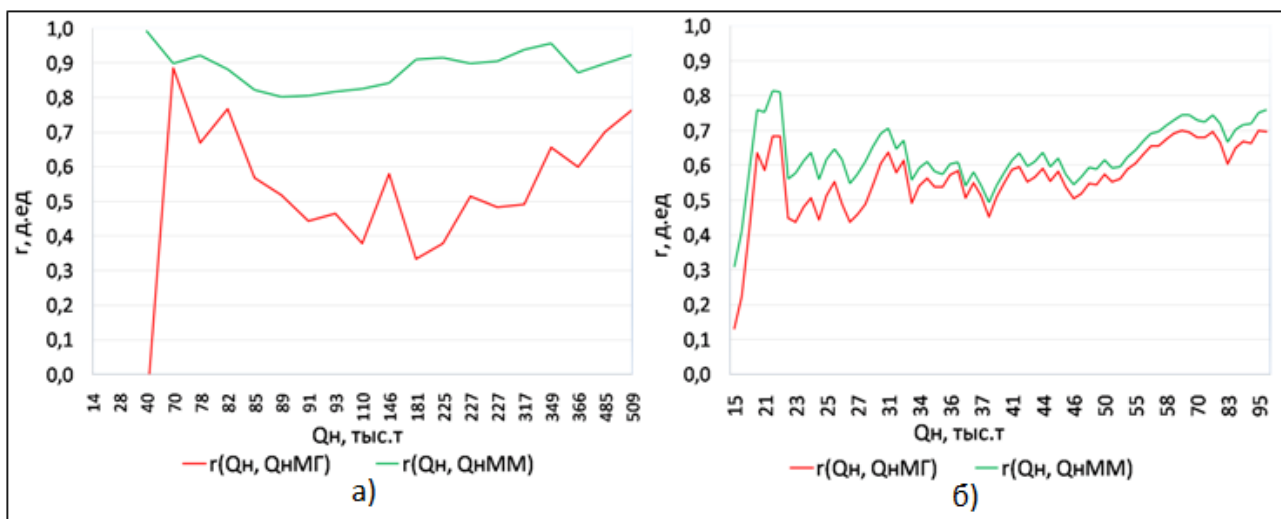


Рис. 4.31. Изменение значений парного накопленного коэффициента корреляции по высокодебитным скважинам: а) для терригенных отложений, б) для карбонатных отложений

При сравнении результатов расчетов можно сделать вывод, что разработанная методика повышает качество построений гидродинамических моделей. При сравнении коэффициентов корреляции, вне зависимости от величины накопленной добычи нефти по скважинам, отмечается более высокое значение r при расчете по авторской методике.

Таким образом, лучшая сходимость с фактической добычей установлена по расчету с модифицированным коэффициентом проницаемости. Это дает основание утверждать, что разработанная методика повышает качество моделирования ФЕС в межскважинном пространстве трехмерной залежи. Установлено, что комплексное использование петрофизических характеристик коллекторов способствует большей достоверности распределения остаточных извлекаемых запасов в объеме изучаемого объекта.

Разработанная методика прогнозирования $K_{пр}$ по совокупности параметров $K_{п}$ и ρ позволяет повысить качество построения трехмерных гидродинамических моделей как для терригенных визейских, так и для карбонатных турнейских отложений.

Заключение

В ходе выполнения работы получены следующие результаты и выводы:

1. Проанализированы методики определения коэффициента проницаемости пласта, раскрыта проблема совместного использования значений $K_{пр}$ (определенных разными методами) при гидродинамическом моделировании.
2. Рассмотрены и статистически проанализированы зависимости между $K_{п}$, ρ и $K_{пр}$ и установлено их сложное взаимовлияние на величину $K_{пр}$.
3. Обоснована необходимость комплексного использования коэффициента пористости и объемной плотности пород для терригенных и карбонатных

отложений Башкирского свода при прогнозировании коэффициента проницаемости.

4. Построены многомерные регрессионные модели прогноза коэффициента проницаемости, совместно учитывающие характеристики пористости и плотности пород для визейских терригенных и турнейских карбонатных отложений нефтегазовых месторождений Башкирского свода.
5. На основании разработанной методики созданы геолого-гидродинамические модели объектов разработки Гондыревского (С1v) и Павловского (С1t) нефтегазовых месторождений.

Разработанная автором методика прогнозирования $K_{пр}$ по совокупности параметров $K_{п}$ и ρ позволяет повысить качество построения трехмерных гидродинамических моделей как для терригенных визейских, так и для карбонатных турнейских отложений нефтегазовых месторождений Башкирского свода на начальном этапе адаптации фактических промысловых данных. Комплексное использование петрофизических характеристик пород при построении трехмерных геолого-гидродинамических моделей повышает их качество и обеспечивает лучшую достоверность оценки распределения остаточных извлекаемых запасов в объеме изучаемого объекта, что является важной задачей рациональной системы разработки нефтегазовых месторождений.

Список литературы

1. Абдулвагабов А.И. О режимах движения жидкостей и газов в пористой среде / А.И. Абдулвагабов // Известия вузов. – 1961ю - №2ю – (Нефть и газ)
2. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари ; пер. с англ. А. В. Королева, В. П. Костнера; под ред. М. М. Максимова. – 2-е изд., стереотип. – М. : Недра, 1982. – 407 с.
3. Айвазян С.А. Прикладная статистика и основы эконометрики. М.: Юнити. 2001.
4. Амикс Дж. Физика нефтяного пласта // Дж. Амикс, Д. Басс, Р.М. Уайтинг. – Гостоптехиздат, 1962.
5. Афифи А.А., Эйзен С.П. Статистический анализ. Подход с использованием ЭВМ. М.: Мир, 1982. 488 с.
6. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М., 1973. 344 с.
7. Бакиров А.А., Бордовская М.В., Ермолкин В.И. и др. Геология и геохимия нефти и газа: учебник для студентов вузов по специальности "Геология нефти и газа". - М. : Недра, 1993. - 288 с.
8. Барский М.Г., Коноплев А.В., Хронусов В.В., Кривошеков С.Н. Новый инструмент пространственного анализа геолого-геофизической информации - Template Analyst // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 8. С. 17-20.
9. Бетехтин А. Г. Курс минералогии : учебное пособие / А. Г. Бетехтин. — М. : КДУ, 2007. табл.
10. Бобров С.Е., Евдощук А.А., Розбаева Г.Л. Повышение точности прогноза проницаемости на основе выделения классов коллекторов и их изучения в объеме пласта Нх-І Сузунского месторождения// Нефтяное хозяйство. М., 2013. №2, С. 46-49.
11. Боганик В.Н., Медведев А.И., Медведева А.Ю., Пестрикова Н.А., Пестов В.В., Резниченко В.А., Ярметов В.Л. Методика перехода от средней керновой проницаемости к "истиной". // "Технологии ТЭК", Нефть и капитал, февраль 2005, №1.
12. Вероятность и математическая статистика: Энциклопедия. / Под ред. Ю.В. Прохорова. М.: Большая Российская энциклопедия, 2003. 912 с.
13. Вистелиус А. В. Основы математической геологии. Л.: Недра. 1980. 389 с.
14. Галкин В.И., Галкин С.В., Аношкин А.Н., Акимов И.А. Оценка возможностей определения коэффициентов извлечения нефти по обобщенным статистическим

- моделям(на примере Пермского края) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2007.– № 10.С.51-53.
15. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Репина В.А. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т.15, № 19. – С. 145–154.
 16. Галкин В.И., Растегаев А.В., Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур. – Екатеринбург, 2011. – 299 с.
 17. Галкин В.И., Репина В.А. Разработка статистической модели прогноза дебита нефти (на примере залежи пласта Тл2а одного из месторождений Башкирского свода) // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 11. - С. 111-113. Scopus
 18. Галкин В.И., Силайчева В.А. Разработка статистической модели прогноза коэффициента проницаемости по совокупности геологических и технологических показателей // Нефтепромысловое дело. 2013. №9. С. 10-12.
 19. Галкин В.И., Хижняк Г.П.О влиянии литологии на коэффициент вытеснения нефти водой //Нефтяное хозяйство.-2012г. №3- С.70-73.
 20. Галкин В.И., Шайхутдинов А.Н. Построение статистических моделей для прогноза дебитов по верхнеюрским отложениям Когалымского региона//Нефтяное хозяйство.- 2010г.№1-С.52-54.
 21. Галкин С.В., Поплаухина Т.Б., Распопов А.В., Хижняк Г.П. Оценка коэффициентов извлечения нефти для месторождений Пермского края на основе статистических моделей // Нефтяное хозяйство. М., 2009. №4, с.38-39.
 22. Геологическое строение Камско-Кинельской впадины в связи с нефтегазоносностью и угленосностью Пермского области / С.А. Винниковский [и др.] // Геология и нефтегазоносность Камско-Кинельских прогибов. – Казань: изд. Казан. Ун-та, 1970.
 23. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа / Б.Ю. Вендельштейн, Г.М. Золоева, Н.В. Царева и др. – М.: Недра, 1985. – 248 с.
 24. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин / Л. И. Померанц [и др.]. – М.: Недра, 1981. – 376 с.
 25. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1971. – 309 с.
 26. Гладких Е.А., Хижняк Г.П. Разработка модели для оценки коэффициента вытеснения нефти (на примере башкирских карбонатных отложений) // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 5. – С. 9-14.

27. Гладких Е.А., Хижняк Г.П., Галкин В.И. Оценка коэффициента вытеснения нефти на основе стандартных исследований керна месторождений Пермского края // Нефтяное хозяйство. – 2017. - № 8. – С. 90-93.
28. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа / учебное пособие, Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 99 с.
29. Гмурман В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика: Учебное пособие для вузов. — 10-е издание, стереотипное. — Москва: Высшая школа, 2004. — 479 с.
30. ГОСТ 26450.0-85 – ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. – М.: Госкомитет СССР по стандартам, 1985.
31. Дахнов А.В., И.Б. Крюкова. Повышение достоверности лабораторных определений коэффициента проницаемости по газу на образцах горных пород.
32. Девис Дж. Статистика и анализ геологических данных. – М.: Мир, 1977. – 353 с.
33. Девис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии. Кн. 1. – М.: Недра, 1990. – 319 с.
34. Девис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии. Кн. 2. – М.: Недра, 1990. – 426 с.
35. Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1983. 62. Дементьев Л.Ф. Системные исследования в нефтегазопромысловой геологии: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1988. – 204 с
36. Дементьев Л.Ф. Системные исследования в нефтегазопромысловой геологии: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1988. – 204 с.
37. Дементьев Л.Ф., Жданов М.А., Кирсанов А.Н. Применение математической статистики в нефтепромысловой геологии. – М.: Недра, 1977. – 255 с.
38. Дерюшев А.Б. О необходимости сопоставления геологических и гидродинамических характеристик залежей по данным трехмерного моделирования на примере продуктивного пласта Тл2-б Ножовского месторождения нефти // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 13. – С. 15–25.
39. Добрынин В.М. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Промысловая геофизика // учебник для вузов. – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004, 400 с.
40. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (физика горных пород) // учебник для вузов, 2-е издание – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004, 368 с.

41. Дополнение к технологической схеме разработки Гондыревского месторождения. Филиал ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. Пермь, 2015 г.
42. Дополнение к технологической схеме разработки Павловского месторождения. Филиал ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. Пермь, 2019 г.
43. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. М.: Издательский дом «Вильямс». 2007.
44. Дуркин С.М. Моделирование процесса разработки нефтяных месторождений (теория и практика) / учебное пособие, Ухта: УГТУ, 2014. – 104 с.
45. Елисеева И. И., Юзбашев М. М. Общая теория статистики: Учебник / Под ред. И. И. Елисеевой. — 4-е издание, переработанное и дополненное. — Москва: Финансы и Статистика, 2002. — 480 с.
46. Закиров Э. С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа / Э.С. Закиров ; под общ. ред. Н. А. Еремина. – М. : Грааль, 2001. – 302 с.
47. Иванов С.А., Скачек К.Г., Галкин В.И., Растегаев А.В., Шихов С.А. Исследование влияния геолого-технологических показателей на эффективность гидроразрыва пласта (на примере Повховского месторождения – пласта БВ8) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009.– № 10.–С.42
48. Каган К.Г., Самойленко А.Ю., Польская Н.Н., Чухнин Д.А. Научно-методическое сопровождение исследования терригенного объекта скважины 2Д методом ГДК-ОПК // журнал «Вестник ассоциации буровых подрядчиков», №2, 2016 – 32-36 с.
49. Каневская, Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р.Д. Каневская – Москва: Ижевск, 2003. – 127 с.
50. Косков, Б.В. Использование данных ГИС для оценки гидродинамических параметров продуктивных пластов. Тезисы докладов межрегиональной молодежной научной конференции Северэкотех. Ухта, 2002. с. 17-20.
51. Косков, Б.В. Оценка гидродинамической проницаемости продуктивных пластов верейских карбонатных отложений по данным ГИС для сопровождения постоянно действующих моделей нефтяных и газовых залежей / Б.В. Косков // Науч.-техн. Вестник «Каротажник». - Тверь, 2003. - Вып.107. - С. 123-129.

52. Кошовкин И.Н., Белозеров В.Б. Отображение неоднородностей терригенных коллекторов при построении геологических моделей нефтяных месторождений // Известия Томского политехнического университета. 2007. Т. 310. №2, С. 26-32.
53. Кричлоу Г. Б. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования / Г. Б. Кричлоу. – М. : Недра, 1979. – 303 с
54. Крылов, А.П. Проектирование разработки нефтяных месторождений / А.П. Крылов [и др.]; под ред. А.П. Крылова, Ю.П. Борисова, Н.М. Николаевского. – М.: Гостоптехиздат, 1962. –432 с.
55. Лагутин М.Б. Наглядная математическая статистика: Учебное пособие. М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2007. 472 с.
56. Леворсен А.И. Геология нефти и газ М.: Мир. 1970. 638 с.
57. Лысенко, В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко. – М.: Недра, 1987. – 247 с.
58. Лысенко, В.Д. Теория разработки нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко. – М.: Недра, 1993. – 312 с.
59. Лысенко, В.Д. Формулы для расчета процесса разработки нефтяной залежи / В.Д. Лысенко. – НТС Проблемы нефти и газа Тюмени, 1973, вып.30, С.34 – 38.
60. Мангазеев В.П., Белозеров В.Б., Кошовкин И.Н., Рязанов А.В. Методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора. // Нефтяное хозяйство. М., 2006, №5.
61. Математическое моделирование пластовых систем / методические указания тюменского отделения «СургутНИПИнефть», Тюмень: ОАО «Сургутнефтегаз» - 211 с.
62. Мелкишев О.А. Статистическое обоснование аналогов при вероятностной оценке плотности начальных суммарных ресурсов нефти (на примере визейского терригенного нефтегазового комплекса на территории Пермского края) // Нефтепромысловое дело. 2016. № 6. С. 48-51.
63. Моделирование разработки нефтяных месторождений на поздней стадии / В.И. Дзюба, В.Т. Никитин, В.З. Минликаев [и др.] // Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Состояние, проблемы и пути их решения. Материалы совещания. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – С. 424–433.
64. Николаев М.Н., Ермилов Е.В, Гнилицкий Р.А., Сагайдачная А.С., Кониенко С.А. Комплексирование исторических данных при обосновании пространственного распространения и фильтрационных свойств высокопроницаемых интервалов в

- разрезе пласов шеркалинской свиты Талинской площади // Нефтяное хозяйство. М., 2013, №3, С. 28-31.
65. Общая теория статистики: Учебник / Под ред. Р. А. Шмойловой. — 3-е издание, переработанное. — Москва: Финансы и Статистика, 2002. — 560 с.
66. Опыт применения методики оценки коэффициента нефтевытеснения при проектировании разработки нефтяных месторождений Пермского края / Хижняк Г.П., Поплаухина Т.Б., Галкин С.В, Ефимов А.А. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 8. – С. 42-45.
67. Особенности геологического строения и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов на территории Пермской области. – Шершнева К.С., Благиных Л.Л., Дулепов Ю.А. и др. – Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов. – М.: Наука, 1991. С. 79-84.
68. Оценка точности определения прогнозных запасов нефти в пределах Соликамской впадины// Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010.– № 7.– С.8-12.
69. Поморский Ю.Л. Методы статистического анализа экспериментальных данных: монография. – Л., 1960. – 174 с.
70. Поплыгин В.В., Галкин С.В. Прогнозная экспресс-оценка показателей разработки нефтяных залежей // Нефтяное хозяйство. М., 2011, №3, с.112-115.
71. Постоянно действующие геолого–математические модели месторождений. Задачи, возможности, технологии / Д.Н. Болотник, Е.С. Макарова, А.В. Рыбников [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №3. – С. 7–10.
72. Применение нейросетевых подходов в создании системы мониторинга технологических параметров скважин, эксплуатирующихся методом парогравитационного дренажа / О.В. Денисов, Р.Г. Гирфанов, Б.Ф. Закиев [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 4 (43). – С. 78 – 80.
73. Проблемы и принципы построения трехмерных геологических и гидродинамических моделей нефтяных месторождений / И.М. Салихов, А.М. Шавалиев, Р.Х. Низаев [и др.] // Нефтяное Хозяйство. – 2004. – № 7. – С. 23–26.
74. Путилов И.С., Галкин В.И. Применение вероятностного статистического анализа для изучения фациальной зональности турне-фаменского карбонатного комплекса Сибирского месторождения // Нефтяное хозяйство - 2007г. №9- С.112-114.
75. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений [Текст]: РД 153-39.0-047-00: утв. и введен в действие Минтопэнерго России приказом №63 от 10.03.2000.

76. Резванов Р.А., Смирнов О.А. Типизация коллекторов как средство повышения точности определения проницаемости. // Нефтяное хозяйство. М., 2013, №2, С. 42-45.
77. Репина В.А. Возможность учета плотности породы при моделировании проницаемости в геолого-гидродинамической модели нефтяных месторождений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, № 2. – С. 104–112.
78. Репина В.А. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти) / В.А.Репина, В.И.Галкин, С.В.Галкин // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 268-274. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268. Scopus, Web of Science
79. Силайчева В.А. Прогнозирование значения проницаемости по совокупности данных гидродинамических и геолого-геофизических исследований (на примере Батырбайского месторождения // Нефтегазовое и горное дело. 2012. №3 С. 26-29.
80. Справочник по математическим методам в геологии. / Д.А.Родионов, Р.И.Коган, В.А.Голубева и др. – М., Недра, 1987. – 335 с.
81. Сыртланов, В.Р. Некоторые аспекты геолого–гидродинамического моделирования крупных месторождений для проектирования и мониторинга разработки / В.Р. Сыртланов, Н.И. Денисова, Ф.С. Хисматуллина // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №5. – С. 70–74.
82. Сыртланов, В.Р. Опыт применения гидродинамического моделирования при мониторинге разработки месторождений / В.Р. Сыртланов, Д.М. Майсюк, Е.В. Лебедева // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2 – С. 54–57.
83. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа // Б.И. Тульбович. – М.: Недра, 1979.
84. Халимов Э.М. Детальные геологические модели и трехмерное моделирование // Нефтегазовая технология. Теория и практика. 2012, Т.7., №3.
85. Чернов Б.С., Базлов М.Н., Жуков А.И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов // М.: Государственное научно-техническое издание нефтяной и горно-топливной литературы, 1960 – 320 с.
86. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД // монография – М.: Наука, 1998 – 304 с.
87. Advances in core evaluation. Accuracy and precision in reserves estimation // Reviewed Proceedings of the First Society of Core Analysts European Core Analysis Symposium. – London, 1990. – 567 p.

88. Amanat, U. Chaudry. Oil well testing handbook / Advanced TWPERSON Petroleum Systems Inc. – Houston, 2004. – 525 p.
89. Analysis and interpretation of the water-oil ratio in waterfloods / C. Yortsos Yannis, Choi Youngmin, Yang Zhengming, C. Shah. Piyush // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5–8 October, San Antonio, Texas, 1997. – P. 413–434. DOI: 10.2118/38869-MS
90. Anisur Rahman N.M., Bin Akresh S.A., Al-Thawad F.M. Diagnosis and characterization of cross flow behind casing from transient-pressure tests // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 28–30 September, Houston, Texas, 2015. DOI: 10.2118/174999-MS
91. Chan K.S. Water control diagnostic plots. Paper SPE 30755 // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22–25 October, Dallas, Texas, 1995. – P. 755–763. DOI: 10.2118/30775-MS
92. Current water-control treatment designs / J.A. Dahl, P.D. Nguyen, E.D. Dalrymple, A.B. Rahimi // European Petroleum Conference, 16–18 November, Cannes, 1992. DOI: 10.2118/25029-MS
93. Davis J.C. Statistics and Data Analysis in Geology, 3Rd Edition. — John Wiley & Sons, 2002.
94. Djebbar, T., Erle C. Donaldson petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. – 2nd ed. – Elsevier, 2004. – P. 889
95. Fatai Anifowose, Abdulazeez Abdulraheem, Abdullatif Al-Shuhail. A parametric study of machine learning techniques in petroleum reservoir permeability prediction by integrating seismic attributes and wireline data // Journal of Petroleum Science and Engineering, February 2019, DOI: 10.1016/j.petrol.2019.01.110.
96. God Egbe, Dulu Appah. Water coning diagnosis using special analysis // 29th Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 1–3 August, Abuja, Nigeria, 2005. DOI: 10.2118/98816-MS
97. Gringarten Alain C. Well test analysis in practice // The Way Ahead. – 2012. – Vol. 08, iss. 02. – P. 10–14. DOI: 10.2118/0212-010-TWA
98. Hirsch M.W., Smale S. Differential equations. Dynamical Systems and Linear Algebra. – 1980. – 432 p.
99. Horne, R.N. Modern well test analysis: A computer Aided Approach, Petroway Inc., Palo Alto, CA, June 2006.
100. Hovadik J.M., Larue D.K. Static characterization of reservoirs: refining the concepts of connectivity and continuity // Petroleum Geoscience, Vol. 13 2007, pp. 195-211.
101. Introduction to data mining / Pang-Ning Tan, Michael Steinbach, Vipin Kumar. Boston : Pearson Addison Wesley, 2005, - 769 p.

102. Joseph J.A., Koederitz L.F. Unsteady-state spherical flow with storage and skin // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1985. – Vol. 25, iss. 06. DOI: 10.2118/12950-PA
103. Kaufman M.G. Statistical issues in the assessment of undiscovered oil and gas resources. – MITCEEPR. – 1992. – 30 p.
104. Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I., Kokurina V.V. Well-test interpretation in case of behind-the-casing crossflow // SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 28–30 October, Moscow, 2008. DOI: 10.2118/115323-MS
105. Lee J. Well testing. – SPE, Richardson, TX, Eleventh Printing, 2002. – 159 p.
106. Lehmann E.L. The Fisher, Neyman-Pearson theories of testing hypotheses: one theory or two // Journal of the American Statistical Association. – 1993. – Vol. 88, № 424. – P. 1242–1249. DOI: 10.2307/2291263.
107. Pore-scale characterization of carbonates using X-ray micro-tomography / C.H. Arns [and etc.] // Society of Petroleum Engineers Journal. – 2005. – Vol. 10, № 4. – P. 475–484.
108. Practical Multivariate Analysis, Fifth Edition / Abdelmonem Afifi, Susanne May, Virginia A. Clark : Chapman and Hall/CRC; 5 edition, 2011, - 537 p.
109. Salomon D. Data compression: the complete reference. – Springer: Verlag Inc., New York, 2004. – 1092 p. DOI: 10.1007/978-1-84628-603-2
110. Shchipanov, A.A., A new approach to deformable fractured reservoir characterization: case study of the Ekofisk field // A.A. Shchipanov, L. Kollbotn, L.M. Murguchev, K.O. Thomas. - Barcelona, 2010. - 995-1010 c.
111. Tang X., Chunduru R.K. Simultaneous inversion of formation shear-wave anisotropy parameters from cross-dipole acoustic-array waveform data // Geophysics. – 1999. – 64 (5). – P. 1502–1511. DOI: 10.1190/1.1444654
112. Tiab, D. Modern Core Analysis, Vol. 1 – Theory, Core Laboratories, Houston, Texas, May 1993, 200 pp.
113. Warren, J.E. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs / J.E. Warren, P.J. Root // Soc. Petrol. Eng. J, 1963.
114. Watson G.S. Statistic on spheres. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.
115. Yang Xin-She. Mathematical modeling for Earth Sciences. – Dunedin Academic Press ltd, 2008. – 310 p.
116. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics / AAPG. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.