

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

имени М.В. ЛОМОНОСОВА

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

На правах рукописи

Егорова Алена Дмитриевна

**Моделирование зон переходного насыщения углеводородами
неоднородных коллекторов путем комплексирования
петрофизических исследований образцов керна и интерпретации
геофизических исследований скважин (на примере карбонатных и
терригенных отложений Западно-Сибирской и Тимано-Печорской
провинций)**

Специальность 1.6.9 – Геофизика (технические науки)

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук, профессор
Калмыков Георгий Александрович

Москва – 2023

Оглавление

Введение	3
1. Капиллярная модель расчета коэффициента нефтегазонасыщенности.....	10
1.1 Краткая теория распределения флюидов в резервуаре.....	10
1.1.1 Переходная зона вода-нефть	11
1.1.2 Переходная зона нефть-газ.....	15
1.2. Методика моделирования нефтегазонасыщенности с использованием капиллярных моделей.....	16
1.2.1 Создание итоговой выборки кривых капиллярного давления.....	18
1.2.2 Выбор методики математической аппроксимации	19
1.2.3 Определение уровня зеркала чистой воды с учетом относительных фазовых проницаемостей.....	23
2. Классификационные признаки для построения капиллярных моделей.....	34
2.1. Общие сведения об исследуемых объектах.....	34
2.2 Типизация кривых капиллярных кривых изучаемых отложений.....	36
2.2.1 Макронеоднородности влияющие на вид капиллярных кривых.....	38
2.2.1 Микронеоднородности влияющие на вид капиллярных кривых	39
3. Модели переходных зон вода-нефть	59
3.1 Информация о тестовой выборке скважин целевых месторождений для опробования разработанных капиллярных моделей.....	59
3.2 Алгоритмы и результаты определения коэффициента начальной нефтенасыщенности на тестовых скважинах месторождений.....	60
3.2.1 Определение коэффициента начальной нефтенасыщенности в терригенных отложениях	68
3.2.2 Определение коэффициента нефтенасыщенности в карбонатных отложениях	71
3.3 Ограничения и возможности применения капиллярных моделей.....	80
4. Модели переходных зон нефть-газ.....	89
Заключение.....	98
Список сокращений	100
Список литературы	102

Введение

Актуальность темы исследования

Основой решения практически всех задач в нефтяной геологии является модель залежи: её геометрия и свойства. В настоящее время модель залежи представляет собой 3Д цифровую модель, где каждая ячейка характеризует её свойства. Для заполнения всех ячеек необходимы знания о закономерностях распространения таких свойств, как пористость (Кп) и нефтегазонасыщенность (Кнг). Если для расчёта коэффициента пористости разработаны множество методик и применяются различные геофизические методы его определения, то для оценки Кнг общепринятой является методика обработки данных электрометрии. Несмотря на широкое применение данной методики, она имеет ряд существенных ограничений и требуется наличие альтернативных подходов к расчету Кнг. Одним из ограничений является невозможность определения начального коэффициента нефтегазонасыщенности на длительно эксплуатируемых месторождениях с поддержанием пластового давления методом заводнения, что приводит к изменению удельного электрического сопротивления в продуктивных отложениях, не связанному со сменой характера насыщенности.

В связи с наличием многочисленных маломощных газонефтяных залежей особое внимание необходимо уделять части пласта с двухфазным характером притока – зоне переходного насыщения углеводородами, которая может занимать значительную часть этого пласта. Риски получения высокой обводненности продукции, неверной оценки коэффициента нефтегазонасыщенности и потенциала скважины по запасам приводят к необходимости разработки соответствующих гибких интерпретационных алгоритмов, с помощью которых появится возможность смоделировать переходную зону.

Для понимания строения и свойств переходной зоны, а также в качестве еще одного способа оценки Кнг используется капиллярная модель – функция зависимости коэффициентов водо-, нефте- и газонасыщенности от фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и положения коллектора по высоте залежи. Моделирование переходных зон насыщения является многостадийным процессом, для которого необходимо применять методики проведения лабораторных экспериментов, обработки и интерпретации петрофизических и геофизических данных, соответствующие особенностям целевого объекта.

Описание взаимосвязи между капиллярным давлением и степенью насыщенности флюидами зачастую является непростой задачей из-за сложных изменений свойств объекта по разрезу и площади, необходимости учёта его неоднородностей. В связи с этим возникает потребность в разработке капиллярных моделей, которые способны связать значения ФЕС,

определяемые геофизическими методами в разрезе скважин, и степень геологической неоднородности залежи с капиллярными свойствами пород.

Достоверно составленная капиллярная модель, органично связанная с индивидуальными геологическими и петрофизическими характеристиками коллекторов, позволяет корректно построить геологическую модель залежи. Такие актуальные модели могут успешно применяться для определения коэффициента нефтегазонасыщенности, использоваться при трехмерном моделировании межскважинного пространства, расчете объема нефтегазонасыщенных пород, геологических запасов углеводородов, а также динамических характеристик при построении гидродинамических моделей.

Степень разработанности

Значительный вклад в изучение капиллярных свойств коллекторов и строения переходных зон насыщенности внесли зарубежные и отечественные ученые.

В литературе опубликовано множество работ, посвященных построению и применению капиллярных моделей. Одна из первых и наиболее известных работ в этой области была представлена в 1952 году Лапласом и Юнгом, которые разработали математическую модель поверхностного натяжения и капиллярного давления. Эта модель позволяет объяснить явления, связанные с подъемом жидкости в узких капиллярах и пористых материалах.

В последующие годы были предложены различные модификации и расширения капиллярных моделей. Например, в работах Хэйла, Амикса и Дарси были разработаны модели, учитывающие влияние гравитации на движение жидкости в пористых средах.

Зарубежные авторы в середине прошлого века M.C. Leverett, R.H. Brooks, A.T. Corey, D. Bass, J.H.M. Thomeer в своих работах показали, что с использованием специальных капиллярных исследований на керне появляется возможность смоделировать водонасыщенность по высоте залежи.

В научных работах отечественных ученых – Ю.П. Желтова, С.Н. Закирова, Р.И. Медведского, Н.Н. Михайлова, Ш.К. Гиматудинова, Е.Е. Полякова Н.С. Гудок, Ю.Я. Большакова, Е.Ю. Большаковой, А.А. Ханина, И.Н. Кошовкина и других были рассмотрены особенности процесса вытеснения нефти водой в неоднородных пористых средах и расчета коэффициента нефтегазонасыщенности для целей подсчета геологических запасов.

В различные временные периоды, такие исследователи, как С.Д. Пирсон, В.И. Петерсилье, Ф.З. Большаков, С.И. Билибин, Т.Ф. Дьяконова, А.В. Хабаров, А.Н. Михайлов, Т.Г. Исакова, Е.О. Беляков, А.В. Колонских, М.К. Капралова, А.Г. Борисов и другие, занимались исследованием вопросов, связанных с моделированием нефтенасыщенности и структуры переходных зон.

Цель диссертационной работы заключается в разработке методики моделирования зон переходного насыщения углеводородами неоднородных коллекторов путем комплексирования

петрофизических исследований образцов кернa и интерпретации геофизических исследований скважин на примере карбонатных и терригенных отложений Западно-Сибирской и Тимано-Печорской провинций.

Задачи работы:

1. Рассмотреть особенности расчета и применения капиллярной модели для моделирования переходных зон нефтяных залежей типа вода-нефть на примере карбонатных и терригенных отложений месторождений Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций.

2. Классифицировать обширные капилляриметрические исследования кернa терригенных и карбонатных отложений изучаемых территорий.

3. Установить взаимосвязь результатов капилляриметрических исследований и геологических особенностей изучаемых объектов и геологических параметров коллекторов.

4. Разработать классификацию капиллярных моделей в соответствии со стратиграфической, литолого-фациальной принадлежностью пород, степенью сложности строения коллекторов и структурно-тектонической принадлежностью залежей.

5. Разработать методику расчета коэффициента нефтегазонасыщенности по капиллярным моделям с учетом наиболее значимых классификационных признаков для обобщения капилляриметрических исследований кернa.

6. По результатам сравнения коэффициентов нефтенасыщенности (K_n) по электрическим и капиллярным моделям установить области применения основных моделей насыщенности.

7. Разработать способ моделирования зон переходного насыщения в газонефтяных (нефтегазовых) залежах типа нефть-газ на основе соответствующих капилляриметрических исследований.

Объектом исследования стали залежи 26 пластов на 15 месторождениях Тимано-Печорской и Западно-Сибирской провинции и методы моделирования переходных зон насыщенности углеводородами в таких пластах.

Фактический материал и методы исследования

При работе над диссертацией использовались следующие комплексные петрофизические и литологические исследования кернa из 26 пластов на 15 месторождениях Тимано-Печорской и Западно-Сибирской провинции:

- Данные капиллярных исследований кернa в количестве 2720 образцов и исследований относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в количестве 92 образцов. Исследования включали в себя как исторические, так и новые эксперименты, проведенные в лаборатории МГУ имени М.В. Ломоносова.

- Результаты стандартных и специальных петрофизических исследований – 4569 образцов (исторические и новые).

- Данные лито-фациального анализа керна по 63 скважинам.

- Данные геофизических исследований скважин, включающие в себя стандартный и расширенный комплекс ГИС по 81 скважине.

- Результаты испытаний и разработки исследуемых месторождений по 52 скважинам.

В диссертационной работе описан и реализован комплексный подход к анализу геологической, петрофизической, геофизической и промысловой информации.

В содержательной части диссертационного исследования рассмотрены существующие на настоящий момент методические приемы создания капиллярных моделей отечественными и зарубежными учеными. Для решения поставленных задач проводилась предварительная обработка, статистический анализ и интерпретация обширных лабораторных исследований керна, геофизических исследований скважин, результатов разработки и испытаний на месторождениях. Были реализованы алгоритмы математической аппроксимации и статистического анализа.

Научная новизна работы

1. Предложены и обоснованы классификационные критерии для типизации капилляриметрических исследований керна по ряду основных геологических признаков: литологический тип отложений, тектоническая и стратиграфическая принадлежность, структурно-текстурные неоднородности геологического объекта.

2. В результате обобщения и анализа комплексных исследований керна установлено, что наиболее существенными факторами, влияющими на вид капиллярных моделей, являются: тип и однородность структуры порового пространства; тип смачиваемости поверхности пор; фильтрационно-емкостные свойства пород; свойства флюидов. Литологическая принадлежность, минеральный состав скелета, фациальная и структурно-тектоническая зональность определяют и объясняют формирование главенствующих для капиллярной модели свойств пород.

3. Разработана методика моделирования переходных зон с учетом типизации отложений по классификационным признакам. Показано, что дифференциация капиллярных моделей по выявленным главенствующим признакам дает возможность получить более достоверное распределение нефтенасыщенности по разрезу скважин.

4. На основе разработанных и проведенных лабораторных капилляриметрических исследований, моделирующих формирование газонефтяной переходной зоны с насыщением порового пространства тремя фазами (нефть, газ и вода), разработана методика расчета

изменения коэффициентов газо-, нефте- и водонасыщенности по разрезу газонефтяной части залежи.

Практическая значимость

Рассмотренный комплексный подход в анализе петрофизических, лито-фациальных, добычных характеристик пласта позволяет применять капиллярные модели для расчета Кнг с учетом геологических особенностей объекта. На основании разработанных капиллярных моделей появляется возможность обеспечить более высокую достоверность оценок Кнг по данным ГИС для трехмерного моделирования и подсчета запасов. Использование результатов работы позволит оценивать Кнг совместно с электрическими моделями расчета Кнг, что обеспечит точность результатов и позволит выявить недостатки той или иной модели для конкретных объектов исследования. на поисково-разведочных объектах до проведения лабораторных исследований керна. Проведенное моделирование переходных зон нефть-газ позволит учитывать их при планировании разработки нефтегазовых месторождений и оценивать коэффициенты газонасыщенности остаточной нефтенасыщенности в газовых шапках.

Теоретическая значимость

Разработанные капиллярные модели возможно использовать для восстановления истории заполнения залежей, гидродинамических исследований в качестве основы для моделирования. Полученные результаты специальных экспериментов на керне и моделирования капиллярных процессов позволят на более высоком теоретическом уровне проводить исследования по оценке толщины переходной зоны нефть-газ и коэффициента нефтегазонасыщенности.

Защищаемые положения:

На защиту выносятся следующие положения и результаты:

1. Принципы классификации капиллярных моделей, позволяющие выбрать тип капиллярной модели для объектов Тимано-Печорской провинции и Западно-Сибирской провинции на основе интегрированного анализа больших объемов геолого-геофизической информации, математических методов решения прямых задач геофизики и исследования связей физических и геологических характеристик объекта.

2. Методика выбора типа капиллярной модели с учетом выявленных геологических признаков позволяет более корректно рассчитывать коэффициенты нефтегазонасыщенности в переходных зонах. Разработанные капиллярные модели позволяют связать физические капиллярные свойства горных пород и геологическую неоднородность разреза с результатами геофизических исследований скважин для обоснования строения залежей углеводородов и расчета коэффициента нефтегазонасыщенности.

3. Методика отдельного расчета коэффициентов нефти-, газо- и водонасыщенности в переходной зоне нефть-газ по капиллярной модели на основе лабораторного петрофизического изучения капиллярных свойств горных пород в соответствующей пластовой системе.

Апробация работы и степень достоверности

Основные научные положения и результаты исследований по теме диссертационной работы докладывались на технологическом форуме по петрофизике, исследованиям ядра и пластовым флюидам, геомеханике, Тюмень, 2020; научной конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа», Москва 2021; на Всероссийской конференции «Геологоразведка на нефть и газ 2022: тренды, вызовы, решения», Тюмень 2022; на IV Ежегодной корпоративной научно-технической конференции «Исследования скважин: целеполагание, технологии, эффект», Уфа, 2022; технологическом форуме КНИПИ по петрофизике, лабораторным исследованиям ядра и пластовых флюидов, геомеханике, Тюмень 2022; всероссийской конференции ТО ЕАГО «Петрофизика XXI: Cognosce te Ipsum», Тюмень, 2023.

Все материалы лабораторных исследований ядра получены на современном оборудовании, прошедшем метрологическую экспертизу. Обработка и интерпретация материалов выполнена в современном программном обеспечении с применением актуальных математических алгоритмов.

Сопоставление результатов моделирования произведено с экспериментальными данными. Результаты расчетов Кнг и толщин переходных зон согласуются с данными, полученными при разработке месторождений, с независимыми методами определения коэффициента нефтегазонасыщенности.

Публикации

Научные результаты опубликованы в 6 статьях в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ по специальности 1.6.9. Геофизика (технические науки).

Личный вклад автора

Автор участвовала в планировании и отборе образцов для лабораторных капилляриметрических и петрофизических исследований в лаборатории МГУ имени М.В. Ломоносова, которые составили основу научной работы.

В рамках исследования автором проводилась комплексная интерпретация разномасштабных геолого-геофизических данных: петрофизических исследований ядра, лито-фациального описания разреза, структурно-тектонического районирования, каротажных данных и промысловых данных по разработке объектов. Обработка данных, все расчеты и анализ полученных результатов были выполнены автором самостоятельно.

Автор принимала непосредственное участие в разработке и опробовании методик моделирования переходных зон и расчета коэффициента нефтегазонасыщенности по капиллярным моделям.

Подготовка к публикации полученных результатов в научных трудах проводилась совместно с соавторами, причём вклад соискателя был определяющим. Автор принимала активное участие в постановке научных задач, проведении лабораторных исследований, разработке теоретических моделей, анализе полученных материалов и предоставлении их в печать. Автором была проведена значительная работа над текстом статей, а также представление их в архив и редакции журналов и переписка с редакторами и рецензентами.

Благодарности

В первую очередь, автор выражает благодарность своему научному руководителю профессору Калмыкову Георгию Александровичу за ценные советы по структуре и содержанию диссертации.

Автор также очень признательна профессору Дьяконовой Татьяне Федоровне за научные консультации, помощь в подготовке публикаций и докладов по результатам исследований. Автор благодарит Исакову Татьяну Геннадиевну за привлечение и совместную работу в производственных и научно-исследовательских проектах, которые во многом сформировали диссертанта как специалиста в области петрофизики и промысловой геофизики.

Автор признательна Белохину Василию Сергеевичу, Калмыкову Антону Георгиевичу, Коточковой Юлии Александровне и Чуркиной Валерии Вадимовне за ценные советы и помощь при подготовке диссертации. Отдельно автор благодарит членов своей семьи за поддержку и терпение на всех этапах подготовки работы.

1. Капиллярная модель расчета коэффициента нефтегазонасыщенности¹

1.1 Краткая теория распределения флюидов в резервуаре

В поровом пространстве коллекторов находятся нефть, газ и вода. Распределение этих жидкостей и газа в породах во время формирования нефтяной залежи контролируется в основном силами гравитации и капиллярными эффектами [Амикс и др., 1962]. Распределение флюидов по высоте залежи происходит согласно капиллярно-гравитационной теории [Большаков, 1995, Большакова, 2006, Амикс и др., 1962; Баренблатт и др., 1984, Гиматудинов, 1971; Котяхов и др., 1977; Маскет, 2004; Мирзаджанзаде и др., 1992].

Под действием силы тяжести углеводороды меньшей плотности всплывают в верхнюю часть залежи. Под действием капиллярных сил жидкая фаза, смачивающая поверхность пород, препятствует гравитационному распределению несмачивающей фазы в пористой среде. Как правило, вода избирательно лучше смачивает породу, чем нефть и газ. В свою очередь жидкие углеводороды смачивают поверхность пород лучше, чем газ.

В результате всего, внутри нефтяной залежи формируется сложное вертикальное распределение газа, нефти и воды в зонах контакта двух флюидов [Амикс и др., 1962, Волков и др., 1968, Капралова, Каналин, 1980; Дюнин, 2003; Михайлов, 2008]. На рисунке 1.1 показано типичное распределение газа, нефти и воды в куполообразных залежах.

На схематическом рисунке 1.1а представлена нефтяная залежь, в которой присутствуют две фазы – жидкая фаза (нефть) и газообразная фаза (природный газ). Газ заполняет верхнюю часть залежи и образует газовую шапку. Нефть занимает среднюю часть пласта и подстилается водой. В этом случае, как видно из приведенной схемы, образуются газонефтяная и водонефтяная переходные зоны. Эти зоны представляют собой области переменной насыщенности фаз, смачивающих и не смачивающих поверхность пород. Связанная вода содержится и в газовой шапке, и в нефтяной части залежи. В подобных месторождениях природный газ находится как в свободном состоянии, насыщая поровое пространство газовой шапки, так и в растворенном виде.

¹ При подготовке данного раздела диссертации использованы следующие публикации, выполненные автором лично или в соавторстве, в которых, согласно Положению о присуждении ученых степеней в МГУ, отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

31. Егорова А.Д., Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Кристя Е.Е., Бронскова Е.И., Дорофеев Н.В., Конорцева Е.А., Калмыков Г.А. Капиллярная модель – комплексное геолого-петрофизическое представление залежи при подсчете геологических запасов углеводородов // Георесурсы. 2023. Т. 25, № 2. С. 150–160. Wos (1,155 п.л., авторский вклад 70%). Импакт-фактор SGR 2022: 0,503 (Q2).

В случае отсутствия газовой шапки между нефтяной и водной частями залежи имеется только водонефтяная переходная зона [Амикс и др., 1962].

На рисунке 1.1б показана схема газовой залежи. В данном случае газовая часть пласта подстилается газовой переходной зоной и водой. В порах газовой части пласта содержится связанная вода. По мере углубления в переходную зону содержание связанной воды возрастает. Так как в подобных месторождениях нефти нет, газ не является попутным.

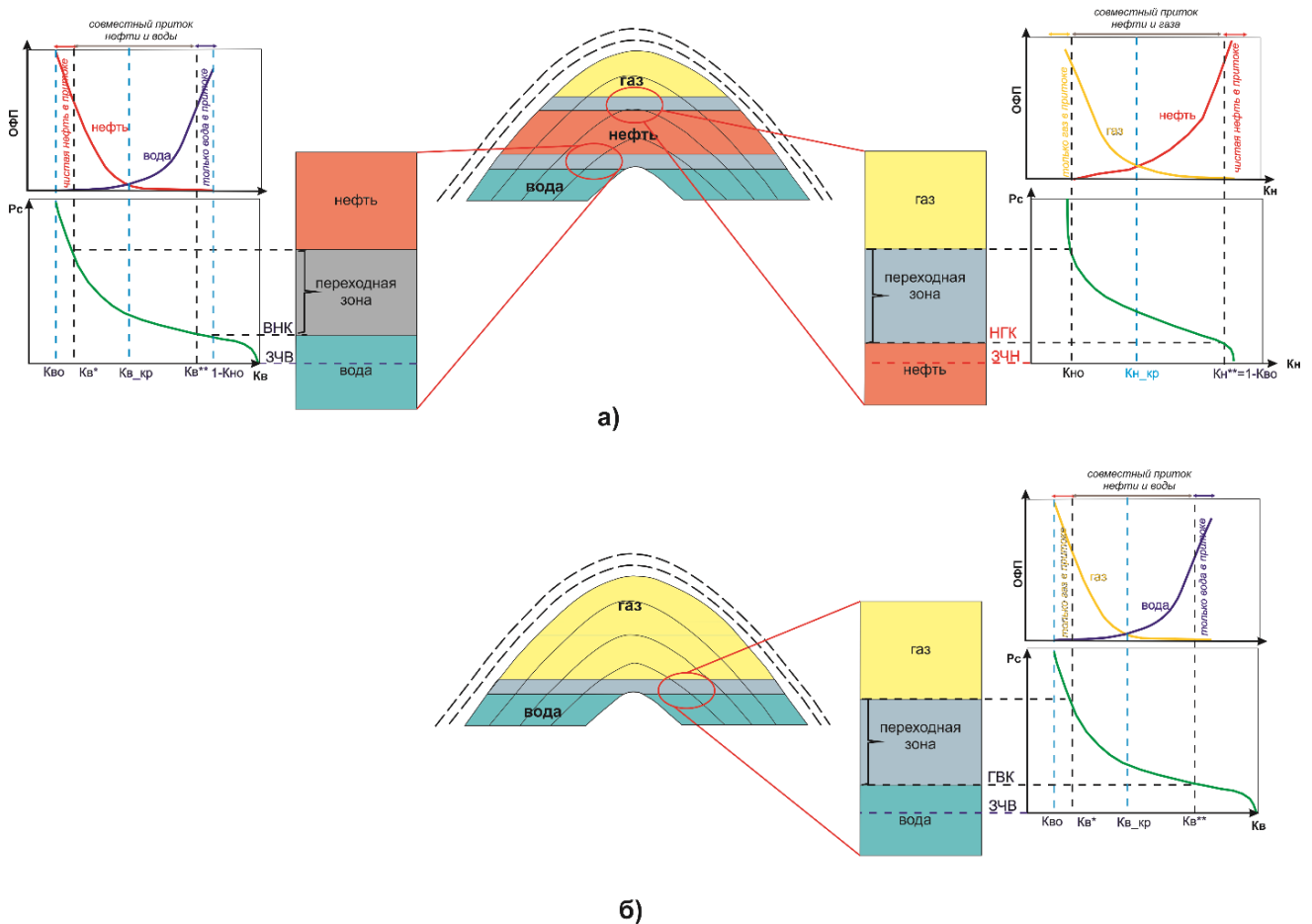


Рисунок 1.1. Распределение жидкостей и газа в залежах различного типа:
а) нефтегазовая залежь б) газовая залежь

Таким образом существуют три типа переходных зон в нефтегазовой залежи: переходная зона вода-нефть, вода-газ и нефть-газ.

1.1.1 Переходная зона вода-нефть

Рассмотрим подробнее физические основы использования капиллярных моделей для расчёта коэффициента нефтегазонасыщенности на примере нефтяных массивных залежей.

Когда нефть проникает в пористое пространство, на границе контакта с водой возникает разность давлений, обусловленная капиллярным давлением (Pc) [Тиаб, Доналдсон, 2009]:

$$P_c = P_n - P_v,$$

где P_n – давление в нефтяной фазе

P_v – давление в водной фазе.

Капиллярное давление будет положительным, то есть давление внутри нефтяной фазы превышает давление внутри воды, если смачиваемость поверхности капилляров гидрофильная. В таком случае поверхность контакта между нефтью и водой будет вогнутой в сторону водной фазы. Если же порода обладает гидрофобными поверхностными свойствами, то капиллярное давление становится отрицательным. [Donaldson, 1969; Беляков, 2018].

Выражение для капиллярного давления в зависимости от поверхностных свойств имеет вид [Тиаб, Доналдсон, 2009, Jennings, 1987]:

$$P_c = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{R}$$

где P_c – капиллярное давление, σ – поверхностное натяжение, θ – угол смачивания стенки капилляра, R – радиус капилляра.

Из представленного уравнения следует вывод, что капиллярное давление зависит от поверхностных свойств (числитель) и размера капилляров (знаменатель).

Для случая, когда фазы находятся в равновесии и не движутся, капиллярное давление должно быть уравновешено гравитационными силами обусловленными разностью плотностей флюидов.

Разность плотностей флюидов отражается в виде гравитационных сил и давления вытеснения [Большаков, 1995]:

$$P_{\text{выт}} = (\delta_v - \delta_n) \cdot g \cdot \Delta H_{\text{зчв}},$$

где $P_{\text{выт}}$ – давление вытеснения, δ_v – плотность воды, δ_n – плотность нефти, g – ускорение свободного падения, $\Delta H_{\text{зчв}}$ – высота над зеркалом чистой воды.

Исходя из формул для капиллярного давления и давления вытеснения высота капиллярного подъёма будет увеличиваться:

- при увеличении поверхностного натяжения на контакте двух несмешивающихся фаз,
- при уменьшении краевого угла смачивания, то есть при увеличении гидрофильности поверхности капилляра,
- при уменьшении радиуса капилляров, то есть при ухудшении ФЕС коллекторов,
- при уменьшении разницы в плотностях флюидов.

На рисунке 1.2 представлена схема, иллюстрирующая влияние капиллярного давления на распределение нефти и воды в поровом пространстве коллектора. При превышении капиллярного давления над давлением вытеснения нефть не сможет вытеснить воду из пор, если же давление вытеснения больше капиллярного нефть сможет заполнить поровое пространство [Кузнецова, 2016, Беляков, 2018].

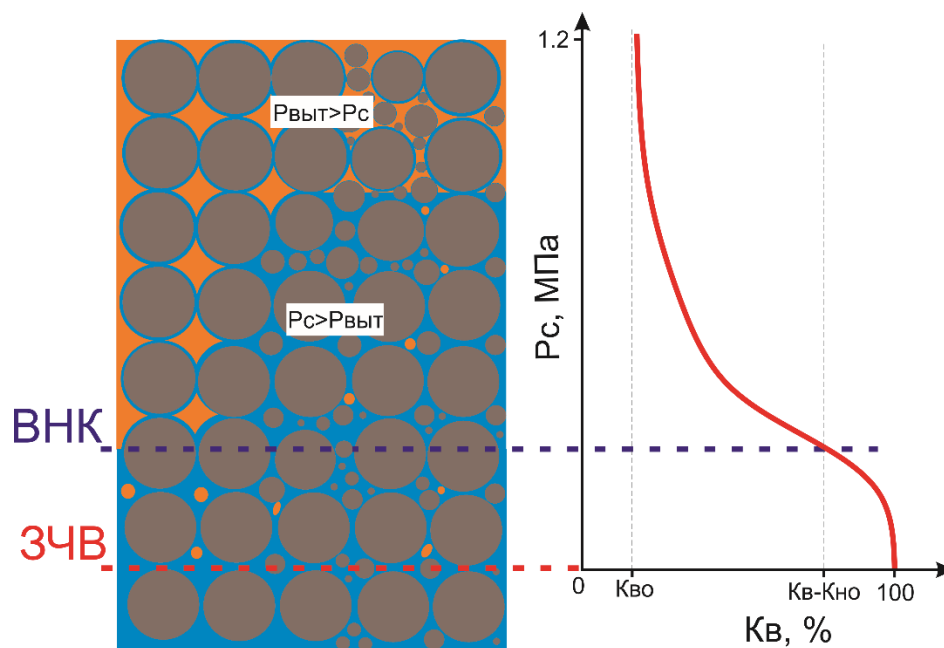


Рисунок 1.2. Схема однородного по свойствам резервуара, в котором показано влияние капиллярного давления и давления вытеснения на распределение флюидов (нефти и воды)

Учитывая, что межфазовое натяжение и угол смачивания являются постоянными для каждой конкретной залежи, коэффициент нефтенасыщенности в каждой точке по глубине будет определяться радиусом капилляра, то есть фильтрационно-емкостными свойствами и высотой коллектора над зеркалом чистой воды:

$$K_n = f(\Delta H_{\text{ЗЧВ}}, K_p, K_{\text{пр}})$$

В соответствии с широко принятыми концепциями, в нефтяных залежах, где гравитационное перераспределение флюидов завершено, снизу-вверх можно выделить следующие зоны [Петерсилье, 1982, Михайлов, 2012; Изидин, 2017]:

1. Зона 100% водонасыщенности – часть разреза ниже зеркала чистой воды – уровень, где капиллярное давление $P_c = 0$ МПа. Ниже этого уровня остаточная нефтенасыщенность равна нулю, все поровое пространство занято водой ($K_{\text{но}} = 0\%$, $K_v = 100\%$).

2. Зона остаточной нефтенасыщенности – часть объема нефтенасыщенного пласта, где K_n увеличивается от нуля на уровне ЗЧВ, практически до значения остаточной нефтенасыщенности $K_{\text{но}}$ на уровне водонефтяного контакта. Водонасыщенность уменьшается от 100% до $1 - K_{\text{но}}$. При испытаниях такого интервала получают притоки чистой воды.

3. Переходная зона – часть объема нефтеносного пласта, при испытании которого получают двухфазные притоки нефти и воды. Водонасыщенность в этой зоне изменяется от $K_v^{**} = 1 - K_{\text{но}}$ на уровне ВНК до K_v^* (K_v при котором вода уже не будет формировать непрерывный поток) на верхней границе зоны двухфазной фильтрации. Толщина переходной зоны меняется от первых метров в коллекторах с высокой проницаемостью до нескольких десятков метров в коллекторах с низкой проницаемостью.

4. Зона безводной нефти или зона однофазного притока нефти – часть объема нефтеносного пласта при $K_v < K_v^*$, в которой также можно выделить зону однофазной фильтрации нефти при наличии свободной воды в порах и зону предельной нефтенасыщенности с коэффициентом максимальной нефтенасыщенности – $K_{н.макс} = 1 - K_{во}$.

Проблема исследования переходных зон является актуальной для различных типов коллекторов, включая разнообразные литологические составы, структуры порового пространства, свойства смачиваемости и другие геологические особенности. В коллекторах, которые характеризуются широким спектром фильтрационно-емкостных свойств, толщина интервала двухфазного притока может достигать значительных размеров, вплоть до нескольких десятков метров. Поэтому необходимо проводить корректную оценку $K_{нг}$ в процессе геологического и гидродинамического моделирования, чтобы повысить достоверность прогноза подсчетных параметров и показателей разработки [Большаков, 2006, Михайлов, 2012].

Как отмечено в работе Кузнецовой Я.В. [Кузнецова, 2016]: «в пластах с низкой анизотропией фильтрационно-емкостных свойств, увеличение коэффициента нефтенасыщенности происходит по направлению снизу-вверх. В неоднородных пластах, где чередуются участки с различными фильтрационно-емкостными свойствами, коэффициент нефтенасыщенности уменьшается вверх по разрезу, если менее проницаемый пропласток расположен над более проницаемым. В пластах с высокой анизотропией фильтрационно-емкостных свойств, переходная зона имеет интервалы с разными коэффициентами нефтенасыщенности и значениями относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде, которые определяются контрастностью коэффициентов пористости и проницаемости. В соответствии с капиллярно-гравитационной концепцией перераспределения флюидов в поровом пространстве коллектора, зоны с одинаковыми фильтрационно-емкостными свойствами, находящиеся на одинаковом расстоянии от зеркала чистой воды, имеют одинаковые значения коэффициента нефтенасыщенности», что показано на рисунке 1.3.

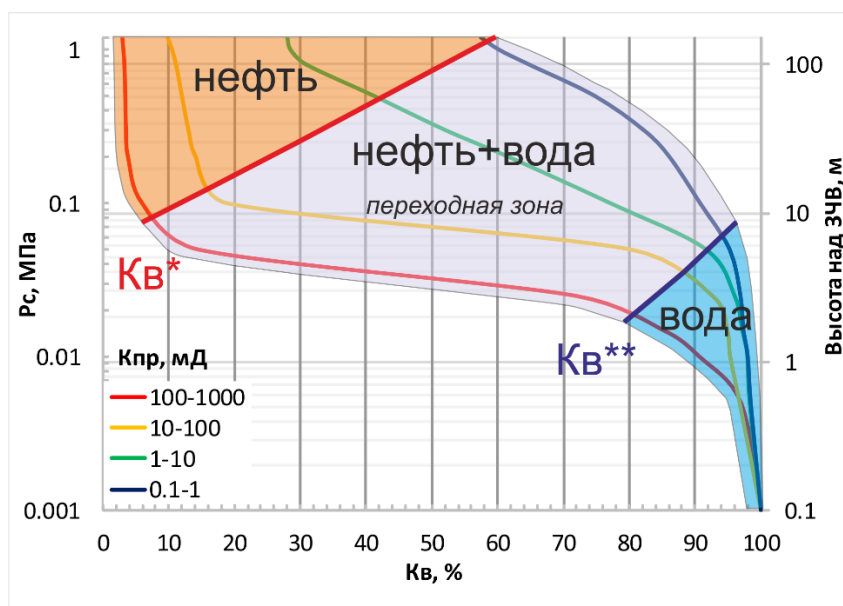


Рисунок 1.3. Схематическое изображение нефтяной залежи, где кривые капиллярного давления отображают различные ФЕС пласта и, результаты состава притока

1.1.2 Переходная зона нефть-газ

Газонефтяная переходная зона – зона между нефтяной и газовой частью пласта, ее строение определяется равновесием гравитационных и капиллярных сил, в этой зоне в свободном состоянии будет присутствовать газ и нефть, а в связанном состоянии – нефть и вода [Михайлов, 1992]. Переходная зона газ-нефть имеет меньшую толщину по сравнению с водонефтяной переходной зоной из-за большой разницы в плотностях нефти и газа по сравнению с зоной вода-нефть из-за близости плотностей воды и нефти [Гиматудинов, Ширковский, 1982].

Когда газ попадает в нефтенасыщенное поровое пространство, на контакте нефти и газа возникает разность давлений, обусловленная капиллярным давлением [Abhijit, 2016]:

$$P_c = P_g - P_n,$$

где P_g – давление в газовой фазе, P_n – давление в нефтяной фазе.

Капиллярное давление препятствует газу вытеснить нефть из капилляров, то есть противодействует гравитационным силам – давлению вытеснения:

$$P_v = (\delta_n - \delta_g) \cdot g \cdot \Delta H_{зчн},$$

где P_v – давление вытеснения, δ_n – плотность нефти, δ_g – плотность газа, g – ускорение силы тяжести, $\Delta H_{зчн}$ – высота над зеркалом чистой нефти – уровень, на котором капиллярное давление равно нулю.

На рисунке 1.4 представлена схема, иллюстрирующая влияние капиллярного давления на распределение газа, нефти и воды в поровом пространстве коллектора. Остаточная не вытесняемая вода всегда будет присутствовать в порах. Если капиллярное давление превышает давление вытеснения, то капилляр остается насыщенным нефтью и остаточной водой. В случае,

когда давление вытеснения превышает капиллярное давление, газ может мигрировать в поровое пространство.

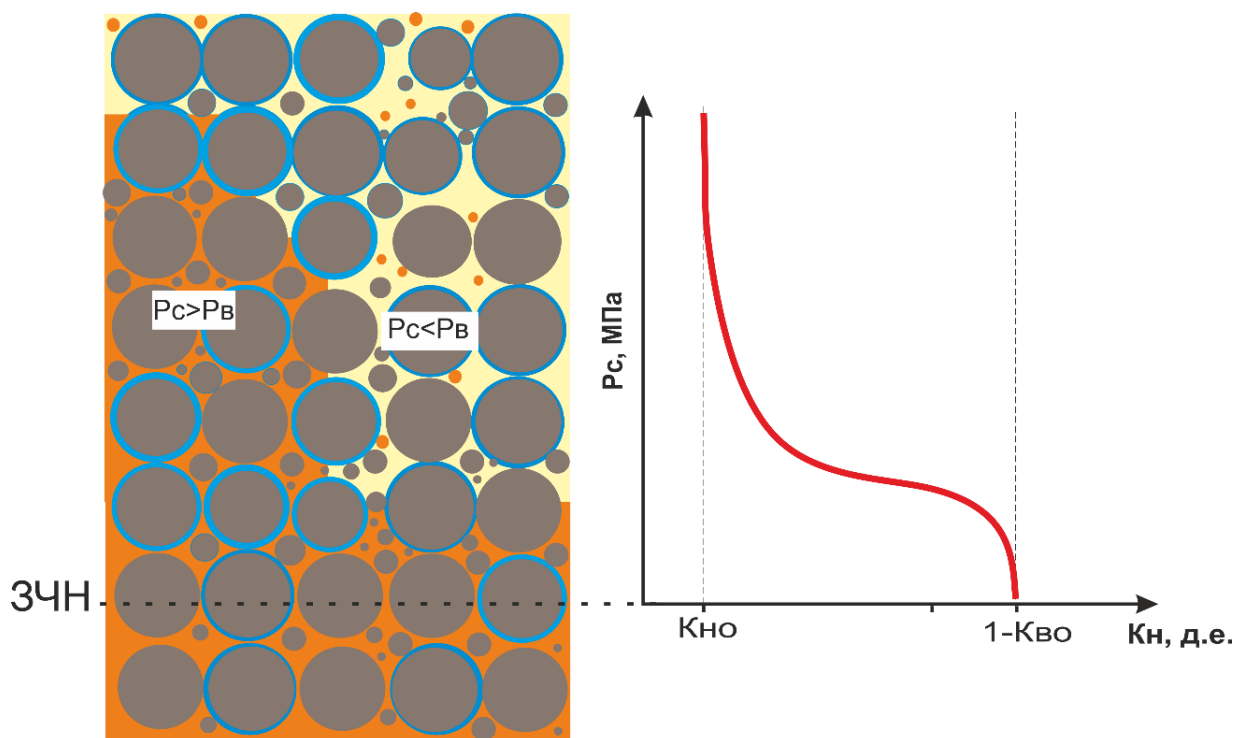


Рисунок 1.4. Схема однородного по свойствам резервуара, в котором показано влияние капиллярного давления и давления вытеснения на распределение флюидов (нефти и газа)

Согласно капиллярно-гравитационной теории, в нефтегазовой части залежи величины коэффициента нефтенасыщенности определяются величиной радиуса капилляра, то есть фильтрационно-емкостными свойствами – его пористостью (K_p) и проницаемостью ($K_{пр}$) и высотой над зеркалом чистой нефти ($\Delta H_{ЗЧН}$):

$$K_n = 1 - K_{во} - K_g = f(\Delta H_{ЗЧН}, K_p, K_{пр})$$

1.2. Методика моделирования нефтегазонасыщенности с использованием капиллярных моделей

Капиллярная модель на данный момент активно применяется при подсчете геологических запасов углеводородов [Билибин и др., 2006; Дьяконова и др., 2000; Хабаров, 2010], 3Д-геологическом моделировании залежей и в гидродинамических моделях с целью прогноза разработки месторождений.

В данной главе будет рассмотрен порядок и особенности моделирования нефтегазонасыщенности с использованием капиллярных моделей для нефтяных залежей, подстилаемые водой. Моделирование газонефтяной переходной зоны подробно рассмотрено в главе 4.

В основе моделирования переходных зон и построения капиллярной модели насыщенности лежат лабораторные эксперименты, отражающие капиллярные свойства изучаемых пород. Главной целью экспериментов является восстановление процесса формирования залежи – вытеснение воды из порового пространства вследствие миграции углеводородов [Гудок, 2007; Добрынин и др., 2004]. В настоящий момент используются основные три метода измерения капиллярного давления на цилиндрических образцах керна: 1) капилляриметрический метод – вытеснение флюида через пористую полупроницаемую мембрану; 2) применение центробежной силы для вытеснения с использованием ультрацентрифуги; 3) нагнетание ртути – ртутная порометрия [Вознесенский, 1969; Гороян и др., 1978; Гудок и др., 1970; Тиаб, Доналдсон, 2009; МакФи и др., 2018].

По результатам исследований керна для описания капиллярных свойств коллектора и распределения пор по размерам используется кривая капиллярного давления (ККД). По оси ординат откладывается капиллярное давление; по оси абсцисс – водонасыщенность, которая сохраняется при этом (Рисунок 1.5).

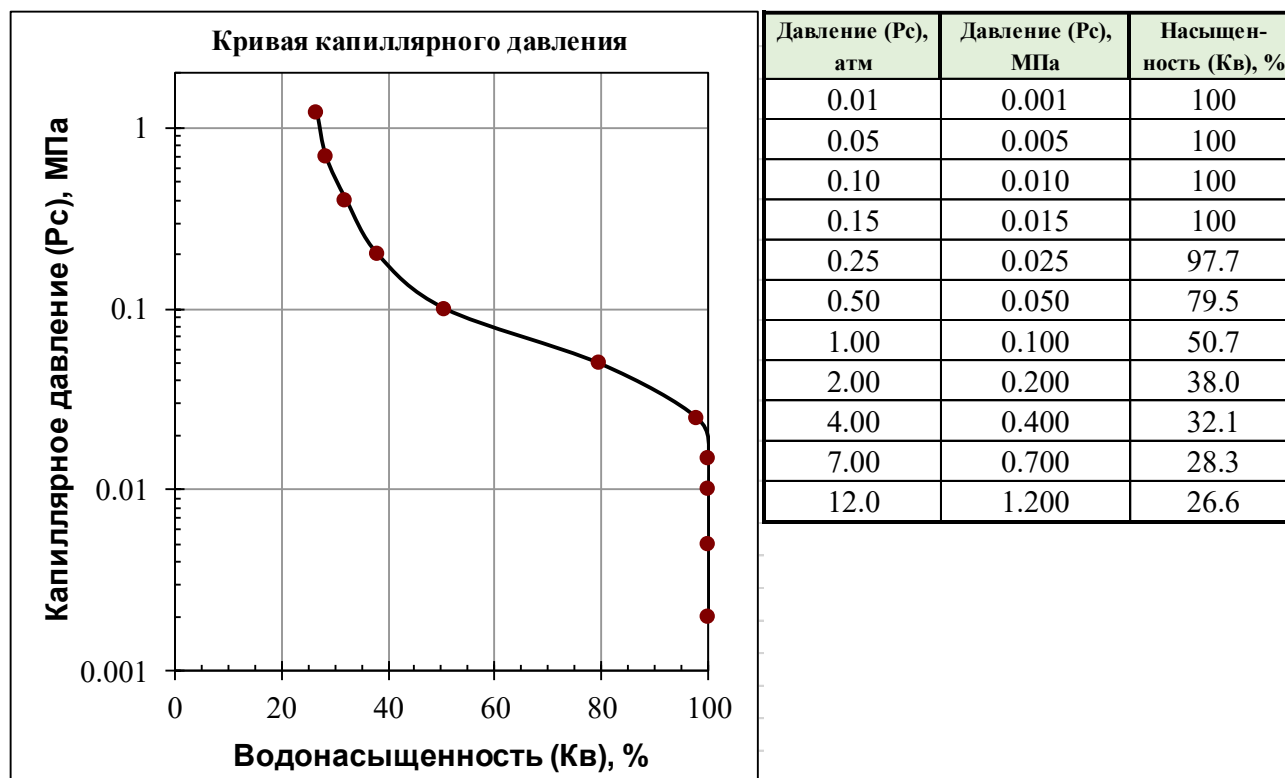


Рисунок 1.5. Кривая капиллярного давления, полученная на единичном образце керна

Неоднородное распределение фильтрационно-емкостных характеристик пласта приводит к разнообразию капиллярных свойств, что отражается в различных формах кривых капиллярного давления для образцов, взятых с разных участков пласта (Рисунок 1.6). В связи с этим возникает потребность в разработке капиллярных моделей, которые способны связать значения ФЕС,

определяемые геофизическими методами в разрезе скважин, и степень геологической неоднородности с капиллярными свойствами пород.

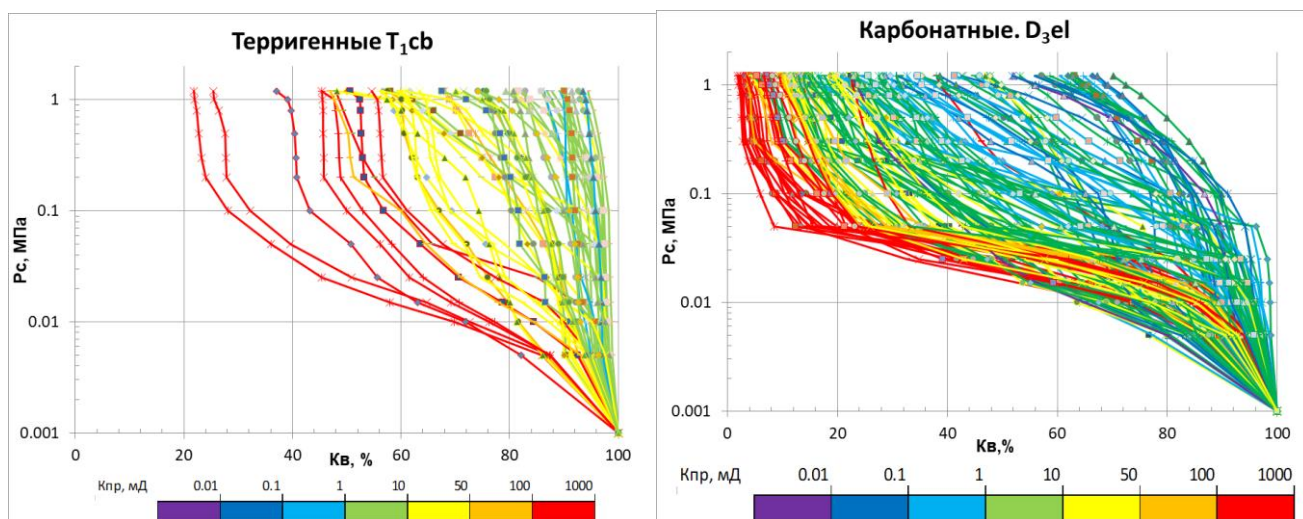


Рисунок 1.6. Пример кривых капиллярного давления с разными ФЕС и литологией в пределах одного пласта

1.2.1 Создание итоговой выборки кривых капиллярного давления

На первом этапе построения капиллярных моделей расчета коэффициента насыщенности проводится создание итоговой выборки экспериментальных данных капилляриметрии и классификация кривых капиллярного давления.

Предварительная обработка всех кривых капиллярного давления, состоит из следующих этапов:

- 1) Отбраковка кривых капиллярного давления. Без выполнения этого очень важного этапа, работать с рядовыми капиллярными кривыми не рекомендуется. Основной вывод по этому этапу – создание исходной представительной выборки ККД. Отбраковка происходила по следующим критериям:
 - Вначале проводится построение всех кривых для одного объекта по всему массиву скважин, для цветовой шкалы лучше использовать коэффициент проницаемости (Кпр), так как этот параметр лучше отражает капиллярные свойства.
 - При визуальном анализе выделяются выбивающиеся из общего массива кривые – кривые с искаженной формой, нетипичным изменением Кв с увеличением давления, помечаются кривые с несоответствием свойств и вида ККД (например, образец с $K_{пр} > 100$ попадает в область с $K_{во}$ больше 70 %)
 - Для таких кривых необходимо посмотреть на примечания к ним в измерениях ФЕС и капилляриметрии (примечание о повреждениях, трещинах и т.д.).
 - Провести анализ этих кривых с использованием ГИС, выделить отдельные литотипы и пласты, которые можно будет выделить в отдельные группы

- Если предыдущие шаги не выполнены, то отбраковка проводится из-за нарушения физической логики (возможно была потеря капиллярного контакта при измерениях, что трудно обнаружить при измерениях).

Пример проведения процедуры отбраковки представлен на рисунке 1.7.

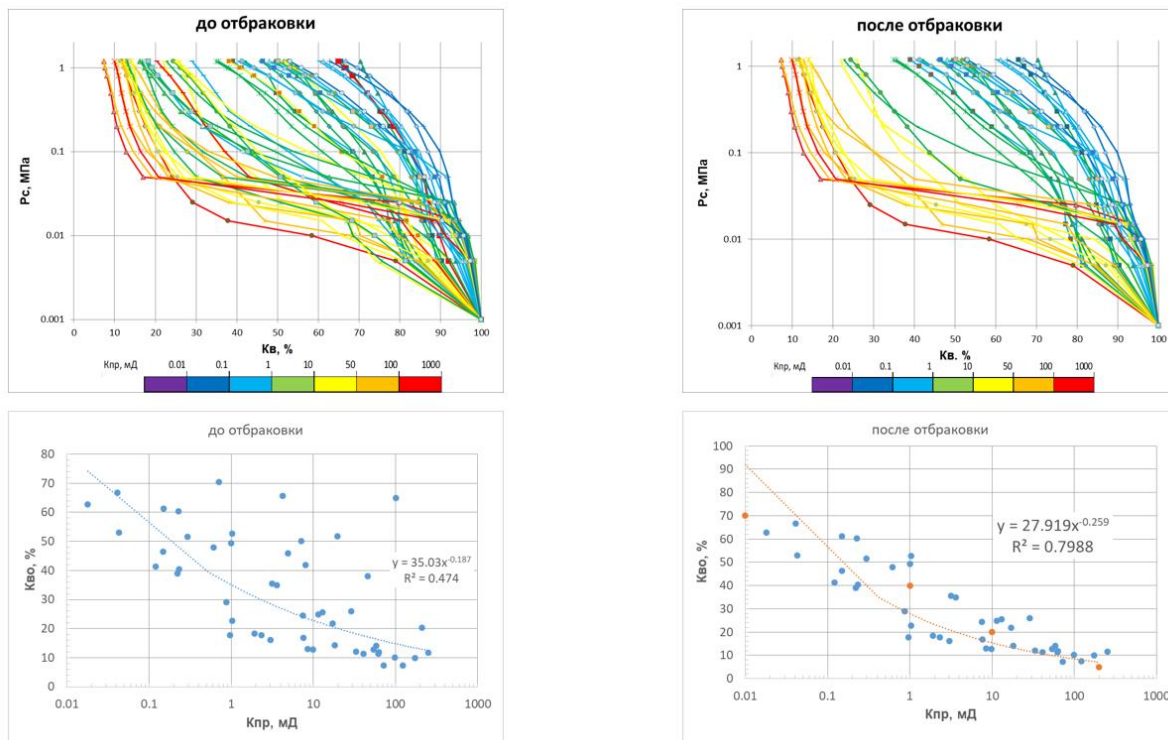


Рисунок 1.7. Пример проведения процедуры отбраковки кривых капиллярного давления

- 2) Интерполяция данных в точках отсутствия измерений. Эта процедура проводится для приведения всех ККД к стандартному набору давлений. Интерполяция производится по формуле:

$$K_{Vi} = K_{Vi-1} + \left[\left(\frac{P_{Ci} - P_{Ci-1}}{P_{Ci+1} - P_{Ci-1}} \right) \cdot (K_{Vi+1} - K_{Vi-1}) \right]$$

где K_{Vi} – восстанавливаемое значение водонасыщенности в точке отсутствия измерения на давлении P_{Ci} , $K_{Vi+1}(P_{Ci+1})$ и $K_{Vi-1}(P_{Ci-1})$ – известные точки измерения.

- 3) Коррекция данных в определенных точках измерения в случае искажения кривых капиллярного давления.

1.2.2 Выбор методики математической аппроксимации

Вторым шагом при построении капиллярной модели насыщенности является выбор аппроксимирующей функции $K_v(P_c)$ с использованием данных лабораторных исследований керна – капилляриметрии.

Существует много методов для расчета капиллярного давления и текущей насыщенности [Борисов, 2010, 2011; Зубков, 2010; Колонских А.В.; Пестов и др., 2014; Ратников и др., 2016;

Румак, 2001]. Способы математической аппроксимации, рассматриваемые в работе, представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1. Способы математической аппроксимации кривых капиллярного давления.

№	Название модели	Формула	Входные петрофизические параметры	Оцениваемые параметры
1	J-функция [Leverett М., 1941]	$J = \frac{P_c \sqrt{K_{пр}/K_{п}}}{\sigma \cdot \cos \theta}$ $K_v = \left(\frac{J}{a}\right)^{1/b}$	K _{пр} , K _п , σ – межфазное натяжение, θ – краевой угол смачивания	Коэфф-т <i>a</i> , степень <i>b</i>
2	J-функция Модификация 1 [Тиаб, Доналдсон, 2009]	$J_{-1} = \frac{P_c \cdot K_{пр}}{\sigma \cdot \cos \theta}$ $K_v = \left(\frac{J}{a}\right)^{1/b}$	K _{пр} , σ, θ	Коэфф-т <i>a</i> , степень <i>b</i>
3	Модель Кожевникова, Коваленко [Кожевников, Коваленко, 2013]	$P_c = P_{c_{вх}} + \frac{P_{c_{кво}} \cdot (1 - k)}{(1 - (K_v - K_{во}) / (1 - K_{во}))^{-1} - k}$	K _{во} – остаточная водонасыщенность, P _{с,вх} – входное капиллярное давление P _{с,кво} – капиллярное давление при K _{во}	Коэфф-т <i>k</i>
4	Модель Брукса-Кори [Brooks, Corey, 1964]	$K_v = K_{во} + (1 - K_{во}) \cdot \left(\frac{P_{с, вх}}{P_c}\right)^{1/n}$	K _{во} , P _{с,вх}	Степень <i>n</i>
5	модель Тиксье [Tixer, 1949]	$K_v = \left[\sqrt{1 + (\sqrt{K_{пр}}/b) \cdot P_c} \right]$	K _{пр}	Коэфф-т <i>b</i>
6	Модель Томира [Thomeer, 1960]	$K_v = K_{во} + (1 - K_{во}) \cdot \left(1 - \exp\left(G \ln \frac{P_{с, вх}}{P_c}\right) \right)$	K _{во} , P _{с,вх}	Коэфф-т <i>G</i>
7	Модель Фарреля-Ларсона [Larson et. al, 1977]	$\frac{K_v - K_{во}}{1 - K_{во}} = \frac{1}{a} \cdot \ln\left(\frac{P_{с, вх}}{b}\right)$	K _{во} , P _{с,вх}	Коэфф-ты <i>a</i> , <i>b</i>
8	Модель Митчелла [Mitchell, 1999]	$\lg(K_v) = \lg(a) + b \cdot \lg(K_{пр}) + c \cdot \lg(P_c)$	K _{пр}	Коэфф-ты <i>a</i> , <i>b</i> , <i>c</i>
9	Кинетическая модель [Civan, 2021]	$\frac{P_c - P_{c_{кво}}}{P_{с, вх} - P_c} = a \cdot (K_v - K_{во})^b$	K _{во} , P _{с, вх} P _{с,кво}	Коэфф-т <i>a</i> , степень <i>b</i>
10	Оптимальная модель [Мартынова, Михайлов, 2018]	$P_c = a \cdot \left(\frac{1 - K_v}{K_v - K_{во}}\right)^b$	K _{во}	Коэфф-т <i>a</i> , степень <i>b</i>
11	Модель Уолкотта и Амикса [Амикс, 1962, Уолкотт, 2001]	$K_v(P_{c_i}) = a + b \cdot \lg(K_{пр})$	K _{пр}	Коэфф-ты <i>a</i> , <i>b</i>
12	Модель Гутри и Гринбургера [Guthree, Greenburger., 1955]	$K_v(P_{c_i}) = a + b \cdot \lg(K_{пр}) + c \cdot K_{п}$	K _п , K _{пр}	Коэфф-ты <i>a</i> , <i>b</i> , <i>c</i>
13	Модель Гутри и Гринбургера №2 [Guthree, Greenburger., 1955]	$K_v(P_{c_i}) = a + b_1 \cdot \lg(K_{пр}) + b_2 \cdot \lg(K_{п}) + c_1 \cdot K_{п} + c_2 \cdot K_{п}^2$	K _п , K _{пр}	Коэфф-ты <i>a</i> , <i>b</i> ₁ , <i>b</i> ₂ , <i>c</i> ₁ , <i>c</i> ₂
14	Модель Джонсона [Johnson, 1987]	$\lg(K_v) = \lg(a) + b \cdot \lg(K_{пр}) + c \cdot P_c^n$	K _{пр}	Коэфф-ты <i>a</i> , <i>b</i> , <i>c</i> , степень <i>n</i>
15	Модель Джонсона №2 [Johnson, 1987]	$\lg(K_v) = c \cdot P_c^n - b \cdot \lg(K_{пр})$	K _{пр}	Коэфф-ты <i>b</i> , <i>c</i> , степень <i>n</i>

Пример подбора различных моделей аппроксимации для фактической кривой капиллярного давления представлен на рисунке 1.8. На рисунке видно, что некоторые функции хорошо аппроксимируют только зону высоких давлений (P_с>0,08 МПа). Использование данных

функций будет искажать действительное распределение углеводородов по высоте залежи особенно в пластах с низкими ФЕС и большой переходной зоной. Лучшей моделью для аппроксимации в данном примере была выбрана Оптимальная модель.

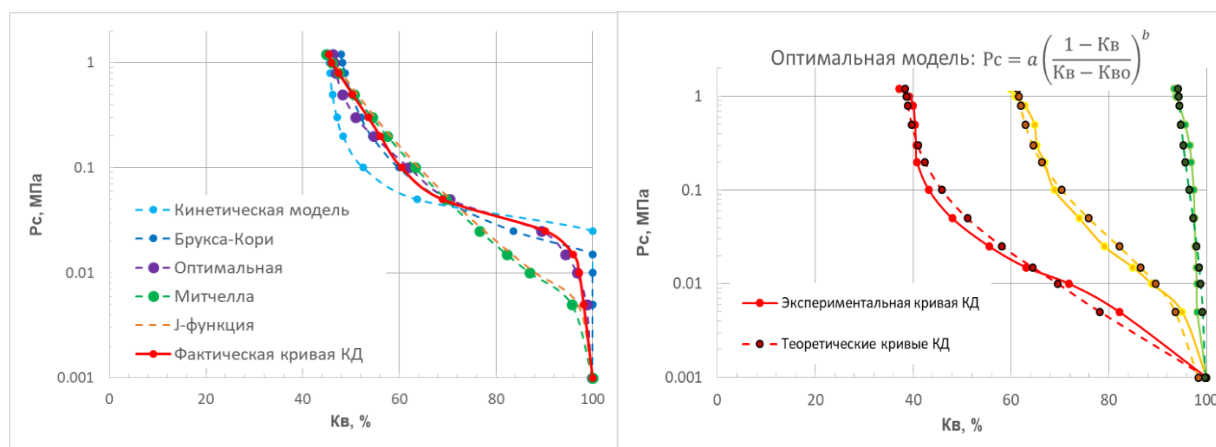


Рисунок 1.8. Пример выбора аппроксимирующей функции для экспериментальных кривых капиллярного давления

В данной работе модель математической аппроксимации принималась по принципу наименьшей ошибки расхождения теоретических и экспериментальных данных на всем диапазоне коэффициента водонасыщенности (от $K_v = K_{vo}$ до $K_v = 100\%$). Критерием выбора лучшей аппроксимирующей модели выступала средняя ошибка аппроксимации [Деденко, Керженцев, 1977]:

$$A = \frac{1}{n} \sum \left| \frac{K_v - K_{v_{\text{мод}}}}{K_v} \right| \cdot 100\%,$$

где K_v – экспериментальное значение водонасыщенности, $K_{v_{\text{мод}}}$ – теоретически рассчитанные по модели аппроксимации ККД значения водонасыщенности.

Для всех групп ККД средняя ошибка аппроксимации опробованных в работе моделей математической аппроксимации не превосходила 7%, что свидетельствует о корректно подобранной модели восстановления кривых капиллярного давления.

В преобладающем числе групп капиллярных кривых принята Оптимальная модель, так как она одинаково удовлетворительно аппроксимирует как область низких, так и область высоких K_v , давая наименьшую среднюю ошибку аппроксимации.

Рассмотрим, как влияют параметры аппроксимирующей функции (например, для оптимальной модели): K_{vo} , a и b на расчетный коэффициент водонасыщенности [Егорова и др., 2023].

Остаточная водонасыщенность K_{vo} является необходимым параметром для построения капиллярных моделей, так как именно ее значение ограничивает получаемые коэффициенты нефтенасыщенности. Параметр b отвечает за кривизну модельных ККД, коэффициент a – за смещение по оси давления.

Для понимания значимостей коэффициентов функции аппроксимации была сделана оценка вклада каждого параметра аппроксимации в итоговый коэффициент нефтенасыщенности по капиллярной модели.

Анализ заключался в следующем: каждый входной параметр в модели изменялся на определенный процент и оценивалось влияние этого изменения на коэффициент водонасыщенности. Анализ чувствительности к изменению входных параметров очень важен при создании моделей, так как он позволяет оценить степень изменения итогового результата в зависимости от ошибок определения входных данных, например, остаточной водонасыщенности.

В качестве тестового объекта был взят пласт коллектора чаркобожской свиты на месторождении «Х». Свойства этого пласта, а также принятые входные параметры для расчета коэффициента водонасыщенности описаны в таблице 1.2.

Таблица 1.2. Входные параметры для оценки чувствительности капиллярной модели.

Пласт	литотип	Кп, ср, %	Кпр, ср, мД	Кво, %	ВЗЧВ, м	межфазовое	межфазовое	θпл -	θлаб -	δв, г/см ³	δн, г/см ³	Рс, лаб, МПа	a	b	Кн, %
						натяжение в системе нефть-вода	натяжение в системе воздух-вода	контактный угол нефть-вода	контактный угол воздух-вода						
						σ _{плл} , ДИН/СМ	σ _{лаб} , ДИН/СМ	cos(θ _{плл})	cos(θ _{лаб})						
T ₁ cb	песчаник	20	200	47.04	60	30	72	0.87	1	1.0667	0.786	0.456	0.05	0.92	48.5

Далее каждый параметр изменялся в определенном диапазоне и затем рассматривалось, как меняется коэффициент нефтенасыщенности (Рисунок 1.9).

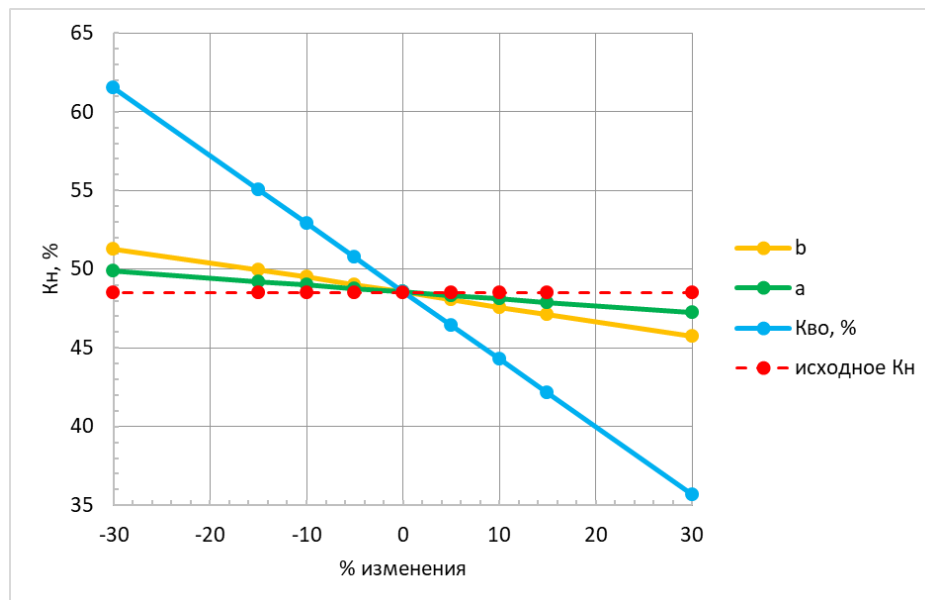


Рисунок 1.9. Анализ чувствительности капиллярной модели к параметрам функции аппроксимации

Проведенный анализ позволил оценить наиболее значимые входные параметры функции аппроксимации по степени их влияния:

- 1) **Кво** – при изменении Кво на 15%, Кн меняется на -13,15 % относит. (-6,4% абс.);
- 2) Кривизна **b** – при изменении b на 15%, Кн меняется на -2,88 % относит. (-1,4 % абс.);

3) Коэффициент a – при изменении a на 15%, K_n меняется на -1,256 % относит. (-0,6 % абс.).

Таким образом, наиболее критичной будет ошибка при определении коэффициента остаточной водонасыщенности, поэтому на оценку этого параметра следует обратить особое внимание особенно для карбонатных пород, в которых зависимость $K_{во}$ от K_p и $K_{пр}$ часто имеет вид облака. Выходом из этой ситуации будет разделение связей $K_{во}(K_p)$ или $K_{во}(K_{пр})$ по типам пород.

На следующем этапе выполняется построение зависимостей аппроксимационных коэффициентов от ФЕС (K_p , $K_{пр}$, $R_{пор} = \sqrt{\frac{K_p}{K_{пр}}}$).

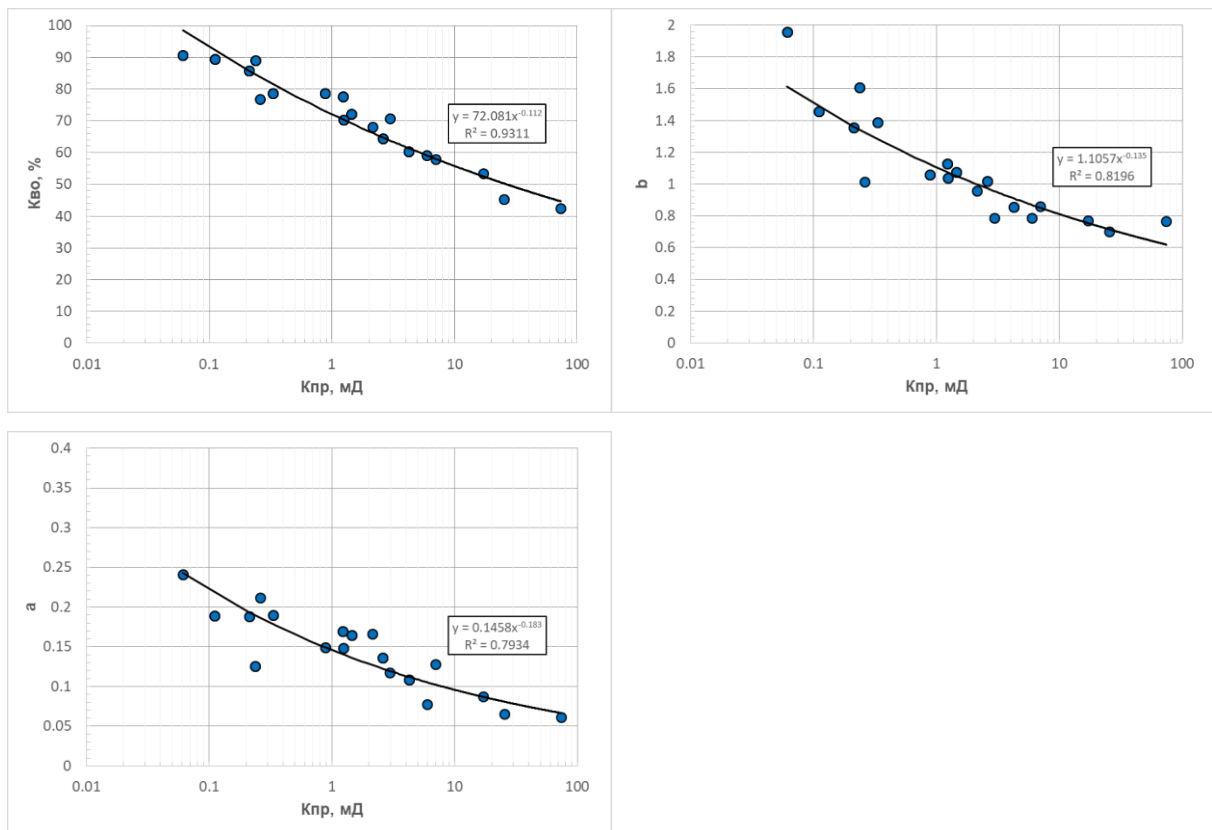


Рисунок 1.10. Пример зависимости параметров a , b и $K_{во}$ от $K_{пр}$ для настройки оптимальной модели

1.2.3 Определение уровня зеркала чистой воды с учетом относительных фазовых проницаемостей

На предыдущем этапе была получена зависимость коэффициента водонасыщенности от ФЕС коллектора и лабораторного капиллярного давления $K_v(K_p, K_{пр}, R_{с,лаб})$.

Перевод капиллярного давления в пластовые условия $R_{с,пл}$ осуществляется через связь лабораторного капиллярного давления $R_{с,лаб}$ с высотой над зеркалом чистой воды (ЗЧВ) посредством выражений [Амикс, 1962]:

$$P_{c,пл} = P_{c,лаб} \cdot \frac{\sigma_{пл} \cdot \cos(\theta_{пл})}{\sigma_{лаб} \cdot \cos(\theta_{лаб})}$$

$$\Delta H_{зчв} = \frac{1000}{g} \cdot \frac{P_{c,пл}}{(\delta_v - \delta_n)}$$

где $\Delta H_{зчв}$ – высота над зеркалом чистой воды [м], $P_{c,пл}$ – давление в резервуаре [МПа], $P_{c,лаб}$ – лабораторное капиллярное давление [МПа], g – ускорение свободного падения ($9,8 \text{ м/с}^2$) (δ_v и δ_n – плотности воды и нефти [г/см^3], $\sigma_{пл}$ и $\sigma_{лаб}$ – межфазное натяжение в системах нефть-вода или газ-вода (пласт) и воздух-вода (лаборатория) [дин/см], $\theta_{пл}$ и $\theta_{лаб}$ – контактный угол нефть-вода (пласт) и воздух-вода (лаборатория).

По этим формулам получено выражение для расчёта лабораторного капиллярного в скважине, используя положение коллектора над зеркалом чистой воды:

$$P_{c,лаб} = \frac{g \cdot (\delta_v - \delta_n) \cdot \Delta H_{зчв}}{1000} \cdot \frac{\sigma_{лаб} \cdot \cos(\theta_{лаб})}{\sigma_{пл} \cdot \cos(\theta_{пл})}$$

Таким образом, капиллярная модель выражается как непрерывная многомерная функция $K_v = f(\Delta H_{зчв}, K_p, K_{pr})$. Проницаемость (K_{pr}) и пористость (K_p) определяются по данным ГИС, $\Delta H_{зчв}$ пересчитывается в лабораторное капиллярное давление. Это дает возможность рассчитать водонасыщенность способом, независимым от данных электрометрии.

Рассмотрим подробнее параметры, необходимые для расчета капиллярного давления в скважине.

Межфазное натяжение – термодинамическая характеристика поверхности раздела двух фаз, находящихся в равновесии. Величина представляет собой силу притяжения на границе раздела двух флюидов, которая стремится минимизировать площадь поверхности, стянуть ее до достижения формы сферы [Тиаб, Доналдсон, 2009]. Межфазовое натяжение является стабильной и определенной величиной, зависящей от состава флюидов и их температуры, а также наличия поверхностно активных веществ. Влияние давления на межфазное натяжение в системе "нефть - вода" незначительно из-за их малой сжимаемости, в то время как в системе "газ - вода" давление оказывает существенное влияние. Значения межфазного натяжения в разных системах представлены в таблице 1.3 [Добрынин и др., 2004; Тиаб, Доналдсон, 2009].

Так как большинство капилляриметрических исследований, на которые настраивалась модель, были сделаны в системе «вода-воздух», межфазное натяжение в лабораторных условиях ($\sigma_{лаб}$) принято 72 дин/см. В нефтяных частях залежей межфазное натяжение в пластовых условиях ($\sigma_{пл}$) принято 30 дин/см, в газовых залежах, подстилающихся водой – $\sigma_{пл}$ принято 72 дин/см, в газовых шапках – $\sigma_{пл}$ принято 50 дин/см.

Таблица 1.3. Силы межфазного натяжения в разных системах флюидов.

Граница раздела	Силы межфазного натяжения	
	Н/м	дин/см
Вода-газ	0,0726	72
Вода-нефть	0,035	30
Нефть-газ	0,05	50
Керосин-газ	0,025	25
Ртуть-воздух	0,368	368

Плотности воды и нефти δ_v и δ_n являются определяющими параметрами размеров переходной зоны в залежи: чем больше разность между плотностями ($\delta_v - \delta_n$), тем меньше размер переходной зоны. Для иллюстрации этой зависимости на рисунке 1.11 представлена корреляция между толщинами переходной зоны и разностью плотностей воды и нефти для терригенного однородного коллектора со средней проницаемостью 20 мД. Так, например, при одних и тех же ФЕС пласта переходная зона при очень малой разнице в плотностях нефти и воды в среднем 0,1 г/см³ может достигать 70 м, а при большой разности плотностей флюидов в 0,5 г/см³ – составляет 18 метров [Егорова, 2023].

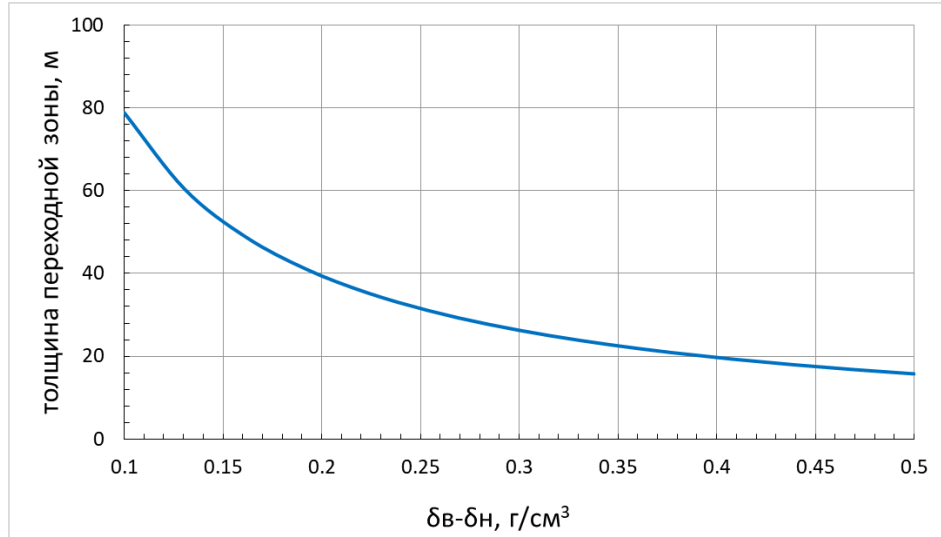


Рисунок 1.11. Зависимость толщины переходной зоны от плотности пластовых флюидов

Контактные углы смачиваемости в системах нефть-вода (пласт) и воздух-вода (лаборатория) – $\theta_{пл}$ и $\theta_{лаб}$ являются важной характеристикой отложений и их оценку следует делать очень внимательно. Отдельно стоит обсудить возможность использования капиллярных моделей в гидрофобных коллекторах.

Описанные выше физические процессы характерны для гидрофильных и преимущественно гидрофильных пород, в которых P_c имеет положительное значение, т.е. подразумевается, что переходная зона локализована полностью над ЗЧВ [Беляков, 2018].

Для объектов на Тимано-Печорской провинции, большинство которых обладают негидрофильным типом смачиваемости принята исходная концепция, что переходная зона образовалась мигрирующей нефтью в изначально гидрофильном коллекторе, поскольку основные породообразующие минералы по своей природе гидрофильные и хорошо смачиваются водой, что подтверждают показатели смачиваемости после экстракции образцов керна. Изменение интегральной смачиваемости происходит за счет состава нефти, поступающей в пласт, наличия в ней природных ПАВ-гидрофобизаторов (нафтеновых и жирных кислот, смол, асфальтенов и др.), и гидрофобизация поверхности порового пространства происходит в нефтенасыщенной части залежи [Калинин, 2021]. В связи с этим в терригенных и карбонатных пластах Тимано-Печорской и Западно-Сибирской провинции *уровень зеркала чистой воды принимается ниже водонефтяного контакта*, и переходная зона сконцентрирована выше ЗЧВ и ВНК. Углы смачиваемости в пластовых и лабораторных условиях принимаются 30° и 0° соответственно.

Также в работе было рассмотрено влияние физических характеристик объекта на итоговый расчет коэффициента нефтенасыщенности.

Влияние плотностей нефти и воды, значений межфазного натяжения и углов смачиваемости в пластовых и лабораторных условиях на результирующие величины K_n по капиллярной модели.

В качестве тестового объекта был взят пласт коллектора чаркобожской свиты на месторождении «Х». Свойства этого объекта, а также принятые входные параметры для расчета коэффициента нефтенасыщенности описаны в таблице 1.2. Расчет коэффициента нефтенасыщенности проводился на примере коллектора с пористостью 20 %, $K_{пр}$ 100 мД на высоте 60 м над ЗЧВ, плотность воды $\delta_v = 1,066 \text{ г/см}^3$, плотность нефти $\delta_n = 0,786 \text{ г/см}^3$.

Каждый параметр изменялся и рассматривалось, как меняется коэффициент нефтенасыщенности (Рисунок 1.12) [Егорова, 2023]. Так как не было смысла рассматривать отдельно плотности нефти и воды и углы смачиваемости, потому что в формулах важно именно их соотношение, то использовались параметры - разность в плотностях нефти и воды ($\delta_v - \delta_n$) и отношение косинусов углов смачиваемости в лабораторных и пластовых условиях ($\cos(\theta_{пл})/\cos(\theta_{лаб})$).

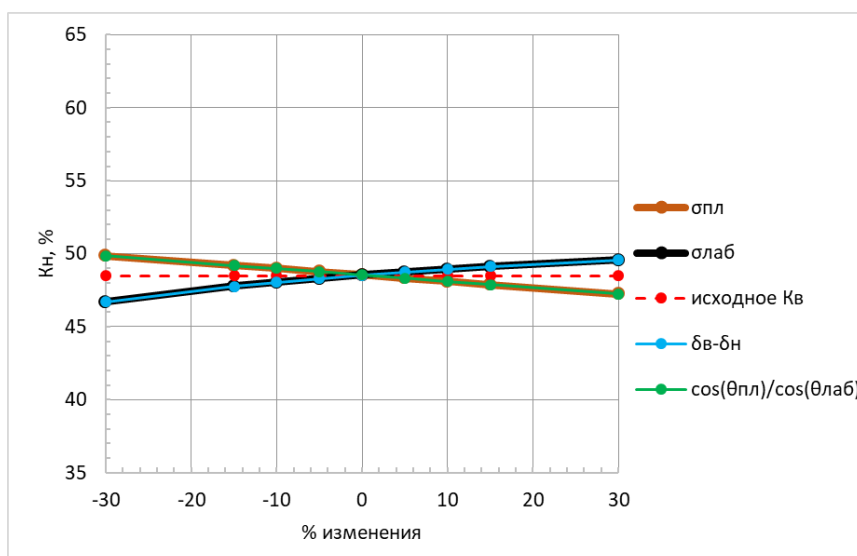


Рисунок 1.12. Анализ чувствительности капиллярной модели к входным геологическим параметрам

Данный анализ позволил оценить наиболее значимые входные параметры по степени их влияния для капиллярной модели:

- 1) $(\cos(\theta_{пл})/\cos(\theta_{лаб}))$, $\sigma_{пл}$ – при изменении $(\cos(\theta_{пл})/\cos(\theta_{лаб}))$ и $\sigma_{пл}$ на -15%, K_n меняется на -1,346 % относит. (-1% абс)
- 2) $(\delta_v - \delta_n)$, $\sigma_{лаб}$ – при изменении $(\delta_v - \delta_n)$ и $\sigma_{лаб}$ на 15%, K_n меняется на -1,27 % относит. (-0,6% абс)

Определение положение зеркала чистой воды (ЗЧВ) является важной задачей.

Зеркало чистой воды (или уровень свободной воды) представляет собой горизонтальную поверхность, на которой коэффициент нефтенасыщенности равен нулю, коэффициент водонасыщенности равен единице, капиллярное давление равно нулю [Амикс 1962, Дьяконова, 2004, Михайлов, 2012].

Для определения положения зеркала чистой воды могут быть использованы следующие методики:

1. Результаты интерпретации гидродинамического каротажа – нахождение точки пересечения кривых давления в нефтяной и водной фазе (Рисунок 1.13). Для этого способа необходимы в большом количестве кондиционные замеры давлений с малым шагом по глубине всего разреза, что не всегда возможно.

2. Результаты прямых исследований керна – нахождение части из которой не получены признаки углеводородов при экстракции. Для этого метода необходим полный выноса керна и чёткое фиксирования положения контакта в керне.

3. Кривые относительных фазовых проницаемостей – использование критических точек ОФП и положения ВНК.

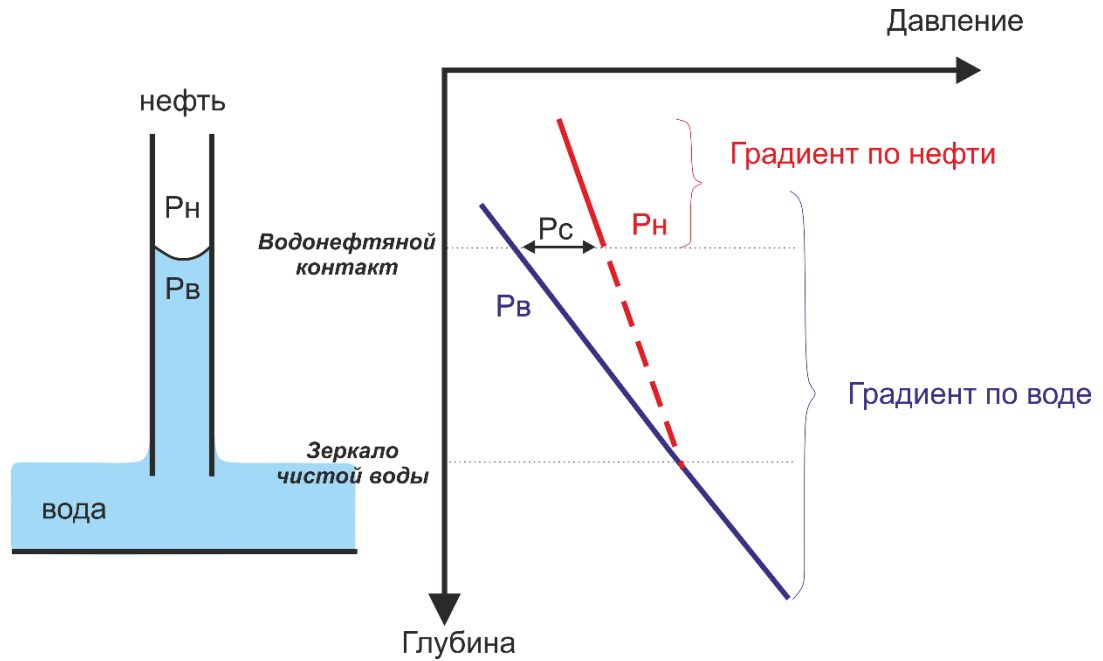


Рисунок 1.13. График зависимости давления от глубины для одного капилляра

Для определения положения ЗЧВ в настоящей работе использована модифицированная методика Москаленко Н.Ю. и др., 2011, подразумевающая использование кривых ОФП и положение ВНК.

Высоту изучаемого интервала разреза над уровнем нулевого капиллярного давления можно выразить формулой:

$$\Delta H_{\text{ЗЧВ}} = \Delta H_{\text{ВНК}} + \Delta h_{\text{ВНК}},$$

где $\Delta H_{\text{ВНК}}$ – расстояние расчетной точки от ВНК, а $\Delta h_{\text{ВНК}}$ – расстояние от ЗЧВ до ВНК. Графическое пояснение к формуле представлено на рисунке 1.14.

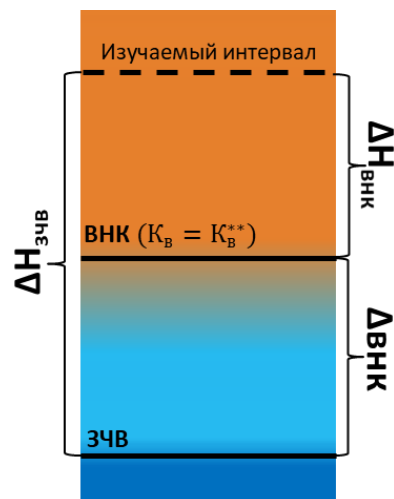


Рисунок 1.14. Схема положения ВНК и ЗЧВ для изучаемого в разрезе интервала

Поскольку в геологическом сообществе не существует единообразного определения понятия ВНК, при создании капиллярной модели, необходимо иметь представление о возможных толкованиях данного термина и понимать их физический смысл.

Существует разные представлений о ВНК:

- уровень, ниже которого нефтеотдача равна нулю (добыча воды равна 100%), а выше приток нефти с водой [Амикс, 1962, Петерсилье, 2003];
- уровень, на котором обводненность притока будет составлять 98% [Пирсон 1961, Москаленко и др., 2011];
- уровень между переходной зоной и чисто нефтяной зоной, в которой присутствует только связанная вода [Черников, 1988];
- уровень выше зеркала воды, начиная с которого происходит промышленная добыча нефти [Иванова, 1994];
- уровень зеркала чистой воды – уровень нулевого капиллярного давления [Петерсилье, 2003];
- граничная поверхность в переходной зоне нефтяной залежи, выше которой получают промышленный приток нефти с водой, а ниже которой фазовая проницаемость для нефти равна нулю [Иванова, 1994];
- зона определенной мощности, содержащая нефть и свободную воду [Жданов, 1970].

Существующие в настоящее время определения содержат противоречивые утверждения, а именно, в одних трудах под контактом понимается поверхность, в других – зона [Дьяконова и др., 2004].

Положение водонефтяного контакта может варьироваться в пределах зоны двухфазного притока, что обусловлено спецификой задач.

Например, при подсчете запасов углеводородов на основе геологической и экономической модели, обычно выбирается положение контакта, которое обеспечивает промышленно выгодный приток нефти (уровень на котором обводненность продукции будет составлять 50%). При гидродинамическом моделировании используется понятие «гидродинамического ВНК» – уровня, выше которого нефть становится подвижной (соответствует $K_v=K_v^{**}$). Гидродинамический межфлюидный контакт соответствует подошве переходной зоны, в то время как геологический иногда может находиться выше - внутри переходной зоны, что важно учитывать при моделировании переходной зоны на месторождениях с уже принятыми ВНК.

Основную информацию о положении ВНК (ГНК и ГВК) получают методами промысловой геофизики, которые подтверждают результатами опробования.

Обоснование начального положения ВНК по залежи проводится с использованием данных ГИС и результатов опробования скважин, для чего выбирают преимущественно вертикальные скважины ранних годов бурения, расположенные в водонефтяной (газонефтяной, газовой) части залежи, а также в продуктивной и в водяной частях пласта, в непосредственной близости

от контакта и получают среднюю отметку контакта по залежи [Светлов, 2006. Соколова и др., 2011].

В большинстве залежей исследуемых месторождений ВНК принимался по уровню начала подвижности нефти (ниже которого нефтеотдача равна нулю (добыча воды равна 100%), а выше приток нефти с водой).

Для установления Δ внк, а также границы зоны переменной насыщенности (переходной зоны) были использованы величины критических значений водонасыщенности, отвечающих нижним границам получения безводных притоков нефти – $K_{в*}$; двухфазных притоков – $K_{в**}$; водонасыщенность, для которой относительные фазовые проницаемости по воде и нефти равны – $K_{в^{кр}}$.

Необходимые значения критических водонасыщенностей устанавливаются с использованием относительных фазовых проницаемостей (Рисунок 1.15)

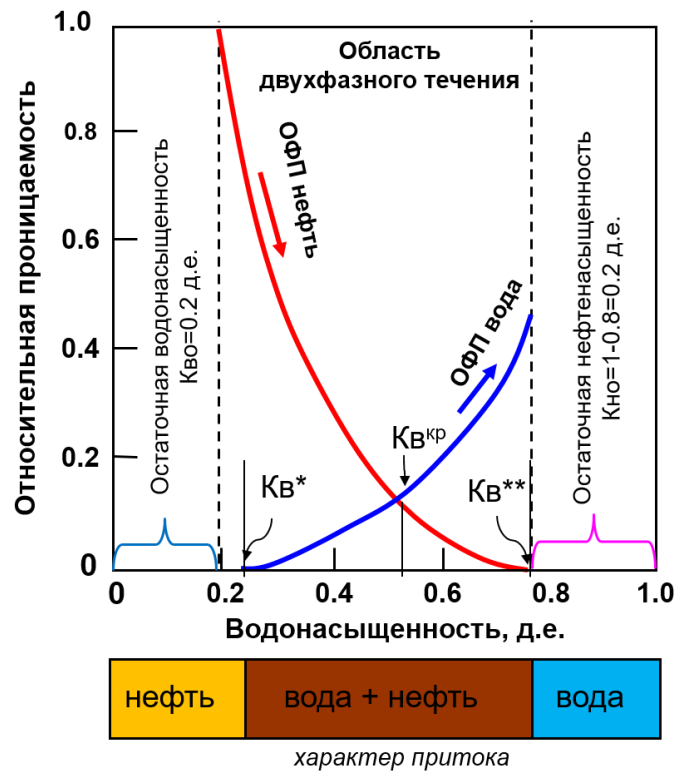


Рисунок 1.15. Снятие отсчетов критических значений водонасыщенности с экспериментальных кривых ОФП

Далее, для определения петрофизического уровня ВНК и границ переходной зоны были получены зависимости значений критических водонасыщенностей от проницаемости (Рисунок 1.16).

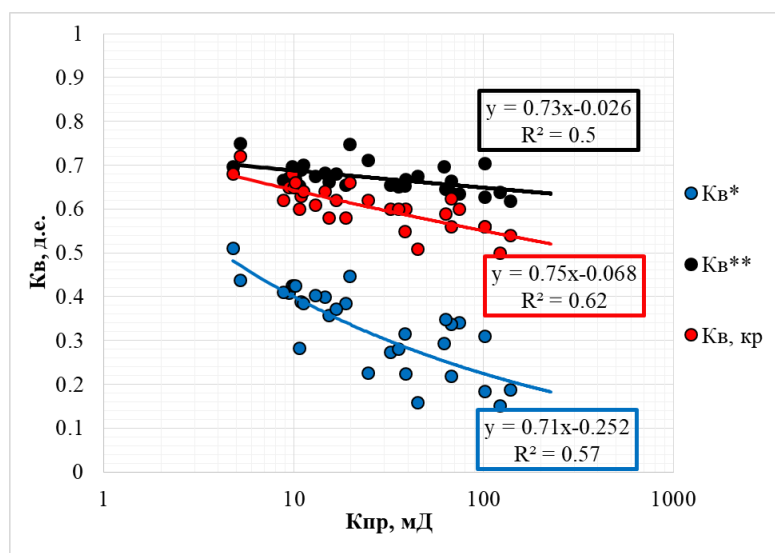


Рисунок 1.16. Пример сопоставления проницаемости $K_{пр}$ с величинами $K_{в*}$, $K_{в^{кр}}$, $K_{в^{**}}$ на примере отложений викуловской свиты

Также следует отметить, что некоторые залежи имеют условно принятый ВНК (УПУ), поэтому принятые ЗЧВ также необходимо считать условными. В случаях условно принятого ВНК ему ставилось в соответствие значение $K_{в} = K_{в^{**}}$.

Зависимости $K_{в*}$, $K_{в^{кр}}$, $K_{в^{**}} = f(K_{пр})$ наносят на капиллярную модель $P_c(\Delta H_{зчв}) = f(K_{в})$ (Рисунок 1.17).

В результате построений были рассчитаны расстояния от уровня с нулевым капиллярным давлением (ЗЧВ) до ВНК – $\Delta h_{внк}$ (Рисунок 1.17) - точка пересечения значения $K_{в^{**}}$, $K_{в*}$ и $K_{в^{кр}}$ с линиями $P_c(\Delta H_{зчв}) - K_{в}$, для образцов с разной проницаемостью.

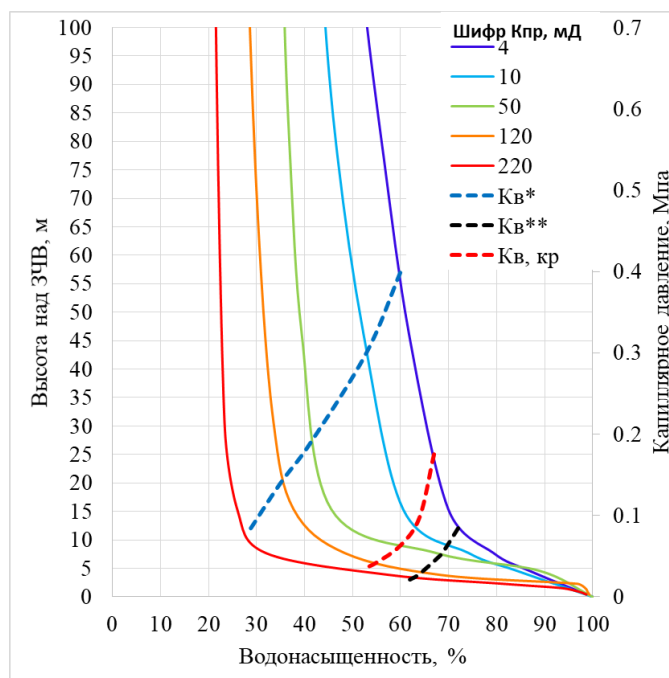


Рисунок 1.17. Изменение водонасыщенности в зависимости от проницаемости и положения относительно зеркала чистой воды на примере отложений викуловской свиты

Затем строится зависимость расстояния от ВНК ($\Delta_{\text{ВНК}}$) до уровня с нулевым капиллярным давлением (ЗЧВ) от проницаемости (Рисунок 1.18).

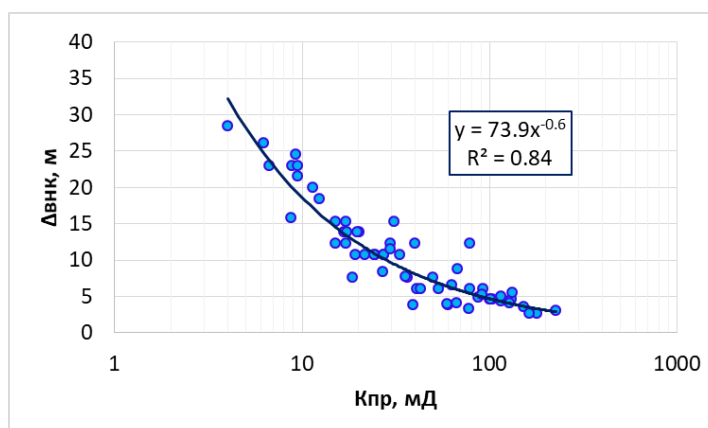


Рисунок 1.18. Сопоставление проницаемости $K_{\text{пр}}$ с $\Delta_{\text{внк}}$ - расстоянием от уровня $P_c=0$ МПа до ВНК на примере отложений ВК_{1-3}

Как видно из рисунка, это расстояние существенно зависит от фильтрационно-емкостных свойств породы-коллектора: с ухудшением проницаемости возрастает и расстояние от ВНК до уровня с нулевым капиллярным давлением (ЗЧВ). Для оценки высоты переходной зоны для образцов с различными ФЕС на зависимость $\Delta_{\text{НЗЧВ}}=f(K_{\text{в}})$ также нанесены значения $K_{\text{в}}^*$ (Рисунок 1.17). Такое наложение позволяет визуально оценить «перепад» высоты верхней границы переходной зоны ($K_{\text{в}} > K_{\text{в}}^*$ – появление в потоке воды) для коллекторов с различной проницаемостью: толщина переходной зоны колеблется от 5-7 м при $K_{\text{пр}} > 200$ мД и до 45 м при $K_{\text{пр}} < 4-5$ мД.

Затем для каждой залежи по среднему значению проницаемости коллекторов ниже ВНК рассчитывается расстояние $\Delta_{\text{внк}}$ и абсолютная отметка зеркала чистой воды.

На рисунке 1.19 показано изменение ВНК и ЗЧВ по разрезу месторождения «К». Наличие залежей с существенно разными ВНК, изолированными экранами, предполагает или одновременное заполнение ловушек или последующее изменение структурного плана вследствие тектонических движений после заполнения ловушек. Этим, например, объясняется различие уровней как ВНК, так и ЗЧВ в отложениях месторождения «К».

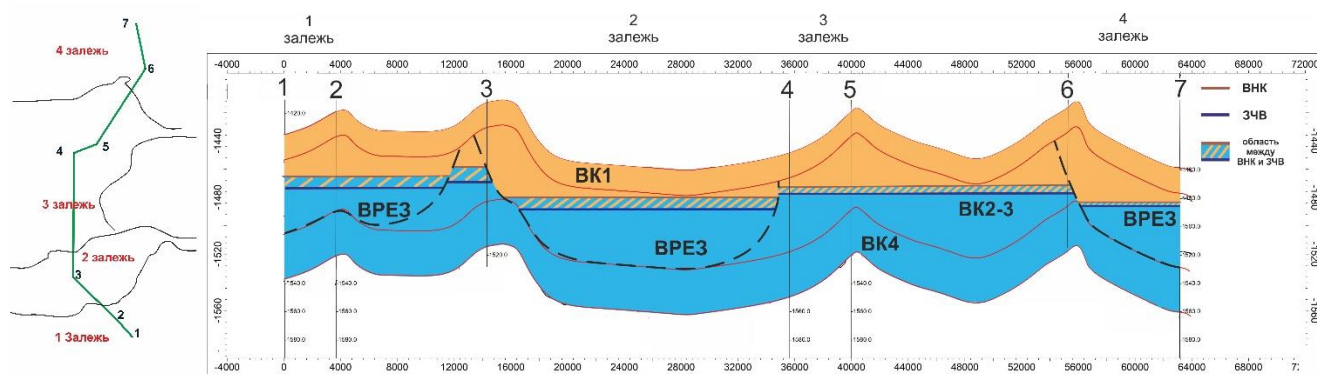


Рисунок 1.19. Схематический разрез по линии скважин в разных залежах месторождения «К»

Таким образом, геологические объекты – это сложные системы, которые описываются большим количеством переменных, имеющих разную физическую природу и находящихся в сложных взаимосвязях друг с другом. Модели, описывающие свойства геологических объектов, являются многомерными.

Капиллярные модели, включающие в себя большое количество характеристик коллектора и залежи, все чаще используются при расчетах коэффициентов нефтенасыщенности для целей подсчета запасов. Однако очень важно знать особенности их построения и дополнительные возможности использования.

Понимание влияния различных геологических и математических параметров на итоговый алгоритм расчета, позволит из набора формул для вычислений перевести капиллярную модель в отражение геолого-петрофизической модели залежи.

2. Классификационные признаки для построения капиллярных моделей²

2.1. Общие сведения об исследуемых объектах

Объектами исследований в работе стали 26 продуктивных пластов на 15 месторождениях, расположенных на территории Тимано-Печорской (Рисунок 2.1А) и Западно-Сибирской (Рисунок 2.1Б) нефтегазоносной провинции.

Продуктивные пласты на обширной исследуемой площади сформированы в различное время в различных фациальных обстановках, которые меняются не только по разрезу, но и по площади в пределах одного или разных стратиграфических интервалов. Это определяет сложность и уникальность каждого объекта по литологическому составу, фильтрационно-емкостным свойствам, типам коллекторов, типам порового пространства, петрофизическим моделями. Краткое описание типов продуктивных отложений по возрасту и типу отложений представлено в таблице 2.1. Как можно видеть из приведенной таблицы, исследованиями охвачены продуктивные отложения геологического разреза ТПНП – от триасовой системы до силурийской на месторождениях Западно-Сибирской провинции в исследовании участвовали юрские и меловые отложения.

Для детального описания особенностей геологического строения целевых месторождений ТПНП было принято их деление на две группы, относительно принадлежности месторождений к структурам Печоро-Колвинского авлакогена: Колвинский мегавал, Денисовская впадина (Рисунок 2.1А) [Богатский и др., 2002]. В пределах Денисовской впадины выделяется месторождение «Л», часть территории которого относится к приподнятой структуре Лайского вала. На Колвинском мегавале отдельно выделяются «М» и «В» месторождения, относящиеся к

² При подготовке данного раздела диссертации использованы следующие публикации, выполненные автором лично или в соавторстве, в которых, согласно Положению о присуждении ученых степеней в МГУ, отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

36. **Егорова А.Д.**, Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Кристя Е.Е., Бронскова Е.И., Дорофеев Н.В., Кононцева Е.А., Калмыков Г.А. Капиллярная модель – комплексное геолого-петрофизическое представление залежи при подсчете геологических запасов углеводородов // Георесурсы. 2023. Т. 25, № 2. С. 150-160. Wos (1,155 п.л., авторский вклад 70%). Импакт-фактор SGR 2022: 0,503 (Q2).

46. Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., **Носикова А.Д.**, Савченко Д.С., Коробова Н.И., Сауткин Р.С., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А. Новые представления о модели коллектора викуловской свиты Красноленинского месторождения (Западная Сибирь) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2020. № 3. С. 66-74. RSCI (0,924 п.л., авторский вклад 30%). Импакт-фактор РИНЦ 2021: 0,411.

45. Исакова Т.Г., Персидская А.С., Хотылев О.В., Коточкова Ю.А., **Егорова А.Д.** Дьяконова Т.Ф., Мозговой А.С., Чуркина В.В., Козаков С.В., Кожевникова Н.В., Ливаев Р.З., Дручин В.С., Белов Н.В., Калмыков Г.А. Типизация отложений тюменской свиты по степени гидродинамической активности условий осадконакопления при создании петрографической модели и дифференцированной интерпретации геофизических исследований скважин // Георесурсы. 2022. Т. 24, № 2. С. 176-189. Wos (0,924 п.л., авторский вклад 30%). Импакт-фактор SGR 2022: 0,503 (Q2).

подножью Колвинского мегавала, частично принадлежащие к структуре Хорейверской впадины. Отложения Денисовской впадины представляют собой карбонатные породы елецкого и задонского возрастов. Структурно-массивные залежи этой территории приурочены к рифогенным отложениям. Отложения задонского яруса также встречаются на Колвинском мегавале на месторождении «М». Структурная залежь этого месторождения уже отличается от одновозрастных отложений на Денисовской впадине – она приурочена к биогермной толще облекания, находится выше в структурном плане и, соответственно, имеет более высокий уровень ВНК.

Месторождения Западно-Сибирской провинции располагаются на Шаимском мегавале и Красноленинском своде (Рисунок 2.1Б). Изучаемый участок месторождения «Н» расположен в западной части Западно-Сибирской плиты и приурочен к Новомостовскому локальному поднятию, расположенному в центральной части Яхлинской седловины. Месторождение «К» приурочено к центральной части Каменной вершины Красноленинского свода.

В связи с разнообразием и сложностью коллекторов продуктивных пластов требуется комплексное изучение керна по специальным программам, учитывающим уникальность каждого объекта. Использование только стандартных исследований керна не может в полной мере отразить свойства сложно построенных объектов и охарактеризовать типы капиллярных кривых. Количество капилляриметрических исследований, необходимых для построения моделей переходных зон изучаемых месторождений, с дифференциацией по возрасту отложений приведено в таблице 2.2.

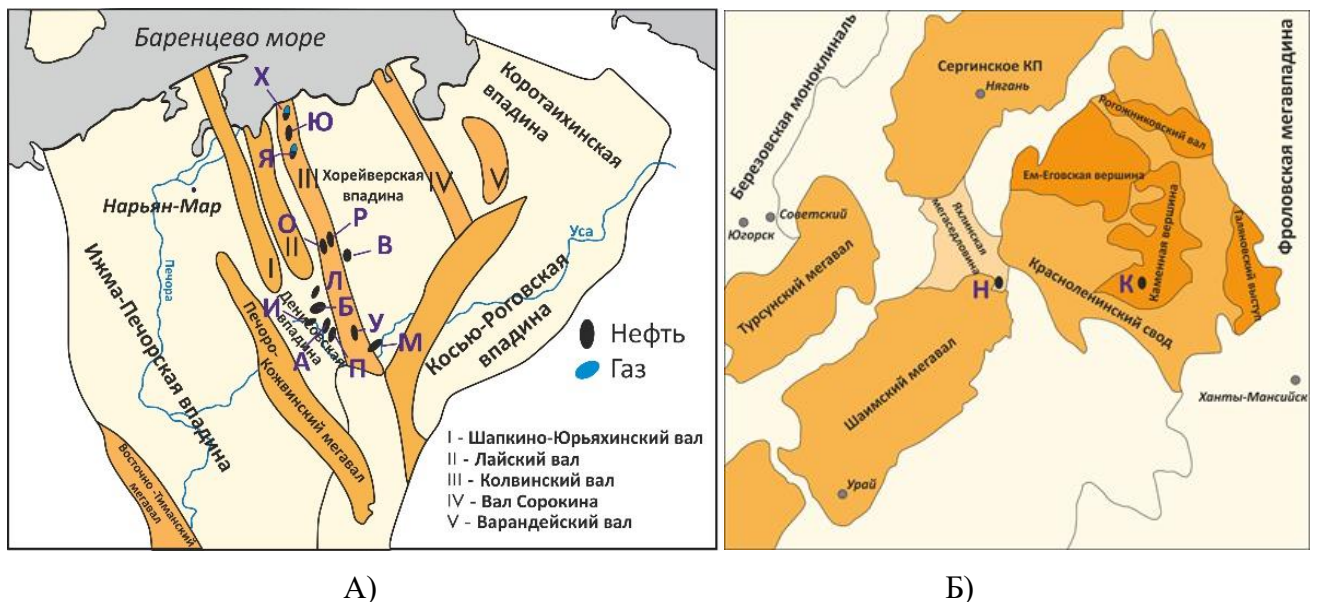


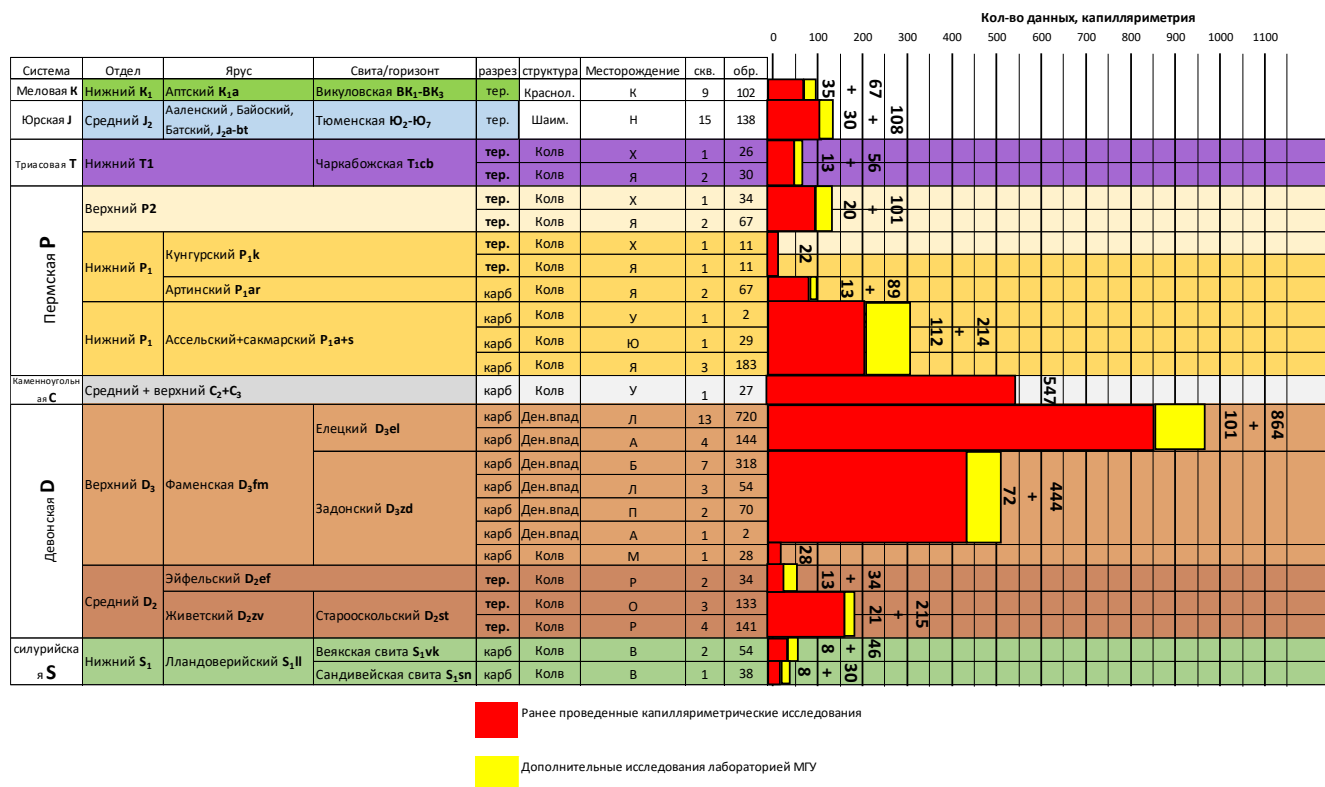
Рисунок 2.1. Расположение исследуемых месторождений на площади (по Водолазская и др, 2013):

- А) Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции
 Б) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Таблица 2.1. Типы исследуемых продуктивных отложений с дифференциацией по возрасту и литологии.

Система	Отдел	Ярус	Свита/горизонт	тип	Месторождение															
					Зап.-Сиб.		Тимано-Печорская провинция													
					К	Н	Х	Я	У	Ю	Л	А	Б	П	И	М	Р	О	В	
Меловая К	Нижний К ₁	Аптский К _{1а}	Викуловская ВК _{1-ВК₃}	тер.																
Юрская J	Средний J ₂	Ааленский, Байоский, Батский J _{2а-bt}	Тюменская Ю _{2-Ю₇}	тер.																
Триасовая Т	Нижний Т ₁		Чаркабожская Т _{1сб}	тер.																
Пермская Р	Верхний Р ₂			тер.																
		Нижний Р ₁	Кунгурский Р _{1к}	тер.																
	Артинский Р _{1аг}		тер-карб																	
	Ассельский + сакмарский Р _{1а+s}		карб																	
Каменноугольная С	Средний + верхний С _{2+С₃}			карб																
Девонская D	Верхний D ₃	Фаменская D _{3fm}	Елецкий D _{3el}	карб																
			Задонский D _{3zd}	карб																
	Средний D ₂	Живетский D _{2zv}	Староскольский D _{2st}	тер.																
			Эйфельский D _{2ef}	тер.																
силурийская S	Нижний S ₁	Лландоверийский S _{1ll}	Веаякская свита S _{1vk}	карб																
			Сандивейская свита S _{1sn}	карб																

Таблица 2.2. Объем капилляриметрических исследований керн по продуктивным пластам.



2.2 Типизация кривых капиллярных кривых изучаемых отложений

Сравнительный анализ капиллярных кривых и выявление значимых факторов влияния были произведены в несколько стадий, соподчиненность которых представлена на рисунке 2.2.

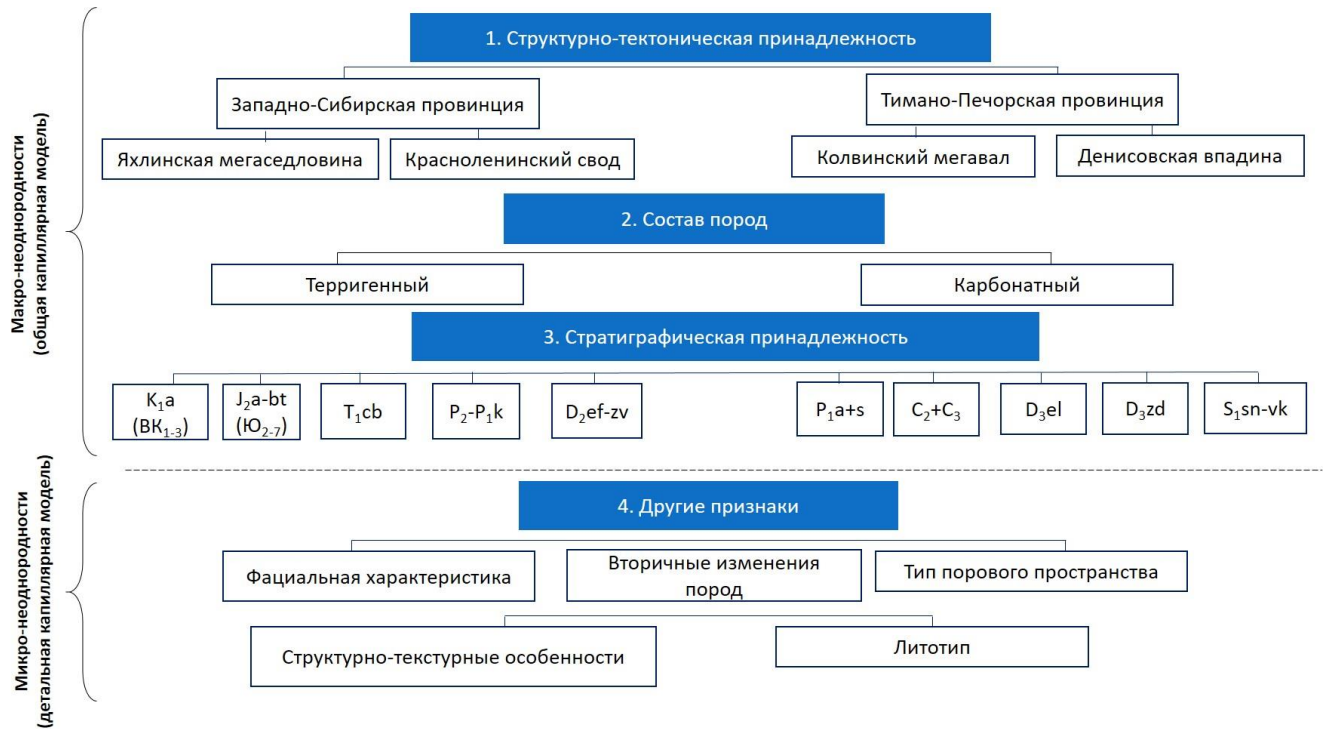


Рисунок 2.2. Последовательность классификации капиллярных моделей целевых объектов Тимано-Печорской провинции

На данный момент не существует единых рекомендаций для дифференциации капиллярных моделей по каким-либо геологическим признакам. Многие авторы используют единую капиллярную модель для моделирования нефтенасыщенности залежей сложных неоднородных объектов [Антипин, Белкина, 2016; Беляков, Мухидинов, 2015; Большакова, 2006; Борисов, 2013; Зубков, 2010; Кожевников и др., 2013; Колонских и др., 2018; Кузнецова, 2016; Пестов и др., 2014; Ратников и др., 2016; Румак и др., 2001; Хабаров, 2010; Civan, 2021].

Однако стоит отметить, что геологическая история, условия осадконакопления и вторичные изменения пород определяют современный вид кривых капиллярного давления. Поэтому изучение нужно начинать с наиболее крупных геологических признаков до выявления микронеоднородностей пласта [Егорова, 2023].

Было выделено два уровня классификации: макроуровень, который стал основой для построения общей капиллярной модели и микроуровень для построения детальной капиллярной модели.

Макроуровень обязателен для учета при построении капиллярной модели и включает в себя дифференциацию по типу отложений – терригенные или карбонатные, стратиграфической и структурно-тектонической принадлежности объекта.

Микроуровень включает в себя детальную классификацию внутри пласта по таким признакам как тип порового пространства, фациальная и литологическая характеристика отложений, структурно-текстурные особенности.

Для демонстрации различий фактических капиллярных кривых в данной работе использовались понятия кривизны и входного капиллярного давления, а также анализировались диапазоны $K_{во}$ (Рисунок 2.3).

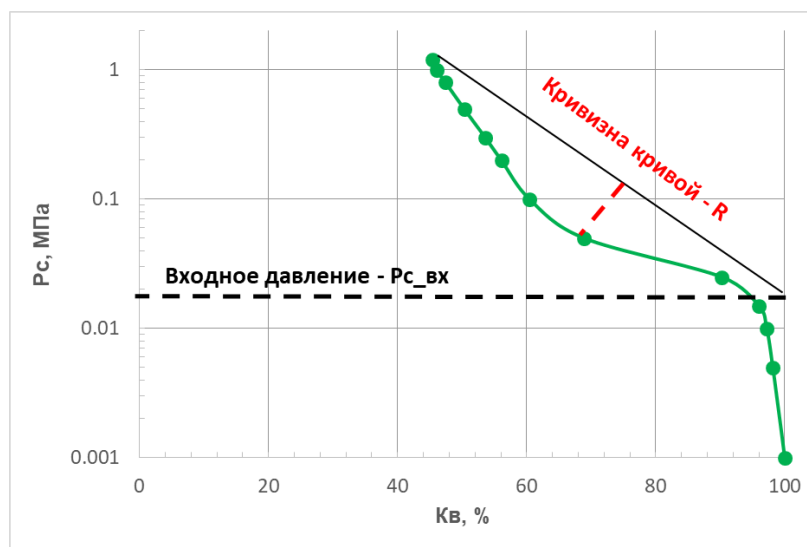


Рисунок 2.3. Пример параметров для визуального анализа кривых капиллярного давления

Также для выявления главных признаков для разделения капиллярных моделей служило разделение связей в уравнениях математической аппроксимации ККД.

2.2.1 Макронеоднородности влияющие на вид капиллярных кривых

На рисунке 2.4 представлены примеры влияния главных геологических факторов на вид кривых капиллярного давления. Терригенный тип отложений обычно характеризуется гладкими кривыми капиллярного давления, межгранулярный тип порового пространства терригенных коллекторов проявляется в четкой, прямой зависимости ФЕС образца и положения ККД на графике – чем лучше свойства, тем левее находится кривая. Карбонатные коллекторы, характеризующиеся сложным типом порового пространства (каверновый, поровый, трещинный и их комбинации) часто имеют сложную зависимость капиллярных свойств от ФЕС образца. Это проявляется в хаотичном расположении ККД с различными формами на графике.

Различия ККД для отложений разной стратиграфической и тектонической принадлежности обосновывается разными литофациальными условиями образования пород. Условия осадконакопления повлияли на литологический состав и тип порового пространства, что и отражается в различии форм кривых капиллярного давления и значениях остаточной водонасыщенности. Так, среди стратиграфической принадлежности карбонатных объектов выделяются отложения P_{1ar} , характеризующиеся высокими значениями остаточной водонасыщенности ($K_{во}$). Отложения сандивейской и вежской свиты (S_{1sn-vk}) характеризуются большими входными давлениями, малой кривизной ККД по сравнению с остальными пластами. ККД образцов из отложений ассель-сакмарского яруса (P_{1a+s}) и среднего-верхнего отдела

каменноугольной системы (C_2+C_3), несмотря на одинаковый диапазон $K_{во}$, имеют разную кривизну кривых: ККД C_2+C_3 имеют большую кривизну и более неоднородный тип порового пространства.

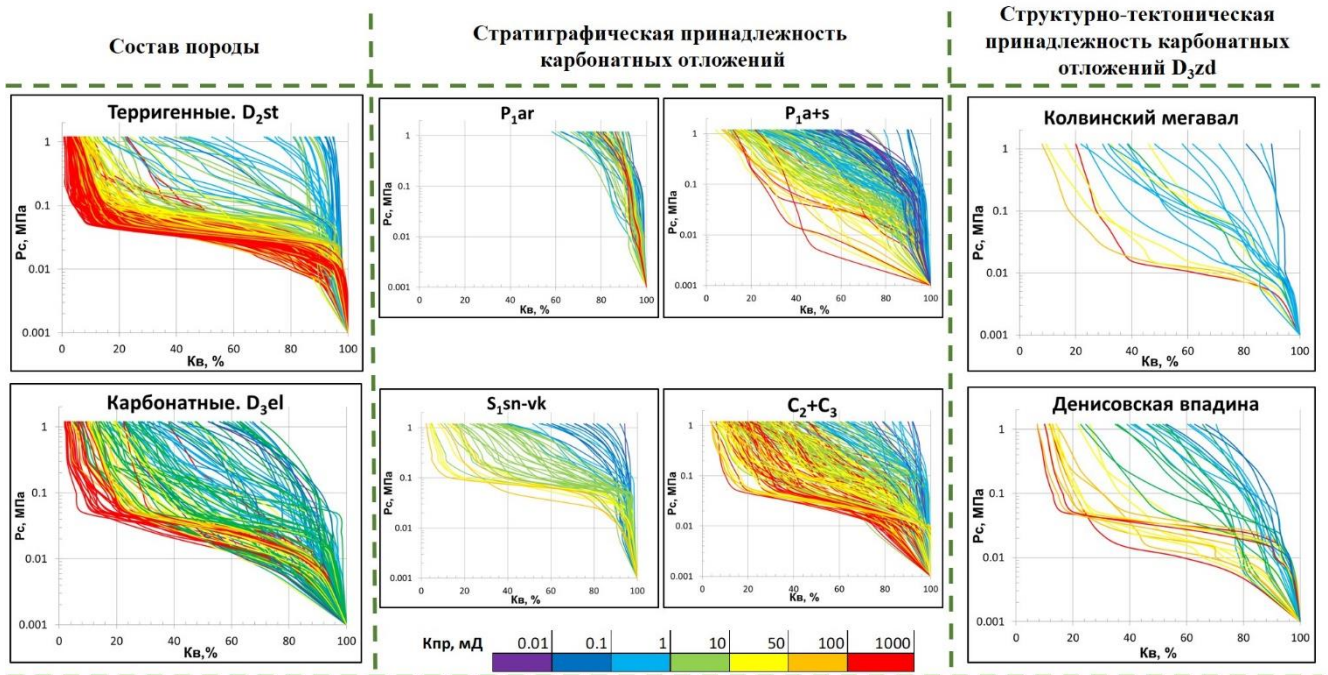


Рисунок 2.4. Главные классификационные признаки для разделения капиллярных моделей

2.2.1 Микroneоднородности влияющие на вид капиллярных кривых

Более узкие критерии: тип порового пространства, фаціальная и литологическая характеристика отложений и т.д. также имеют значение, но уже при более детальном построении капиллярных моделей в случае достаточного комплекса ГИС и возможности выделения предложенных критериев в скважине. На рисунке 2.5 представлены примеры влияния микroneоднородностей на вид кривых капиллярного давления. Так как кривые капиллярного давления представляют собой отражение размера пор в изучаемом объекте, то все факторы, влияющие на поровое пространство коллекторов, будут влиять и на форму ККД. Так, биогермные фации, обладающие хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, будут иметь кривые капиллярного давления большой кривизны, малыми значениями $K_{во}$ и небольшим разбросом ККД в пространстве $P_c-K_{в}$ будут. При этом передового шлейфа и межрифтовая фации, где появляется примесь глинисто-обломочного материала уже имеют большой разброс кривых капиллярного давления, меньшие $K_{во}$ и крутизну кривых. Литологическая характеристика на ККД отражается следующим образом: чем лучше сортировка и больше зернистость породы – тем меньше будет остаточная водонасыщенность и больше крутизна кривых. Уверенное различие в кривых капиллярного давления прослеживается при классификации образцов по типам порового

пространства. Так, капиллярные кривые образцов порово-кавернового типа отличаются от порового типа более низкими значениями $K_{во}$, низкими значениями входного давления.

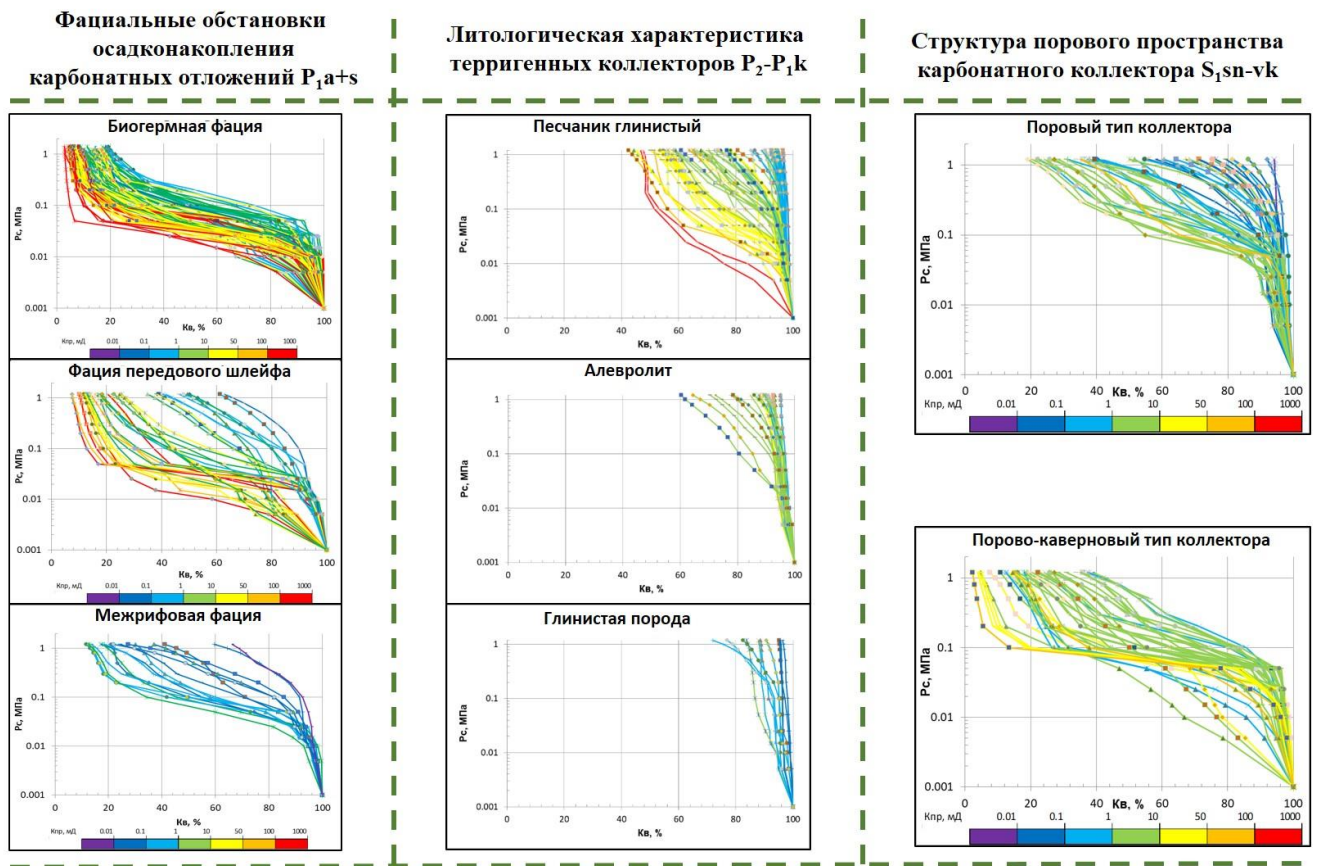


Рисунок 2.5. Детальные классификационные критерии для разделения капиллярных моделей

Влияние фациальных характеристик разреза

Влияние фациальных характеристик будет рассмотрено на примере терригенных отложений тюменской свиты месторождения «Н». Основными признаками выделения фаций по керну являлись: литологический состав пород и органических остатков, одновозрастность отложений, генетическое содержание.

Типизация отложений тюменской свиты

Разнообразие структурных особенностей палеорельефа при формировании осадков в континентальных, переходных и морских условиях существенно повлияло на распределение фаций и, соответственно, строение разрезов тюменской свиты (Рисунок 2.6).

Выделение фаций основано на ряде характерных признаков, некоторые из которых напрямую зависят от активности водной среды [Рединг и др., 1990]. На основании детального описания керна, дополненного описанием петрографических шлифов, были выделены следующие фации: русловые, пойменные, озёрные, пролювиального конуса выноса, мелководно-морские. По гидродинамической активности обстановки были разделены на три основные группы: группы с низкой (группа 3), средней (группа 2) и высокой активностью (группа 3)1. На

рисунке 2.7 приведена сводная систематизированная информация по фациям и выделенным гидродинамическим группам, полученная по результатам авторских современных специальных исследований керн.

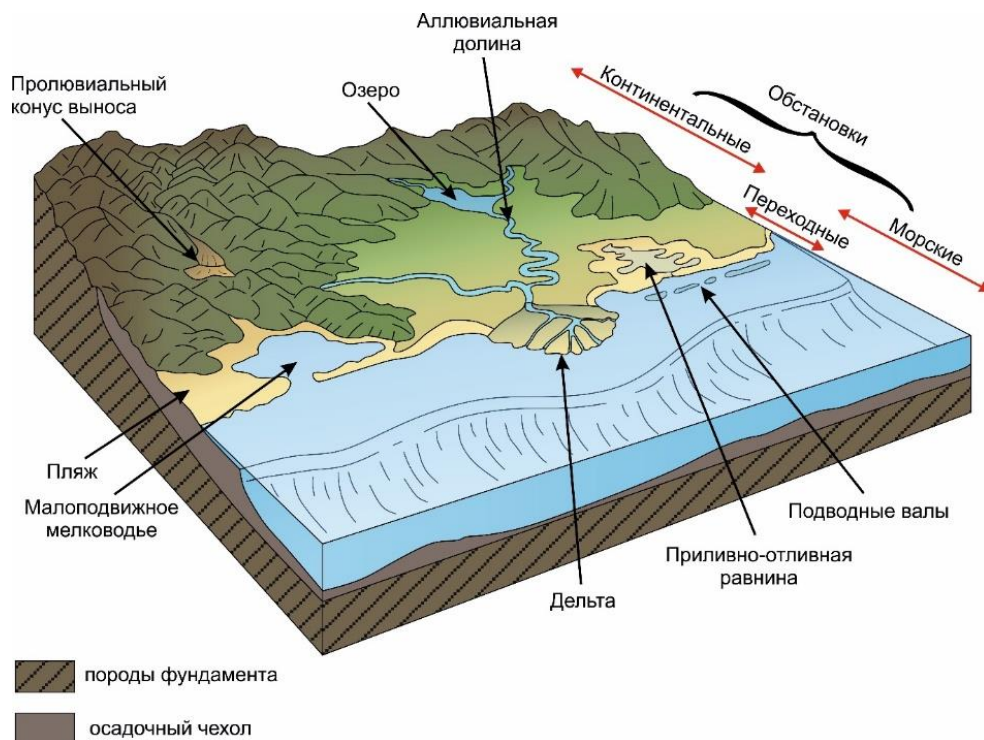


Рисунок 2.6. Обобщенная схема условий формирования тюменской свиты с основными фациями (по [Hentz et al., 1997] с дополнениями)

Поровое пространство пород тюменской свиты представлено межзерновыми пустотами, а также - участками в виде округлых, эллипсовидных, причудливых форм внутри зерен полевых шпатов (ПШ) (или по границам зерен ПШ) и в виде пустот, появившихся в результате полного выщелачивания зерен ПШ. По компьютерной томографии удалось проследить и оценить связанность пор между собой. Сообщаемость пор обусловлена многочисленными каналами и описывается специальным параметром, ACN (Average Connection Number), рассчитанным при помощи компьютерного моделирования образцов [Иванов и др., 2008]. Для образцов из гидродинамически активных фаций радиус пор изменяется от 5 мкм до 230 мкм, в среднем равен 80-120 мкм. Параметр ACN 0,09-0,87, в среднем равен 0,28, а радиус каналов в среднем— 60-90 мкм (Рисунок 2.7).

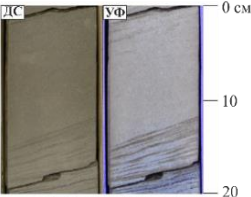
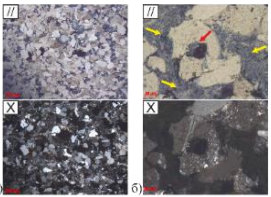
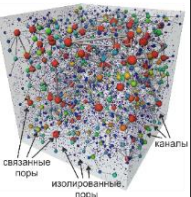
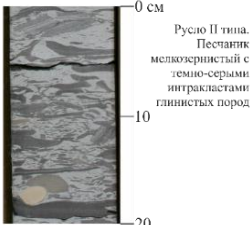
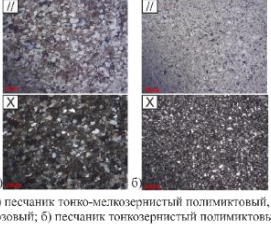
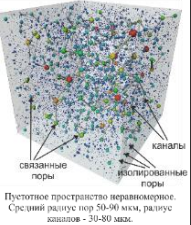
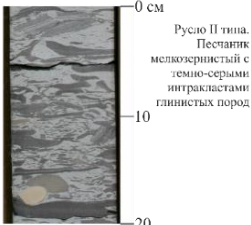
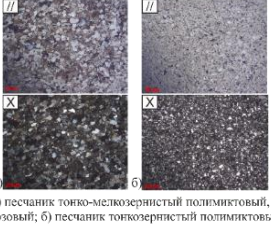
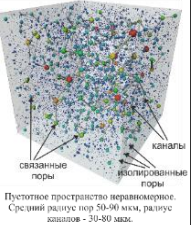
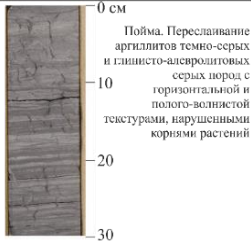
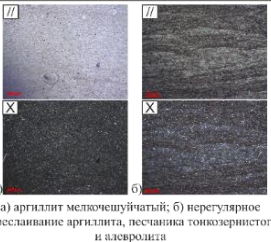
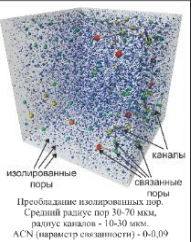
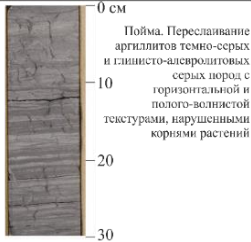
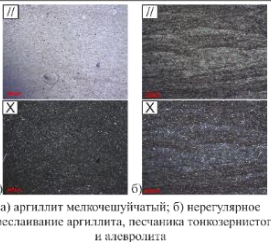
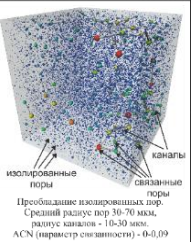
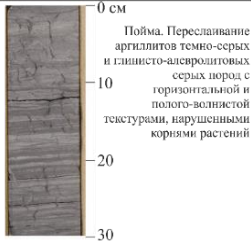
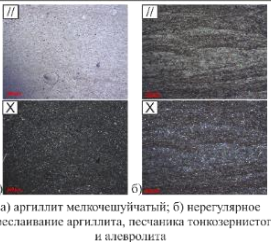
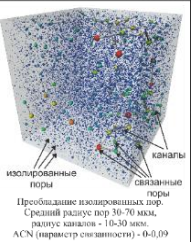
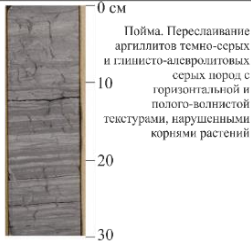
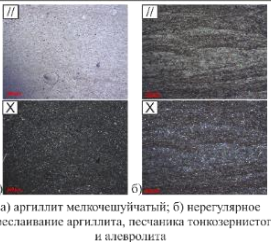
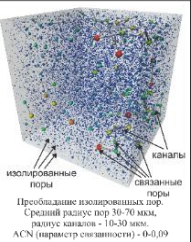
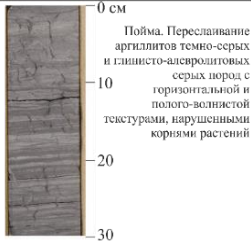
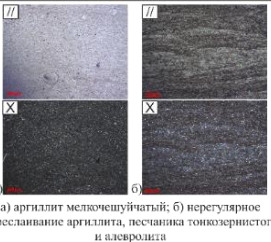
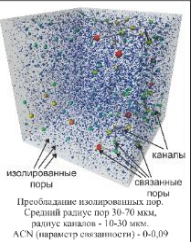
Гидродинамическая активность	Обстановки	Керн	Шлифы	Микротомография	Общее описание			
высокая	Русловые (I тип)	 ДС УФ 0 см 10 20 Русло I типа. Песчаники средне-мелкозернистые бежевые с южной параллельной слоистостью	 а) песчаник крупно-среднезернистый полимиктовый, аркозный; б) мелкозернистый (желтые стрелки) и внутризернистое (красные стрелки) поровое пространство	 Поры связаны многочисленными каналами. Средний радиус пор 80-120 мкм, радиус каналов - 60-90 мкм. ACN (параметр связности) - 0,28	Песчаные и алевро-песчаные породы со структурами от тонко- до крупнозернистой. В виду активности водной среды формируются характерные текстуры: косая параллельная, полого-волнистая, линзовидно-волнистая. Поровое пространство присутствует в виде межзерновых пустот, а также - в виде округлых участков внутри (или по границе) зерен ПШ, появившихся в результате выщелачивания зерен ПШ.			
	Проксимальная часть пролювиального конуса выноса	 Русло II типа. Песчаник мелкозернистый с темно-серыми интракlastами глинистых пород 0 см 10 20	 а) песчаник тонко-мелкозернистый полимиктовый, аркозный; б) песчаник тонкозернистый полимиктовый, аркозный	 Пустотное пространство неравномерное. Средний радиус пор 30-60 мкм, радиус каналов - 30-80 мкм. ACN (параметр связности) - 0,05-0,15		Алевро-песчаные, песчано-алевролитовые, породы, алевролиты. Непостоянная, импульсивная активность водной среды приводит к формированию беспорядочных, линзовидных, волнистых текстур. Поровое пространство нервномерное, чаще всего представлено редкими межзерновыми пустотами.		
средняя (поромежуточная группа)	Русловые (II тип)	 Русло II типа. Песчаник мелкозернистый с темно-серыми интракlastами глинистых пород 0 см 10 20	 а) песчаник тонко-мелкозернистый полимиктовый, аркозный; б) песчаник тонкозернистый полимиктовый, аркозный	 Пустотное пространство неравномерное. Средний радиус пор 30-60 мкм, радиус каналов - 30-80 мкм. ACN (параметр связности) - 0,05-0,15	Алевро-песчаные, песчано-алевролитовые, породы, алевролиты. Непостоянная, импульсивная активность водной среды приводит к формированию беспорядочных, линзовидных, волнистых текстур. Поровое пространство нервномерное, чаще всего представлено редкими межзерновыми пустотами.			
	Подводные валы	 Пойма. Переслаивание аргиллитов темно-серых и глинисто-алевролитовых серых пород с горизонтальной и полого-волнистой текстурами, нарушенными корнями растений 0 см 10 20 30	 а) аргиллит мелкозернистый; б) нерегулярное переслаивание аргиллита, песчаника тонкозернистого и алевролита	 Преобладание изолированных пор. Средний радиус пор 30-70 мкм, радиус каналов - 10-30 мкм. ACN (параметр связности) - 0-0,09		Песчано-алевролитовые, алевро-глинистые и глинисто-алевролитовые, углистые породы, алевролиты, аргиллиты. В виду низкой гидродинамики формируются массивная, горизонтальная параллельная, полого-волнистая текстуры. Как правило, отмечаются растительные остатки в разных формах: отпечатки, корни, детрит, прослои углей. Поровое пространство представлено единичными межзерновыми пустотами.		
	низкая	Дистальная часть пролювиального конуса выноса	 Пойма. Переслаивание аргиллитов темно-серых и глинисто-алевролитовых серых пород с горизонтальной и полого-волнистой текстурами, нарушенными корнями растений 0 см 10 20 30	 а) аргиллит мелкозернистый; б) нерегулярное переслаивание аргиллита, песчаника тонкозернистого и алевролита			 Преобладание изолированных пор. Средний радиус пор 30-70 мкм, радиус каналов - 10-30 мкм. ACN (параметр связности) - 0-0,09	Песчано-алевролитовые, алевро-глинистые и глинисто-алевролитовые, углистые породы, алевролиты, аргиллиты. В виду низкой гидродинамики формируются массивная, горизонтальная параллельная, полого-волнистая текстуры. Как правило, отмечаются растительные остатки в разных формах: отпечатки, корни, детрит, прослои углей. Поровое пространство представлено единичными межзерновыми пустотами.
		Пойма	 Пойма. Переслаивание аргиллитов темно-серых и глинисто-алевролитовых серых пород с горизонтальной и полого-волнистой текстурами, нарушенными корнями растений 0 см 10 20 30	 а) аргиллит мелкозернистый; б) нерегулярное переслаивание аргиллита, песчаника тонкозернистого и алевролита			 Преобладание изолированных пор. Средний радиус пор 30-70 мкм, радиус каналов - 10-30 мкм. ACN (параметр связности) - 0-0,09	
Озера		 Пойма. Переслаивание аргиллитов темно-серых и глинисто-алевролитовых серых пород с горизонтальной и полого-волнистой текстурами, нарушенными корнями растений 0 см 10 20 30	 а) аргиллит мелкозернистый; б) нерегулярное переслаивание аргиллита, песчаника тонкозернистого и алевролита	 Преобладание изолированных пор. Средний радиус пор 30-70 мкм, радиус каналов - 10-30 мкм. ACN (параметр связности) - 0-0,09	Песчано-алевролитовые, алевро-глинистые и глинисто-алевролитовые, углистые породы, алевролиты, аргиллиты. В виду низкой гидродинамики формируются массивная, горизонтальная параллельная, полого-волнистая текстуры. Как правило, отмечаются растительные остатки в разных формах: отпечатки, корни, детрит, прослои углей. Поровое пространство представлено единичными межзерновыми пустотами.			
Слабоподвижное морское мелководье	 Пойма. Переслаивание аргиллитов темно-серых и глинисто-алевролитовых серых пород с горизонтальной и полого-волнистой текстурами, нарушенными корнями растений 0 см 10 20 30	 а) аргиллит мелкозернистый; б) нерегулярное переслаивание аргиллита, песчаника тонкозернистого и алевролита	 Преобладание изолированных пор. Средний радиус пор 30-70 мкм, радиус каналов - 10-30 мкм. ACN (параметр связности) - 0-0,09	Песчано-алевролитовые, алевро-глинистые и глинисто-алевролитовые, углистые породы, алевролиты, аргиллиты. В виду низкой гидродинамики формируются массивная, горизонтальная параллельная, полого-волнистая текстуры. Как правило, отмечаются растительные остатки в разных формах: отпечатки, корни, детрит, прослои углей. Поровое пространство представлено единичными межзерновыми пустотами.				

Рисунок 2.7. Литологические и структурные характеристики фаций, сгруппированных по гидродинамической активности

В виду тонкозернистого строения межкомпонентное поровое пространство практически отсутствует, прослеживаются лишь единичные зерна ПШ со следами выщелачивания. Отсюда вытекает меньший радиус пор и каналов относительно пород из группы фаций с низкой гидродинамической активностью, для которых радиус пор равен 5-80 мкм, средний радиус каналов 10-30 мкм. Параметр сообщаемости (ACN) для таких пород варьирует в пределах 0-0,09.

Из специальных исследований вытекает, что именно, гидродинамическая обстановка в совокупности со структурным планом территории повлияли на распределение фаций и, соответственно, на формирование фильтрационно-емкостных и капиллярных характеристик пород [Исакова и др, 2022].

Для дифференциации изучаемого разреза на обстановки осадконакопления по данным ГИС используется комплексирование методов потенциала самопроизвольной поляризации (СП), гамма-каротажа (ГК) и эффективной толщины непрерывного коллектора (Нэф,непр) (Рисунок 2.8). Такой же принцип выделения фациальных обстановок – частей конуса выноса в ачимовских отложениях реализован автором в статье «Оценка характера насыщенности коллекторов ачимовских отложений по каротажу в условиях низкой проницаемости и фациальной неоднородности» [Егорова и др, 2023].

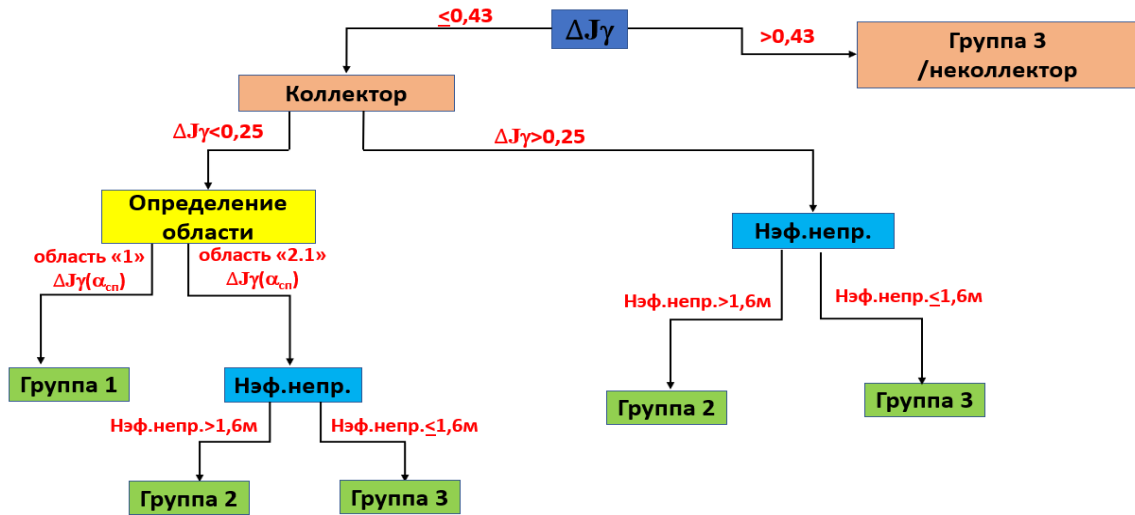


Рисунок 2.8. Схема дифференциации отложений тюменской свиты на условия осадконакопления по данным ГИС

Тип гидродинамической активности также повлиял на вид кривых капиллярного давления (Рисунок 2.9). Повышение активности водной среды отразилось в формировании более однородного порового пространства и соответственно увеличению радиуса кривизны ККД.

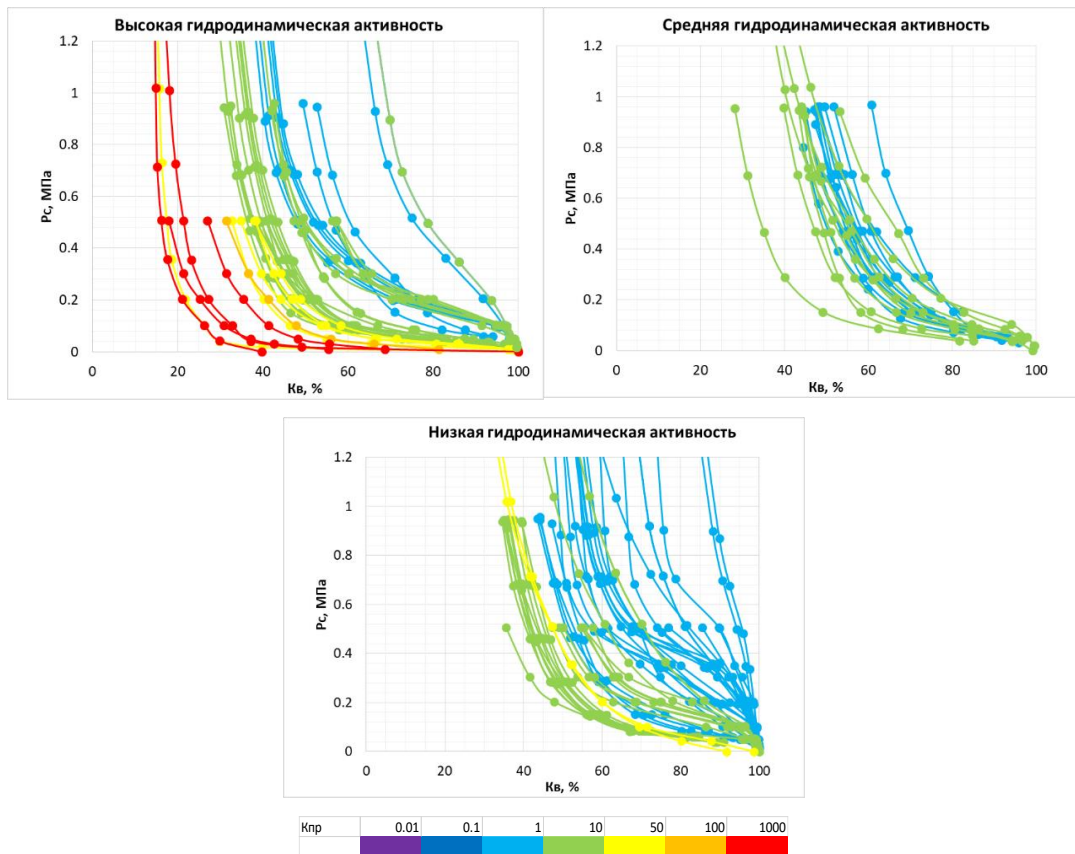


Рисунок 2.9. Кривые капиллярного давления P_c - K_v по типам гидродинамической активности (цветокодировка кривых – $K_{пр}$)

Различие в выделенных типах проявляется и при аппроксимация кривых капиллярного давления, которая осуществлялась с использованием оптимальной модели:

$$P_c = a \left(\frac{1 - K_B}{K_B - K_{B0}} \right)^b$$

В процессе настройки модели каждая капиллярная кривая описывалась функцией Оптимальной модели со своими уникальными величинами K_{B0} , a и b , которые определялись из условия минимизации функционала невязки между расчетными и экспериментально определенными кривыми капиллярного давления. Далее коэффициенты K_{B0} , a , b выражались как функции от проницаемости $K_{пр}$ (Рисунок 2.10).

На рисунке видно, что для выделенных групп по гидродинамической активности различаются параметры функции аппроксимации, что подтверждает влияние такой фациальной характеристики на капиллярную модель.

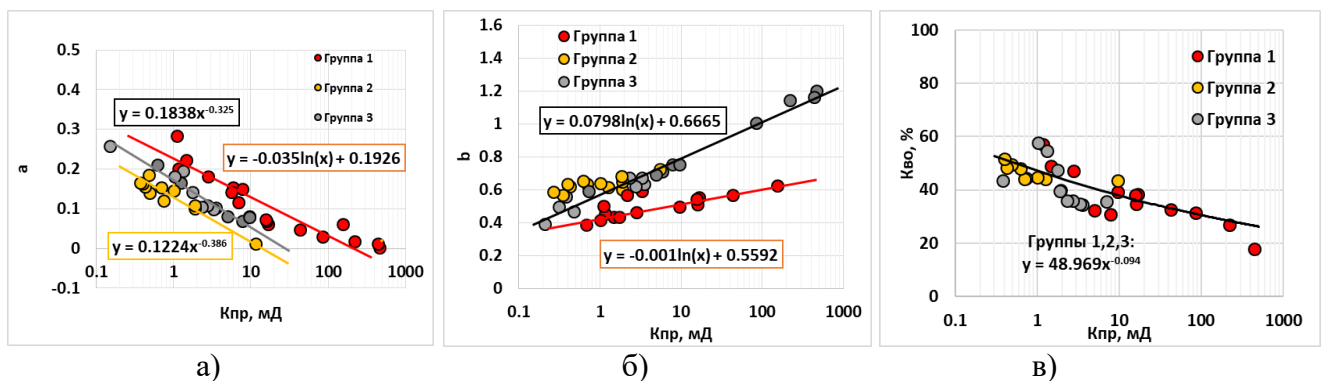


Рисунок 2.10. Зависимости параметров a (а), b (б), K_{B0} (в) от $K_{пр}$ для настройки Оптимальной модели Тюменских отложений месторождения «Н»

Влияние литологии

Терригенные отложения

Породы викуловской свиты ($ВК_{1-3}$) представлены алевро-песчаными, песчано-алевритовыми, глинисто-алевролитовыми разностями, неравномерно чередующимися и переслаивающимися по разрезу пластов $ВК$. Глинистая составляющая содержится в цементирующей части. Свойства разреза зависят от степени зернистости и преобладания того или иного литотипа. Модель коллектора – коллектор с микрослоистой текстурной неоднородностью с чередованием слоев алевролитов и песчаников с разной степенью зернистости [Исакова и др., 2020].

Значительная степень неоднородности пород в разрезе, наличие коллекторов с существенно разным по латерали и разрезу фильтрационным потенциалом должно затруднять равномерность выработки запасов объекта при разработке.

Комплексирование литологического, петрофизического изучения керн и геофизической характеристики разреза в скважинах показало, что наиболее характерными и достаточно контрастными по ГИС и петрофизическим свойствам являются группы литотипов, по которым проводился дальнейший анализ петрофизических свойств по керну и установлены критерии для

их выделения по ГИС. Причем анализ свойств выполнялся отдельно по пластам викуловской свиты, приуроченных к мелководно-морским (ВК₁₋₃) и континентальным (ВК₂₋₃врез) отложениям.

Анализ с привязкой керна к разрезу скважин показал, что по данным ГИС могут быть выделены 6 литотипов с учетом принадлежности пород к условиям осадконакопления – шесть литотипов: из которых три типа коллекторы, причем песчано-алевролитовая порода в стандартном разрезе ВК₁₋₃ и в ВК₂₋₃врез индексируется по разному из-за различий в свойствах одноименных пород в различных условиях седиментации, один тип может быть коллектором или неколлектором, два литотипа – неколлекторы (Таблица 2.3) [Исакова, 2021].

Критерии выделения литотипов в отложениях викуловской свиты по данным ГИС представлены в таблице 2.3. При выделении типов пород отдано предпочтение стандартному комплексу геофизических методов – двойным разностным параметрам ПС (α ПС), ГК (dГК) и НК (α НК), для выделения коллекторов – комплексному параметру $\Delta(\alpha$ ПС – dГК).

Таблица 2.3. Основные литотипы пород в отложениях викуловской свиты.

Литотип	Признак коллектора	α ПС	α НК	$\Delta(\alpha$ ПС-dГК)
ВК ₁ + ВК ₂₋₃	песчано-алевролитовая порода	коллектор	≥ 0.7	0.2-1
	алевролит		0.4-0.7	0-0.6
	глинистый алевролит		0.2-0.4	-0.2-0.2
	глина	неколлектор	< 0.2	< -0.2
	терригенно-карбонатная порода			> 0.5
	алевро-глинистая порода		< 0.4	< -0.2
ВК ₂₋₃ врез	алевро-песчаная порода	коллектор	> 0.7	0.4-1
	песчано-алевролитовая порода		0.4-0.7	0-0.5
	глинистый алевролит	неколлектор	0.2-0.4	-0.6 - -0.2
	терригенно-карбонатная порода			> 0.5

По указанным литотипам выполнена дифференциация результатов стандартных и специальных исследований керна.

Сопоставление кривых капиллярного давления (ККД) по принадлежности к литологии и пласту (Рисунок 2.11) показало существенную разницу в капиллярных свойствах по трем группам пород в кривизне кривых КД и диапазонах Кво:

- глинисто-алевролитовая порода;
- алевролит + песчано-алевролитовая порода (ВК₁₋₃);
- песчано-алевролитовая + алевро-песчаная порода (ВК₂₋₃врез).

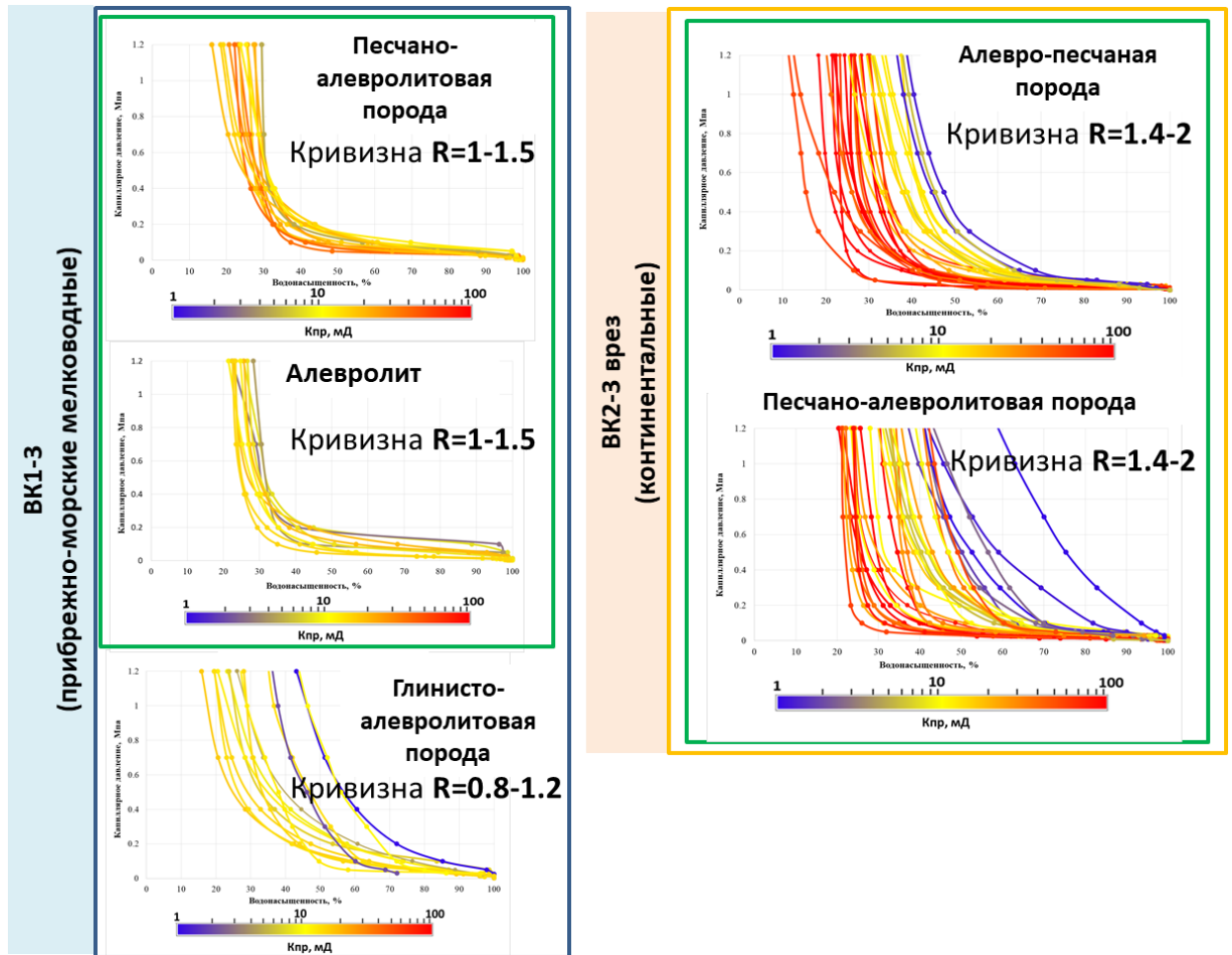


Рисунок 2.11. Кривые капиллярного давления P_c - K_v по литотипам и пластам (цветокодировка кривых – $K_{пр}$)

Аппроксимация кривых капиллярного давления осуществлялась с использованием модели Брукса–Кори, разделение связей также являлось критерием дифференциации отложений (Рисунок 2.12):

$$K_B = K_{BO} + (1 - K_{BO}) \cdot \left(\frac{P_{c,ВХ}}{P_{c,лаб}} \right)^{\frac{1}{n}},$$

- Глинисто-алевролитовый литотип

$$K_{BO} = 31.666 \cdot R_{пор}^{-0.501},$$

$$P_{c,ВХ} = 0.082 \cdot K_{пр}^{-0.299},$$

$$n = 1.99 \cdot K_{пр}^{-0.15}.$$

- VK_{1-3} (алевролит + песчано-алевролитовая порода)

$$K_{BO} = 31.666 \cdot R_{пор}^{-0.501},$$

$$P_{c,ВХ} = 0.0809 \cdot K_{пр}^{-0.341},$$

$$n = 1.53 \cdot K_{пр}^{-0.119}.$$

- VK_{2-3} врез (песчано-алевролитовая + алевро-песчаная порода)

$$K_{BO} = 38.083 \cdot R_{пор}^{-0.433},$$

$$P_{с,вх} = 0.0629 \cdot K_{пр}^{-0.357},$$

$$n = 1.7281 \cdot K_{пр}^{-0.12}.$$

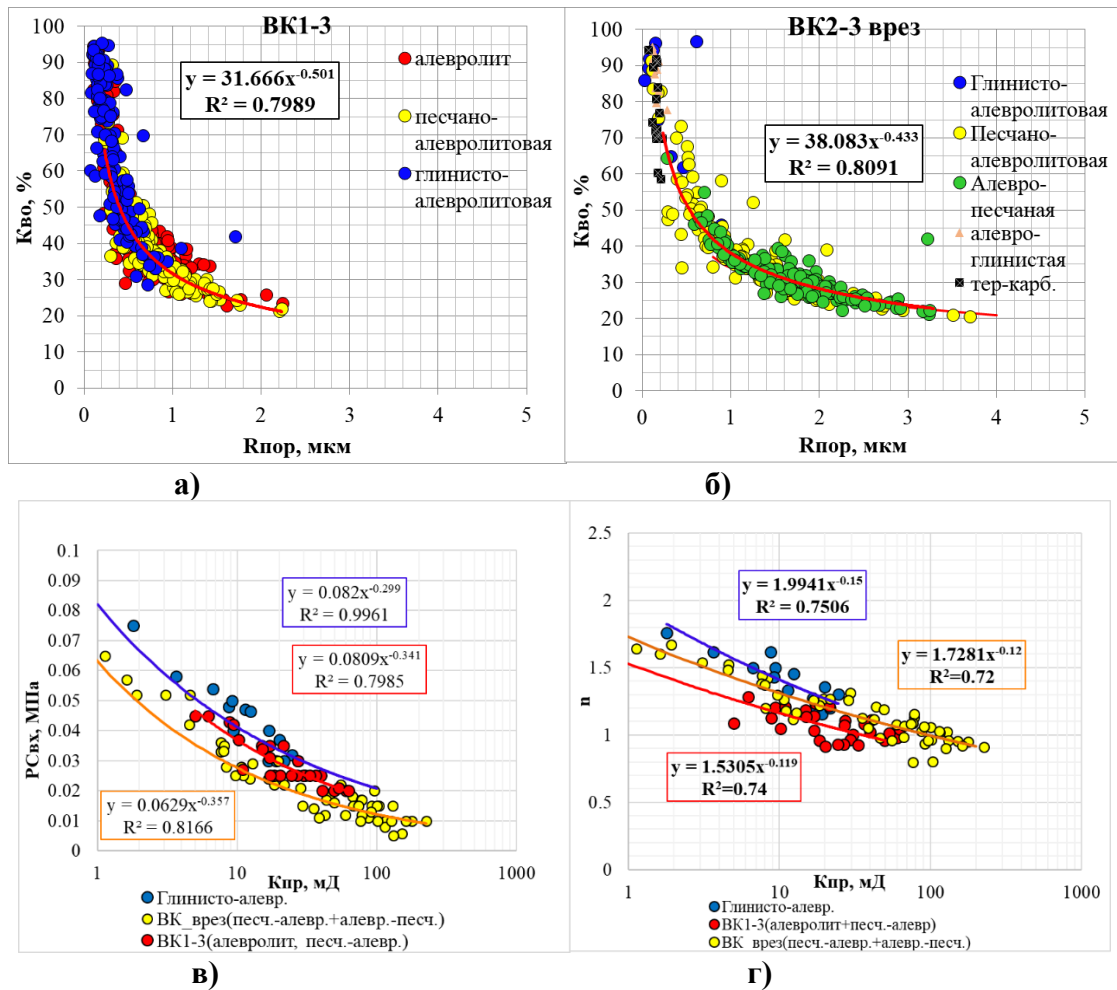


Рисунок 2.12. Зависимости параметров $K_{во}$ (а,б), $P_{с,вх}$ (в), n (г) от $R_{пор}$ и $K_{пр}$ для настройки модели Брукса-Кори

Карбонатные отложения

Принципы и схемы классификаций карбонатных и глинисто-карбонатных пород были разработаны С.Г. Вишняковым (1933). Ему принадлежит используемая в практике многими геологами треугольная диаграмма (Рисунок 2.13), в которой каждому выделенному полю, отвечающему определенному соотношению $CaCO_3$, $CaMg(CO_3)_2$ и глины, соответствует свое название. По данным геофизических исследований состав пород обычно принимается упрощенным – «известняк+доломит». Определение количества доломита в породе по результатам ГИС выполняется различным способом. Например, для пород елецкого яруса доля доломита ($V_{дол}$) определялась с использованием эмпирической связи с показаниями фотоэлектрического фактора (ФЭФ):

$$V_{дол} = (5.08 - \text{ФЭФ}) / (5.08 - 3.14)$$

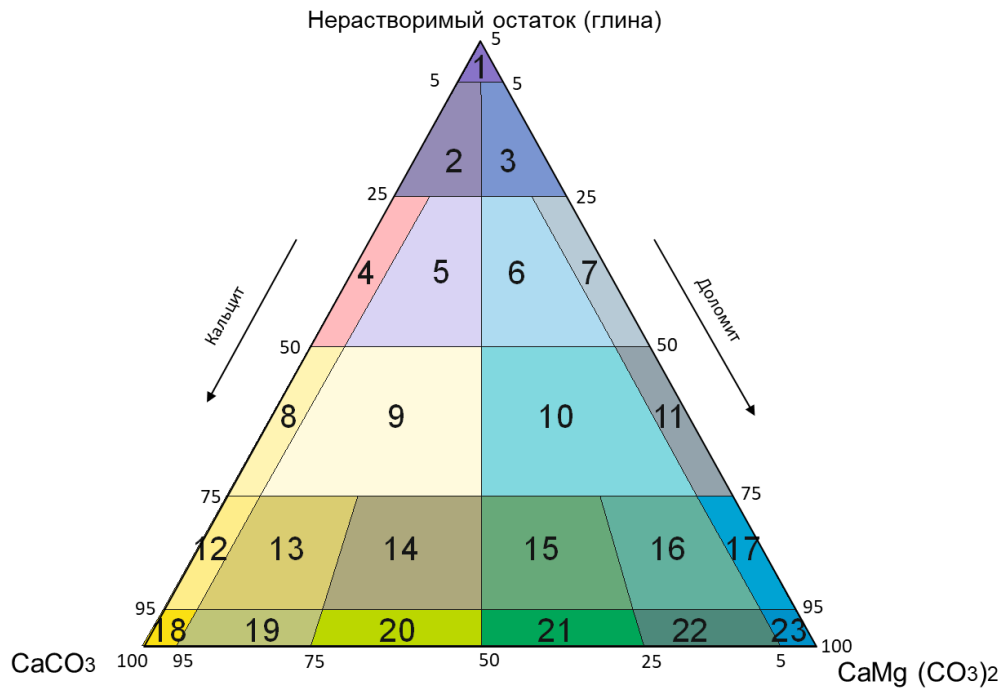


Рисунок 2.13. Классификация карбонатных пород по вещественному составу [Вишняков, 1956]. Легенда: 1 - глина; 2 - глина доломитисто-известковистая; 3 - глина известковисто-доломитистая; 4 - мергель глинистый; 5 - мергель глинистый, доломитисто-известковый; 6 - мергель глинистый, известковисто-доломитовый; 7 - мергель глинистый, доломитовый; 8 - мергель; 9 - мергель доломитисто-известковый; 10 - мергель известковисто-доломитовый; 11 - мергель доломитовый; 12 - известняк глинистый; 13 - известняк глинистый доломитистый; 14 - известняк глинистый доломитовый; 15 - доломит глинистый известковый; 16 - доломит глинистый известковистый; 17 - доломит глинистый; 18 - известняк; 19 - известняк доломитистый; 20 - известняк доломитовый; 21 - доломит известковый; 22 - доломит известковистый; 23 - доломит

По этой классификации были разделены карбонатные отложения елецкого горизонта и рассмотрено влияние литологии на кривые капиллярного давления.

ККД отложений елецкого яруса на «Л» и «А» месторождениях представлены двумя литотипами: известняками и доломитами (Рисунок 2.14). Различия в капиллярных кривых для этих литотипов представлено на рисунке 2.15. На рисунке видно четкое различие капиллярных кривых, как по кривизне кривых и форме кривых.

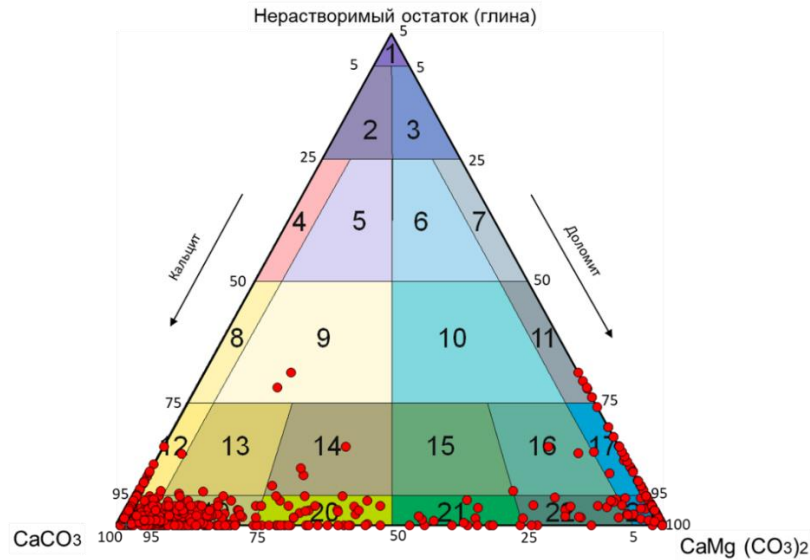


Рисунок 2.14. Вещественный состав отложений елецкого яруса для образцов капилляриметрии, на диаграмме С.Г. Вишнякова. Легенда на Рисунок 2.13.

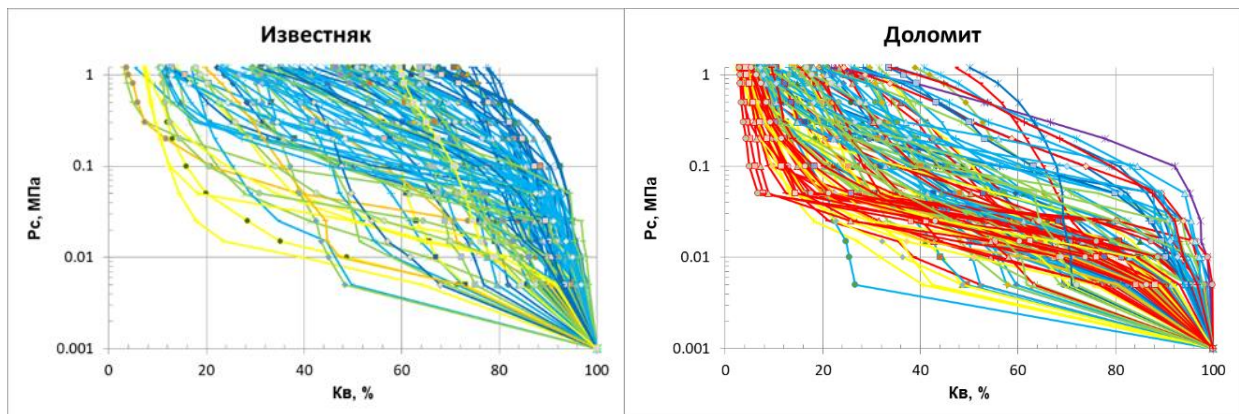


Рисунок 2.15. Кривые капиллярного давления с классификацией по литологии для пород пласта D_{3el}

В данной работе аппроксимация кривых капиллярного давления осуществлялась с использованием оптимальной модели:

$$P_c = a \left(\frac{1 - K_v}{K_v - K_{v0}} \right)^b,$$

где K_v – водонасыщенность при заданном давлении; K_{v0} – остаточная водонасыщенность, a и b – коэффициенты аппроксимирующей функции.

В процессе настройки модели каждая капиллярная кривая описывается степенной функцией со своими уникальными величинами K_{v0} , a и b , которые определялись из условия минимизации функционала невязки между расчетными и экспериментально определенными ККД. Далее коэффициенты a , b и K_{v0} выражались как функция пористости.

Таким образом капиллярная модель для пород возраста D_{3el} выглядит следующим образом:

- Известняк:

$$a = 0,065.$$

$$b = -0,074 \cdot K_{\text{п}} + 1,5.$$

$$K_{\text{во}} = 94,05 \cdot K_{\text{п}}^{-0.688}.$$

- Доломит:

$$a = 0,065.$$

$$b = -0,074 \cdot K_{\text{п}} + 1,71.$$

$$K_{\text{во}} = 162,3 \cdot K_{\text{п}}^{-1.467}.$$

Влияние типа порового пространства

Продуктивные отложения нижнего силура на месторождении «В» имеют сложную структуру порового пространства. По результатам исследования шлифов и микротомографии были выделены коллектора с двумя типами порового пространства [Багринцева, 1999]:

2. Межзерновой (поровый), имеющий радиусы поровых каналов до 1,2 мкм с низкой проницаемостью менее 10^{-3} мкм², и до 10 мкм с проницаемостью до 10^{-2} мкм²;

3. Порово-каверновый, имеющим радиус поровых каналов до 100 мкм или преобладанием пор со средним радиусом близким к 10 мкм и проницаемостью превышающую 10^{-1} мкм².

Тип порового пространства по ГИС определялся с использованием комплексных палеток Добрынина.

Для образцов керн с проведенными на них капилляриметрическими исследованиями было построено сопоставление открытая пористость-абсолютная проницаемость, на которую были нанесены корреляционные связи $K_{\text{п}}-K_{\text{пр}}$, полученные ранее для разных типов коллекторов и каждому образцу был присвоен тип порового пространства (Рисунок 2.16).

Уверенное различие в кривых капиллярного давления прослеживается при классификации образцов по типам порового пространства (Рисунок 2.17). Так, капиллярные модели образцов порово-кавернового типа отличаются от порового типа более низкими значениями $K_{\text{во}}$, низкими значениями входного давления.

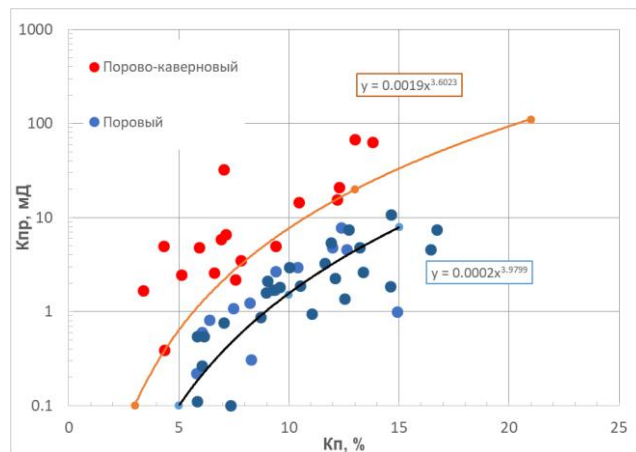


Рисунок 2.16. Сопоставление связи «открытая пористость - абсолютная проницаемость» для образцов капилляриметрических исследований образцов нижнего силура месторождения «В» по разным типам порового пространства

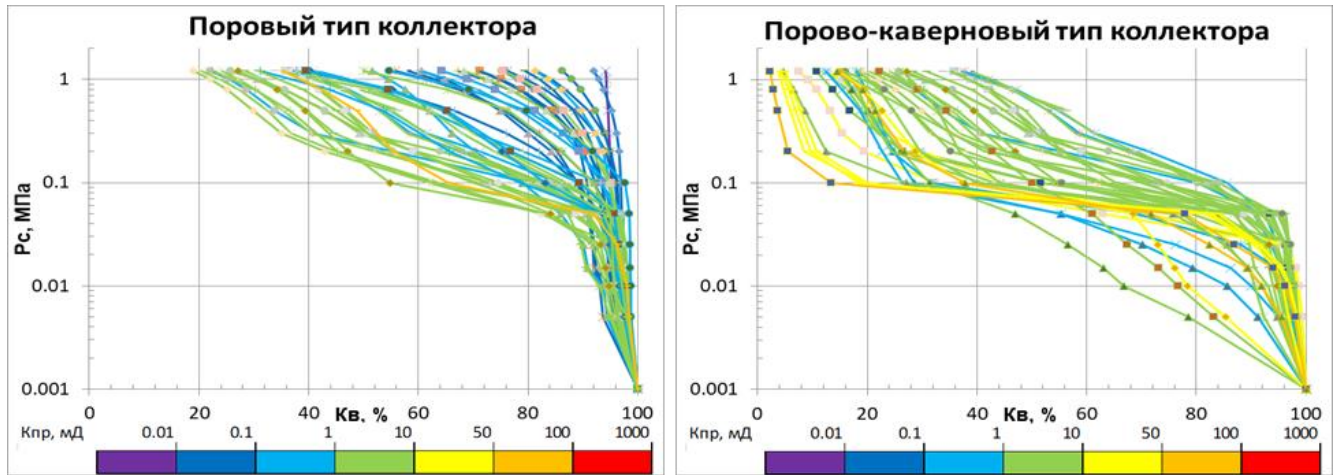


Рисунок 2.17. Кривые капиллярного давления с классификацией по типам порового пространства для пород S_{1sn-vk}

Сопоставление кривых капиллярного давления (ККД) по различным классификациям показало существенную разницу в капиллярных свойствах при дифференциации пород по типу порового пространства.

Таким образом капиллярная модель для пород возраста S_{1sn-vk} выглядит следующим образом (Рисунок 2.18):

- Поровый тип коллектора:

$$a = 0.17 \cdot K_{пр}^{-0.316}.$$

$$b = 2.77 \cdot K_{п}^{-0.46}.$$

$$K_{во} = 210 \cdot K_{п}^{-0.795}$$

- Порово-каверновый тип коллектора:

$$a = 0.13 \cdot K_{пр}^{-0.34}.$$

$$b = 2.43 \cdot K_{п}^{-0.537}.$$

$$K_{во} = 226.18 \cdot K_{п}^{-1.155}$$

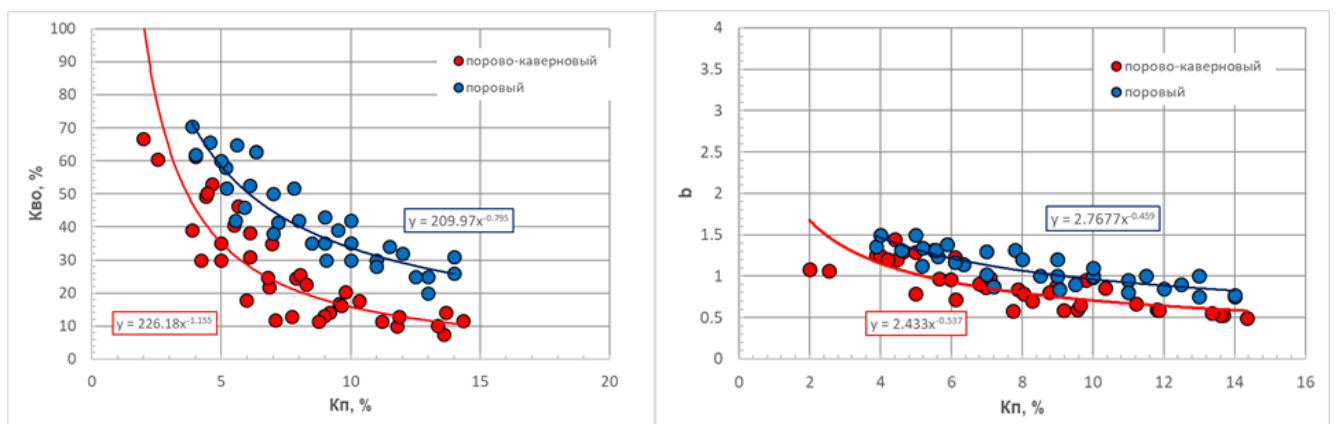


Рисунок 2.18. Зависимости параметров $K_{во}$ и b от $K_{п}$ для настройки оптимальной модели для пород возраста S_{1sn-vk}

Структурные особенности

Методика гранулометрического анализа

Гранулометрический метод исследования – один из методов определения генезиса *песчаных пород*, помогающий провести фациальный анализ с дальнейшей реконструкцией обстановок осадконакопления. Он базируется на сравнении рассчитанных теоретических и полученных реальных данных. Все песчаные породы прошли первичную подготовку к анализу: отмучивание, отделение от глинистой фракции, ситование с последующим разделением на основные фракции [МакФи и др., 2018].

После деления на фракции были построены гистограммы по полученным результатам ситования. Графики дали наглядную картину изменения зернистости песчаных пород по разрезу. Далее по каждому образцу была построена кумулятивная кривая, показывающая процентное содержание каждой фракции образца в виде логарифмической кривой. Для ее построения по данным гранулометрического анализа предварительно вычисляют нарастающие проценты. По оси абсцисс отложены размеры фракций, а по оси ординат – нарастающие проценты (Рисунок 2.19).

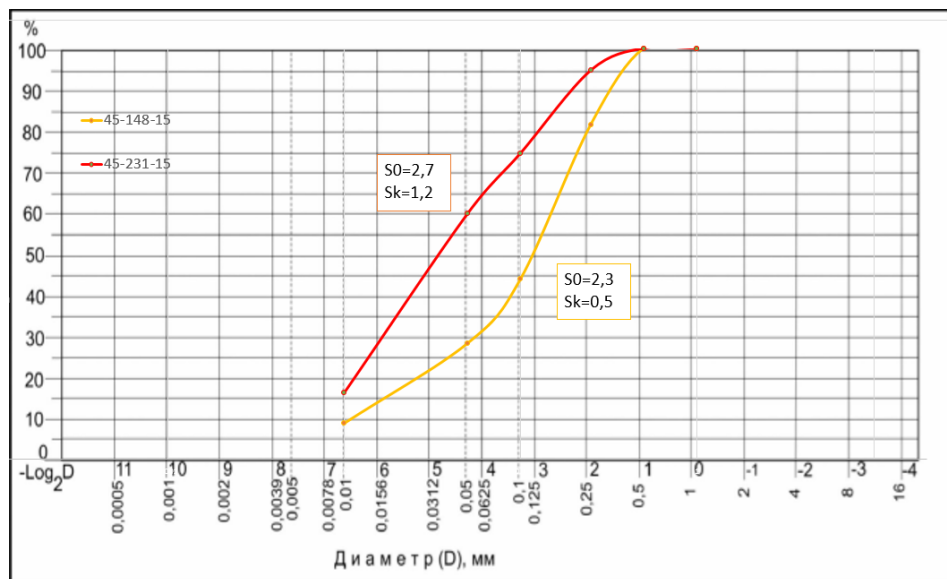


Рисунок 2.19. Палетка для построения кумулятивных кривых гранулометрического состава

По данным кривым подсчитываются коэффициенты сортировки, асимметрии и эксцесс по следующим формулам:

- **коэффициент сортировки:** $S_0 = \sqrt{Q_3/Q_1}$, где Q_3 и Q_1 - величина третьей и первой кватилей, т. е. размеры частиц, которым отвечают ординаты соответственно 25 и 75%, когда от начала осей координат откладываются наиболее крупные фракции.
- **коэффициент асимметрии:** $S_k = Q_1 \times Q_3 / Md^2$, где Md – медианное значение (50%).

Величина коэффициента сортировки (S_0) характеризует степень однородности обломочного материала в породе. Коэффициент асимметрии (S_k) дает информацию о

взаимодействии процессов транспортировки и отложения осадка с внешним привносом алевро-песчаного материала [Рейнек, Сингха 1981].

Структурно-литологический анализ образцов капилляриметрии из пород старооскольского яруса на месторождения «Р» и «О» показал, что породы представляет собой толщу переслаивающихся терригенных осадков кварцевого состава.

Проанализировав данные гранулометрии (Рисунок 2.20) и описания керна капиллярные модели пород возраста D_{2st} были разделены на 3 группы в соответствии с литотипом: песчаник и алевролит и глинистый алевролит.

Капиллярные кривые с учетом вышеописанной классификации продемонстрированы на рисунке 2.21.

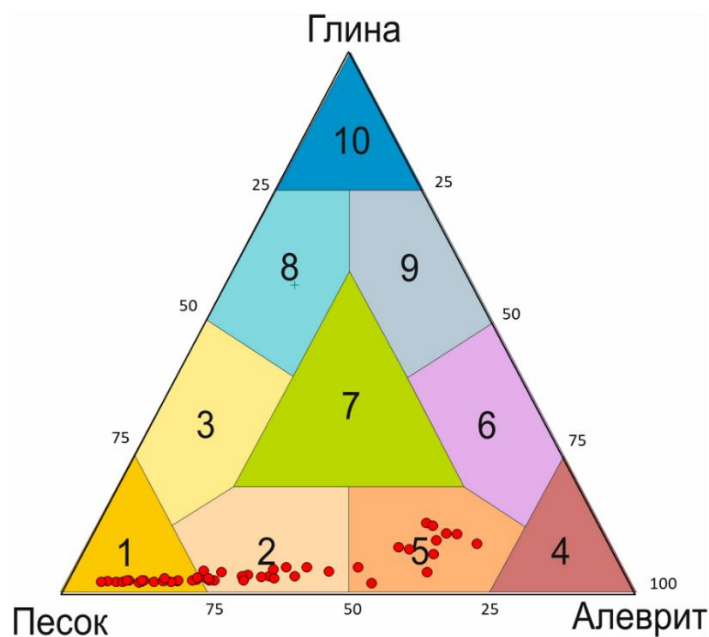


Рисунок 2.20. Классификация песчано-алевоитово-глинистых пород старооскольского яруса.

Легенда: 1 - песок, 2 - алевритовый песок, 3 - глинистый песок, 4 - алеврит, 5 - алеврит, 6 - песчаный алеврит, 7 - песчано-алевоитовая глина, 8 – песчаная глина, 9 - алевритовая глина, 10 – глина

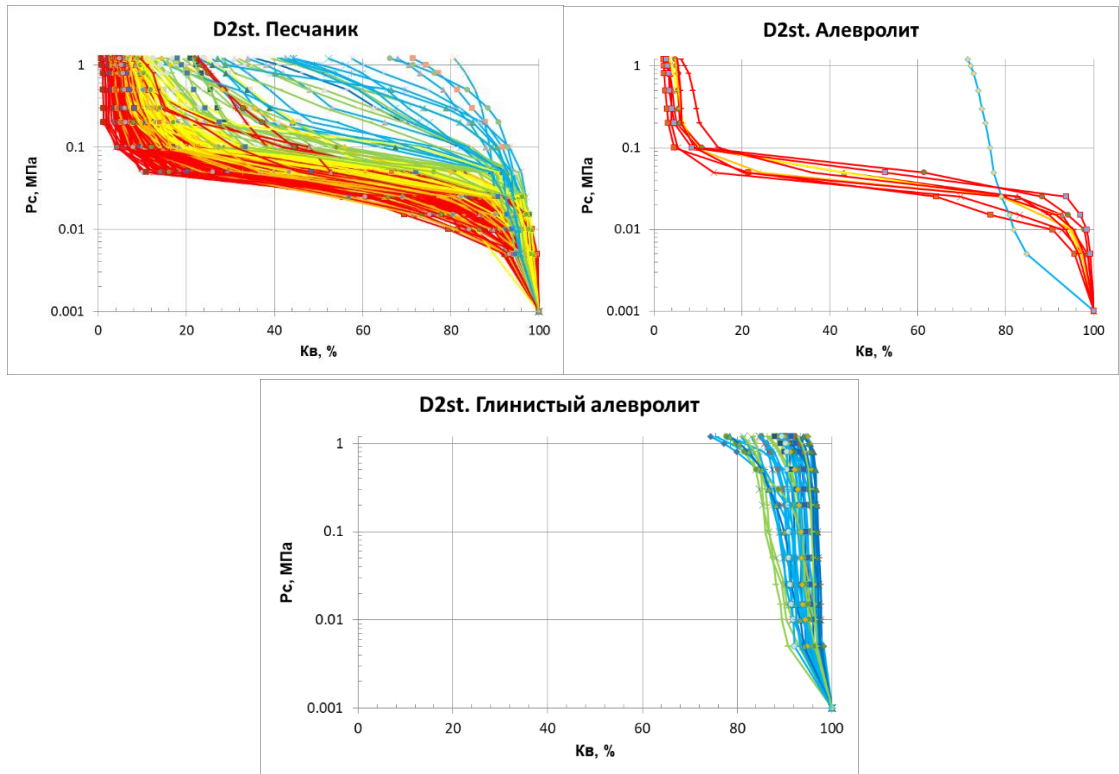


Рисунок 2.21. Кривые капиллярного давления с классификацией по выделенным литотипам пород пласта D_{2st}

Как видно кривые КД плохо разделяются по выделенным литотипам- отличается только глинистый алевролит, который является неколлектором, поэтому для песчаника и алевролита был проведен дополнительный анализ данных гранулометрии с построением кумулятивных кривых и расчета коэффициента сортировки So .

На распределении полученного коэффициента сортировки видно три прослеживающиеся моды (Рисунок 2.22):

1. $So=1.2-1.8$ – хорошая сортировка
2. $So=1.8-2.2$ – средняя сортировка
3. $So=2.2-2.8$ – плохая сортировка

Дифференциации по этому критерию также прослеживается при построении кумулятивных кривых (Рисунок 2.23).

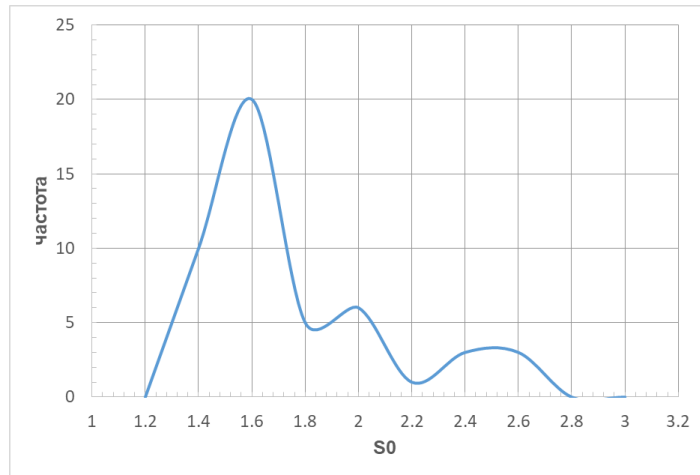


Рисунок 2.22. Распределение коэффициента сортировки для пород пласта D_{2st}

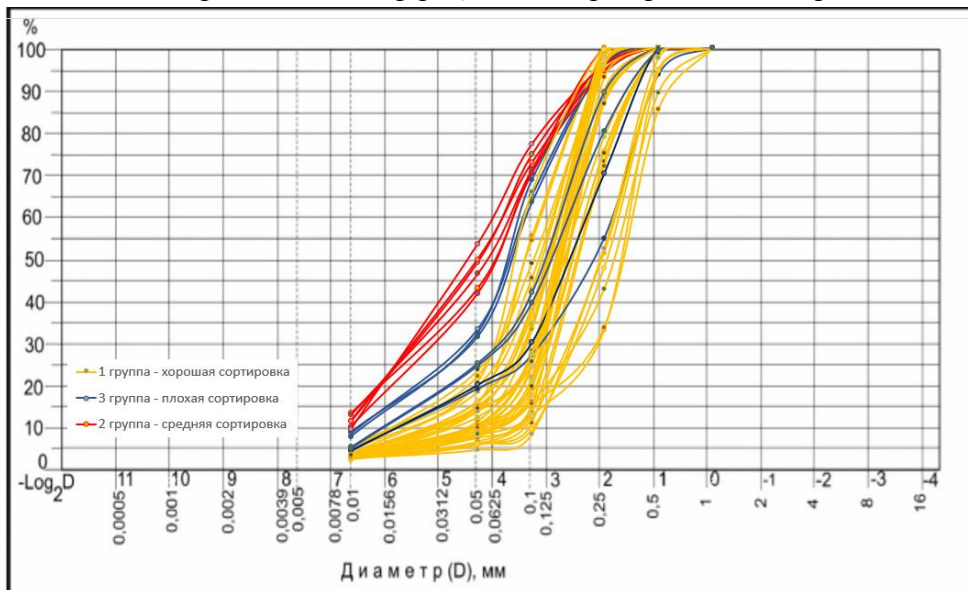
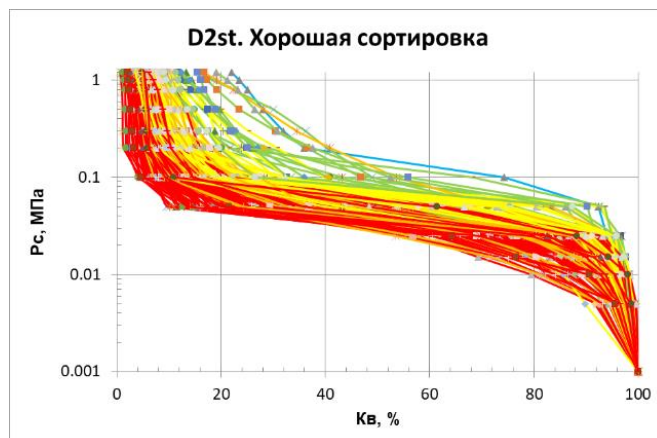


Рисунок 2.23. Кумулятивная кривая гранулометрического состава с дифференциацией по характеру сортировки для пород старооскольского яруса

На основании проведенного анализа капиллярные кривые также были дифференцированы на 3 группы по типу сортировки (Рисунок 2.24). Как видно по рисунку капиллярные модели песчано-алевролитовых пород отличаются по типу сортировки.



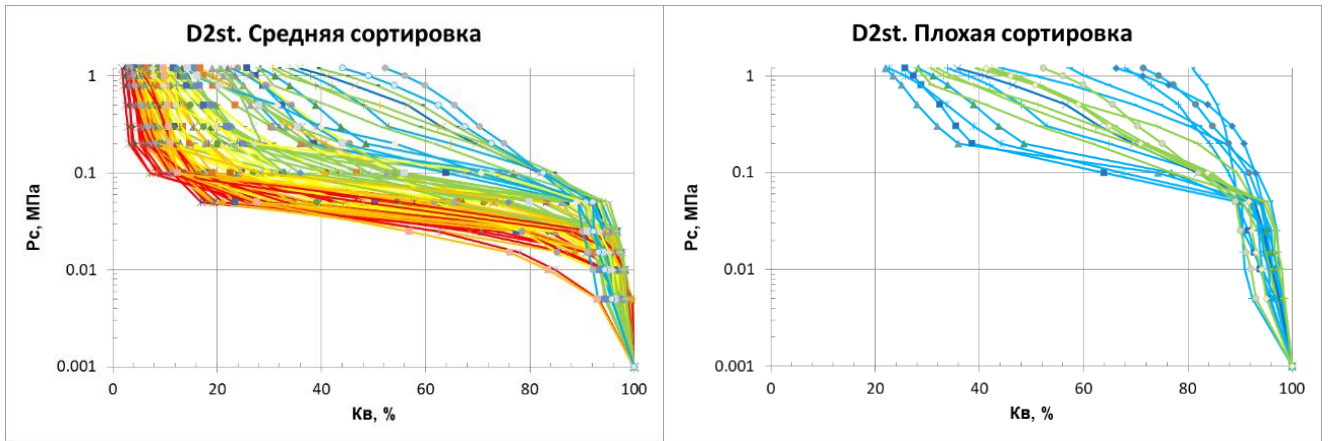


Рисунок 2.24. Кривые капиллярного давления с классификацией по выделенным типам сортировки пород пласта D_{2st}

Таким образом капиллярная модель для пород возраста D_{2st} выглядит следующим образом:

1) Глинистый алевролит:

$$a = 0.03.$$

$$b = 1,79 \cdot K_{пр}^{-0.072}.$$

$$K_{во} = 85,8 \cdot K_{пр}^{-0.022}$$

2) Песчано-алевролитовые породы:

- Плохая сортировка:

$$a = 0.15.$$

$$b = 1,003 \cdot K_{пр}^{-0.172}.$$

$$K_{во} = 45,4 \cdot K_{пр}^{-0.219}.$$

- Средняя сортировка:

$$a = 0,104 \cdot K_{пр}^{-0.163}.$$

$$b = 0.67 \cdot K_{пр}^{-0.058}..$$

$$K_{во} = 16,2 \cdot K_{пр}^{-0.3}.$$

- Хорошая сортировка:

$$a = 0,104 \cdot K_{пр}^{-0.163}.$$

$$b = 0.61 \cdot K_{пр}^{-0.022}..$$

$$K_{во} = 23,2 \cdot K_{пр}^{-0.283}.$$

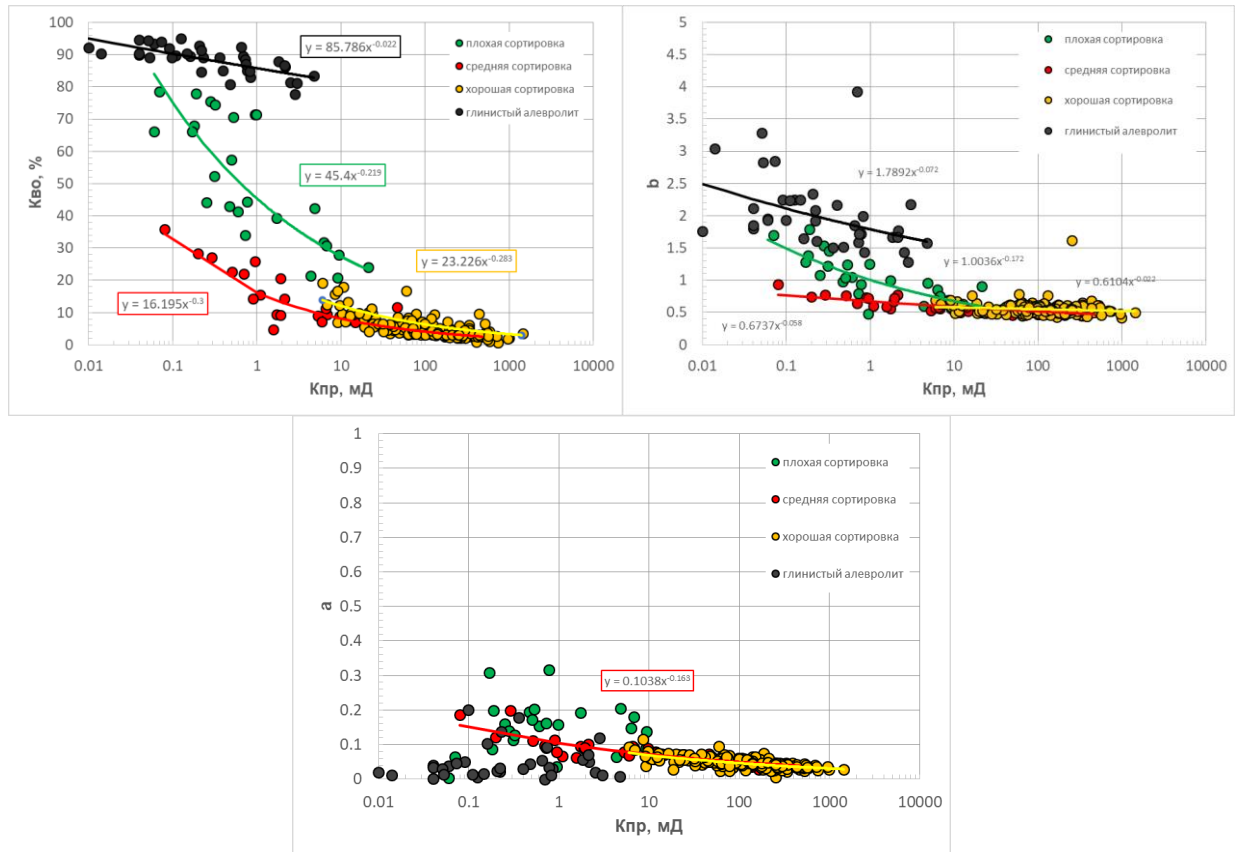


Рисунок 2.25. Зависимости параметров a , b и $K_{во}$ от $K_{пр}$ для настройки оптимальной модели для пород возраста D_{2st}

Для дальнейшего использования капиллярных моделей предлагаются два варианта классификации капиллярных моделей:

1) Основная классификация включает только самые значимые критерии для случая ограниченного комплекса ГИС и слабой изученности объектов. Данная классификация включает разделение объектов по литологическому типу отложений, структурно-тектонической и стратиграфической зональности. Основная классификация и месторождения, вошедшие в классификацию, представлены в таблице 2.2.

2) Детальная классификация может применяться с целью уточнения и дополнительной дифференциации капиллярных моделей для месторождений и скважин с обширным комплексом керновых и геофизических исследований. Данная классификация включает все критерии основной классификации с дополнительным разделением по другим признакам (Таблица 2.3).

3. Модели переходных зон вода-нефть³

3.1 Информация о тестовой выборке скважин целевых месторождений для опробования разработанных капиллярных моделей

Для опробования капиллярных моделей были выбраны 81 скважина, вскрывающие целевые пласты. Все исследуемые пласты охарактеризованы скважинами с керном и данными по испытаниям; все скважины имеют расширенный комплекс ГИС, что позволяет корректно оценивать коэффициенты пористости и проницаемости, выделять литотипы, определять тип порового пространства.

Таблица 3.1. Количество скважин для опробования капиллярных моделей в исследуемых пластах.

Система	Отдел	Ярус	Свита/горизонт	тип	Количество скважин								
					0	5	10	15	20	25	30		
Меловая К	Нижний К ₁	Аптский К _{1а}	Викуловская ВК ₁ -ВК ₃	тер.	10								
Юрская J	Средний J ₂	Ааленский, Байоский, Батский, J _{2а} -bt	Тюменская Ю ₂ -Ю ₇	тер.		5							
Триасовая Т	Нижний Т ₁		Чаркабожская Т1сb	тер.		6							
Пермская Р	Верхний Р ₂			тер.		6							
	Нижний Р ₁	Кунгурский Р _{1к}		тер.	1								
		Артинский Р _{1ar}		карб	3								
		Ассельский-сакмарский Р _{1a+s}		карб	4								
Каменноугольная С	Средний + верхний С ₂ +С ₃			карб	1								
Девонская D	Верхний D ₃	Фаменская D _{3fm}	Елецкий D _{3el}	карб					18				
			Задонский D _{3zd}	карб						25			
		Франская D _{3fr}	Джерский D _{3dзr}	тер.	4								
	Средний D ₂	Эйфельский D _{2ef}		тер.	4								
Живетский D _{2zv}		Старооскольский D _{2st}	тер.		7								
Силурийская S	Нижний S ₁	Лландоверийский S _{1ll}	Вьякская свита S _{1vk}	карб	2								
			Сандивейская свита S _{1sn}	карб	2								

Для расчета коэффициентов нефтегазонасыщенности по различным моделям использовались результаты интерпретации ГИС (эффективные толщины, эффективные нефтенасыщенные толщины, значения УЭС, Кп и Кпр коллекторов).

³ При подготовке данного раздела диссертации использованы следующие публикации, выполненные автором лично или в соавторстве, в которых, согласно Положению о присуждении ученых степеней в МГУ, отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

31. Егорова А.Д., Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Кристя Е.Е., Бронскова Е.И., Дорофеев Н.В., Конорцева Е.А., Калмыков Г.А. Капиллярная модель – комплексное геолого-петрофизическое представление залежи при подсчете геологических запасов углеводородов // Георесурсы. 2023. Т. 25, № 2. С. 150–160. Wos (1,155 п.л., авторский вклад 70%). Импакт-фактор SGR 2022: 0,503 (Q2).

47. Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д., Калмыков Г.А., Акиншин А.В., Яценко В.М. Прогнозная оценка фильтрационной способности тонкослоистых коллекторов викуловской свиты по результатам исследования керна и ГИС // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 2. С. 170–178. Wos (0,924 п.л., авторский вклад 30%). Импакт-фактор SGR 2022: 0,503 (Q2).

Представленную выборку скважин можно считать представительным массивом данных по широкому спектру продуктивных пластов по литологии, сложности строения, геологическому возрасту, местоположению на разных структурных элементах для получения обоснованных выводов при сравнении электрических и капиллярных моделей.

3.2 Алгоритмы и результаты определения коэффициента начальной нефтенасыщенности на тестовых скважинах месторождений

Определение коэффициента начальной нефтенасыщенности по капиллярной модели предлагается проводить двумя способами:

1. С использованием *общей капиллярной модели* отложений, которая включала классификацию только по самым значимым критериям: *литологический тип отложений* - терригенный или карбонатный, вторым значимым критерием - *тектоническая и стратиграфическая принадлежность* объекта. Данную модель можно применять для случая ограниченного комплекса ГИС и слабой изученности объектов, когда нет возможности выделения литологических типов, фациального разделения и выделения типов порового пространства.
2. С использованием *детальной капиллярной модели* отложений, которая применяется с целью уточнения и дополнительной дифференциации расчета коэффициента нефтегазонасыщенности для месторождений и скважин с обширным комплексом керновых и геофизических исследований. Детальная классификация капиллярных моделей включает все критерии основной классификации с дополнительным разделением по другим признакам: литология, тип порового пространства, фациальная принадлежность.

Алгоритм применения капиллярных моделей показан на рисунке 3.1. Применение этого алгоритма для некоторых объектов исследования представлен на рисунке 3.2.

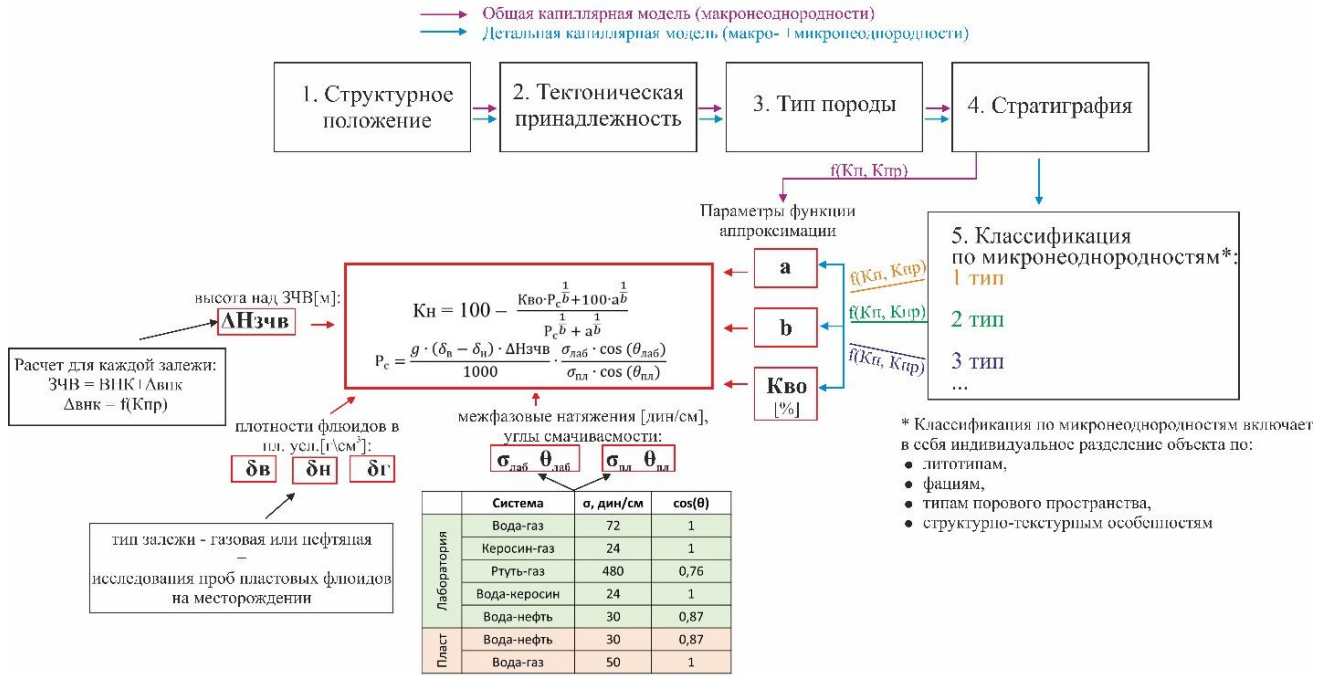
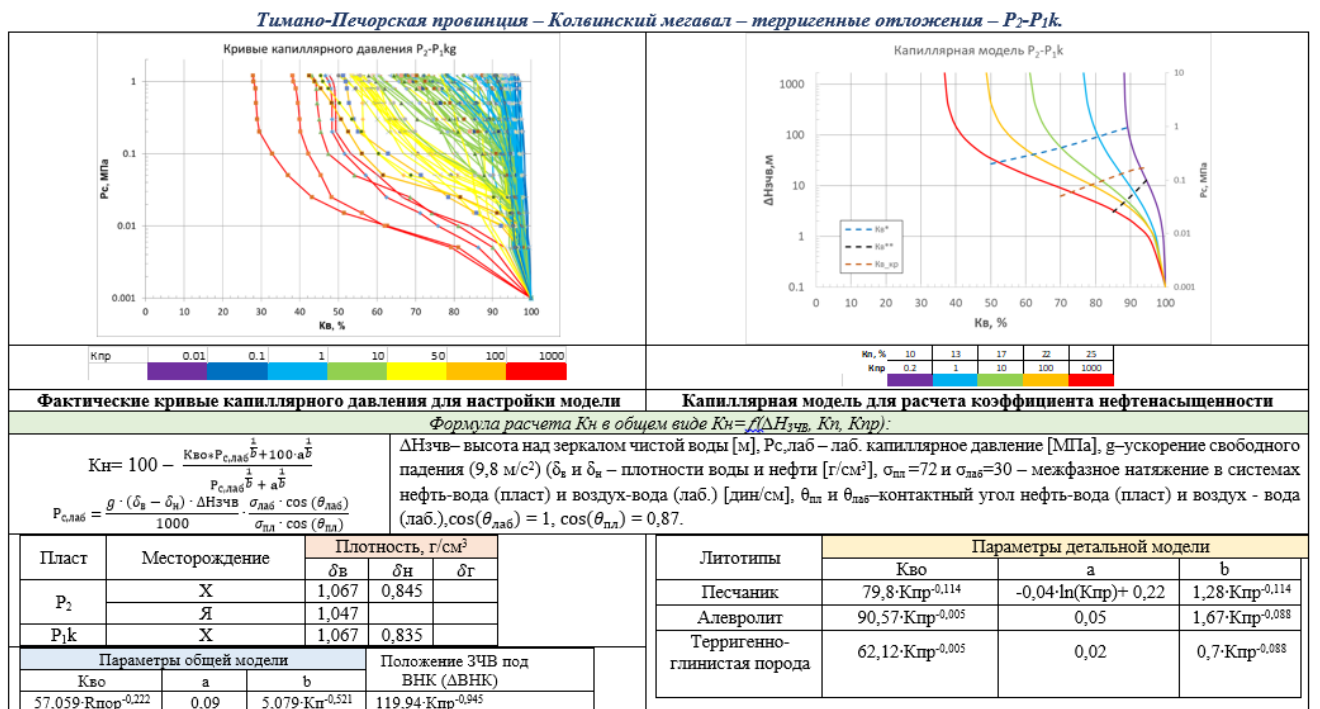
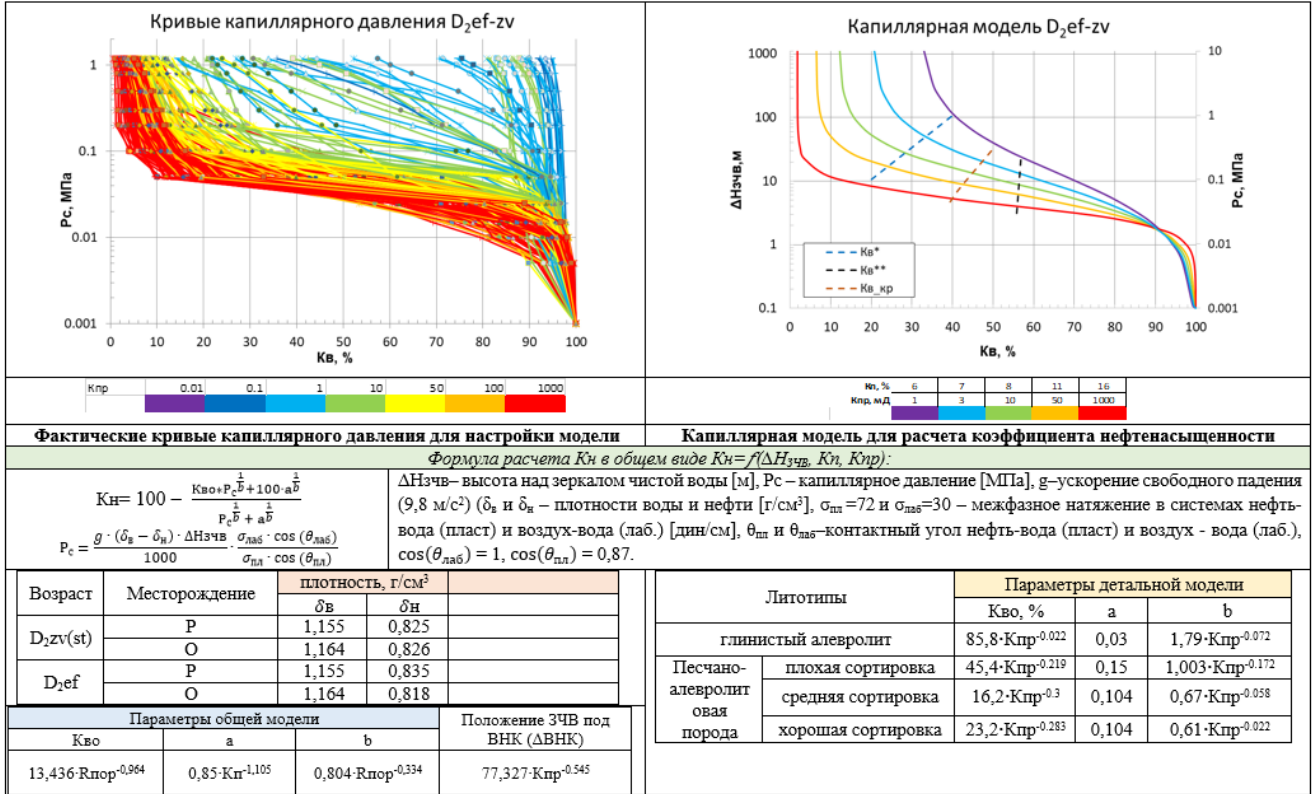


Рисунок 3.1. Схема расчета K_n с использованием общей и детальной капиллярной модели

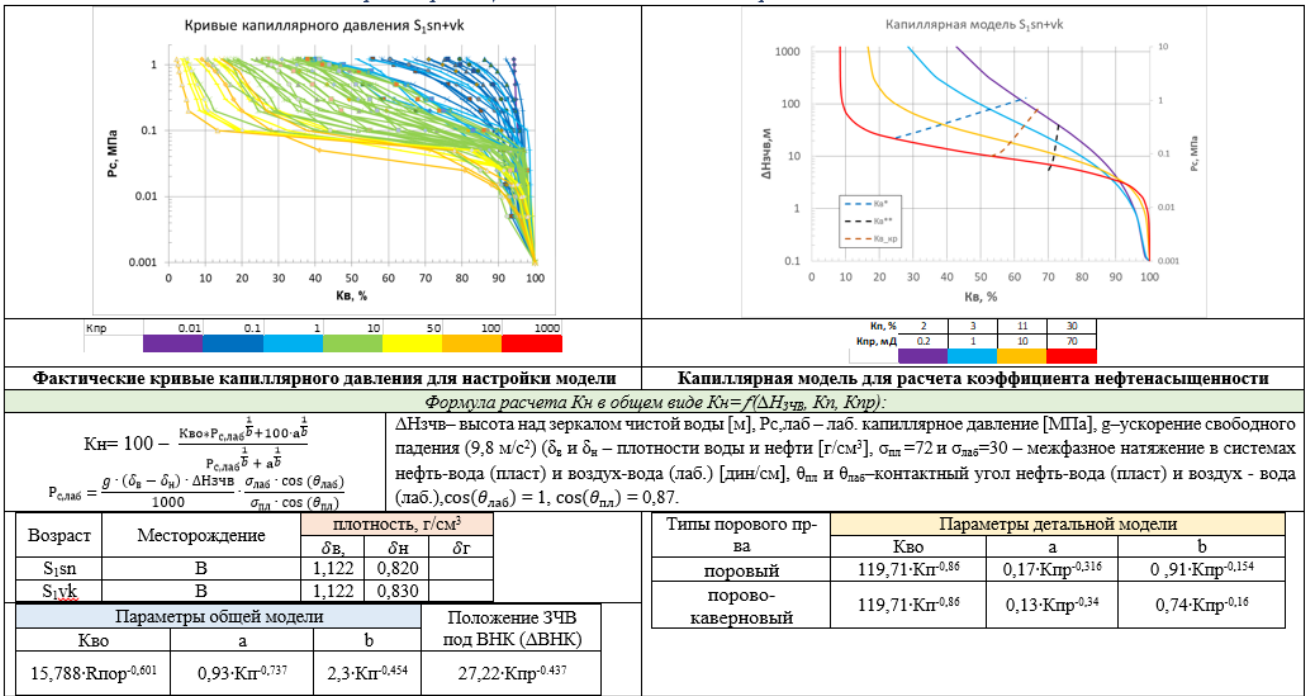


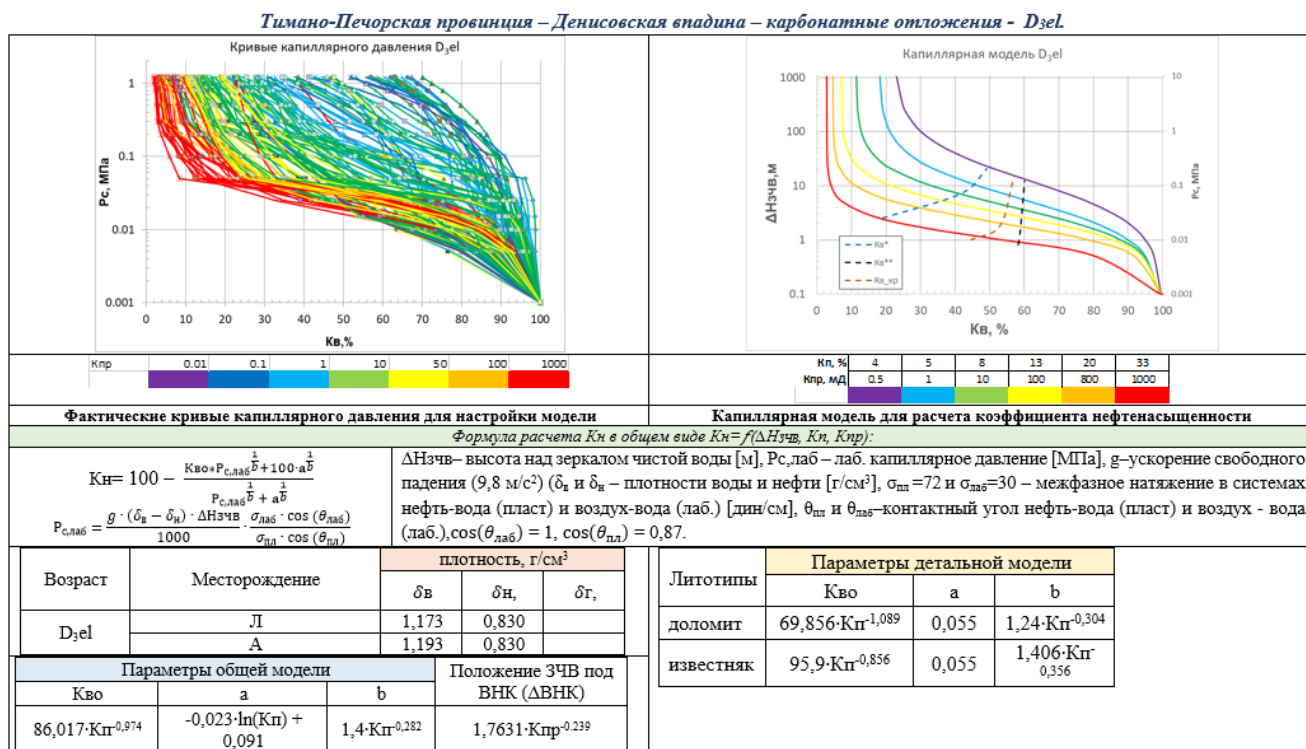
Тимано-Печорская провинция – Колвинский мегавал – терригенные отложения - D₂ef-zv.



a)

Тимано-Печорская провинция – Колвинский мегавал – карбонатные отложения - S₁sn-vk.





б)

Рисунок 3.2. Алгоритмы применения капиллярных моделей для расчета коэффициента нефтенасыщенности на примере терригенных (а) и карбонатных отложений (б)

Для иллюстрации важности дифференциации капиллярных моделей, были проанализированы возможные ошибки при неверно заданным капиллярным моделям.

Влияние тектонической принадлежности объекта на капиллярные модели расчета K_n продемонстрировано на рисунке 3.3. Для анализа коэффициент нефтенасыщенности в пластах задонского яруса (D_{3zd}) был рассчитан по капиллярной модели для Денисовской впадины и для Колвинского мегавала. На рисунке видно, что, ошибочно применив капиллярную модель для Денисовской впадины к отложениям Колвинского мегавала, можно ошибиться в расчете K_n почти на 10% абс. и завязать таким образом коэффициент нефтенасыщенности по залежи. Если же использовать для отложений D_{3zd} Денисовской впадины капиллярную модель Колвинского мегавала, значения K_n можно занизить на 10% абс., что приведет к занижению величин K_n , ср по залежи.

Также на рисунке 3.4 продемонстрировано влияние обобщение капиллярной модели для Колвинского мегавала и Денисовской впадины. Для этого для одной из скважин месторождения в Денисовской впадине был посчитан K_n по единой модели для двух тектонических зон и по отдельной капиллярной модели только для Денисовской впадины. На рисунке видно, что с дифференциацией по тектоническим зонам рассчитанный K_n корректен и совпадает с данными исследования керна.

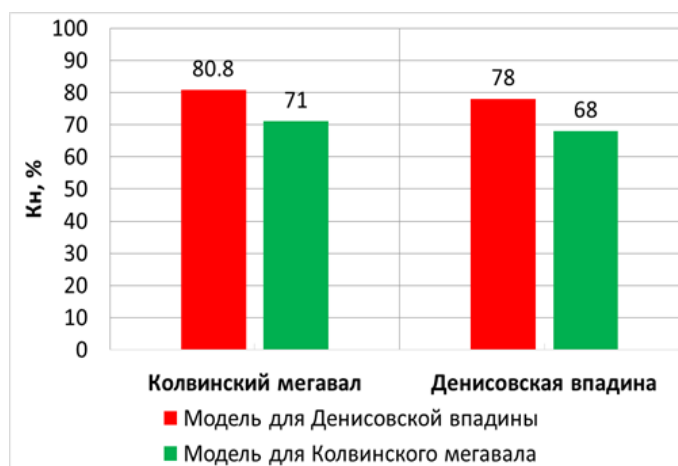


Рисунок 3.3. Изменение рассчитанного по ГИС значений K_n в результате применения неправильной капиллярной модели для отложений D_{3zd} в Денисовской впадине и на Колвинском мегавале

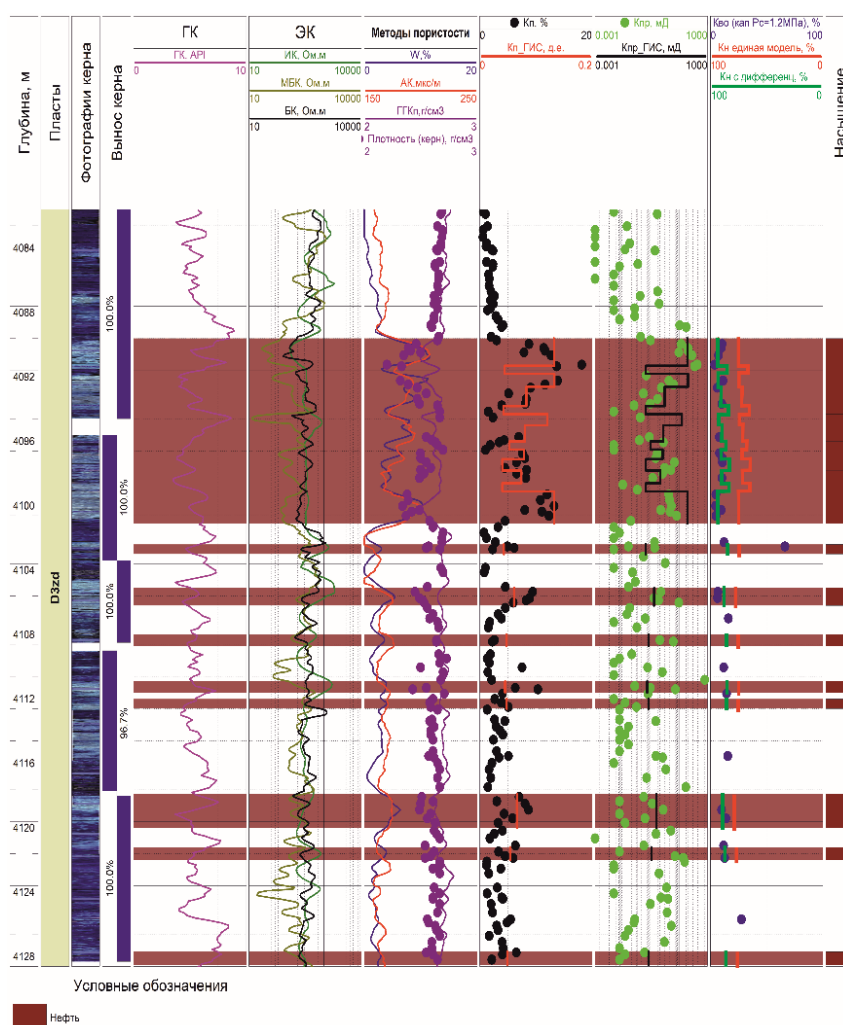


Рисунок 3.4. Пример расчета K_n в одной из скважин месторождения «Б» по общей капиллярной модели для отложений D_{3zd} и с дифференцированной по тектоническим зонам капиллярной модели

Можно привести возможные ошибки при использовании другого стратиграфического горизонта для расчета значений K_n по капиллярным моделям.

Так, для примера возьмем терригенные отложения чаркобожской свиты (T_{1cb}) и отложения среднего девона (D_{2ef-zv}). Эти отложения существенно отличаются и по виду капиллярных кривых и по итоговым капиллярным моделям. *Ошибка в средних величинах K_n , ср в случае использования капиллярных моделей другого стратиграфического горизонта терригенных пород достигает значительной величины (Рисунок 3.5): +26% абс. для T_{1cb} и -21% абс. для D_{2ef-zv} .*

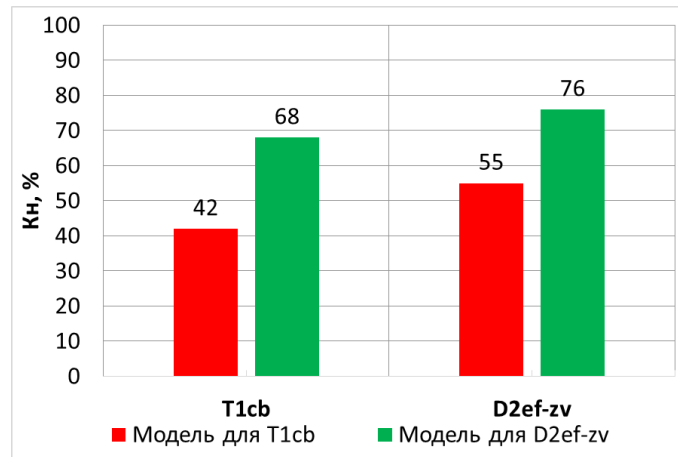


Рисунок 3.5. Изменение рассчитанного по ГИС значений K_n в результате применения неправильной капиллярной модели для терригенных отложений T_{1cb} и D_{2ef-zv}

Также ошибка в стратиграфической привязке капиллярной модели проанализирована на примере карбонатных отложений ассель-сакмарского яруса (P_{1a+s}) и пород сандивейской и вежской свиты (S_{1sn-vk}). *Ошибка в средних величинах коэффициента нефтенасыщенности в случае применения капиллярных модели другого стратиграфического горизонта карбонатных пород достигает большой величины (Рисунок 3.6): +15% абс. для P_{1a+s} и -18% абс. для S_{1sn-vk} .*

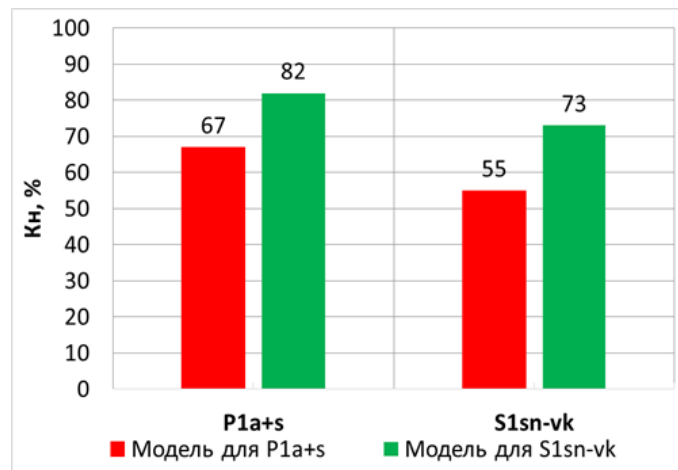


Рисунок 3.6. Изменение рассчитанного по ГИС значений K_n в результате применения неправильной капиллярной модели для терригенных отложений P_{1a+s} и S_{1sn-vk}

Влияние не учёта микронеоднородностей на итоговый коэффициент K_n также было оценено. Использование обобщенной капиллярной модели вместо детальной приводит к менее

значительным ошибкам в средних K_n : на примере S_1 не превышает 5% абс. Однако отдельно для коллекторов эта разница может достигать 10% абс (Рисунок 3.8).

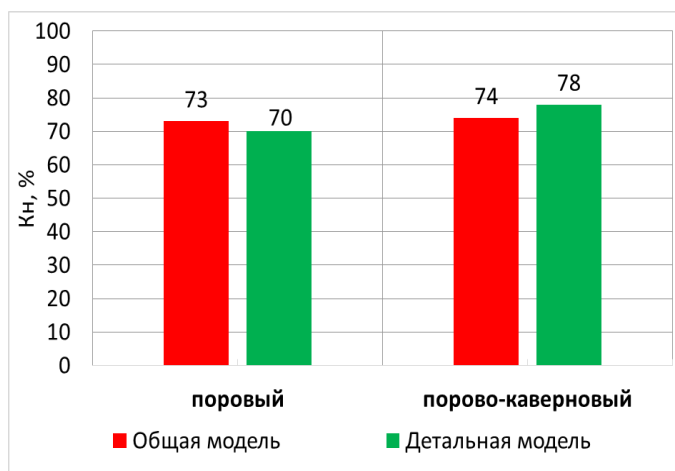


Рисунок 3.7. Изменение рассчитанного по ГИС значений K_n в результате применения обобщенной и детальной капиллярной модели для карбонатных пород S_{1sn-vk}

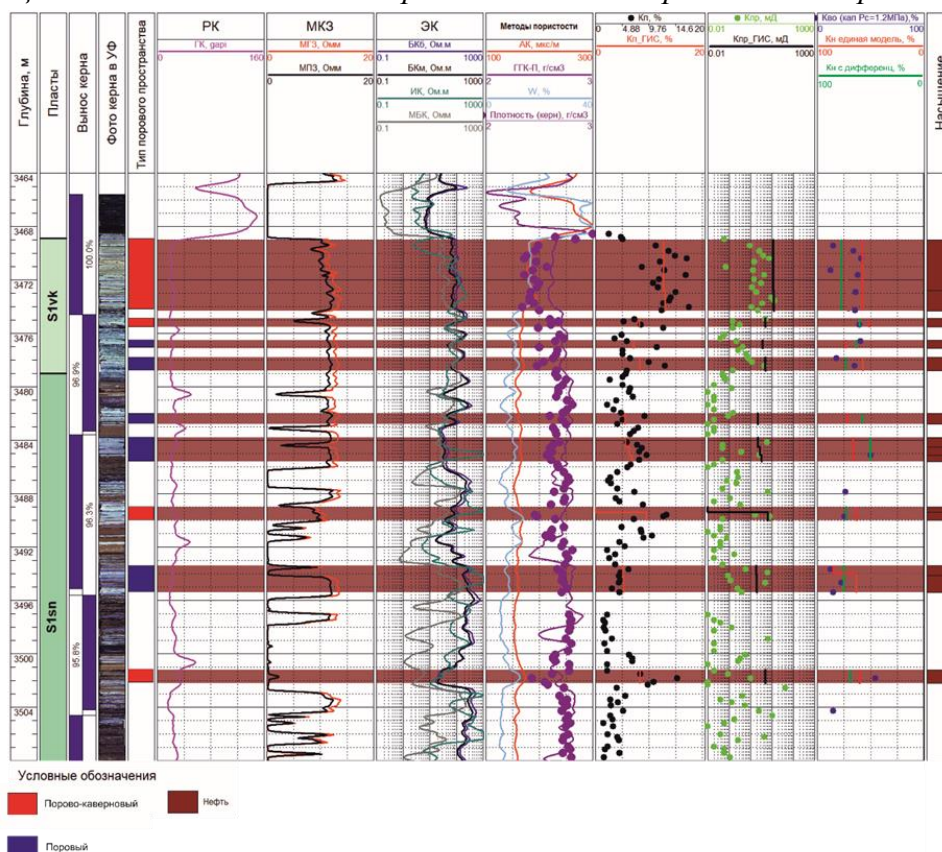


Рисунок 3.8. Пример расчета K_n в одной из скважин месторождения «В» по обобщенной и детальной капиллярной модели

Для проверки достоверности применения капиллярных моделей, рассчитанные K_n на месторождениях Тимано-Печорской провинции, также сравнивались с K_n , полученными по электрической модели Дахнова-Арчи двумя способами:

1. С использованием стандартной электрической модели [Дахнов, 1985] - петрофизических зависимостей $R_p=f(K_p)$ и $R_n=f(K_v)$, построенных по результатам анализов керна, со

стандартной подготовкой образцов к исследованиям, включая этап экстракции – сильными растворителями с подогревом, с моделированием K_B в системе «вода-газ». Используемые уравнения представлены в таблице 3.2.

2. С использованием *специальной электрической модели* - петрофизических зависимостей $R_{II}=f(K_{II})$ и $R_H=f(K_B)$, построенных по результатам анализов керн в рамках программы изучения негидрофильных пород с восстановлением исходной смачиваемости. Эксперимент на керне проводился в несколько этапов со сменой насыщающего агента и последовательными замерами УЭС: 1 этап – мягкая экстракция легкими растворителями без подогрева и вытеснение воды газом до значений K_{Bo} («вода-газ»), 2 этап – насыщение образцов с K_{Bo} пластовой нефтью («нефть-вода»), 3 этап – старение керн в пластовой нефти в течение 1, 6, 12, 20 суток с насыщением «нефть-вода». Критерием для выбора результирующей связи R_H - K_B являлась сходимость экспериментальных УЭС по керну на каждом этапе исследований и фактических УЭС по ГИС. Также оценивалось соответствие показателя и типа смачиваемости образцов по Амотту-Харви начальным величинам смачиваемости до проведения экстракции. [Бата, 2022, Терентьев и др., 2020;] Используемые уравнения представлены в таблице 3.2.

Сравнение величин K_H по разным моделям проводилось в нефтенасыщенных коллекторах дифференцированно для терригенных и карбонатных отложений.

Таблица 3.2. Алгоритмы расчета коэффициента нефтенасыщенности по электрической модели.

Структура	Тип	Возраст	Пласт	Месторождение	Минерализация воды, г/л	Сопротивление воды, Ом·м	R_{II} - K_{II}	R_H - K_B спец. исследования	R_H - K_B стандартные исследования
Колвинский мегавал	Терригенные отложения	T_1cb	T_1-II	X	47.5	0.085	$R_{II} = 1,993 \cdot K_{II}^{-1,65}$		$R_H = 1,133 \cdot K_B^{-1,413}$
			T_1-I		47.5	0.085	$R_{II} = 2,90 \cdot K_{II}^{-1,55}$		$R_H = 1,05 \cdot K_B^{-1,78}$
					Я	42.2	0.13	$R_{II} = 1,07 \cdot K_{II}^{-1,87}$	
		P_2-P_{1k}	P_2-VIII	X	47.5	0.085	$R_{II} = 2,90 \cdot K_{II}^{-1,55}$		$R_H = 1,05 \cdot K_B^{-1,78}$
			P_2-VI		47.5	0.085	$R_{II} = 2,90 \cdot K_{II}^{-1,55}$		$R_H = 1,05 \cdot K_B^{-1,78}$
			$P_1-II+III$		47.5	0.075	$R_{II} = 1,93 \cdot K_{II}^{-1,63}$		$R_H = 1,01 K_B^{-1,85}$
	P_1-I		47.5		0.075	$R_{II} = 1,93 \cdot K_{II}^{-1,63}$		$R_H = 1,01 K_B^{-1,85}$	
	D_2ef-zv		Я	42.2	0.13	$R_{II} = 1,07 \cdot K_{II}^{-1,87}$		$R_H = 1,24 \cdot K_B^{-2,01}$	
			Р	148	0.026	$R_{II} = K_{II}^{-1,9399}$	$R_H = K_B^{-2,528}$	$R_H = K_B^{-1,69}$	
			О	141	0.023	$R_{II} = 0,95 \cdot K_{II}^{-1,9}$		$R_H = 1,0226 \cdot K_B^{-1,833}$	
	Карбонатные отложения	P_1ar		Я	80	0.05	$R_{II} = 3,88 \cdot K_{II}^{-1,42}$		$R_H = 1,17 \cdot K_B^{-1,73}$
		P_1a+s		Я	80	0.11	$R_{II} = 1,13 \cdot K_{II}^{-2,07}$	$R_H = 1,3 \cdot K_B^{-2,44}$	$R_H = 1,21 \cdot K_B^{-1,24}$
			Ю	68	0.055	$R_{II} = K_{II}^{-2,155}$		$R_H = K_B^{-1,615}$	
C_2+C_3			У	80	0.13	$R_{II} = 1,54 \cdot K_{II}^{-1,7}$	$R_H = \cdot K_B^{-2,921}$	$R_H = 1,14 \cdot K_B^{-1,6}$	
S_1sn-vk			В	110	0.03	$R_{II} = 0,89 \cdot K_{II}^{-2,24}$	$R_H = K_B^{-2,88}$	$R_H = 1,38 \cdot K_B^{-1,11}$	
D_3zd			М	190	0.02	$R_{II} = 4,64 \cdot K_{II}^{-1,6}$	$R_H = 1,3614 \cdot K_B^{-2,352}$	$R_H = 0,75 \cdot K_B^{-2,42}$	
		Л	157	0.021	$R_{II} = K_{II}^{-2,11}$	$R_H = 1,14 \cdot K_B^{-2}$	$R_H = K_B^{-1,327}$		
		И	200	0.022	$R_{II} = 1,0062 \cdot K_{II}^{-2,092}$		$R_H = 1,3436 \cdot K_B^{-1,088}$		
		Б	190	0.022	$R_{II} = 1,24 \cdot K_{II}^{-2,11}$		$R_H = K_B^{-1,35}$		
		П	190	0.022	$R_{II} = 1,67 \cdot K_{II}^{-2,14}$		$R_H = 1,4 \cdot K_B^{-1,11}$		
		А	175	0.022	$R_{II} = K_{II}^{-2,2}$		$R_H = K_B^{-2}$		
D_3el		Л	157	0.021	$R_{II} = K_{II}^{-2,11}$	$R_H = 1,14 \cdot K_B^{-2}$	$R_H = K_B^{-1,327}$		
		А	175	0.022	$R_{II} = K_{II}^{-2,2}$		$R_H = K_B^{-2}$		

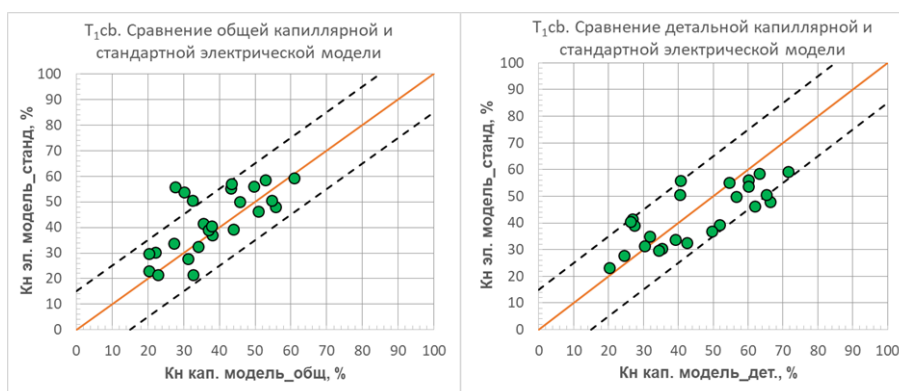
3.2.1 Определение коэффициента начальной нефтенасыщенности в терригенных отложениях

Терригенные отложения Колвинского мегавала представлены породами чаркобожской свиты нижнего триаса (T_{1cb}), кунгурского яруса нижней перми (P_{1kg}), верхнепермскими отложениями уфимского яруса (P_2), а также среднедевонскими отложениями эйфельского и живетского ярусов (D_{2ef-zv}).

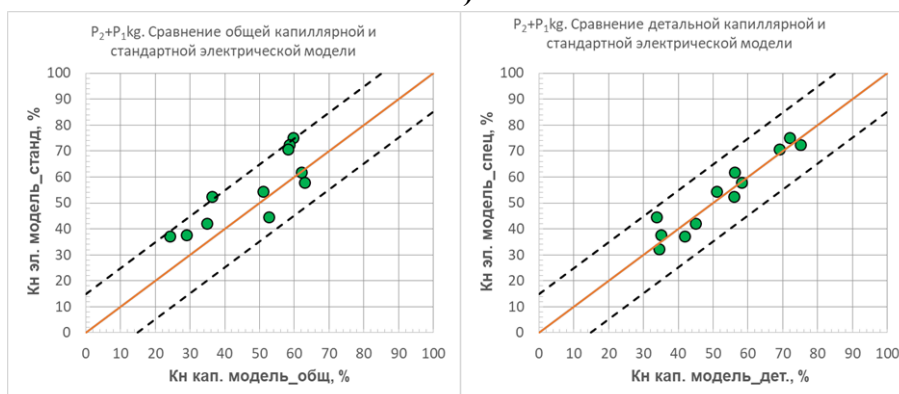
Опробование моделей для расчета коэффициента нефтегазонасыщенности осуществлено по материалам ГИС 13 скважин «Х», «Я», «Р» и «О» месторождений.

Нефтенасыщенность, полученная по общей и детальной (с дифференциацией по литотипам и характеру сортировки) капиллярным моделям, сравнивалась с K_n по стандартной электрической модели для всех месторождений. Для месторождения «Р» по отложениям возраста D_{2ef-st} величины K_n по капиллярным моделям дополнительно сравнивались со специальной электрической моделью (Таблица 3.2)

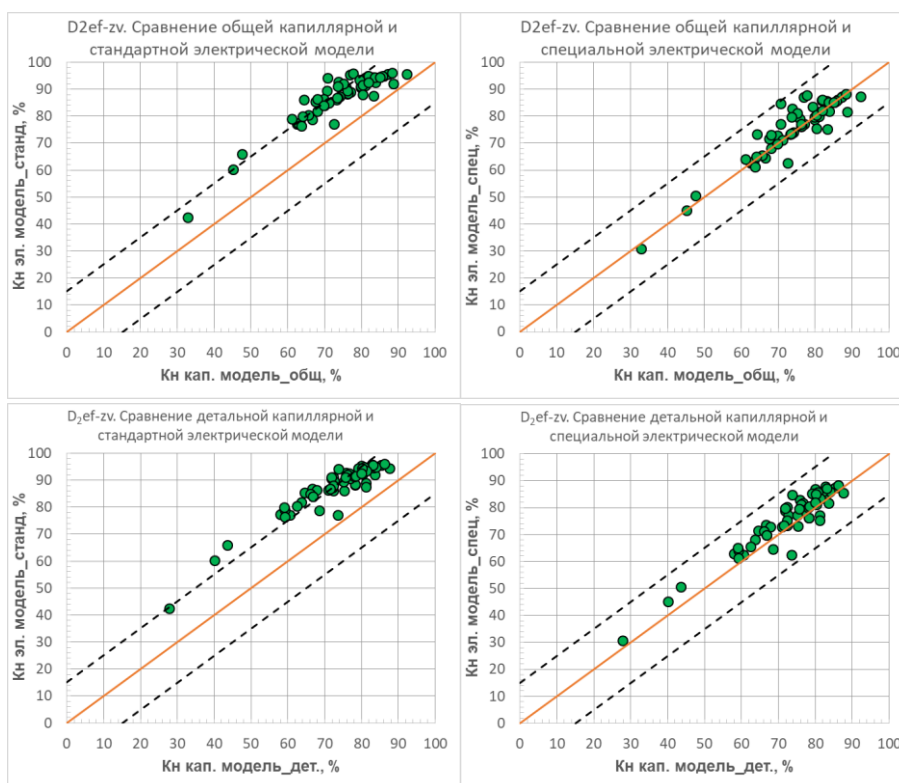
Результаты сравнения разных моделей расчётов коэффициента нефтенасыщенности представлены на рисунке 3.9 и рисунке 3.10 и в таблице 3.3.



а)



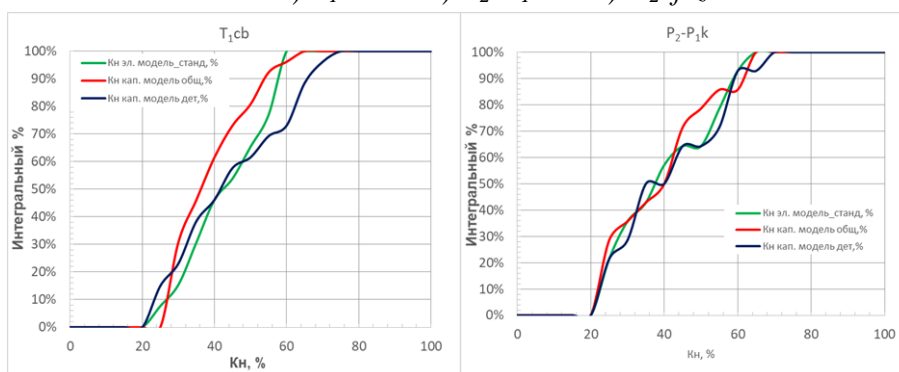
б)



в)

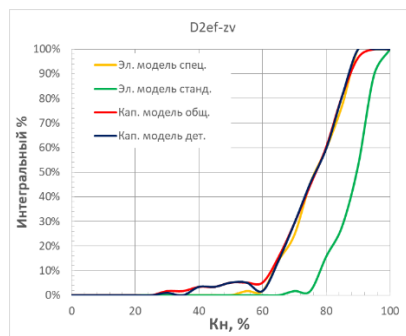
Рисунок 3.9. Сопоставление величин K_n по ГИС с использованием электрической и капиллярной моделей по терригенным отложениям пластов:

а) T_{1cb} б) P_2-P_{1k} в) D_{2ef-zv}



а)

б)



в)

Рисунок 3.10. Интегральные распределения K_n по ГИС с использованием электрической и капиллярной моделей по терригенным отложениям пластов:

а) T_{1cb} б) P_2-P_{1k} в) D_{2ef-zv}

Таблица 3.3. Сопоставление величин K_n , рассчитанных разными способами по ГИС, по терригенным пластам тестовых скважин месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Отложения	Кн, %			
	эл. модель (Pн-Кв станд)	эл. модель (Pн-Кв спец)	Капилл. модель общая	Капилл. модель детальная
Т ₁ cb - преим. гидрофильные	<u>1.7-59.2</u>		<u>20.2-61</u>	<u>19.15-71.5</u>
	41.3		35.74	43.5
N/n	6/30		6/39	6/39
Расхождение*:	абс.:		5.56	-2.2
	отн.:		13.46	-5.33
P ₂ -P ₁ k - преим. Гидрофильные	<u>6.4-61.8</u>		<u>14.7-63</u>	<u>9-66.4</u>
	43.6		37.3	40.6
N/n	4/14		4/14	4/14
Расхождение*:	абс.:	9.7	6.3	3
	отн.:		14.45	6.88
D _{2ef-zv} - преим. гидрофобные	<u>66.1-96.2</u>	<u>50.6-88.3</u>	<u>47.6-92.3</u>	<u>43.6-87.6</u>
	88.4	76.7	75.6	73.8
N/n	7/59	7/59	7/59	7/59
Расхождение**:	абс.:	-11.7	1.1	2.9
	отн.:	-15.25	1.43	3.78

* расхождение капиллярных моделей со стандартной электрической

** расхождение капиллярных моделей со специальной электрической

N-кол-во скважин

n-кол-во прослоев

Терригенные отложения изучаемых объектов отличаются по типу смачиваемости: полимиктовые отложения триаса и перми имеют промежуточную смачиваемость (показатель смачиваемости по Амотту в среднем равен 0,35 на образцах до экстракции), кварцевые отложения среднего девона – имеют негидрофильную смачиваемость (показатель смачиваемости по Амотту в среднем равен -0,56 на образцах до экстракции).

В результате сопоставления величин коэффициента нефтенасыщенности по электрической и капиллярной моделям *терригенных отложений* можно сказать следующее.

- Для отложений возраста Т₁cb (породы преимущественно гидрофильные).

1) По стандартной электрической модели K_n в среднем равен 43,3%, K_n по общей капиллярной модели равен в среднем 42,8%, расхождение со стандартной электрической моделью незначительное и составило 0,5% абс. или 1,15% отн. По детальной капиллярной модели $K_{n,ср}$ – 43,5%, расхождения со стандартной электрической моделью еще меньше и составили -0,2 % абс. или -0,46% отн.

2) **Вывод.** Для определения K_n можно использовать как стандартную электрическую, так и общую или детальную капиллярные модели для преимущественно гидрофильных пород нижнетриасового возраста.

- Для отложений возраста P₂-P₁kg (породы преимущественно гидрофильные).

1) По стандартной электрической модели K_n в среднем равен 44,6%, K_n по общей капиллярной модели равен в среднем 42,86%, расхождение со стандартной электрической моделью составило 1,74% абс. или 3,9% отн. По детальной капиллярной модели $K_{n,ср}$ – 44%, расхождение со стандартной электрической моделью составило 0,6% абс. или 1,35% отн.

2) **Вывод.** Для определения K_n по ГИС для преимущественно гидрофильных пород пермского возраста можно использовать как стандартную электрическую, так и детальную капиллярную модель.

- Для отложений возраста D_{2ef-zv} (породы преимущественно гидрофобные).

1) Коэффициент нефтенасыщенности по стандартной электрической модели в среднем равен 88,4%, K_n по специальной электрической модели в среднем равен 76,7%, K_n по общей капиллярной модели равен в среднем 75,6%, расхождение со специальной электрической моделью составило 1,1% абс. или 1,43% отн. По детальной капиллярной модели $K_{n,ср}$ – 73,8%, расхождение со специальной электрической моделью составило 2,9% абс. или 3,78% отн. Расхождение средних величин K_n по стандартной и специальной электрическим моделям достигает 11,7% абс. или 15,25% отн., что свидетельствует о неучете негидрофильного типа смачиваемости пород при стандартных исследованиях керна.

2) **Вывод.** Для оценки коэффициента нефтегазонасыщенности преимущественно негидрофильных терригенных пород среднедевонского возраста необходимо использовать либо специальную электрическую модель, либо общую или детальную капиллярные модели.

3.2.2 Определение коэффициента нефтенасыщенности в карбонатных отложениях

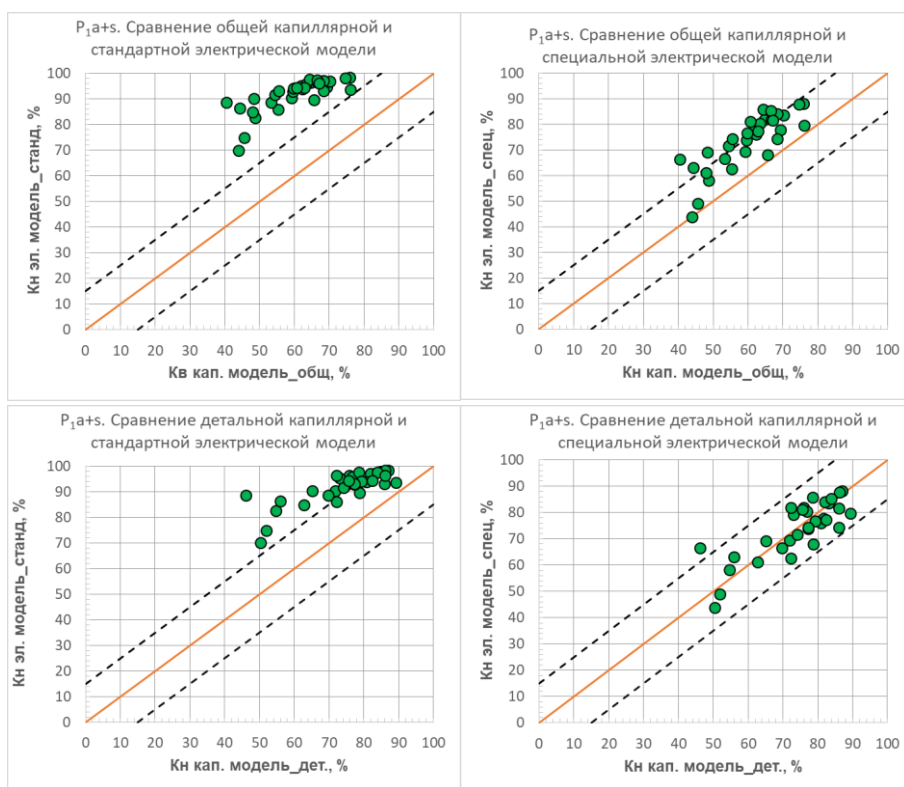
Колвинский мегавал

Для апробации методик расчета K_n в карбонатных отложениях Колвинского мегавала выбраны 9 скважин на «Я», «Ю», «У», «М», «В» месторождениях, расчет произведен по 7 объектам - пласты P_{1ar} , P_{1a+s} , C_2+C_3 , D_{3zd} , S_{1vk} , S_{1sn} .

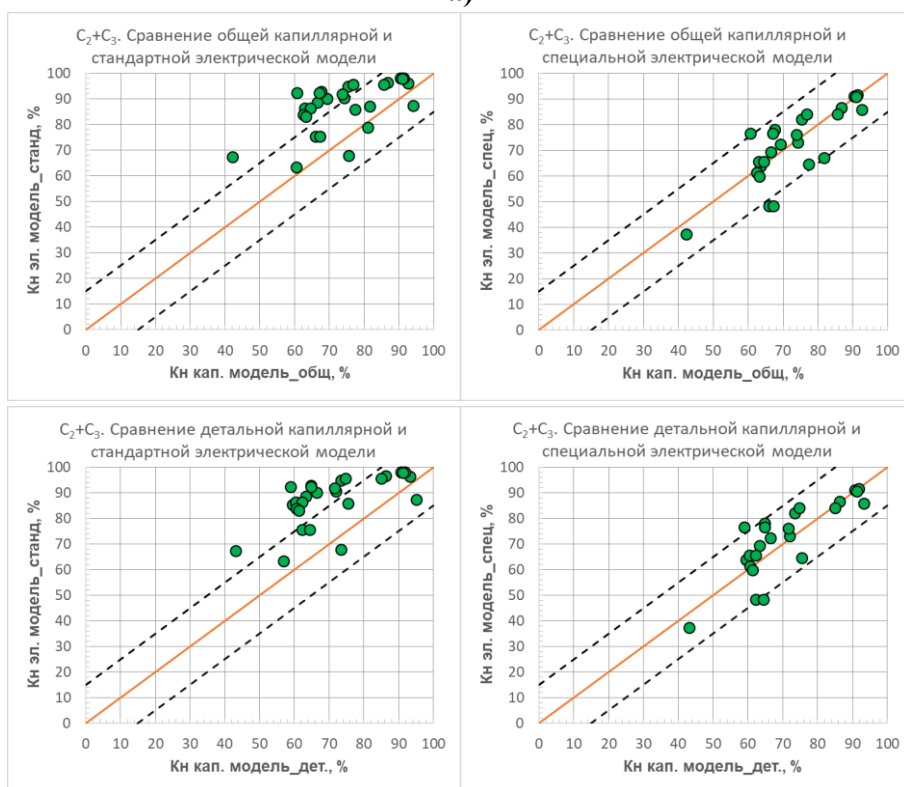
Коэффициент нефтенасыщенности K_n , полученный по общей и детальной (с дифференциацией по литотипам, фациальным условиям, типам порового пространства) капиллярным моделям сравнивался с K_n , рассчитанным по стандартной электрической модели для всех карбонатных отложений (Таблица 3.2.).

Для месторождений «Я», «М», «У» и «В» проведен также расчет K_n по специальной электрической модели (Таблица 3.2.).

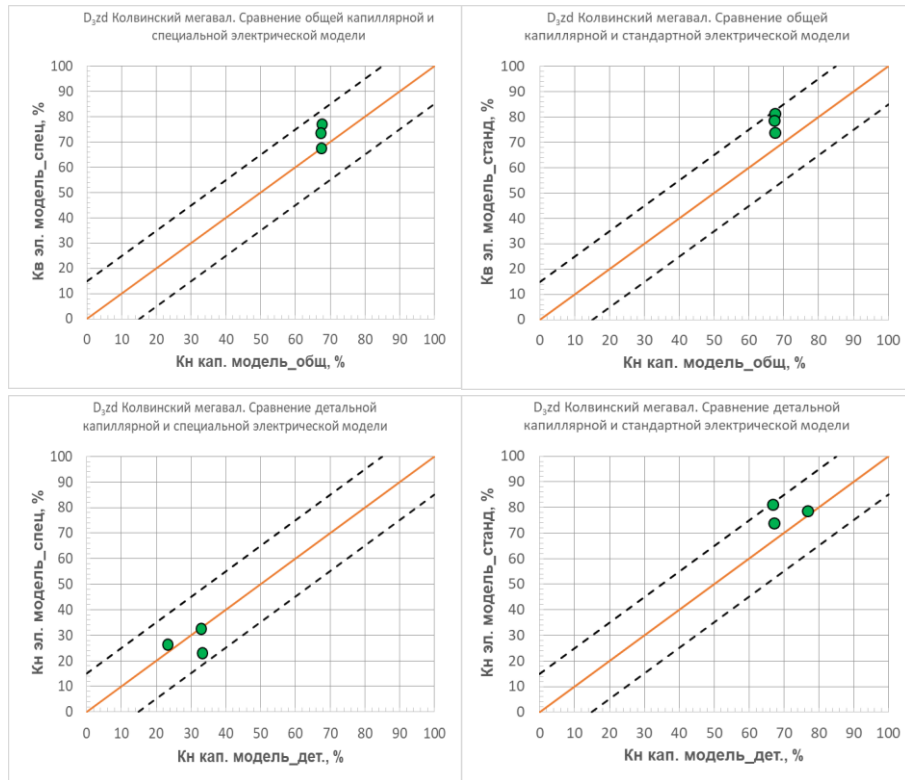
Результаты сравнения коэффициента нефтенасыщенности по разным моделям представлены на рисунке 3.11 и рисунке 3.12 и в таблице 3.4.



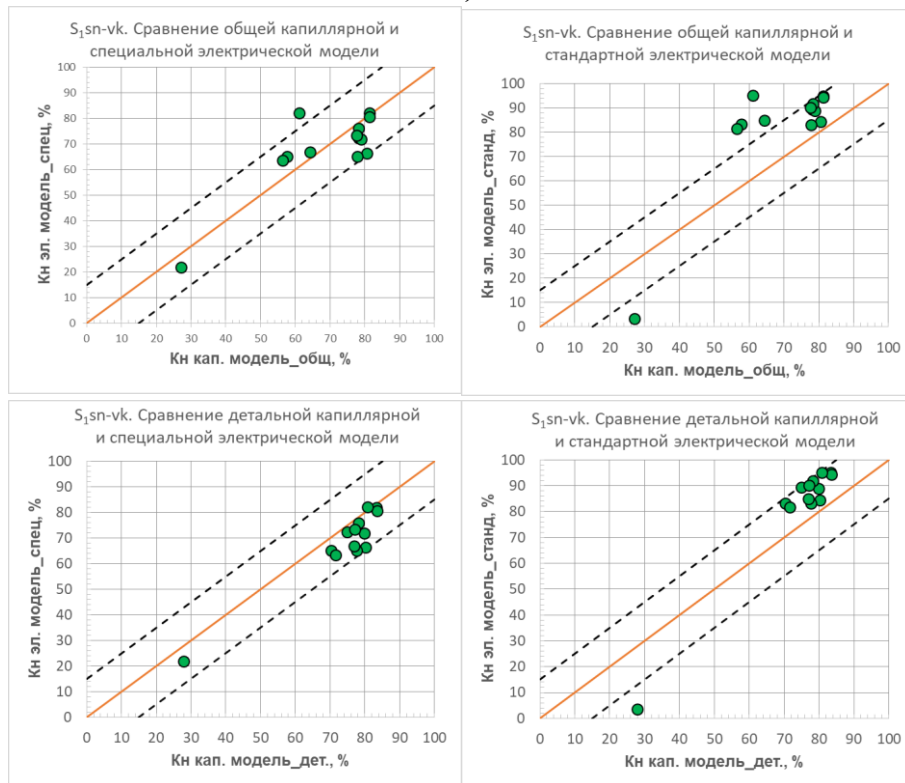
а)



б)



в)



г)

Рисунок 3.11. Сопоставление величин Кн по ГИС с использованием электрической и капиллярной моделей по карбонатным отложениям пластов:

а) P_{1a+s} б) C₂+C₃ в) D_{3zd} г) S_{1sn-vk}

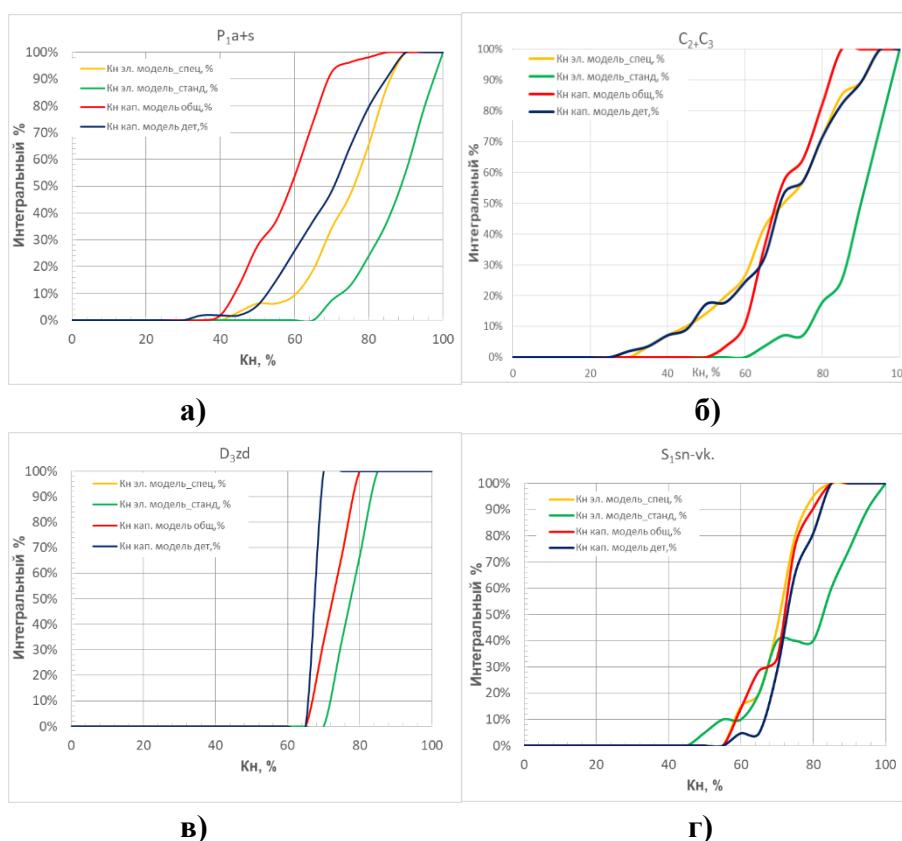


Рисунок 3.12. Интегральные распределения K_n по ГИС с использованием электрической и капиллярной моделей по карбонатным отложениям пластов:

а) P_{1a+s} б) C_2+C_3 в) D_{3zd} г) S_{1sn-vk}

Таблица 3.4. Сопоставление величин K_n по ГИС по карбонатным пластам Колвинского мегавала тестовых скважин месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Отложения	Кн, %			
	эл. модель (Рн-Кв станд)	эл. модель (Рн-Кв спец)	Капилл. модель общая	Капилл. модель детальная
P_{1a+s} - преим. гидрофобные	66.2-98.4	43.9-88.1	40.46-76.14	46.2-89.4
N/n	5/54	4/32	5/54	5/54
Расхождение**:	абс.:	-13.1	6.63	-0.2
	отн.:	-17.75	8.98	-0.27
C_2+C_3 - преим. гидрофобные	63.58-98.3	32.22-91.63	50.68-94.18	56.87-95.15
N/n	1/28	1/28	1/28	1/28
Расхождение**:	абс.:	-18.1	-4.83	-2.48
	отн.:	-25.93	-6.92	-3.55
D_{3zd} - преим. гидрофобные	73.75-81.23	67.47-77	67.17-67.52	66.76-76.78
N/n	1/3	1/3	1/3	1/3
Расхождение**:	абс.:	-5.16	5.32	2.4
	отн.:	-7.10	7.32	3.30
S_{1sn-vk} - преим. гидрофобные	81.68-95.17	63.5-82.2	54.4-81.3	67.4-83.6
N/n	2/21	2/21	2/21	2/21
Расхождение**:	абс.:	-16.38	-1.2	-4.8
	отн.:	-22.69	-1.66	-6.65

** расхождение капиллярных моделей со специальной электрической

N-кол-во скважин

n-кол-во прослоев

Карбонатные отложения всех изучаемых объектов по показателю смачиваемости относятся к преимущественно гидрофобным и с промежуточным типом смачиваемости - показатель смачиваемости по Амотту в среднем равен $-0,12$, с минимальным значением $-0,85$ на образцах до экстракции.

В результате сопоставления коэффициентов нефтенасыщенности по карбонатным отложениям месторождений Колвинского мегавала можно сказать следующее.

- Для отложений возраста P_{1a+s} (породы преимущественно гидрофобные).

1) Значение $K_{н,ср}$ по стандартной электрической модели в среднем равен $86,9\%$. Коэффициент нефтегазонасыщенности по специальной электрической модели в среднем равен $73,8\%$, K_n по общей капиллярной модели равен в среднем $67,17\%$, расхождение со специальной электрической моделью составило $6,63\%$ абс. или $8,98\%$ отн. По детальной капиллярной модели $K_{н,ср} - 74\%$, расхождение со специальной электрической моделью составило $-0,2\%$ абс. или $-0,27\%$ отн. Превышение K_n по стандартной электрической модели над специальной составляет $13,1\%$ абс. или $17,75\%$ отн.

2) **Вывод.** Для оценки коэффициента нефтегазонасыщенности преимущественно гидрофобных карбонатных пород нижнепермского возраста Колвинского мегавала необходимо использовать либо специальную электрическую модель, либо детальную капиллярную модель.

- Для отложений возраста C_2-C_3 (породы преимущественно гидрофобные).

1) Значение $K_{н,ср}$ по стандартной электрической модели в среднем равен $87,89\%$. Коэффициент нефтегазонасыщенности по специальной электрической модели в среднем равен $69,79\%$, K_n по общей капиллярной модели равен в среднем $74,62\%$, расхождение со стандартной электрической моделью составило $-4,83\%$ абс. или $-6,92\%$ отн. По детальной капиллярной модели $K_{н,ср} - 72,27\%$, расхождение со специальной электрической моделью составило $-2,48\%$ абс. или $-3,55\%$ отн. Превышение K_n по стандартной электрической модели над специальной составляет $18,1\%$ абс. или $25,93\%$ отн.

2) **Вывод.** Для оценки коэффициента нефтегазонасыщенности преимущественно гидрофобных карбонатных пород C_2+C_3 Колвинского мегавала необходимо использовать специальную электрическую модель либо детальную капиллярную модель.

- Для отложений возраста D_{3zd} (породы преимущественно гидрофобные).

1) Значение $K_{н,ср}$ по стандартной электрической модели в среднем равен $77,86\%$. Коэффициент нефтегазонасыщенности по специальной электрической модели в среднем равен $72,7\%$, K_n по общей капиллярной модели равен в среднем $67,38\%$, расхождение со специальной электрической моделью составило $1,1\%$ абс. или $1,43\%$ отн. По детальной капиллярной модели $K_{н,ср} - 70,3\%$, расхождение со специальной электрической моделью составило $2,9\%$ абс. или

3,78% отн. Превышение K_n по стандартной электрической модели над специальной составляет 5,16% абс. или 7,1% отн.

2) **Вывод.** Для оценки коэффициента нефтегазонасыщенности преимущественно гидрофобных карбонатных пород верхнедевонского возраста Колвинского мегавала необходимо использовать - специальную электрическую модель, общую или детальную капиллярные модели.

- Для отложений возраста S_{1sn-vk} (породы преимущественно гидрофобные).

1) Значение $K_{n,ср}$ по стандартной электрической модели в среднем равен 88,6%. Коэффициент нефтегазонасыщенности по специальной электрической модели в среднем равен 72,2%, K_n по общей капиллярной модели равен в среднем 73,4%, расхождение со специальной электрической моделью составило -1,2% абс. или -1,66% отн. По детальной капиллярной модели $K_{n,ср}$ – 77,0%, расхождение со специальной электрической моделью составило -4,8% абс. или -6,65% отн. Превышение K_n по стандартной электрической модели над специальной составляет 16,38% абс. или 22,69% отн.

2) Из-за малой выборки коллекторов для расчетов K_n (3 прослая в 1 скважине) рекомендация проводится по аналогии с другими карбонатными объектами.

Вывод. Для оценки коэффициента нефтегазонасыщенности карбонатных пород нижнесилурийского возраста Колвинского мегавала в настоящий момент изученности до появления результатов новых исследований керна рекомендуется использовать специальную электрическую, общую или детальную капиллярные модели.

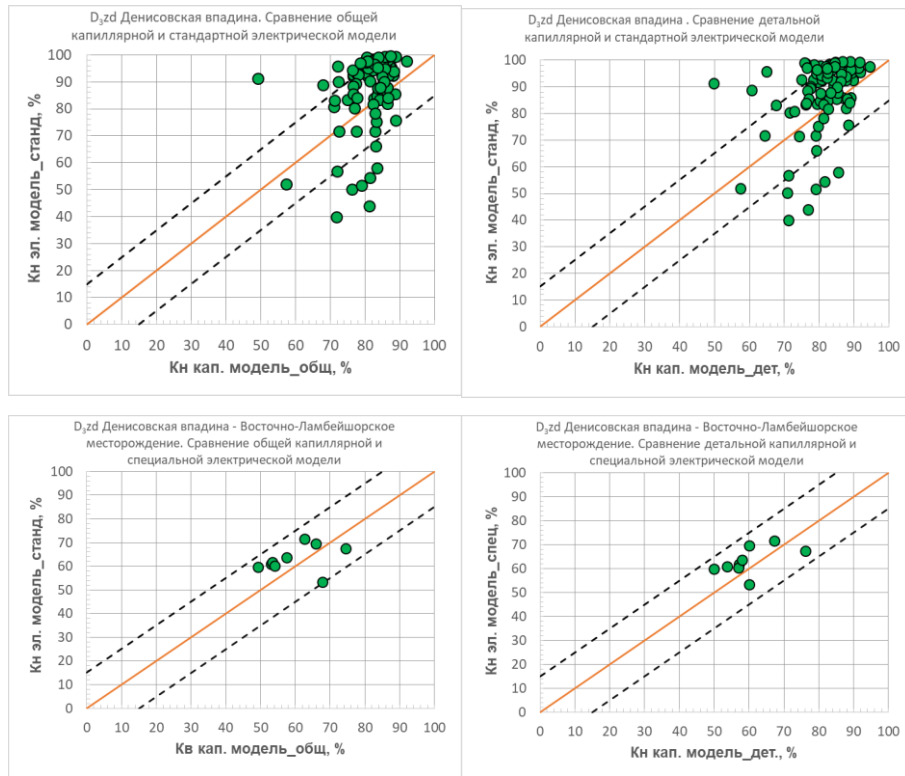
Денисовская впадина

Карбонатные отложения Денисовской впадины представлены породами верхнедевонского возраста задонского (D_{3zd}) и елецкого горизонтов (D_{3el}). Опробование моделей расчета коэффициента нефтегазонасыщенности осуществлялось на месторождениях «Л», «Б», «П», «А» и «И» в 25 скважинах.

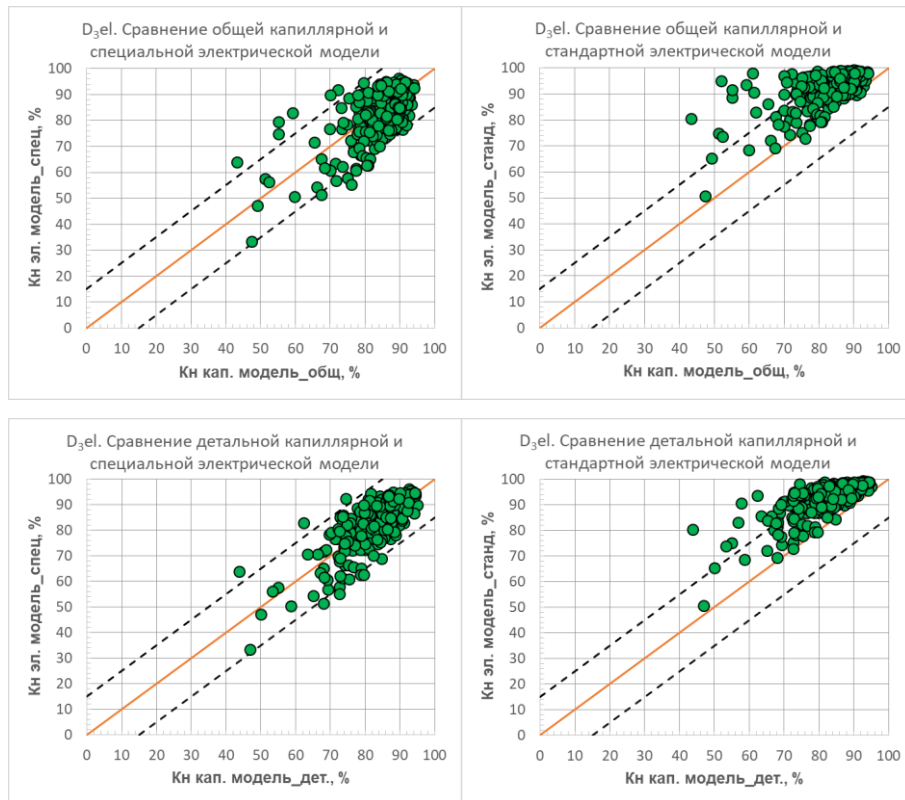
Было проведено сравнение K_n , полученных по общей и детальной капиллярным моделям с K_n , рассчитанными по стандартной электрической модели (Таблица 3.2). Детальная капиллярная модель построена с дифференциацией по литотипам и фациальным условиям.

Для месторождения «Л» также проведен расчет K_n по специальной электрической модели (Таблица 3.2.).

Результаты сравнения K_n по разным моделям представлены на рисунке 3.13 и рисунке 3.14 и в таблице 3.5.



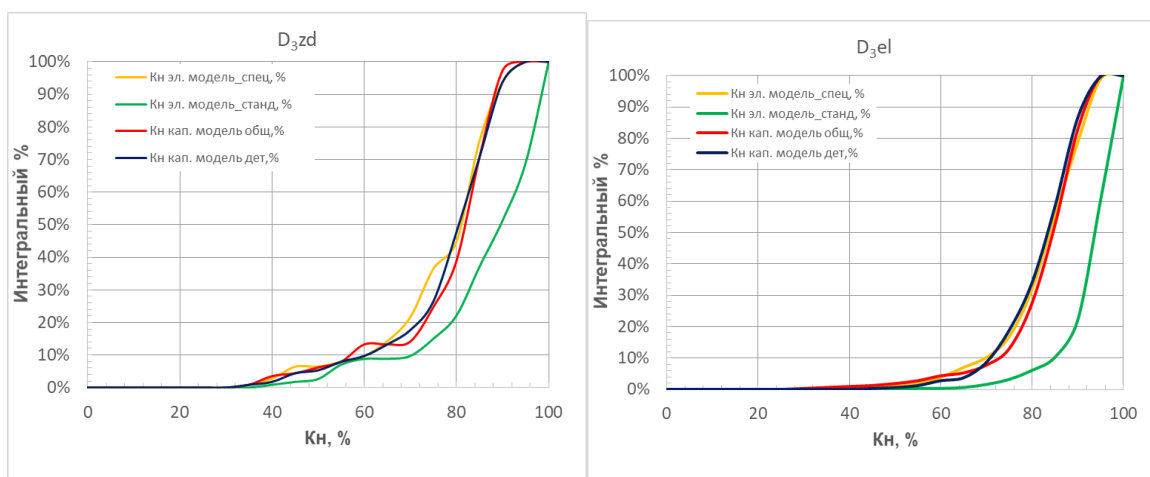
а)



б)

Рисунок 3.13. Сопоставление величин K_n по ГИС с использованием электрической и капиллярной моделей по карбонатным отложениям пластов:

а) D_{3zd} б) D_{3el}



а)

б)

Рисунок 3.14. Интегральные распределения K_n по ГИС с использованием электрической и капиллярной моделей по карбонатным отложениям Денисовской впадины пластов: а) D_{3zd} б) D_{3el}

Таблица 3.5. Сопоставление величин K_n по ГИС по карбонатным пластам Денисовской впадины тестовых скважин месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Отложения		Kn, %			
		электрич. модель		капиллярная модель	
		Рн-Кв станд	Рн-Кв спец	общая	детальная
D_{3zd} - преим. гидрофобные		<u>39.91-99.5</u>	<u>53.32-71.6</u>	<u>44.6-94.2</u>	<u>35-94.6</u>
		86.81	63.14	78.4	77.7
N/n		11/105	3/8	11/105	11/105
Расхождение*:	абс.:	-23.67		8.41	9.11
	отн.:	-37.49		9.69	10.49
D_{3el} - преим. гидрофобные		<u>50.7-99.4</u>	<u>33.3-96.2</u>	<u>25.6-94.1</u>	<u>43.7-95.2</u>
		92.5	82.27	82.95	82.34
N/n		15/279	15/279	15/279	15/279
Расхождение**:	абс.:	-10.23		-0.68	-0.07
	отн.:	-12.43		-0.83	-0.09

* расхождение капиллярных моделей со стандартной электрической

** расхождение капиллярных моделей со специальной электрической

N-кол-во скважин

n-кол-во прослоев

В результате сопоставления коэффициентов нефтегазонасыщенности карбонатных отложений верхнедевонского возраста с негидрофильной смачиваемостью по месторождениям Денисовской впадины можно сказать следующее.

- Коэффициенты нефтегазонасыщенности, рассчитанные по детальной с дифференциацией по литотипам и фациальным условиям и общей капиллярной моделям, сопоставимы с K_n , полученными по специальной электрической модели для пласта D_{3el} : расхождения не

превышают 1% абс. Сравнение K_n по стандартной электрической и капиллярной моделям показало существенное превышение K_n по электрометрии на 10,23% абс. или 12,43% отн. Специальная электрическая модель для пласта D_{3zd} была получена на ограниченной выборке нефтенасыщенных коллекторов (8 прослоев в 3 скважинах) месторождения «Л» для преимущественно гидрофобных пород с сохранением исходной смачиваемости. Из-за ограниченности выборки ядра для спец-исследований сопоставление средних величин K_n с использованием разных моделей по пласту D_{3zd} не совсем корректно.

- **Вывод.** Для расчета K_n в карбонатных отложениях елецкого и задонского горизонтов с негидрофильной смачиваемостью на месторождениях Денисовской впадины рекомендуется использовать детальную капиллярную модель или специальную электрическую при ее наличии.

Вывод по главе

1. Детальная капиллярная модель по сравнению с общей капиллярной моделью в большинстве случаев позволяет более достоверно оценивать коэффициент нефтенасыщенности для наиболее сложных случаев определения K_n – терригенных и карбонатных негидрофильных коллекторов, что подтверждается отсутствием расхождений с величинами K_n по специальным электрическим исследованиям ядра с учетом типа смачиваемости.
2. В терригенных отложениях полимиктового состава нижнетриасового и верхне-среднепермского возрастов с преимущественно гидрофильным типом смачиваемости величины K_n по капиллярной и стандартной электрической моделям сопоставимы – расхождения в средних значениях K_n не превышают 0,6% абс. или 1,4% отн.
3. В терригенных отложениях кварцевого состава верхнедевонского возраста с преимущественно гидрофобным типом смачиваемости величины K_n по капиллярной и специальной электрической моделям сопоставимы – расхождения в средних значениях не превышают 3% абс. или 4% отн. При использовании для расчетов K_n стандартной электрической модели происходит существенное завышение K_n относительно специальной электрической и капиллярной моделей – в среднем на 11,7% абс. или 15,3% отн.
4. В карбонатных отложениях с преимущественно гидрофобным типом смачиваемости величины K_n по капиллярной и специальной электрической моделям сопоставимы – расхождения в средних значениях составили 0,2-4,8% абс. или 0,3-6,6% отн. При использовании для расчетов K_n стандартной электрической модели происходит существенное завышение K_n относительно специальной электрической и капиллярной моделей – в среднем на 5-16% абс. или 7-22,7% отн.
5. По результатам апробации разных моделей определения нефтенасыщенности можно рекомендовать использование специальной электрической либо капиллярной моделей для преимущественно гидрофобных коллекторов терригенного и карбонатного состава. Для преимущественно гидрофильных коллекторов терригенного состава капиллярная и стандартная

электрическая модели являются взаимозаменяемыми и могут использоваться для определений нефтенасыщенности по ГИС.

3.3 Ограничения и возможности применения капиллярных моделей

Как и любая модель реального геологического объекта капиллярная модель имеет ряд *ограничений* в своем применении при расчете коэффициента нефтегазонасыщенности:

1) Капиллярные модели расчета коэффициента нефтегазонасыщенности основаны на данных исследований керна – капилляриметрии и ОФП. Настройка расчетов по капилляриметрии и ОФП производится на керновые данные, которые должны иметься в достаточном количестве и давать достоверные результаты. Все формулы справедливы для того диапазона ФЕС, который получен на образцах керна, и эти образцы использовались для расчетов. Получая K_p и $K_{пр}$ по ГИС, не входящих в диапазон ФЕС капиллярных моделей по керну, применение таких моделей для этих пластов может повлечь ошибку в определении K_n [Строянецкая, 2019].

2) Также одним из ограничений применения капиллярных моделей, особенно в зонах переходного насыщения, является недостоверное определение уровня водонефтяного контакта. Так как именно от положения ВНК зависит определение уровня 100% водонасыщенности – уровня ЗЧВ, то в залежах с принятым условным уровнем достоверность определения K_n по капиллярной модели снижается [Дьяконова и др., 2004].

3) Для литологически ограниченных залежей с отсутствием флюидального контакта нефти и воды (например, залежи, приуроченные к линзовидным песчаным телам) справедлива гипотеза отсутствия свободной воды в поровом пространстве – вода в порах находится только в связанном состоянии (остаточная вода) [Белозеров, 2011]. Для подобной ситуации правомерно использовать связь остаточной водонасыщенности с фильтрационно-емкостными параметрами – например, $K_{во}(K_p)$ или $K_{во}(K_{пр})$ для нахождения коэффициента нефтенасыщенности $K_n=1-K_{во}$ по залежи.

4) Так как капиллярные модели используют в своих расчетах зависимости от ФЕС – K_p и $K_{пр}$, которые независимо должны определяться по данным ГИС, то недостоверная оценка пористости и проницаемости в скважине будет влиять на правильность расчета коэффициента нефтегазонасыщенности в коллекторах. На данный момент с достоверной оценкой коэффициента пористости по ГИС не возникает сложности, однако определение коэффициента проницаемости может иметь ряд ограничений, особенно для карбонатных коллекторов. Использование связей $K_{пр}(K_p)$ с большим разбросом точек керна, вносит ряд погрешностей в итоговый коэффициент проницаемости [Строянецкая, 2019], в таких случаях рекомендуется

разделять связи по различным признакам [Беляков, Мухидинов, 2015], например, по типу порового пространства или использовать методику гидравлических единиц потока [Amaefule et al, 1993; Кошовкин, Белозеров, 2007; Исакова и др., 2021].

Несмотря на ограничения капиллярная модель также имеет ряд преимуществ и *возможностей* для характеристики залежи.

1) Капиллярная модель может не совпадать с электрической моделью и является практически единственным способом для определения K_n по данным ГИС в следующих случаях:

- наличие в разрезе скважины прослоев малых толщин с недоступной физической возможностью оценки удельного электрического сопротивления по ГИС, искажение величин УЭС неизменной части коллектора из-за влияния глубокой зоны проникновения промывочной жидкости;

- длительно разрабатываемые залежи продуктивных объектов с поддержанием пластового давления методом заводнения и залежи высоковязких нефтей с паротепловым воздействием, где установлено искажающее влияние разработки на показания методов электротриеметрии, не связанное с начальным насыщением коллекторов [Билибин и др., 2021];

- гидрофобные коллекторы с применением связи R_n - K_v типа «кern-кern», полученной по стандартной подготовке и стандартным исследованиям керна, без сохранения или восстановления природного типа смачиваемости [Бата, 2022].

2) При совместной интерпретации данных капилляриметрии и относительных фазовых проницаемостей появляется возможность с использованием капиллярных моделей оценивать строение залежи, прогнозировать состав притока и обводненность продукции в зависимости от ФЕС коллектора и его положения в разрезе [Борисов, 2009, 2013, Дорогиницкая, 2007, Исакова и др., 2021, Уолкотт, 2011]. Для этого по данным ОФП находят характерные точки коэффициента водонасыщенности, которые наносят от подошвы к кровле залежи на капиллярные модели: нижняя граница двухфазных притоков – K_v^{**} , водонасыщенность, для которой относительные фазовые проницаемости по воде и нефти равны – K_v^{KP} , остаточная водонасыщенность K_{vo} характеризует нижнюю границу зоны предельного нефтенасыщения, по R_c несущественно отличается от нижней границы получения безводных притоков нефти – K_v^* (Рисунок 3.15).

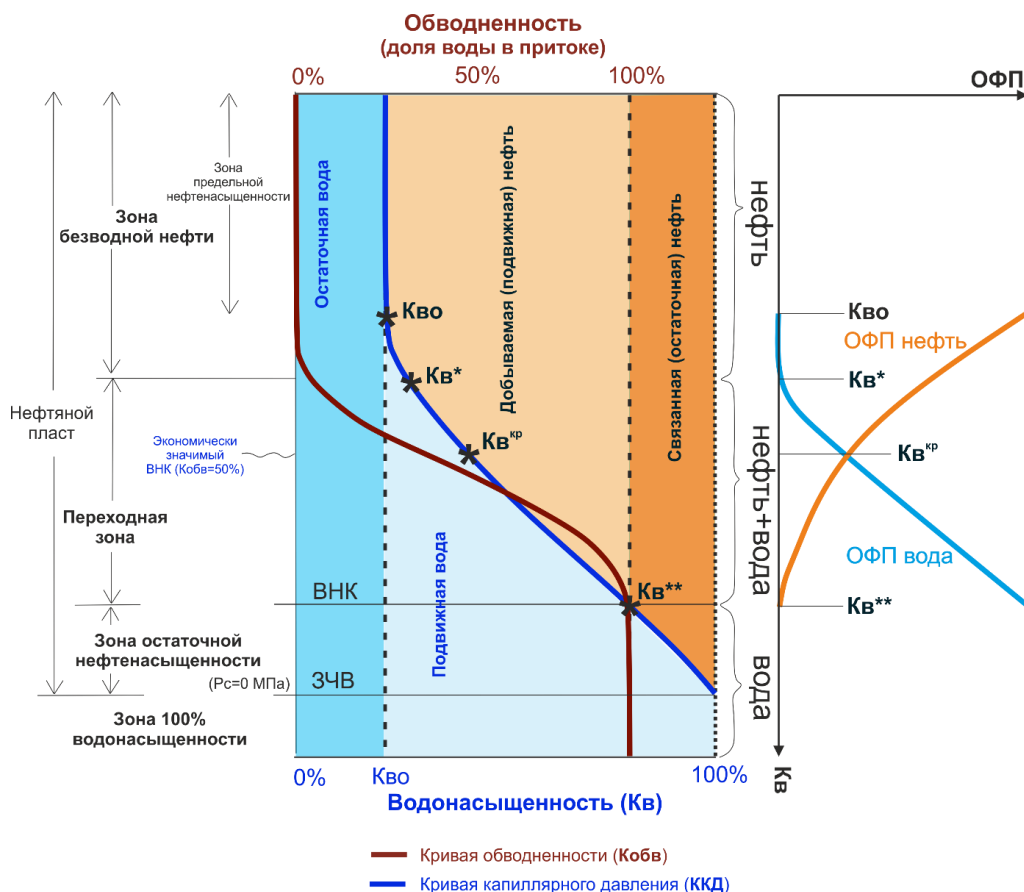


Рисунок 3.15. Строение нефтяной залежи с использованием капиллярной модели и данных ОФП

Для исследуемых объектов оценка характера притока и величин переходных зон проводилась путем сопоставления на капиллярных моделях месторождений с использованием значений K_v по ГИС со значениями K_v^* , $K_v^{кр}$, K_v^{**} , полученными по результатам экспериментальных исследований ОФП (Рисунок 3.16). Данный анализ позволяет непрерывно по разрезу прогнозировать состав притока из интервалов коллекторов и оценивать размер зоны переходного насыщения залежи.

Так, например, совместный приток нефти и воды для терригенных отложений нижнего триаса T_{1cb} следует ожидать из зоны размером от ~ 3 м (при $K_{пр}=1000$ мД) до ~ 100 м (при $K_{пр}=0,5$ мД), а для среднедевонского пласта D_{2ef-zv} – с размером зоны от 5 до 80 м. Для карбонатных отложений верхнего девона D_{3el} размер переходной зоны меняется от ~ 2 м (при $K_{пр}=1000$ мД) до ~ 15 м (при $K_{пр}=1$ мД).

Достоверность строения модели переходной зоны отложений можно подтвердить данными испытаний и опробований интервалов. На рисунке 3.17 представлен пример соответствия результатов испытаний и опробований с полученной моделью переходной зоны отложений тюменской свиты.

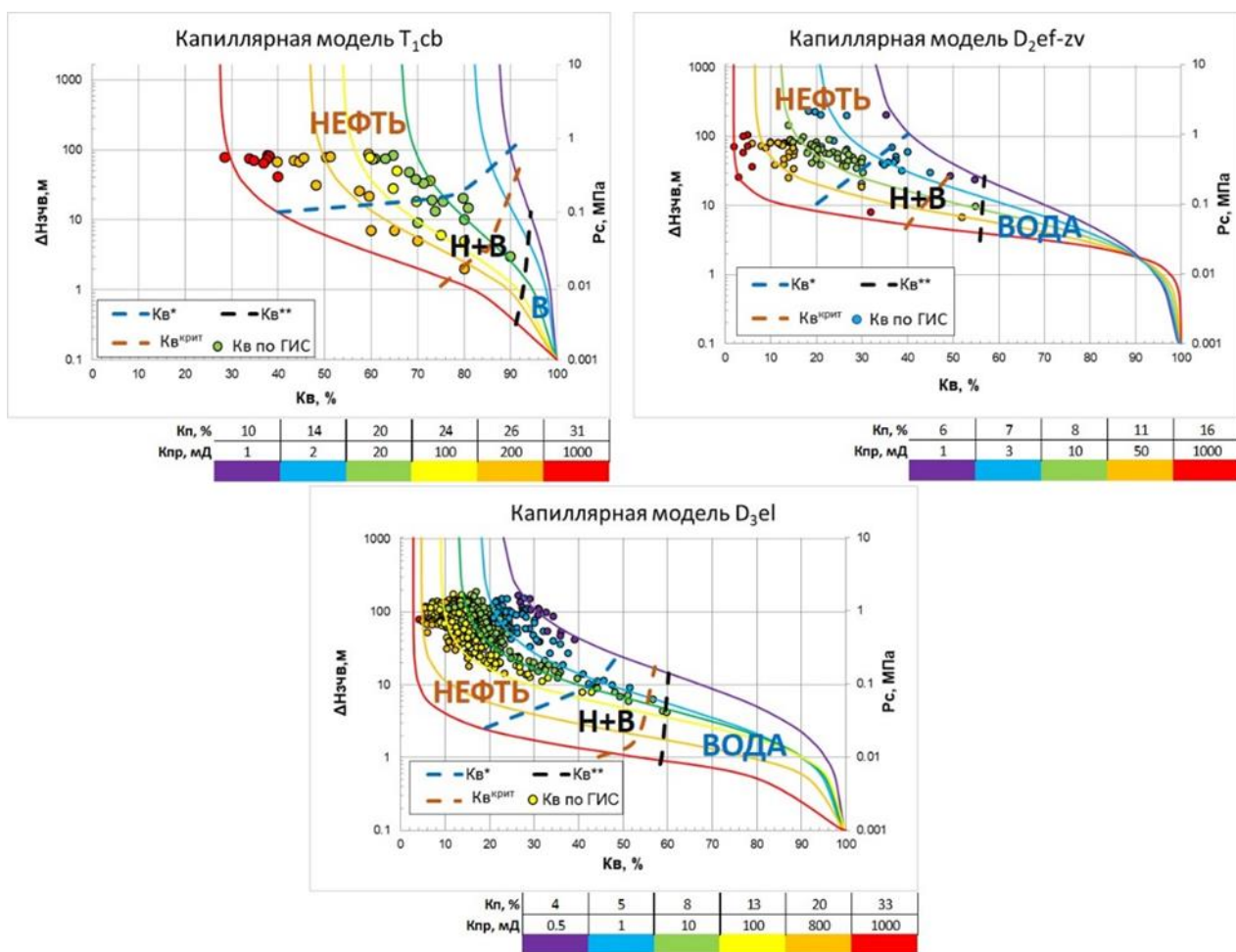


Рисунок 3.16. Сопоставление значений K_v по ГИС на капиллярных моделях с оценкой характера притока из интервала испытаний. Цветокodировка кривых капиллярной модели и точек по ГИС дана по величинам проницаемости

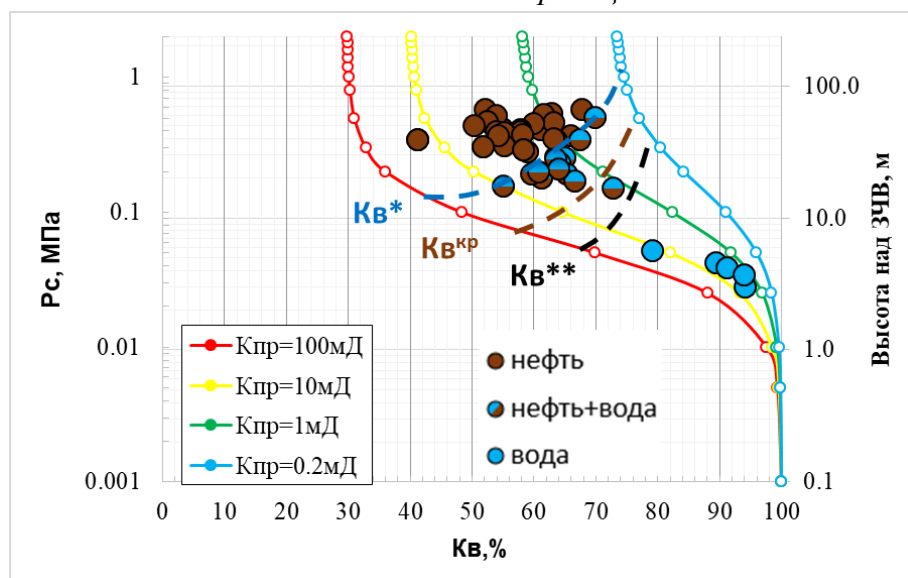


Рисунок 3.17. Сопоставление K_v по ГИС из интервалов испытаний на капиллярной модели пластов Ю₂-Ю₇. Цветокodировка кривых капиллярной модели дана по величинам проницаемости, точек по ГИС – характер притока по данным испытаний

Капиллярные явления интенсивно проявляют себя при испытаниях и эксплуатации пласта [Дорогоницкая и др., 2007]. На примере отложений викуловской свиты будет продемонстрирован

расчет таких добывных характеристик, таких как коэффициент обводненности и фильтрационной способности по данным ГИС с использованием капиллярных моделей и ОФП.

В основе решения задачи о прогнозе степени обводненности продуктивных пластов до начала их разработки заложен обобщенный закон Дарси-Нуттинга и механизм фронтального вытеснения одного флюида другим [Пирсон, 1961]. Процесс разработки определяется многими геологическими и технологическими факторами. Что касается самой породы, то кроме степени ее нефтенасыщения важно знать, как происходит совместное движение воды и нефти в поровом пространстве. Следовательно, оценку обводненности коллекторов возможно провести на основе их фазовых проницаемостей. С этой целью используют функцию Баклея-Леверетта – доля воды в составе притока в зависимости от текущей водонасыщенности коллектора [Buckley, Leverett, 1942].

Функция обводненности (f_w) описывается формулой:

$$f_w = K_{обв} = \frac{1}{1 + \frac{K_{пр}^H \cdot \mu_H}{K_{пр}^B \cdot \mu_B}}$$

где $K_{пр}^B$ – относительная проницаемость по воде; $K_{пр}^H$ – относительная проницаемость по нефти; μ_H – вязкость нефти; μ_B – вязкость воды.

В основе расчетов относительных фазовых проницаемостей лежит представление о том, что в каждом элементе пористой среды фазы стремятся расположиться так, как им диктуют капиллярные силы [Баренблатт и др., 1998].

Национальный нефтяной совет США рекомендует следующий экспериментально-расчетный способ определения относительных фазовых проницаемостей [Дорогоницкая и др, 2010, Уолкотт, 2001]:

$$K_{пр}^B = (K_{пр}^B)_{Кно} \left(\frac{K_B - K_{во}}{1 - K_{но} - K_{во}} \right)^{nw}$$

$$K_{пр}^H = (K_{пр}^H)_{Кво} \left(\frac{1 - K_B - K_{но}}{1 - K_{во} - K_{но}} \right)^{no},$$

где $(K_{пр}^B)_{Кно}$ – относительная проницаемость по воде при насыщении породы остаточной нефтью [д.е.]; $(K_{пр}^H)_{Кво}$ – относительная проницаемость по нефти при насыщении породы остаточной водой [д.е.]; K_B – коэффициент водонасыщенности по капиллярной модели [д.е.]; $K_{но}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности [д.е.]; $K_{во}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности [д.е.]; nw и no – калибровочные коэффициенты ($nw=2$ и $no=2$ – для терригенных коллекторов) (Рисунок 3.18).

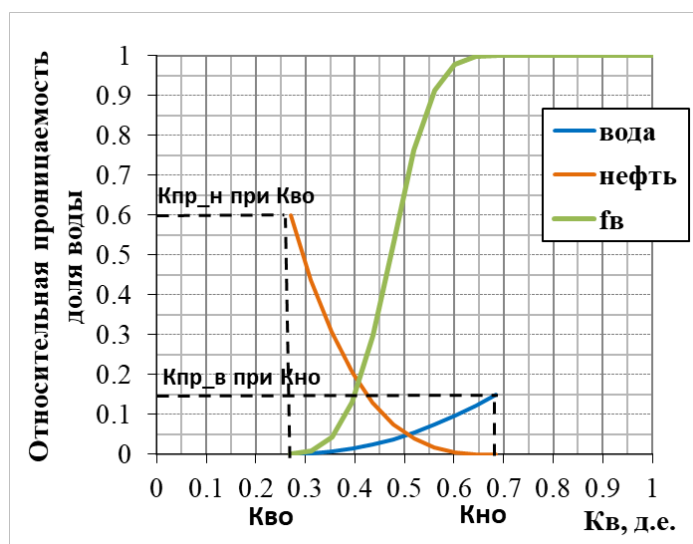


Рисунок 3.18. Пример экспериментальных кривых относительной фазовой проницаемости и функции обводненности

Для викуловских отложений, представленных чередованием литотипов пород с разными свойствами, разработана методика прогнозирования обводненности коллекторов в зависимости от свойств коллекторов. Согласно вышеприведенным формулам, для расчета начальной обводненности по ГИС, необходимо определить относительные фазовые проницаемости по нефти и воде. Последовательность выполняемых работ представлены на рисунке 3.19. Описанная методика также подтверждается результатами испытаний (Рисунок 3.20).

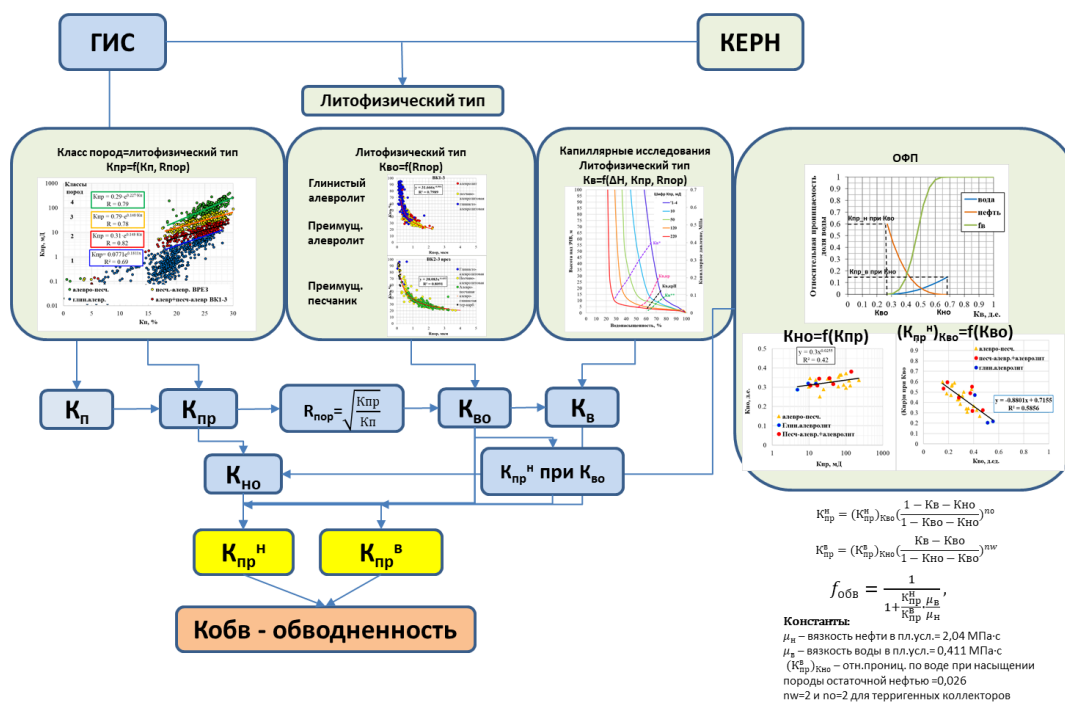


Рисунок 3.19. Блок-схема методики оценки обводненности коллекторов викуловской свиты по ГИС

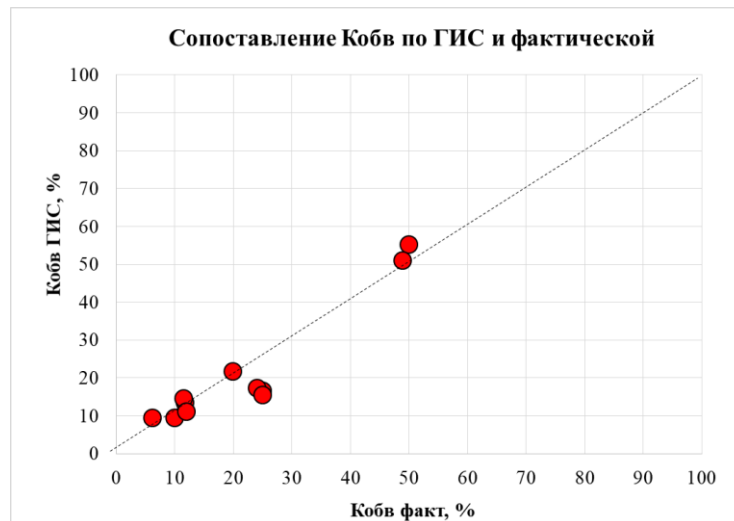


Рисунок 3.20. Сопоставление коэффициентов обводненности рассчитанных по ГИС и фактических Кобв по данным испытаний

Также автором в работе «Прогнозная оценка фильтрационной способности тонкослоистых коллекторов викуловской свиты по результатам исследования керна и ГИС» [Исакова и др., 2021] с использованием капиллярных исследований керна предложена классификация пород по радиусам пор и определено долевое участие пор разного размера в фильтрации жидкости.

Помимо зависимости Кв от капиллярного давления капиллярметрические исследования можно использовать для порометрической характеристики образца – то есть получить распределение пор по размерам.

Детальное изучение керна показало значительную степень неоднородности викуловского объекта порометрическим характеристикам (Рисунок 3.21). Неучет неоднородности разреза является одной из причин низкой нефтеотдачи, опережающего обводнения по высокопроницаемым прослоям, неполной выработки нефти из низкопроницаемых коллекторов на фоне высокопроницаемых при совместной перфорации.

Детализация разреза скважин по литотипам по ГИС и связанной с ними порометрической характеристике на основе изучения керна позволяет оценить радиусы поровых каналов и проницаемость коллекторов.

Разработана методика оценки по данным ГИС фильтрационной способности коллекторов в разрезе скважин с учетом структуры порового пространства и радиусов пор каждого прослоя коллектора. Методика позволяет оценить вклад каждого коллектора в приток при планировании интервалов перфорации и выбрать наиболее предпочтительный для максимальной выработки нефти вариант в каждом конкретном случае.

Схема петрофизической настройки и определения по данным ГИС вклада в фильтрацию каждого прослоя коллектора (D_f) при планировании интервала перфорации показана на рисунке 3.22.

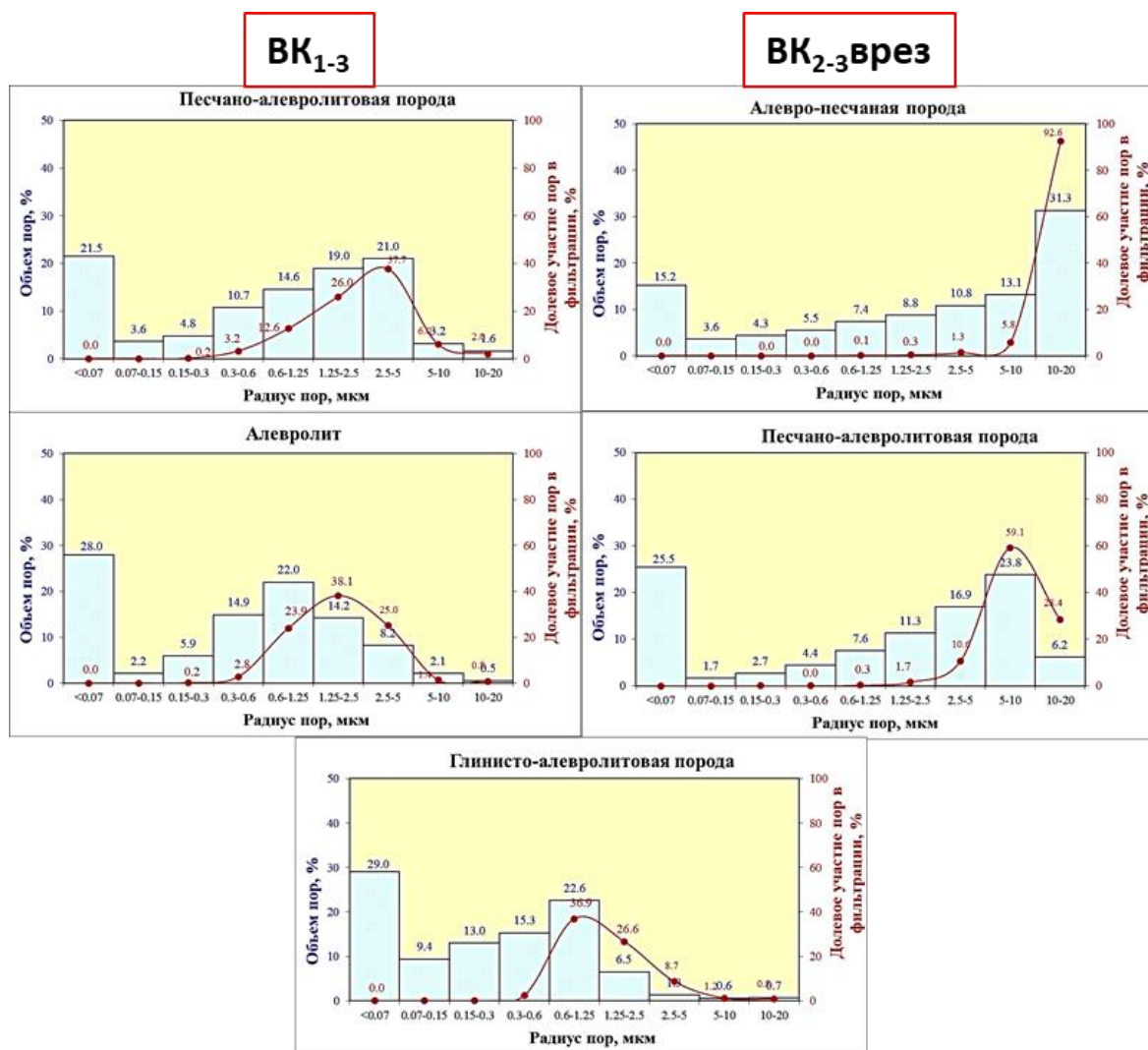


Рисунок 3.21. Распределения пор по размерам и долевое участие пор в фильтрации по литотипам пластов ВК₁₋₃ и ВК₂₋₃врез

Сравнение расчетных величин вклада в фильтрацию прослоев коллекторов по вышеизложенной методике с фактическими данными, полученными при промыслово-геофизических исследованиях (ПГИ) на одной из скважин показано на рисунке 3.23. Расчет фильтрационной способности коллекторов по их порометрической характеристике показал близкие результаты: вклад в суммарный приток составляет сверху вниз по разрезу – 14,7%, 25%, 60%.

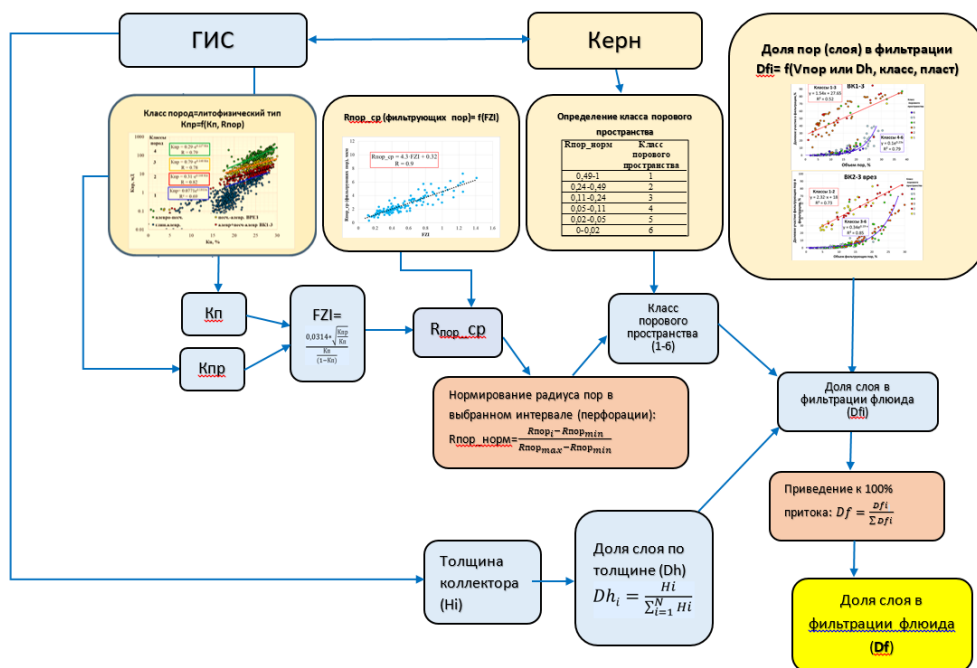


Рисунок 3.22. Схема петрофизической настройки и определения по данным ГИС вклада в фильтрацию интервалов разреза при планировании перфорации

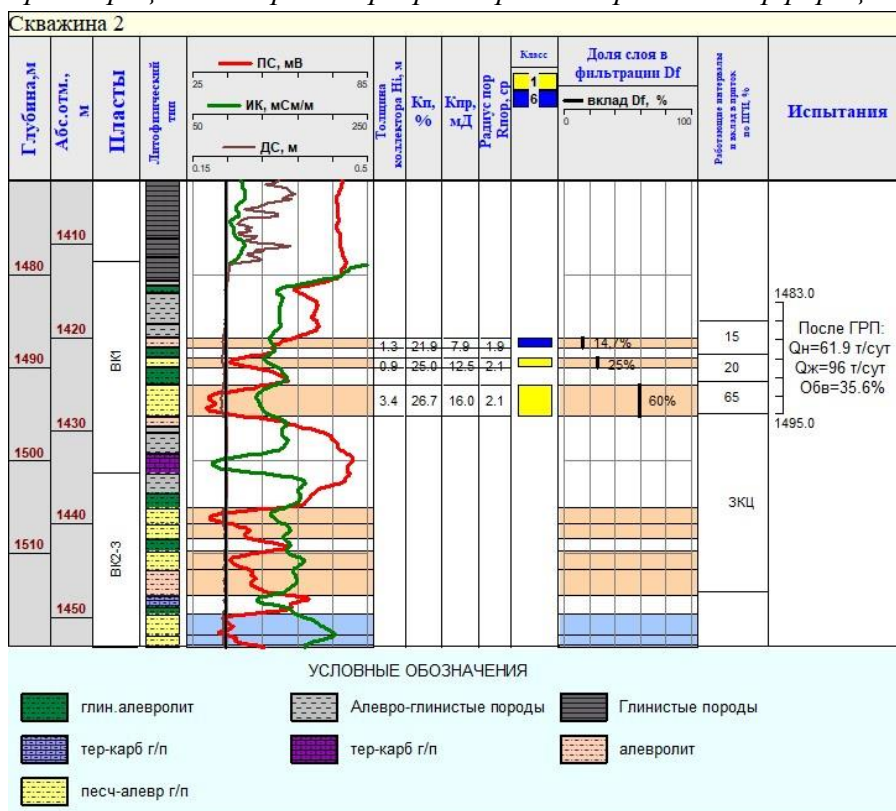


Рисунок 3.23. Сопоставление расчётных и фактических результатов по ПГИ по скважине 2

Методика позволяет оценить вклад каждого коллектора в приток при планировании интервалов перфорации и выбрать наиболее предпочтительный для максимальной выработки нефти вариант в каждом конкретном случае. Представленный алгоритм может применяться для любых отложений с предварительной петрофизической настройкой на капилляриметрические исследования на собственном керне.

4. Модели переходных зон нефть-газ⁴

Построение моделей переходных зон вода-нефть в последние годы является распространённой практикой у петрофизиков при расчете коэффициентов нефтенасыщенности по данным ГИС. На данный момент петрофизики имеют экспериментальную основу и четкий алгоритм для получения данных об изменении коэффициента нефтегазонасыщенности в зоне переходного насыщения вода-нефть или вода-газ, используя капиллярные модели. Однако построение зон переходного насыщения в газонефтяной части разреза на границе нефть-газ на настоящий момент подробно не рассматривалось.

В 1960 г. А.Г. Дурмишьян приводит интересные данные по месторождению Крадаг, где в газоконденсатной части залежи установлена нефтенасыщенность продуктивных VII, VIIa и VIII пластов по керну. Нефтенасыщенность изменяется от 2,6 до 40%. При этом нефть обычно неподвижна, из скважин получают чистый газ с конденсатом. Только при нефтенасыщенности 40% и более отмечается одновременное поступление в скважину и газа и нефти. Аналогичное явление отмечается на месторождении Калмас. В этих случаях, когда поступление нефти наблюдается в газоконденсатной части залежи, авторы связывают это явление с близостью нефтяной оторочки и наличием переходной зоны [Волков и др., 1983].

Проблема не учёта размеров переходных зон нефть-газ отмечается во многих учебниках и практических руководствах по разработке газонефтяных месторождений [Закиров и др, 1984, Желтов, 2008, Дейк, 2009, Алиев, Мараков, 2011, Алиев, Бондаренко, 2002].

Моделирование переходных газонефтяных зон рассматривалось в нескольких работах [Амикс, 1962, Abhijit Y. Dandekar, 2013]. Определение водо- и нефтенасыщенности в газоносной части пласта авторами выполнялось на основании данных лабораторного измерения капиллярного давления в системе вода-газ. Чтобы рассчитать насыщенность в газоносной части залежи, необходимо рассмотреть все три фазы: нефть, воду и газ.

Насыщенность фаз выше уровня свободной поверхности нефти можно рассчитать, исходя из следующих условий:

1) При вычислении насыщенности водой (K_v) на высоте h нефть и вода считаются непрерывными фазами.

⁴ При подготовке данного раздела диссертации использованы следующие публикации, выполненные автором лично или в соавторстве, в которых, согласно Положению о присуждении ученых степеней в МГУ, отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

37. Егорова А.Д., Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Калмыков Г.А. Моделирование газонефтяной переходной зоны по данным керна и геофизических исследований скважин // Геофизика. 2023. № 3. С. 78-84. RSCI (0,693 п.л., авторский вклад – 80%). Импакт-фактор РИНЦ 2021: 0,431

2) При вычислении насыщенности водой и нефтью ($K_{в+н}$) на высоте h нефть и газ считаются непрерывными фазами, а высота отсчитывается от уровня свободной поверхности нефти

$$3) K_{г} = 1 - K_{в+н}$$

$$4) K_{н} = K_{в+н} - K_{в}$$

Таким образом, для оценки характера насыщенности в газовой части залежи используют те же кривые капиллярного давления, что и для нефтяной части залежи.

Существенные трудности могут возникнуть для негидрофильных коллекторов, в которых кривая капиллярного давления в системе вода-газ отличается от системы вода-нефть при остаточной нефтенасыщенности.

Автором предлагается новая петрофизическая модель газонефтяной переходной зоны на основе капилляриметрических исследований керна, которая может использоваться для прогноза изменения коэффициента нефте- и газонасыщенности по высоте залежи и толщин зон переходного насыщения нефть-газ для учета в гидродинамических моделях [Егорова и др., 2023].

Для моделирования нефтегазонасыщенности в переходной газонефтяной зоне в лаборатории МГУ имени М.В. Ломоносова были проведены специальные эксперименты на 15 образцах керна из каждого объекта исследований. Были подобраны цилиндрические образцы с разными ФЕС: из отложений $T_{1сб}$ взяты образцы с диапазоном $K_{п}=15-24\%$, $K_{пр}=5,2-201$ мД, из отложений P_{1a+s} – $K_{п}=6-18\%$, $K_{пр}=0,3-116$ мД. Образцы подвергались «мягкой» экстракции спиртобензолом без воздействия высоких температур, для сохранения поверхностных свойств порового пространства. В качестве модели нефти использовался керосин. Эксперимент проходил в две стадии, моделирующие процесс формирования газонефтяной залежи (схема эксперимента продемонстрирована на рисунке 4.1):

- 1) Центрифугирование полностью насыщенных водой образцов с получением кривой капиллярного давления в системе вода-газ. Данный эксперимент воспроизводит формирование нефтяной залежи в процессе миграции нефти в поровое пространство и вытеснении из него воды. В результате эксперимента на образцах моделируется остаточная водонасыщенность – $K_{во}$.
- 2) На образцах с остаточной водонасыщенностью проводится донасыщение порового пространства керосином. После чего проводится центрифугирование образцов с получением кривой капиллярного давления в системе нефть-газ при $K_{во}$. Данный эксперимент моделирует последующее формирование газовой шапки в результате разгазации нефти или миграции газа в нефтенасыщенное поровое пространство. В итоге эксперимента на образцах моделируется остаточная нефтенасыщенность – $K_{но}$.

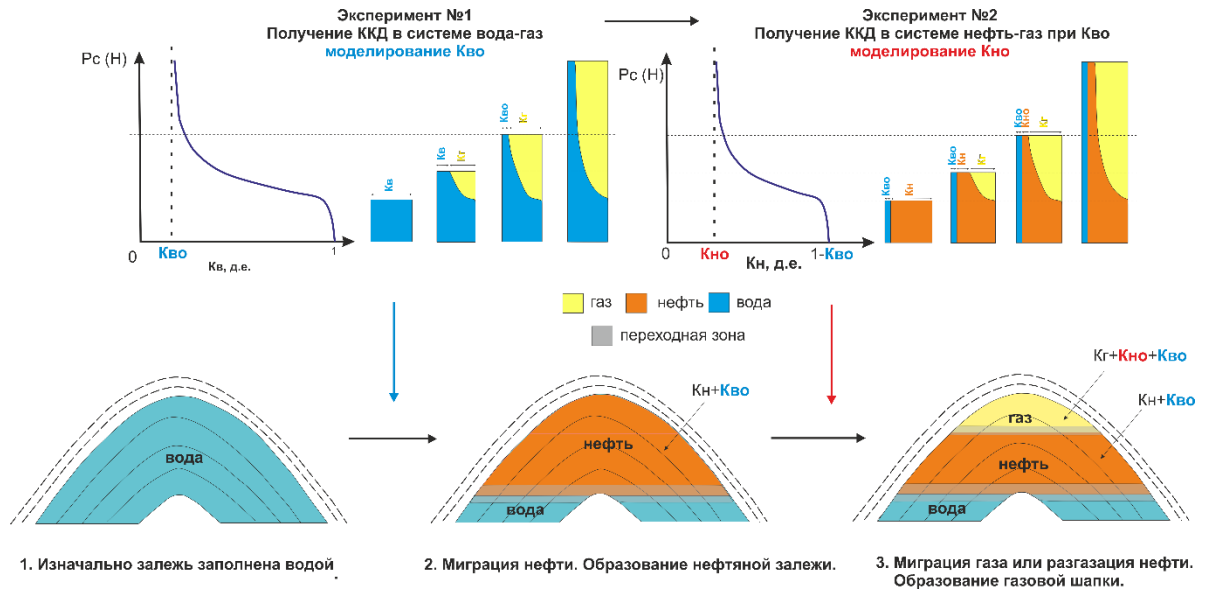


Рисунок 4.1. Схема экспериментов для получения ККД в разных системах флюидов (получение разных параметров моделирования)

Полученные кривые капиллярного давления в системе нефть-газ при $K_{во}$ представлены на рисунке 4.2, на котором видно, что в отличие от классических кривых капиллярного давления в системе вода-газ первая точка на графиках при самом низком капиллярном давлении не равна 100% – все кривые начинаются с точки $(100-K_{во})$. Последняя точка на ККД соответствует значению остаточной нефтенасыщенности – $K_{но}$. Различие ККД в системе нефть-газ для отложений ассель-сакмарского яруса и чаркобожской свиты объясняется разными литологическим составом, типами порового пространства и характером смачиваемости отложений. В карбонатных, преимущественно гидрофобных, породах P_{1a+s} по результатам моделирования $K_{во}=15-33\%$, $K_{но}=12-26\%$. В терригенных, преимущественно гидрофильных, породах T_{1cb} – возрастает значение остаточной водонасыщенности $K_{во}=34-53\%$ и снижается остаточная нефтенасыщенность $K_{но}=3-10\%$.

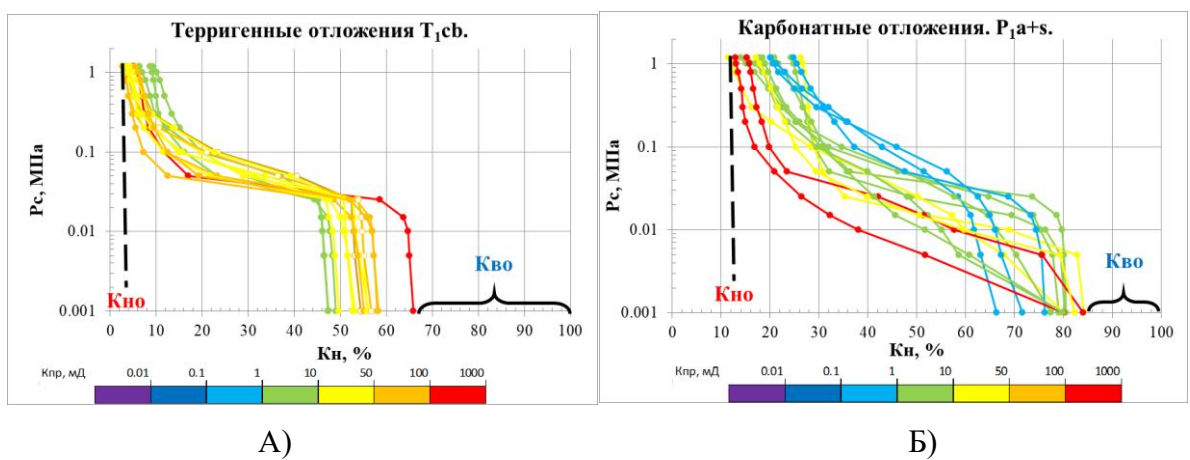


Рисунок 4.2. Кривые капиллярного давления P_c-K_n в системе нефть-газ (при $K_{во}$) для отложений возраста: А) T_{1cb} , Б) P_{1a+s} . Цветокodировка кривых – $K_{пр}$

Каждая капиллярная кривая описывается функцией аппроксимации с использованием оптимальной модели [Мартынова, Михайлов, 2018] с измененными параметрами:

$$P_c = a \left(\frac{100 - K_{во} - K_n}{K_n - K_{но}} \right)^b,$$

где K_n – нефтенасыщенность [%], $K_{во}$ – остаточная водонасыщенность [%], $K_{но}$ – остаточная нефтенасыщенность [%] (самая левая точка K_n на капиллярной кривой), P_c – капиллярное давление в [МПа], a , b – коэффициенты аппроксимирующей функции.

В процессе настройки модели каждая капиллярная кривая описывается степенной функцией со своими уникальными величинами $K_{во}$, $K_{но}$, a и b , которые определялись из условия минимизации функционала невязки между расчетными и экспериментально определенными ККД. Далее коэффициенты выражались как функции пористости (K_p) и проницаемости ($K_{пр}$) (Рисунок 4.3). В итоге были получены следующие уравнения для оценки K_n в переходной газонефтяной зоне для терригенных и карбонатных отложений:

Терригенные отложения T_{1св}:

$$a = 0,54 \cdot K_p^{-0,95}.$$

$$b = 0,53 \cdot K_{пр}^{0,15}.$$

$$K_{но} = 0,08 \cdot K_p^2 - 1,5 \cdot K_p + 22,8$$

$$K_{во} = -0,055 \cdot K_p^2 - 0,73 \cdot K_p + 79$$

Карбонатные отложения P_{1а+s}:

$$a = 3,4 \cdot K_p^{-1,67}.$$

$$b = 0,53 \cdot K_{пр}^{0,15}.$$

$$K_{но} = 28,2 \cdot K_{пр}^{-0,094}$$

$$K_{во} = 106,71 \cdot K_p^{-0,651}$$

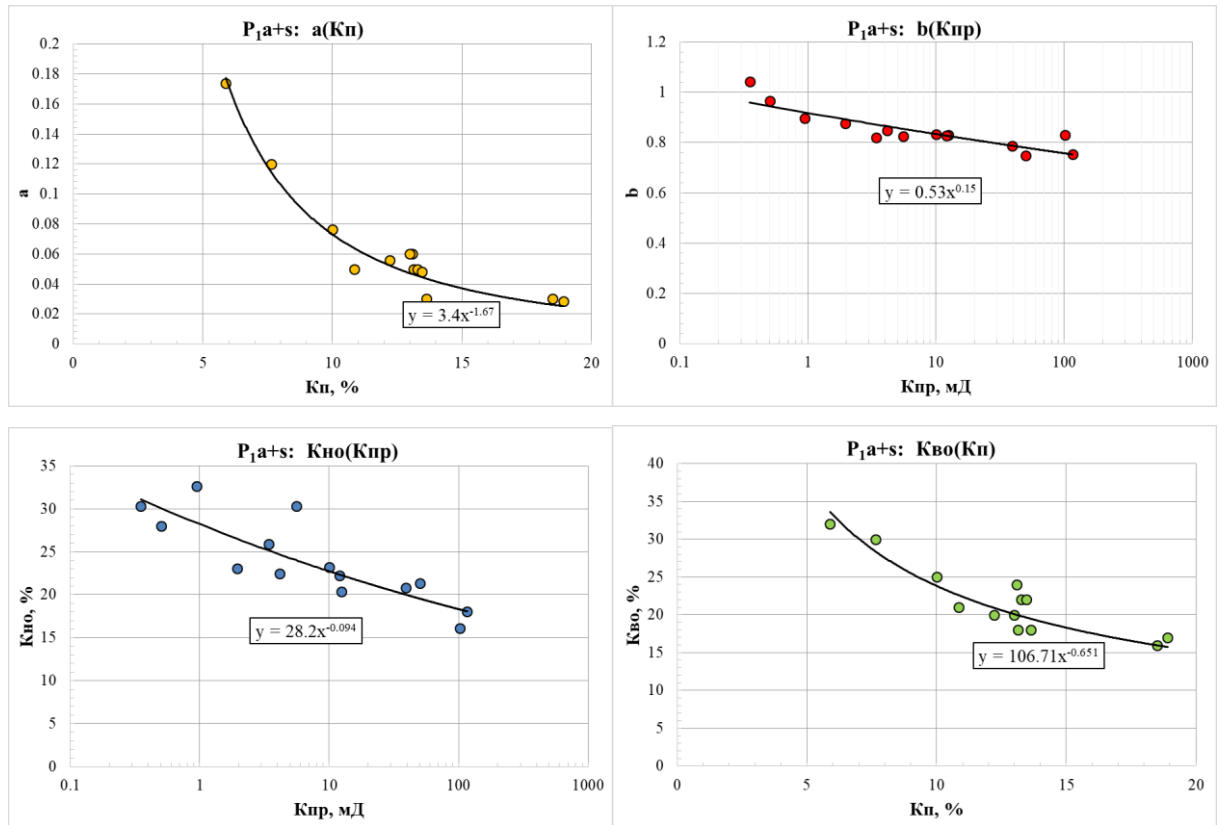


Рисунок 4.3. Пример зависимости параметров a , b , $K_{но}$ и $K_{во}$ от пористости и проницаемости для настройки модели расчета K_n в породах ассель-сакмарского яруса P_{1a+s}

В результате, капиллярная модель газонефтяной части разреза выражается как непрерывная многомерная функция $K_{нг}=f(K_p, K_{пр}, P_c)$. Пористость K_p и проницаемость $K_{пр}$ определяются по данным ГИС, P_c – капиллярное давление, которое рассчитывается из расстояния просоя над зеркалом чистой нефти:

$$P_c = \frac{g \cdot (\delta_n - \delta_g) \cdot \Delta H_{зчн}}{1000} \cdot \frac{\sigma_{лаб} \cdot \cos(\theta_{лаб})}{\sigma_{пл} \cdot \cos(\theta_{пл})},$$

где $\Delta H_{зчн}$ – высота над зеркалом чистой нефти [м], g – ускорение свободного падения ($9,8 \text{ м/с}^2$), δ_n и δ_g – плотности нефти и газа [г/см^3], $\sigma_{пл}$ и $\sigma_{лаб}$ – межфазное натяжение в системах газ-нефть (пласт) и воздух-керосин (лаборатория) [дин/см], $\theta_{пл}$ и $\theta_{лаб}$ – контактный угол газ-нефть (пласт) и воздух-керосин (лаборатория). Принятые значения: $\sigma_{пл}=50$ дин/см, $\sigma_{лаб}=25$ дин/см, $\theta_{пл}=\theta_{лаб}=30^\circ$ [Амикс и др., 1962], плотности нефти и газа были взяты для каждой залежи по результатам исследования проб флюидов.

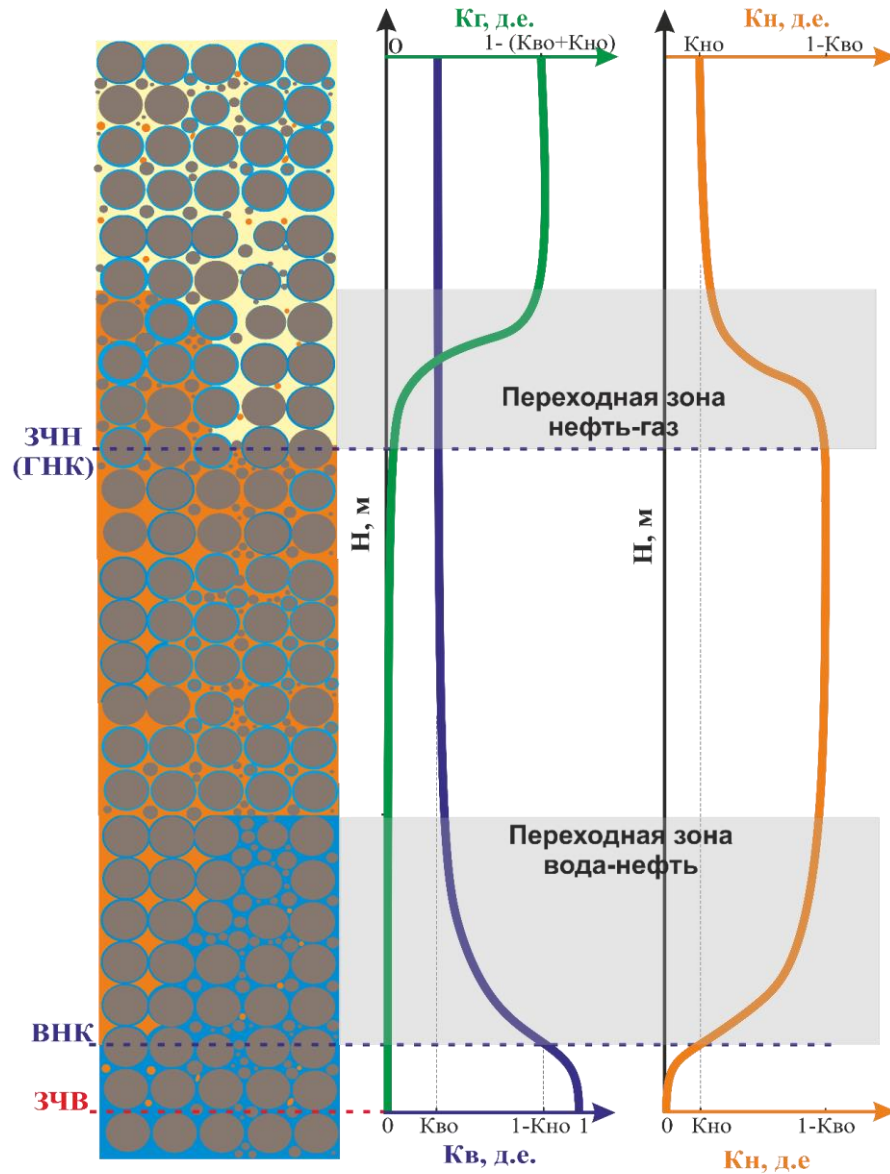
Положение зеркала чистой нефти принималось по положению газонефтяного контакта, определённого по результатам гидродинамических исследований в скважине.

Алгоритм расчета $K_{нг}$ в переходной зоне нефть-газ следующий:

- 1) Расчет высоты коллектора над ЗЧН (ГНК).
- 2) Расчет капиллярного давления в зависимости от высоты над ЗЧН (ГНК).
- 3) Расчет нефтенасыщенности по капиллярной модели $K_n = f(K_p, K_{пр}, P_c)$.

4) Расчет газонасыщенности: $K_g = 1 - K_n - K_{vo}$.

В результате в газонефтяной залежи возможен отдельный расчет коэффициентов нефте-, водо- и газонасыщенности. Схематическое изменение K_n , K_g и K_v по высоте залежи представлено на рисунке 4.4.



Коэффициенты насыщенности : — вода — нефть — газ

Рисунок 4.4. Схема распределения газа, нефти и воды в залежи по капиллярной модели насыщенности

По предложенной методике был проведен расчет коэффициентов насыщенности (K_v , K_n , K_g). Объектами исследования в работе стали газонефтяные залежи «Х» месторождения в терригенных отложениях чаркобожской свиты (T_{1cb}) и залежи «Я» месторождения в карбонатных отложениях ассель-сакмарского (P_{1a+s}) возраста. Породы T_{1cb} представлены песчаниками и алевrolитами кварц-полевошпатового состава с преимущественно гидрофильным типом смачиваемости. Коллекторы отложений P_{1a+s} , приурочены к известнякам

и доломитам со сложной структурой порового пространства, и преимущественно гидрофобным типом смачиваемости. На месторождении «Х» максимальный этаж газоносности в залежах составляет 65 м, этаж нефтеносности – 59 м. На месторождении «Я» этаж газоносности – 50 м, этаж нефтеносности – 78 м. Таким образом, нефтяная оторочка в исследуемых пластах имеет значительную толщину, что позволяет утверждать, что вода в газонефтяной переходной зоне и в газовой части залежи находится в остаточном состоянии. Газовая шапка также составляет большую часть залежи, что позволяет использовать капиллярно-гравитационную теорию распределения флюидов для залежей, находящихся в динамическом равновесии.

Оценить размер переходной зоны можно при наличии данных по относительным фазовым проницаемостям (ОФП) нефть-газ с моделированием $K_{во}$ на моделях. Для этого с кривых ОФП снимаются особые точки (Рисунок 4.5): $K_{н^{**}}$ – нефтенасыщенность, при которой в притоке появляется нефть, $K_{н^*}$ – нефтенасыщенность, при которой в притоке будет только газовая фаза, $K_{н, крит}$ – нефтенасыщенность, при которой в притоке будет присутствовать в равных долях газ и нефть. Расстояние от $K_{н^{**}}$ до $K_{н^*}$ – толщина переходной газонефтяной зоны. На рисунке 4.5 представлена капиллярная модель отложений P_{1a+s} с нанесенными точками $K_{н^*}$, $K_{н^{**}}$, $K_{н, крит}$. На рисунке видна зависимость размера переходной зоны от ФЕС: толщина варьируется от 1 м в высокопроницаемых пластах до 10 м в низкопроницаемых.

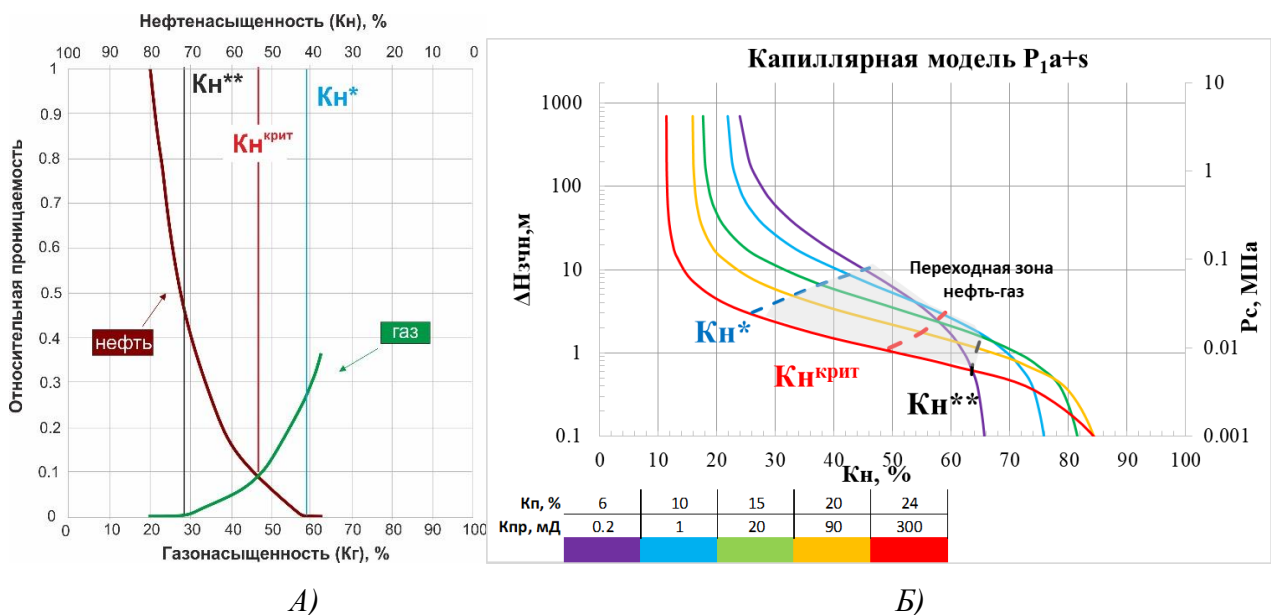


Рисунок 4.5. Оценка размеров переходной газонефтяной зоны по капиллярной модели с использованием данных ОФП: А) данные ОФП с указанием особых точек $K_{н}$ Б) модель переходной газонефтяной зоны на кривых КМ

На рисунках 4.6-4.7 представлен пример расчета $K_{во}$, $K_{н}$ и $K_{г}$ в терригенных отложениях в одной из скважин Первого и Второго месторождений. На рисунках видно, что в нижнем газонасыщенном пласте в обеих скважинах получен смешанный приток нефти и газа по результатам испытаний и опробований, что свидетельствует о возможном наличии переходной

зоны нефть-газ и необходимости моделировать раздельное насыщение в этой зоне. В результате расчетов в терригенных отложениях T_{1cb} (Рисунок 4.6) нефтенасыщенность в газовой шапке варьирует в пределах 5-10%, $K_{но}=5-7\%$, $K_{во} = 40-50\%$ и $K_{г}=40-55\%$, толщина переходной зоны нефть-газ при средних величинах $K_{п^{cp}}=18\%$, $K_{пр}=12$ мД составила 8 м – 12,3% от высоты газовой шапки. В карбонатных коллекторах P_{1a+s} (Рисунок 4.7) при средних значениях $K_{п^{cp}}=16\%$, $K_{пр^{cp}}=81$ мД нефтенасыщенность в газовой шапке составила $K_{н}= 15-60\%$, $K_{но}=15-25\%$, $K_{во}=10-18\%$, $K_{г}=20-75\%$, толщина переходной газонефтяной зоны равна 3 м или 6% от высоты газовой шапки.

Как видно из рисунков, представленных по результатам моделирования переходных зон в газонефтяных залежах, в терригенных отложениях размеры переходных зон нефть-газ больше, чем в карбонатных отложениях, что, вероятно, связано с разной литологией объектов, разной структурой порового пространства, разными типами смачиваемости.

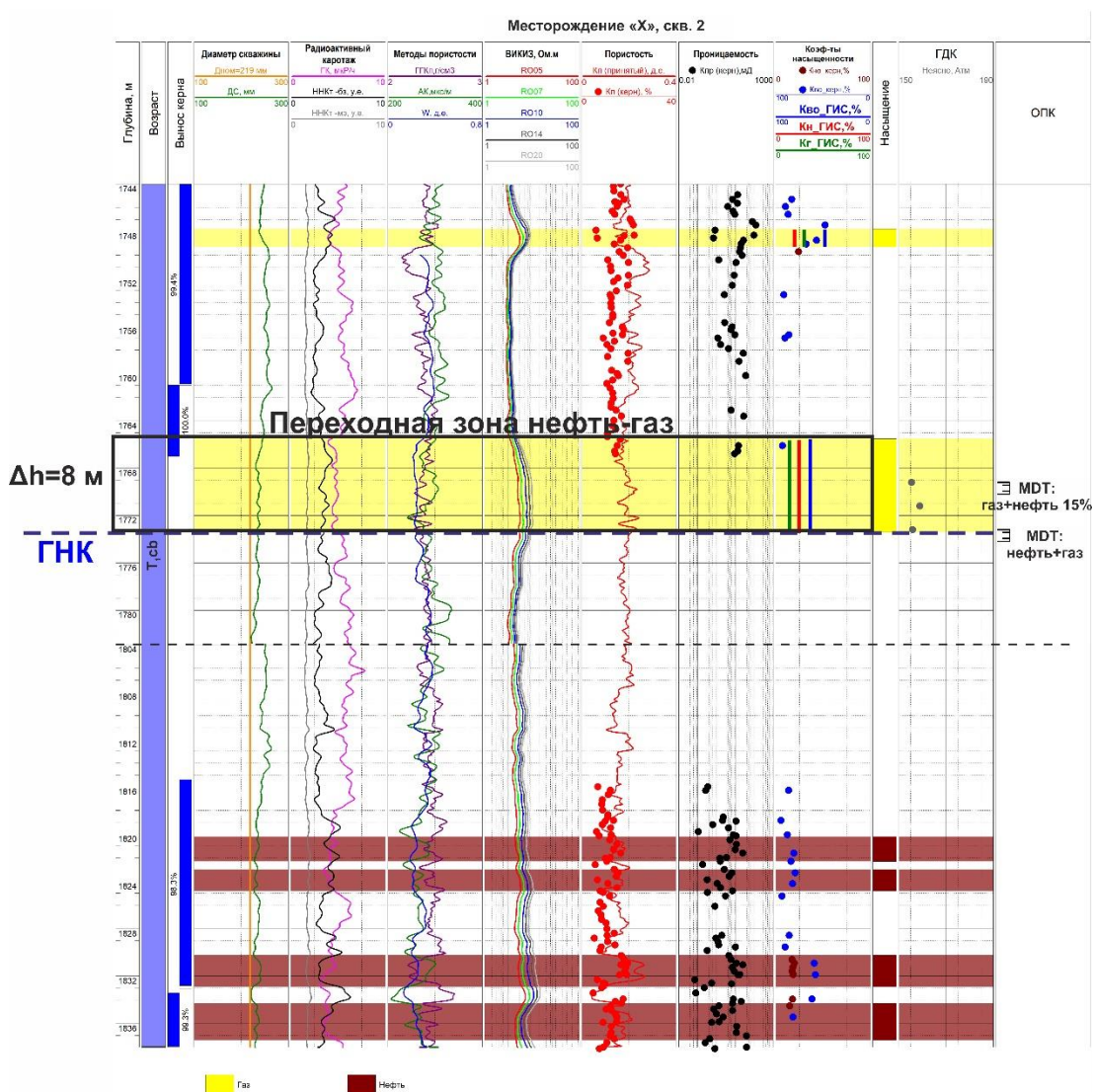


Рисунок 4.6. Пример расчета $K_{во}$, $K_{н}$ и $K_{г}$ в скважине №1 месторождения «Х» с терригенными отложениями T_{1cb}

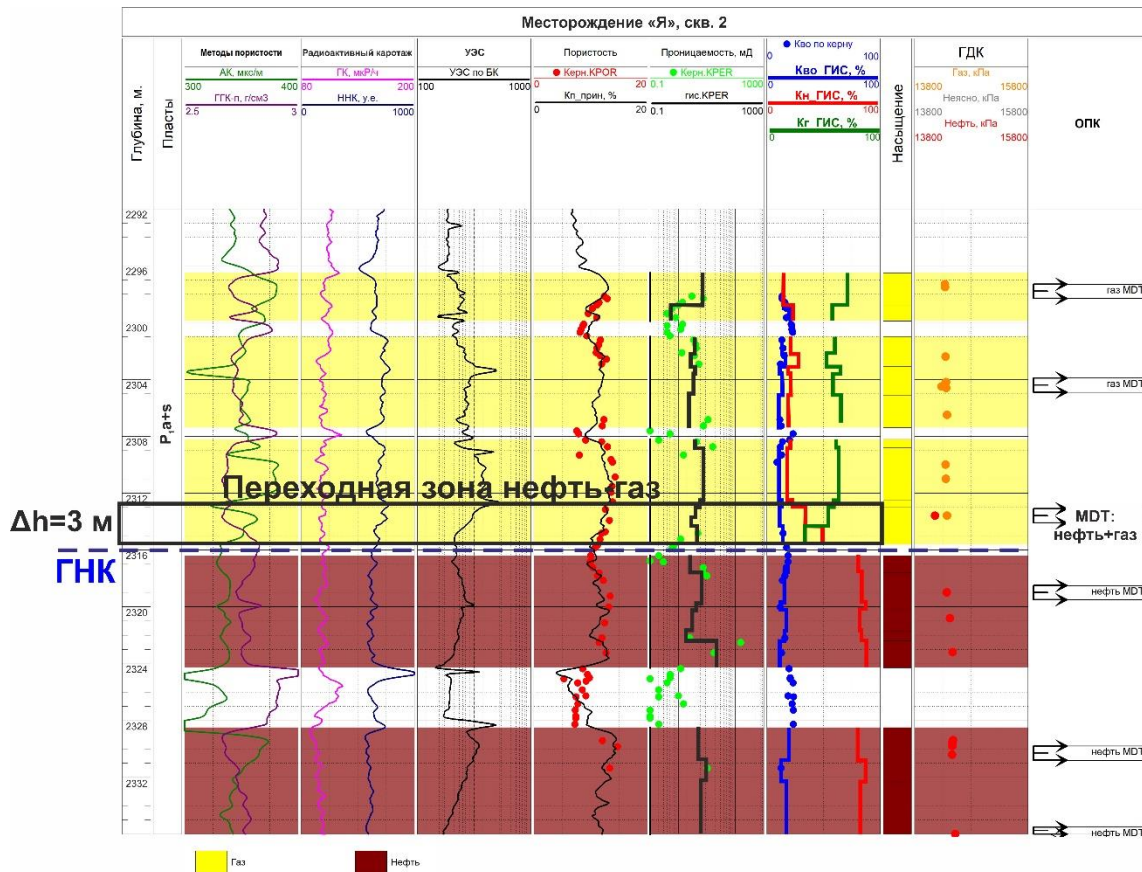


Рисунок 4.7. Пример расчета $K_{во}$, K_n и K_g в скважине №2 месторождения «Я» с карбонатными отложениями P_{1a+s}

Полученные результаты моделирования переходных газонефтяных зон позволяют сделать следующие выводы:

- Наличие переходной зоны газ-нефть уже достаточно долго освящается в научной литературе, подтверждается результатами разработки и испытаний пластов и, наконец, экспериментально подтверждено специальными капилляриметрическими исследованиями в системе нефть-газ-остаточная вода.
- Создание капиллярных моделей для определения K_n и K_g в переходной зоне нефть-газ требует проведения специальных капилляриметрических исследований на керне в системе нефть-газ-остаточная вода.
- Экспериментально установлены размеры переходной зоны газ-нефть в зависимости от свойств, литологии и типа смачиваемости коллекторов.
- Полученная нефтегазовая капиллярная модель дает возможность экспериментально оценить K_g и $K_{но}$ в газовых шапках.
- Капиллярная модель позволит определить размеры зон двухфазной фильтрации нефть-газ, учесть их при вскрытии нефтяного пласта и избежать прорывов газа при разработке.

Заключение

В настоящей работе описан новый комплексный подход к применению специальных исследований керна – капилляриметрии и относительных фазовых проницаемостей для построения капиллярной модели при изучении нефтяных залежей на примере различных карбонатных и терригенных отложений месторождений Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Наиболее существенными факторами, влияющими на вид капиллярных моделей, являются: тип и однородность структуры порового-пространства; тип смачиваемости поверхности пор; фильтрационно-емкостные свойства пород, свойства флюидов. Остальные факторы – литологическая принадлежность, минеральный состав скелета, фациальная и структурно-тектоническая зональность – определяют и объясняют формирование главенствующих для капиллярной модели свойств пород. В результате обобщения и анализа комплексных исследований керна была установлена взаимосвязь капилляриметрических исследований и стратиграфической, литолого-фациальной, структурно-тектонической принадлежности залежей, степенью сложности строения коллекторов. На основе этого предложены принципы классификации капиллярных моделей, позволяющие выбрать тип капиллярной модели для объектов Тимано-Печорской и Западно-Сибирской провинций.

Была разработана методика выбора капиллярной модели с учетом выявленных геологических признаков, позволяющая более корректно рассчитывать КнГ. Было проведено опробование разработанных капиллярных моделей для оценки коэффициента нефтегазонасыщенности по ГИС и сравнение результатов со стандартной методикой Дахнова-Арчи, что позволило выявить степень достоверности рассчитываемых Кн и сделать рекомендации о вариантах расчета коэффициента нефтегазонасыщенности – по капиллярным моделям или по электрической модели.

В работе показано на конкретных примерах, что дифференциация капиллярных моделей с учетом различных геолого-петрофизических признаков, дает возможность получить более уверенное распределение водонасыщенности по разрезу скважин. Поэтому при определении КнГ рекомендуется использовать дифференцированную капиллярную модель, учитывающие геологические особенности объектов, при наличии определений на керне и возможности выделения по ГИС выявленные признаки.

Также предложена петрофизическая модель газонефтяной переходной зоны по данным керна и ГИС, включающая вопросы оценки степени и характера насыщенности коллектора в газонефтяной зоне с использованием капиллярных моделей. В основе предложенной модели

лежат новые экспериментальные данные по моделированию насыщенности газ-нефть, при остаточной водонасыщенности на керне, в результате которых получена методика оценки размеров газонефтяной переходной зоны и распределения насыщенности флюидов. Предложенную модель рекомендуется использовать для оценки K_g и K_{no} в газовых шапках, определения размеров зон двухфазной фильтрации нефть-газ, чтобы учесть их при вскрытии нефтяного пласта и избежать прорывов газа при разработке.

Капиллярная модель является многокомпонентной характеристикой геологического объекта. Данная модель включает в себя не только петрофизические свойства, но и многие геологические характеристики, свойства флюидов, особенности строения залежи. С ее помощью появляется возможность учета множества разнородных свойств объекта, изучить их влияние на коэффициент нефтегазонасыщенности, размер переходной зоны и распределение флюидов в ней.

Такая перспективная тема имеет множество путей для дальнейшей разработки: оценка влияния пластовых температур и давления на капиллярную модель; сохранение гидрофобного типа смачиваемости пород при проведении капиллярных исследований на керне, оценка его влияния на форму капиллярных кривых для разных ФЕС и сложных порометрических характеристик; рассмотрение влияния различных геологических факторов на модели переходных зон в газонефтяных залежах. В продолжение этой работы также можно рассмотреть влияния элизионных вод, вытесняемых из вмещающих глинистых покрышек на водонасыщенность коллекторов в прикровельной части залежи, а также изучить влияние на K_M изменения ФЕС пород в процессе формирования залежи и постседиментационных преобразования твердой минеральной составляющей пород.

Список сокращений

ВНК – водонефтяной контакт

ГВК – газоводяной контакт

ГДК – гидродинамический каротаж

ГИС – геофизические исследования скважин

ГКЗ – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых

ГНК – газонефтяной контакт

ЗЧВ – зеркало чистой воды

ЗЧН – зеркало чистой нефти

Кв – коэффициент водонасыщенности

Кв* – водонасыщенность, при которой в притоке будет только нефть

Кв** – водонасыщенность, при которой в притоке появляется нефть

Кв^{кр}(Кв^{кр}) – водонасыщенность, при которой в притоке будет присутствовать в равных долях вода и нефть

Кво – коэффициент остаточной водонасыщенности

Кг – коэффициент газонасыщенности

Кн – коэффициент нефтенасыщенности

Кнг – коэффициент нефтегазонасыщенности

Кн** – нефтенасыщенность, при которой в притоке появляется нефть

Кн* – нефтенасыщенность, при которой в притоке будет только газовая фаза

Кн^{крит} – нефтенасыщенность, при которой в притоке будет присутствовать в равных долях газ и нефть

Кно – коэффициент остаточной нефтенасыщенности

Кобв – коэффициент обводненности

Кп – коэффициент пористости

Кпр – коэффициент проницаемости

КМ – капиллярная модель

ККД – кривая капиллярного давления

МПЗ – модели переходных зон

НГБ – нефтегазоносный бассейн

ОПК – опробование на кабеле

ОФП – относительная фазовая проницаемость

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ПГИ – промыслово-геофизические исследования

ТПНП – Тимано-Печорская нефтепромысловая провинция

УЭС – удельное электрическое сопротивление

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства пород

ЭМ – электрическая модель

g – ускорение свободного падения

$Q_{н(в)}$ – дебит нефти (воды)

$P_{в}$ – давление в водной фазе

$P_{выт}$ – давление вытеснения

$P_{г}$ – давление в газовой фазе

$P_{н}$ – давление в нефтяной фазе

$P_{н}$ – коэффициент увеличения удельного электрического сопротивления пласта

$P_{п}$ – относительное электрическое сопротивление пласта

$P_{с}$ – капиллярное давление

$P_{с,лаб}$ – лабораторное капиллярное давление

$P_{с,пл}$ – пластовое капиллярное давление

$C_{в}$ – минерализация воды

$R_{пор}$ – радиус пор

$\delta_{в}$ – плотность воды

$\delta_{г}$ – плотность газа

$\delta_{н}$ – плотность нефти

$\Delta_{внк}$ – расстояние от зеркала чистой воды до ВНК

$\Delta_{Нвнк}$ – высота над водонефтяным контактом

$\Delta_{Нзчв}$ – высота над зеркалом чистой воды

$\Delta_{Нзчн}$ – высота над зеркалом чистой нефти

θ – угол смачиваемости

$\rho_{в}$ – удельное электрическое сопротивление пластовой воды

σ – межфазовое натяжение

Список литературы

1. Алиев З.С. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений / З.С. Алиев, В.В. Бондаренко. – Печора: Печорское время, 2002. – 895 с.
2. Алиев З.С. Разработка месторождений природных газов / З.С. Алиев, Д.А. Мариков. – М.: МАКС Пресс, 2011. – 340 с.
3. Амикс Дж. Физика нефтяного пласта / Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Удмтинг. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 569 с.
4. Антипин Я.О. Моделирование нефтенасыщенности залежей в полимиктовых коллекторах с использованием J-функции Леверетта / Я.О. Антипин, В.А. Белкина // Территория Нефтегаз. – 2016. – №2. – С. 51-57.
5. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа / К.И. Багринцева. – М.: РГГУ, 1999. – 282 с.
6. Баренблатт Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М.: Недра, 1984. – 211 с.
7. Бата Л.К. Методика определения коэффициента нефтенасыщенности гидрофобных коллекторов и диагностические критерии их выделения на нефтяных месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: дис. канд. геол.-мин. наук: 1.6.9 / Бата Лейла Кифах. – М., 2022. – 120 с.
8. Беляков Е.О. Практические аспекты моделирования переходных нефтеводонасыщенных зон в терригенных коллекторах Западной Сибири по данным анализа керна и геофизических исследований скважин / Е.О. Беляков // ПРОнефть. – 2018. – №7. – С. 38-43.
9. Беляков Е.О. Использование обобщенных зависимостей для построения петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств с оценкой граничных параметров выделения коллекторов и определения их характера насыщенности / Е.О. Беляков, Ш.В. Мухидинов. – Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы. Сборник статей. – М.: ООО «ЕАГО Геомодель», 2015. – 383 с.
10. Белозеров В.Б. Ловушки нефти и газа, моделирование залежей углеводородов / В.Б. Белозеров. – Томск: ТПУ, Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела, 2011. – 143 с.
11. Билибин С.И. Особенности современного подхода к подсчету геологических запасов месторождений нефти и газа на основе трехмерных моделей / С.И. Билибин, Т.Ф. Дьяконова, Е.В. Гаврилова, Т.Г. Исакова, С.Б. Истомин, Е.А. Юканова // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №10. – С.

32-36.

12. Билибин С.И. Учет влияния длительной разработки на коэффициент нефтенасыщенности в бурящихся скважинах (на примере Байтуганского месторождения) / С.И. Билибин, А.В. Вовк, М.А. Федосеев // ГеоЕвразия-2021. Геологоразведка в современных реалиях: Труды IV Международной геолого-геофизической конференции и выставки, Москва, 02–04 марта 2021 года / ООО «ГеоЕвразия». Том I. – г. Тверь: ООО«ПолиПРЕСС», 2021. – С. 245-248.

13. Богатский В.И. Тимано-Печорский седиментационный бассейн (объяснительная записка к «Атласу геологических карт», 2000) / В.В. Богацкий, Л.В. Галкина, Е.Г. Довжикова, О.Л. Ермакова, П.К. Костыгова, П.К. Куранова, З.В. Ларионова, А.В. Мартынов, К.А. Москаленко, Н.И. Никонов, Г.А. Шабанова; под ред. В.И. Богацкого, З.В. Ларионовой. – Ухта: Изд-во ТПНИЦ, 2002. – 122 с.

14. Большакова Е.Ю. Моделирование нефтяных и газовых залежей на основе капиллярно-гравитационной концепции нефтегазонакопления с целью повышения эффективности их разведки и разработки (на примере месторождений Западной Сибири): дис. канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Большакова Евгения Юльевна. – Тюмень, 2006. – 200 с.

15. Большаков Ю.Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления / Ю.Я. Большаков. – Новосибирск: Наука, 1995. – 179 с.

16. Борисов А.Г. Методы обобщения кривых капиллярного давления и их совершенствование / А.Г. Борисов, Р.И. Медведский // Каротажник. – 2011. – №7. – С. 43-52.

17. Борисов А.Г. Капиллярно-гидродинамическая модель пласта залежи как новый взгляд на механизмы извлечения нефти/ А.Г. Борисов// Нефтепромысловое дело. – 2009. – №8. – С. 41-43.

18. Борисов А.Г. Моделирование капиллярных свойств коллекторов с целью решения промыслово-геологических задач и повышения энергоэффективности вытеснения нефти водой: дис. канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 / Борисов Александр Геннадьевич. – Тюмень, 2013. – 147 с.

19. Борисов А.Г. Метод обобщения кривых капиллярного давления с построением капиллярных петрофизических моделей / А.Г. Борисов // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – №3. – С. 100-103.

20. Вишняков С.Г. Карбонатные породы и полевое исследование их пригодности для известкования почвы / С.Г. Вишняков // Карбонатные породы Ленинградской области, Северного края и Карельской АССР. – 1933. – Вып. 2. – С. 3-22.

21. Водолазская В.П. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000 (третье поколение). Серия Уральская. Лист Q-40 – Печора. Объяснительная записка / В.П. Водолазская, Л.И. Опаренкова, Д.В. Зархидзе, Н.Ф. Иванов, В.И. Михайлов, Т.Л. Полянская, А.В. Бартова, Л.П. Белонина, Н.Г. Берлянд, С.Н. Галишева, Е.А. Лебедева, Т.С. Сай. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2013. – 365 с.

22. Вознесенский П.И. Техника лабораторных работ / П.И. Вознесенский. – М.: Химия, 1969. – 719 с.
23. Волков А.М. Влияние вертикальной миграции флюидов на формирование нефти и газа/ А.М. Волков, Н.Н. Поплавский, Н.Н. Ростовцев, А.В. Рыльков, Г.М. Шинкеев. Труды ЗапСибНИГНИ, выпуск 8, 1968. – 275 с.
24. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта/ Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. – М.: Недра, 1982. – 311 с.
25. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта/ Ш.К. Гиматудинов. – М.: Недра, 1971. – 309 с.
26. Гороян В.И. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами/ В.И. Гороян, Б.М. Березин, Ю.Я. Белов, Б.Ю. Вендельштейн, А.А. Гусейнов, В.М. Добрынин, Л.А. Коцеруба, Л.И. Орлов, В.И. Петерсилье, Е.А. Поляков, Э.Г. Рабиц, Л.К. Танкаева; под ред. В.И. Гороян, В.И. Петерсилье. – М.: ВНИГНИ, 1978. – 395 с.
27. Гудок Н.С. Изучение физических свойств пористых сред/ Н.С. Гудок. – М.: Недра, 1970. – 205 с.
28. Гудок Н.С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород/ Н.С. Гудок, Н.Н. Богданович, В.С. Мартынов. – М.: Недра, 2007. – 568с.
29. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород/ В.Н. Дахнов. М.: Недра. – 1985. – 310 с.
30. Деденко Л.Г. Математическая обработка и оформление результатов эксперимента/ Л.Г. Деденко, В.В. Креженцев. – М.: Изд-во Московского университета, 1977. – 112 с.
31. Добрынин В.М. Петрофизика (физика горных пород) / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М.: ФГУП Издательство «Нефть и Газ» РГУ нефти и газа им. Губкина, 2004. – 367 с.
32. Дорогиницкая Л.М. Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС/ Л.М. Дорогиницкая. – Томск: ТПУ, 2007. – 276 с.
33. Дьяконова Т.Ф. Построение цифровых моделей нефтенасыщенности коллекторов месторождений Западной Сибири/ Т.Ф. Дьяконова, С.И. Билибин, К.Е. Закревский// Геология нефти и газа. – 2000. – №4. – С. 41-45.
34. Дьяконова Т.Ф. Проблемы обоснования водонефтяного контакта по материалам геофизических исследований скважин при построении детальных геологических моделей/ Т.Ф. Дьяконова, С.И. Билибин, А.М. Дубина, Т.Г. Исакова, Е.А. Юканова// Каротажник. – 2004. – №3-4. – С. 83-97.

35. Дюнин В.И. Движение флюидов: происхождение нефти и формирование месторождений углеводородов. Обзорная информация / В.И. Дюнин. – М.: Научный мир, 2003. – 97 с.
36. **Егорова А.Д.**, Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Кристя Е.Е., Бронскова Е.И., Дорофеев Н.В., Конорцева Е.А., Калмыков Г.А. Капиллярная модель – комплексное геолого-петрофизическое представление залежи при подсчете геологических запасов углеводородов // Георесурсы. 2023. Т. 25, № 2. С. 150-160. WoS (1,155 п.л., авторский вклад 70%). Импакт-фактор SGR 2022: 0,503 (Q2).
37. **Егорова А.Д.**, Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Калмыков Г.А. Моделирование газонефтяной переходной зоны по данным керна и геофизических исследований скважин // Геофизика. 2023. № 3. С. 78-84. RSCI (0,693 п.л., авторский вклад – 80%). Импакт-фактор РИНЦ 2021: 0,431.
38. **Егорова А.Д.**, Исакова Т.Г., Бата Л.К. Гоев А.Ю., Хотылев О.В., Чуркина В.В., Коточкова Ю.А., Дьяконова Т.Ф., Козаков С.В., Кожевникова Н.В., Москаленко Н.Ю., Белов Н.В., Мозговой А.С., Калмыков Г.А. Оценка характера насыщенности коллекторов ачимовских отложений по каротажу в условиях низкой проницаемости и фациальной неоднородности // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология.2023. № 2. С. 128-138. RSCI (1,155 п.л., авторский вклад 50%). Импакт-фактор РИНЦ 2021: 0,411.
39. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа / М. А. Жданов. – М.: Недра, 1970. – 486 с.
40. Закиров С.Н. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений / С.Н. Закиров, В.И. Васильев, А.И. Гутников. – М.: Недра, 1984. – 295 с.
41. Закиров С.Н. Проблемы подсчета запасов, разработки и 3D компьютерного моделирования / С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, И.М. Индрупский, М.Т. Абасов, Р.Н. Фахретдинов, А.И. Ипатов, Н.Н. Кирсанов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №5. – С. 66-70.
42. Зубков М.Ю. Остаточная водонасыщенность как функция капиллярного давления в углеводородной залежи / М.Ю. Зубков // Доклады Всероссийской научно-практической конференции «Ядерно-геофизические методы в комплексе ГИС при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений». – 2010. – С. 175-185
43. Иванова М.М. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / М.М. Иванова. – М.: АО «ТВАНТ», 1994. – 277 с.
44. Изидин А. М. Основные представления о переходных зонах в неоднородных и однородных пластах / А. М. Изидин // Труды молодых учёных института "ТатНИПИнефть". – 2017. – №1. – 6 с.
45. Исакова Т.Г., Персидская А.С., Хотылев О.В., Коточкова Ю.А., **Егорова А.Д.**, Дьяконова Т.Ф., Мозговой А.С., Чуркина В.В., Козаков С.В., Кожевникова Н.В., Ливаев Р.З., Дручин В.С., Белов Н.В., Калмыков Г.А. Типизация отложений тюменской свиты по степени

гидродинамической активности условий осадконакопления при создании петрографической модели и дифференцированной интерпретации геофизических исследований скважин // Георесурсы. 2022. Т. 24, № 2. С. 176-189. Wos (0,924 п.л., авторский вклад 30%). Импакт-фактор SGR 2022: 0,503 (Q2)

46. Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., **Носикова А.Д.**, Савченко Д.С., Коробова Н.И., Сауткин Р.С. Калмыков А.Г., Калмыков Г.А. Новые представления о модели коллектора викуловской свиты Красноленинского месторождения (Западная Сибирь) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2020. № 3. С. 66-74. RSCI (0,924 п.л., авторский вклад 30%). Импакт-фактор РИНЦ 2021: 0,411

47. Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., **Носикова А.Д.**, Калмыков Г.А., Акинъшин А.В., Яценко В.М. Прогнозная оценка фильтрационной способности тонкослоистых коллекторов викуловской свиты по результатам исследования керна и ГИС // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 2. С. 170-178. Wos (0,924 п.л., авторский вклад 30%). Импакт-фактор SGR 2022: 0,503 (Q2).

48. Калинин В.Ф. К вопросу определения размеров переходной зоны на границе водонефтяного контакта в гидрофильных и гидрофобных коллекторах / В.Ф. Калинин // Недр Поволжья и Прикаспия. – 2021. – № 103. – С. 11-41.

49. Капралова М.К. Определение характерных границ в переходной зоне по промысловым данным (на примере Усть-Балыкского месторождения) / М.К. Капралова // Труды Тюменского индустриального института. – 1974. – № 31. – С. 26-33.

50. Кожевников Д.А. Моделирование насыщения в переходной зоне коллекторов в концепции эффективного порового пространства / Д.А. Кожевников, К.В. Коваленко, И.С. Дешененков, А.Н. Петров // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – 2013. – № 4. – С. 51-56.

51. Колонских А.В. Метод восстановления коэффициента остаточной водонасыщенности горных пород путем настройки математической модели капиллярной кривой / А.В. Колонских, Ю.В. Мартынова, С.П. Михайлов, Р.Р. Муртазин // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 11. – С. 27-30.

52. Колонских А.В. Прогноз величины остаточной водонасыщенности терригенных гидрофильных горных пород по стандартному комплексу геофизических исследований скважин / А.В. Колонских, М.В. Мавлетов, С.П. Михайлов, Р.Р. Муртазин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 5. – С. 71-74.

53. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф.И. Котяхов. – М.: Недр, 1977. – 287 с.

54. Кошовкин И.Н. Отображение неоднородностей терригенных коллекторов при построении геологических моделей нефтяных месторождений. / И.Н. Кошовкин, В.Б. Белозеров // Известия

Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 310. №2. – С. 26-32.

55. Кузнецова Я.В. Моделирование нефтенасыщенности пластов, залегающих под нефтематеринскими породами (на примере верхнеюрских отложений Западной Сибири): дис. канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 / Кузнецова Яна Владиславовна. – Тюмень, 2016, – 163 с.

56. МакФи К. Лабораторные исследования керн: гид по лучшим практикам / К. МакФи, Дж. Рид, И. Зубизаретта. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – 912 с.

57. Мартынова Ю.В. Математическое моделирование кривой капиллярного давления горных пород / Ю.В. Мартынова, С.П. Михайлов // Математическое моделирование процессов и систем, Материалы VIII Международной научно-практической конференции. Уфа: Башк. гос. ун-т. – 2018. – С. 26-31

58. Маскет, М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / М. Маскет. –Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2004. – 628 с.

59. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалев. – М.: Недра, 1992. – 269 с.

60. Михайлов А.Н. Основные представления о переходных зонах и водяных контактах в неоднородных пластах/ А.Н. Михайлов // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2012. – № 1(5). – С. 150-160.

61. Михайлов Н.Н. Проницаемость пластовых систем / Н.Н. Михайлов. – М.: РГУ, 2006. – 186 с.

62. Михайлов Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта / Н.Н. Михайлов. – М: МАКС ПРЕСС, 2008. – 447 с.

63. Михайлов Н.Н. Экспериментальное исследование смачиваемости и анализ ее влияния на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных коллекторов Неокомской залежи Ново-Уренгойского и Ямбургского месторождений / Н.Н. Михайлов, М.О. Ермилов, Л.С. Сечина; отв. ред. В.М. Максимов. – Новосибирск: Изд-во Сибирского отд-ния Российской акад. наук, 2012. – 58 с.

64. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов / Н.Н. Михайлов. – М.: Недра, 1992. – 270 с.

65. Москаленко Н.Ю. Использование относительных фазовых проницаемостей для определения критических водонасыщенностей и темпа обводнения пласта на примере месторождений ООО «Газпром нефть» / Н.Ю. Москаленко, Н.В. Гильманова, С.В. Самороков, А.Г. Орлов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 38-40.

66. Никонов Н.И. Атлас геологических карт «Тимано-Печорский седиментационный бассейн» / Н.И. Никонов, В.И. Богацкий, А.В. Мартынов, З.В. Ларионова В.М. Ласкин, Л.В. Галкина, Е.Г. Довжикова. – Ухта: Изд-во ООО «Региональный дом печати», 2000. – 64 с.

67. Пестов В.В. Определение начальной нефтенасыщенности терригенных коллекторов миоцен-

- олигоцена Западного Предкавказья на основе капилляриметрических исследований керна / В.В. Пестов, И.В. Москаленко, Б.Л. Александров // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №11. – С. 28-30.
68. Петерсилье В.И. К вопросу оценки параметров переходной зоны с использованием кривых капиллярного давления: совершенствование методики разведки нефтяных и газовых месторождений/ В.И. Петерсилье, Ю.Я. Белов, М.Ф. Веселов // Труды ВНИГНИ. – 1982. – № 242. – С. 63-71.
69. Петерсилье В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / В.И. Петерсилье, В.И. Пороскун, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 258 с.
70. Пирсон С.Дж. Учение о нефтяном пласте/ С.Дж. Пирсон. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 570 с.
71. Ратников И.Б. Интерпретация данных капиллярных исследований / И.Б. Ратников, Р.С. Шульга, Е.А. Романов // Горные науки и технологии. – 2016. – № 4. – С. 24–39.
72. Рединг Х.Г. Обстановки осадконакопления и фации / Х.Г. Рединг, Дж. Д. Коллинсон, Ф.А. Аллен. – М.: Мир, 1990. – 352 с.
73. Райнек Г.Э. Обстановки терригенного осадконакопления (с рассмотрением терригенных кластических осадков) / Г.Э. Райнек, И.Б. Сингх. – М.: Недра, 1981. – 439 с.
74. Румак Н.П. Новая методика петрофизического обоснования определения нефтегазонасыщенности коллекторов месторождений Западной Сибири / Н.П. Румак, О.А. Соколовская, Г.В. Таужнянский // Вестник недропользователя ХМАО. – 2001. – №9. – С. 74-75.
75. Светлов К.В. Методические приемы обоснования положения условной поверхности ВНК при геологическом моделировании сложнопостроенных залежей нефти/ К.В. Светлов// Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры: материалы X научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2006. – С. 245-256.
76. Соколова Т.Ф. Обоснование положения водонефтяного контакта в верхнеюрских пластах в условиях фациальной изменчивости / Т.Ф. Соколова, Г.Р. Василевская, Е.А. Изюмова // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №1. – С. 24-27.
77. Строянецкая Г.Е. Анализ эффективности моделей переходных зон для определения коэффициентов нефтенасыщенности и положения контакта углеводородов с водой / Г.Е. Строянецкая // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – №6. – С. 67-76.
78. Танинская Н.В. Седиментологические критерии прогноза коллекторов в среднеордовикско-нижнедевонских отложениях Тимано-Печорской провинции / Н.В. Танинская // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т.5. №4. – С. 1-29.
79. Терентьев В.Ю. Петрофизика негидрофильных коллекторов нефтяных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции/ В.Ю. Терентьев, Т.Ф. Дьяконова, А.Д.

- Саетгараев, И.П. Гурбатова, Е.Е. Кристя, О.В. Постникова, А.В. Постников, Л.К. Бата, С.В. Мелехин, Д.Б. Чижов. – Пермь: Астер Диджитал, 2020. – 231 с.
80. Тиаб Д., Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов/ Д. Тиаб, Э. Доналдсон. – М.: Премиум Инжиниринг, 2009. – 868 с.
81. Тульбович Б.И. Методы изучения коллекторов нефти и газа/ Б.И. Тульбович. –М.: Недра, 1979. – 199 с.
82. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении/ Д. Уолкотт – М.: Юкос, 2001. – 143 с.
83. Хабаров А.В. Методика интерактивного петрофизического моделирования недонасыщенных залежей нефти (по данным керна, ГИС и истории разработки месторождений салымской группы): дис. канд. тех. наук: 25.00.10/ Хабаров Алексей Владимирович. – М., 2010. – 101 с.
84. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов/ А.А. Ханин. – М.: Недра, 1976. – 295 с.
85. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение/ А.А. Ханин. – М.: Недра, 1969. – 366 с.
86. Черников К.А. Словарь по геологии нефти и газа/ К.А. Черников. – Л.: Недра, 1988. – 678 с.
87. Abhijit Y.D. Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties (2nd ed.)/ Y. D. Abhijit. – CRC Press, 2013. – 580 p.
88. Amaefule J.O. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells/ J.O. Amaefule, M. Altunbay, D. Tiab, D.G. Kersey, D.K. Keelan // SPE Journal. – 1993. – №.26436. –P. 205-220.
89. Recommended Practice for Core Analysis Procedure. – APJ, 1998. – 236 p.
90. Buckley S.E. Mechanism of fluid displacements in sands / S.E. Buckley, M.C. Leverett // Transactions of the AIME. – 1942. – №146 (146). – P. 107–116.
91. Brooks R.H. Hydraulic Properties of Porous Media/ R.H. Brooks, A.T. Corey. – Hydrology Papers, Colorado State University, 1964. – 27 p.
92. Berg R.R. Capillary pressures in stratigraphic traps/ R.R. Berg// AAPG Bull. – 1975. – v. 59. – P. 939–956.
93. Donaldson E.C. Pability determination and its effect on recovery efficiency/ E.C. Donaldson, R.D. Thomas, P.B. Lorenz// SPE Journal. – 1969. – №.9 (March). –P. 331-359.
94. Civan F. An Alternative Parameterization of Relative Permeability and Capillary Pressure Curves/ F. Civan// SPE Journal. – 2021. – №.2. –P. 97-101.
95. Gunter G. Saturation Modeling at the Well Log Scale Using Petrophysical Rock Types and a Classic Non-Resistivity Based Method/ G. Gunter. – 40th Annual SPWLA Symposium, Paper ZZ, 1999. – 211

p.

96. Johnson A. Permeability Averaged Capillary Data: A Supplement to Log Analysis in Field Studies / A. Johnson. – Proceedings of the SPWLA 28th Annual Logging Symposium, Paper EE. 1987. – 128 p.
97. Morrow N.R. The retention of connate water in hydrocarbon reservoirs / N.R. Morrow // J. Canad. Petrol. Technol. – 1971. – January-March. – P. 118-127.
98. Hentz M. Biology and morphology of *Chelonus* sp. nr. *curvimaculatus* (Hymenoptera: Braconidae) as a parasitoid of *Pectinophora gossypiella* (Lepidoptera: Gelechiidae) / M. Hentz, P. Ellsworth, S. Naranjo // Ann. Entomol. Soc. Am. – 1997. – №90: p. 631-639.
99. Leverett M.C. Capillary Behavior in Porous Solids / M.C. Leverett. – Trans., AIME, 1941. 204 p.
100. Thomeer J.H.M. Introduction of a Pore Geometrical Factor Defined by the Capillary Pressure / J.H.M. Thomeer // Trans. AIME. – 1960. – 213. – P. 354-358.
101. Tixier M.P. Evaluation of permeability from electric-log resistivity gradients / M.P. Tixier // Oil and Gas J. – 1949. – June. – P. 14–23.
102. Timur A. An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships for sandstone reservoirs / A. Timur // The Log Analyst. – 1968. – Vol. 9(4). – P. 8–17.
103. Swanson B.F. A Simple Correlation Between Permeability and Mercury Capillary Pressure / B.F. Swanson // Journal of Petroleum Technology. – 1981. – 33(12). – P. 2498-2504.