

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
имени М.В. ЛОМОНОСОВА

*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)**

1.6.9 – Геофизика (технические науки)

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание учёной степени

кандидата технических наук

Москва-2023

Диссертация подготовлена на кафедре сейсмометрии и геоакустики  
геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова

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

**Официальные оппоненты:** *Поляков Евгений Евгеньевич*  
*доктор геолого-минералогических наук,*  
*ООО "Газпром ВНИИГАЗ" Центр*  
*геологического сопровождения разработки*  
*месторождений Европейской части и*  
*Западной Сибири, лаборатория научно-*  
*методического сопровождения подсчета*  
*запасов, главный научный сотрудник*

*Пороскун Владимир Ильич*  
*доктор геолого-минералогических наук, ФГБУ*  
*"ВНИГНИ", заместитель генерального*  
*директора по мониторингу ресурсной базы*

*Хабаров Алексей Владимирович*  
*кандидат технических наук, ООО "Сахалинская*  
*Энергия", начальник управления научно-*  
*технического развития и технических данных*

Защита состоится «27» сентября 2023 г. в 17 часов 00 минут на заседании диссертационного совета МГУ.016.6 Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова по адресу: 119991, Москва, Ленинские горы, д.1, геологический факультет, ауд. 415.

E-mail: dsmsu0403@yandex.ru

С диссертацией можно ознакомиться в отделе диссертаций научной библиотеки МГУ имени М.В. Ломоносова (Ломоносовский просп., д. 27) и на портале: <https://dissovet.msu.ru/dissertation/016.6/2620>

Автореферат разослан «\_\_\_» августа 2023 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
кандидат технических наук

К.М. Кузнецов

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность 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 ( $K_p$ ) и нефтегазонасыщенность ( $K_{нг}$ ). Если для расчёта коэффициента пористости разработаны множество методик и применяются различные геофизические методы его определения, то для оценки  $K_{нг}$  общепринятой является методика обработки данных электрометрии. Несмотря на широкое применение данной методики, она имеет ряд существенных ограничений и требуется наличие альтернативных подходов к расчету  $K_{нг}$ . 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  $K_{нг}$  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 М.С. Leverett, Р.Н. Brooks, А.Т. 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 и задачи исследования**

**Цель** диссертационной работы заключается в разработке методики моделирования 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.

Для достижения указанной цели были поставлены и решены следующие **задачи**:

- 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.

- Классифицировать обширные капилляриметрические исследования керн терригенных и карбонатных отложений изучаемых территорий.
- Установить взаимосвязь результатов капилляриметрических исследований и геологических особенностей изучаемых объектов и геологических параметров коллекторов.
- Разработать классификацию капиллярных моделей в соответствии со стратиграфической, литолого-фациальной принадлежностью пород, степенью сложности строения коллекторов и структурно-тектонической принадлежностью залежей.
- Разработать методику расчета коэффициента нефтегазонасыщенности по капиллярным моделям с учетом наиболее значимых классификационных признаков для обобщения капилляриметрических исследований керн.
- По результатам сравнения коэффициентов нефтенасыщенности ( $K_n$ ) по электрическим и капиллярным моделям установить области применения основных моделей насыщенности.
- Разработать способ моделирования зон переходного насыщения в газонефтяных (нефтегазовых) залежах типа нефть-газ на основе соответствующих капилляриметрических исследований.

#### **Материалы и методы исследования**

При работе над диссертацией использовались следующие исследования по 15 месторождениям Тимано-Печорской и Западно-Сибирской провинции по 26 объектам подсчета запасов:

- Данные капиллярных исследований керн в количестве 2720 образцов и 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 керн по 63 скважинам.
- Данные геофизических исследований по 81 скважине, включающие в себя стандартный и расширенный комплекс ГИС.
- Результаты испытаний и разработки исследуемых объектов 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 керн, геофизических исследований скважин,

результатов разработки и испытаний на месторождениях. Были реализованы алгоритмы математической аппроксимации и статистического анализа.

### **Личный вклад автора**

Автор участвовала в планировании и отборе образцов для лабораторных капиллярметрических 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 керна, 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.

### **Научная новизна**

1. Предложены и обоснованы классификационные критерии для типизации капиллярметрических 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 капиллярметрических 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 коэффициентов нефте- и газонасыщенности.

### **Основные 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 раздельного расчета коэффициентов нефте-, 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**

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

Научные результаты опубликованы в 6 статьях в реферируемых журналах, рекомендованных для защит в диссертационном совете МГУ по специальности 1.6.9.

### **Степень достоверности**

Все материалы лабораторных исследований керна 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.

### **Структура и объём работы**

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав и заключения. Содержание работы изложено на 110 страницах, включая 13 таблиц, 74 рисунка. Список используемой литературы включает 103 наименования.

### **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.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность темы диссертационной работы, определены цель и основные задачи исследований, сформулированы научная новизна работы, защищаемые положения, практическая и теоретическая значимость полученных результатов.

### Глава 1 Капиллярная модель расчета коэффициента нефтегазонасыщенности

Распределение флюидов в залежи контролируется гравитационными, капиллярными силами, законом Архимеда, соотношением плотностей флюидов и силой реакции опоры перекрывающего залежь флюидоупора. В основе капиллярно-гравитационной теории распределения флюидов лежит разность давлений на границе углеводородов (УВ) и воды, обусловленная межфазным натяжением, и разность плотностей нефти, газа и воды. Из-за меньшей плотности УВ поднимаются вверх по разрезу, пока не упрутся во флюидоупор и заполняют верхнюю часть ловушки. В результате действия капиллярных сил вода, заполняющая поры и смачивающая поверхность пород (для гидрофильных коллекторов), препятствует подъему более легких УВ. В гидрофобных коллекторах препятствием для подъема УВ может служить только наличие капилляров с диаметром сечения, сопоставимым или меньшим, чем размер молекул УВ. Как правило, вода избирательно лучше смачивает породу, чем нефть и газ. Таким образом, в пределах залежи появляется сложное распределение по разрезу нефти и воды в приконтактных зонах.

На рисунке 1 схематично представлена залежь, в которой при пластовых давлении и температуре присутствует нефть (жидкая УВ фаза) и свободный природный газ. Природный газ занимает верхнюю часть ловушки и образует газовую шапку. Нефть занимает среднюю часть пласта и подпирается водой. В этом случае, 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.

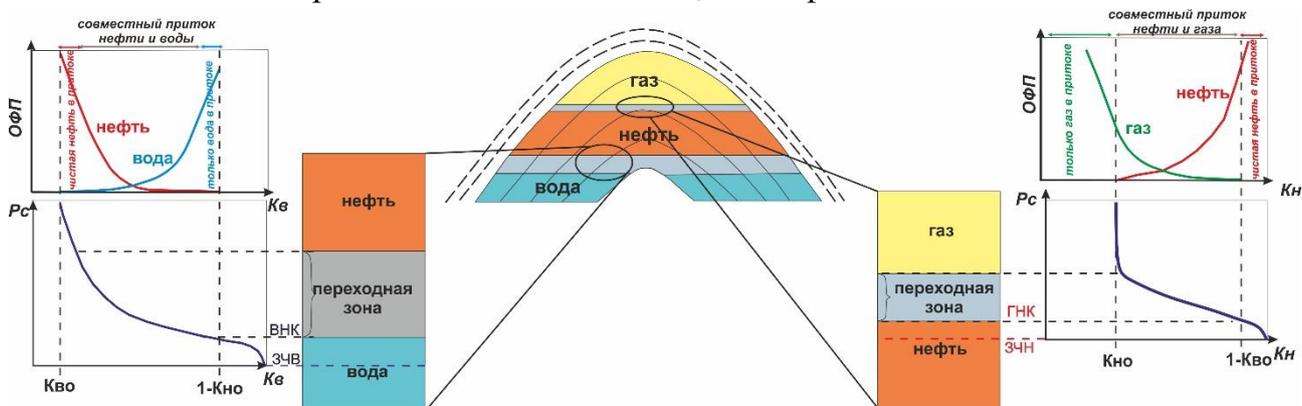


Рисунок 1. Распределение флюидов по высоте в газонефтяной залежи

Согласно капиллярно-гравитационной теории для переходной зоны вода-нефть, значение коэффициента водонасыщенности ( $K_v$ ) в каждой точке залежи определяется фильтрационно-емкостными свойствами коллектора: пористостью ( $K_p$ ), проницаемостью ( $K_{пр}$ ) и высотой над зеркалом чистой воды ( $\Delta H_{зчв}$ ):  $K_v = f(\Delta H_{зчв}, K_p, K_{пр})$

Кпр). Для переходной зоны нефть-газ, значение коэффициента нефтенасыщенности определяется ФЕС и высотой над зеркалом чистой нефти ( $\Delta H_{зчн}$ ) –  $K_n = f(\Delta H_{зчн}, K_{пл}, K_{пр})$ .

Таким образом, капиллярная модель (КМ) – это непрерывная многомерная функция зависимости коэффициента водо- и нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды или нефти, пористости и проницаемости. Помимо этого, КМ является отражением геологической модели залежи и взаимосвязана с высотой залежи, уровнями флюидальных контактов, плотностями флюидов, поверхностными и фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов.

Построение КМ начинается с анализа лабораторных капилляриметрических исследований: на первом этапе проводится создание рабочей выборки кривых капиллярного давления (ККД) и разработка классификационных критериев для разделения ККД по объектам с разной геологической неоднородностью.

Вторым этапом при построении КМ насыщенности является выбор функции аппроксимации для ККД. Существует много математических моделей для описания связи капиллярного давления и текущей водонасыщенности (рассмотренные автором функции аппроксимации описаны в тексте диссертации). Самые известные модели – J-функция и функция Брукса-Кори не всегда дают удовлетворительные результаты. Важно подобрать ту модель, которая будет лучше всего описывать форму экспериментальной ККД.

На следующем этапе выполняется построение зависимостей аппроксимационных коэффициентов от ФЕС для последующего расчета этих параметров по данным ГИС.

Далее проводится анализ связи лабораторного и пластового капиллярного давления. Для переходной зоны вода-нефть перевод капиллярного давления из атмосферных в пластовые условия ( $P_{с.пл}$ ) осуществляется через связь лабораторного капиллярного давления ( $P_{с.лаб}$ ) с высотой над зеркалом чистой воды (ЗЧВ) посредством выражений:

$$P_{с.пл} = P_{с.лаб} \cdot \frac{\sigma_{пл} \cdot \cos(\theta_{пл})}{\sigma_{лаб} \cdot \cos(\theta_{лаб})}$$

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

где  $\Delta H_{зчв}$  – высота над зеркалом чистой воды – уровень, где  $P_{с.пл} = 0$  МПа [м],  $P_{с.пл}$  – давление в резервуаре [МПа],  $P_{с.лаб}$  – лабораторное капиллярное давление [МПа],  $g$  – ускорение свободного падения ( $9,8 \text{ м/с}^2$ ),  $\delta_v$  и  $\delta_n$  – плотности воды и нефти [ $\text{г/см}^3$ ],  $\sigma_{пл}$  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), 1000 – коэффициент для согласования единиц измерения.

КМ дает возможность рассчитать водо- и нефтенасыщенность способом, независимым от данных электрометрии, задействовав свойства флюидов и данные о физических свойствах поверхности – смачиваемости и межфазовом натяжении для пластовых условий скважины.



форм ККД. В связи с этим возникает необходимость построения моделей, позволяющих связать значения ФЕС, определяемых геофизическими методами в разрезе скважин, и геологическую неоднородность разреза с капиллярными свойствами пород.

В качестве критериев для разделения КМ были рассмотрены такие параметры ККД как кривизна и входное капиллярное давления, а также анализировались диапазоны коэффициента остаточной водонасыщенности ( $K_{во}$ ) (Рисунок 3).

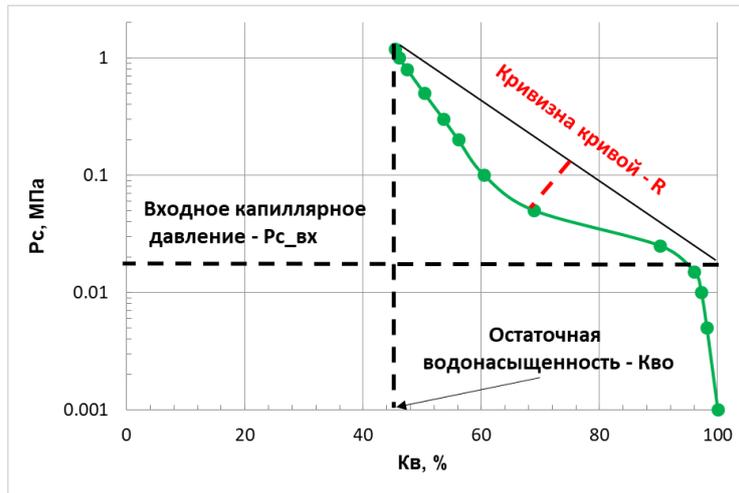


Рисунок 3. Пример параметров для визуального анализа ККД

Также признаком для разделения капиллярных моделей служила дифференциация зависимостей параметров уравнений математической аппроксимации ККД от ФЕС. Например, в зависимости от тектонической принадлежности отложений  $D_{3zd}$  различные уравнения для параметров  $b$  и  $K_{во}$  в оптимальной модели Мартыновой и Михайлова (Рисунок 4):

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

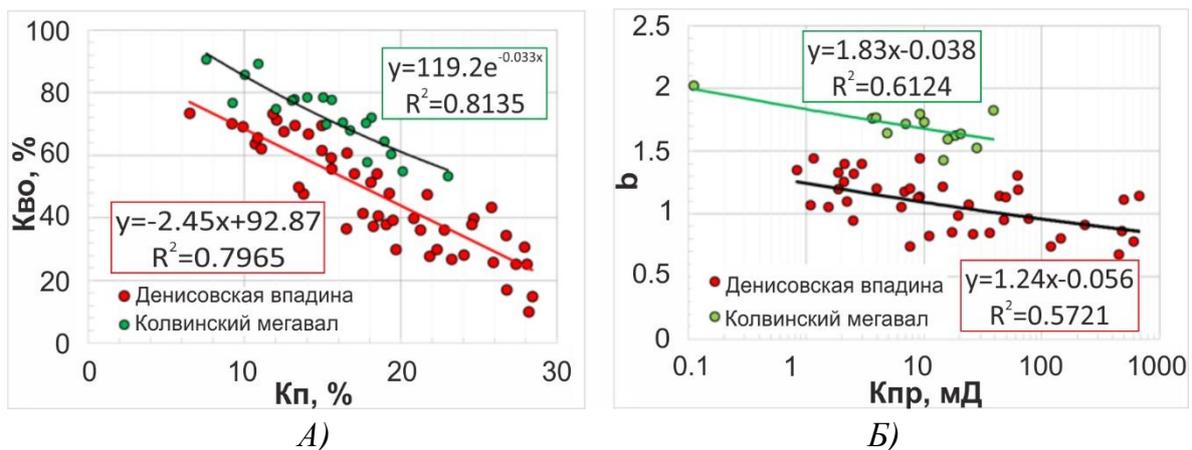


Рисунок 4. Пример различия в зависимостях параметров функции аппроксимации от структурно-тектонического положения залежей  $D_{3zd}$   
 А) – зависимости  $K_{во}$ - $K_{п}$ ; Б) – зависимости  $b$ - $K_{пр}$

На данный момент не существует единых рекомендаций для дифференциации капиллярных моделей по каким-либо геологическим признакам. Однако стоит отметить, что геологическая история, условия осадконакопления и вторичные

изменения пород определяют современный вид ККД. Поэтому изучение нужно начинать с наиболее крупных геологических признаков.

По результатам исследования выбранных объектов было установлено, что главными классификационными признаками для разделения КМ являются: литологический тип отложений – терригенный или карбонатный; стратиграфическая принадлежность объекта; структурно-тектоническая принадлежность объекта на изучаемой территории.

Яркие примеры влияния главных геологических признаков на вид кривых капиллярного давления представлены на рисунке 5. Терригенные отложения обычно характеризуются гладкими пологими ККД (Рисунок 5А). 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 в пространстве Кв-Рс. Карбонатные коллекторы, характеризующиеся сложным типом порового пространства (каверновый, поровый, трещинный и их комбинации), часто имеют сложную зависимость капиллярных свойств от ФЕС образца (Рисунок 5А). Это проявляется в более хаотичном расположении ККД с различными формами и слабой зависимостью расположения кривых на графике от проницаемости Кпр.

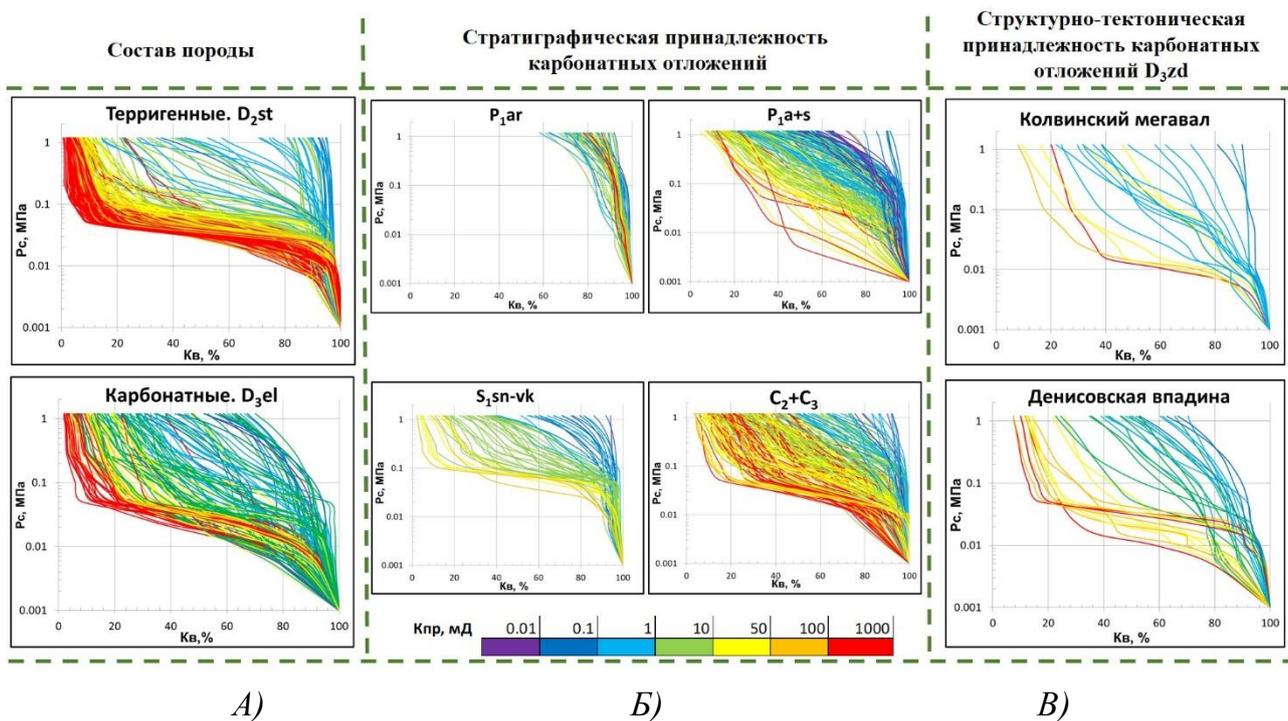


Рисунок 5. Главные классификационные признаки для разделения капиллярных моделей: А) – Тип отложений Б) – Стратиграфия В) – Структурно-тектоническая принадлежность

Различия форм и положения ККД, полученных на образцах, отобранных из отложений разного возраста и структурно-тектонической принадлежности (Рисунок 5Б-В), объясняется различием литофациальных условий образования пород. Условия осадконакопления повлияли на литологический состав и тип порового пространства, что и отражается в различии форм ККД и значениях остаточной водонасыщенности.

Так, среди стратиграфической принадлежности карбонатных объектов выделяются отложения  $P_{1aг}$ , характеризующиеся высокими значениями остаточной водонасыщенности ( $K_{во}$ ). Отложения сандивейской и веянской 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.

Более узкие классификационные признаки: тип порового пространства, фациальная и литологическая характеристика отложений и т.д. также имеют определяющее значение, но уже при более детальном построении КМ и возможности выделения предложенных критериев по данным ГИС в скважине.

Влияние микронеоднородностей на вид ККД представляет собой отражение распределения размера пор в изучаемом объекте (Рисунок 6). Например, породы биогермной фации, обладающие хорошими ФЕС, будут иметь ККД с большой кривизной, малыми значениями  $K_{во}$  и небольшим разбросом ККД в пространстве  $P_c$ - $K_{во}$ . При этом передового шлейфа и межрифтовая фации, где появляется примесь глинисто-обломочного материала, уже имеют большой разброс ККД, большие  $K_{во}$  и малую крутизну кривых.

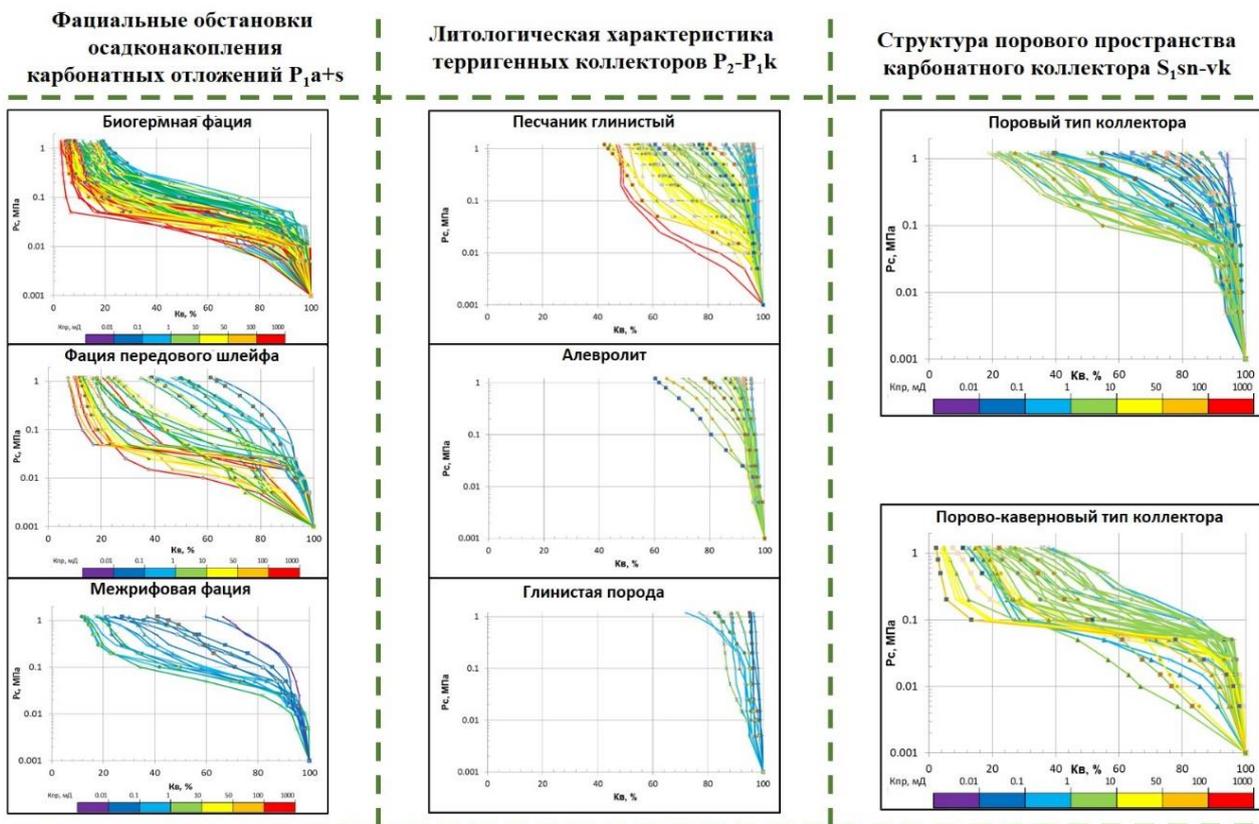


Рисунок 6. Детальные классификационные признаки для разделения КМ

Литологическая характеристика отражается на ККД следующим образом: чем лучше сортировка и больше зернистость породы – тем меньше будет остаточная водонасыщенность и больше крутизна кривых.

Уверенное различие в ККД прослеживается при классификации образцов по типам порового пространства. Так, капиллярные кривые образцов порово-кавернового типа отличаются от порового типа более низкими значениями Кво, низкими значениями входного капиллярного давления.

Таким образом, результатом комплексного изучения данных ядра (капиллярные исследования, определения ФЕС, характеристика порового пространства, литологический и седиментологический анализ) является выбор классификационных признаков, которые определяют необходимость дифференциации массива капиллярных кривых по какому-либо критерию для каждого объекта.

Для дальнейшего использования КМ автором предлагаются два варианта их классификации:

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

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

### Глава 3 Модели переходных зон вода-нефть

В результате работы для всех исследуемых объектов были построены КМ расчета коэффициента нефтегазонасыщенности, включающие в себя выявленные признаки для классификации. Методика применения общей и детальной КМ представлена на рисунке 7.

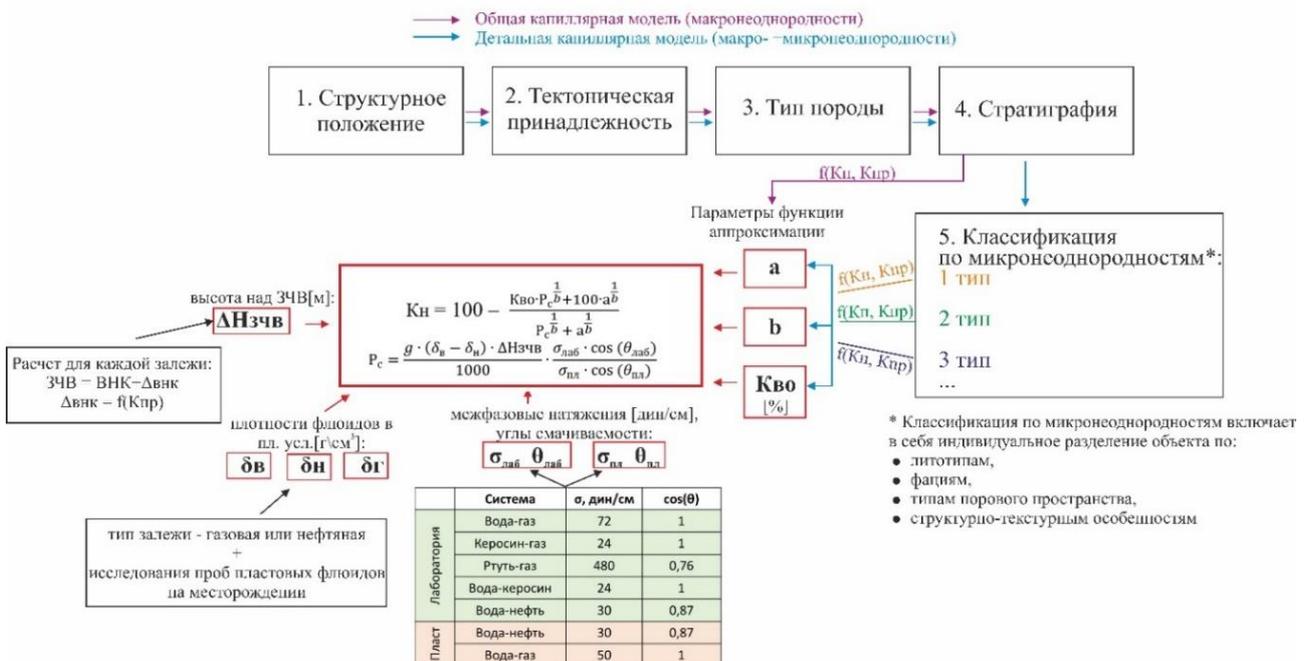


Рисунок 7. Схема расчета Кн с использованием общей и детальной КМ

На рисунке 8 представлен пример КМ для терригенных отложений среднего девона ( $D_{2ef-zv}$ ).

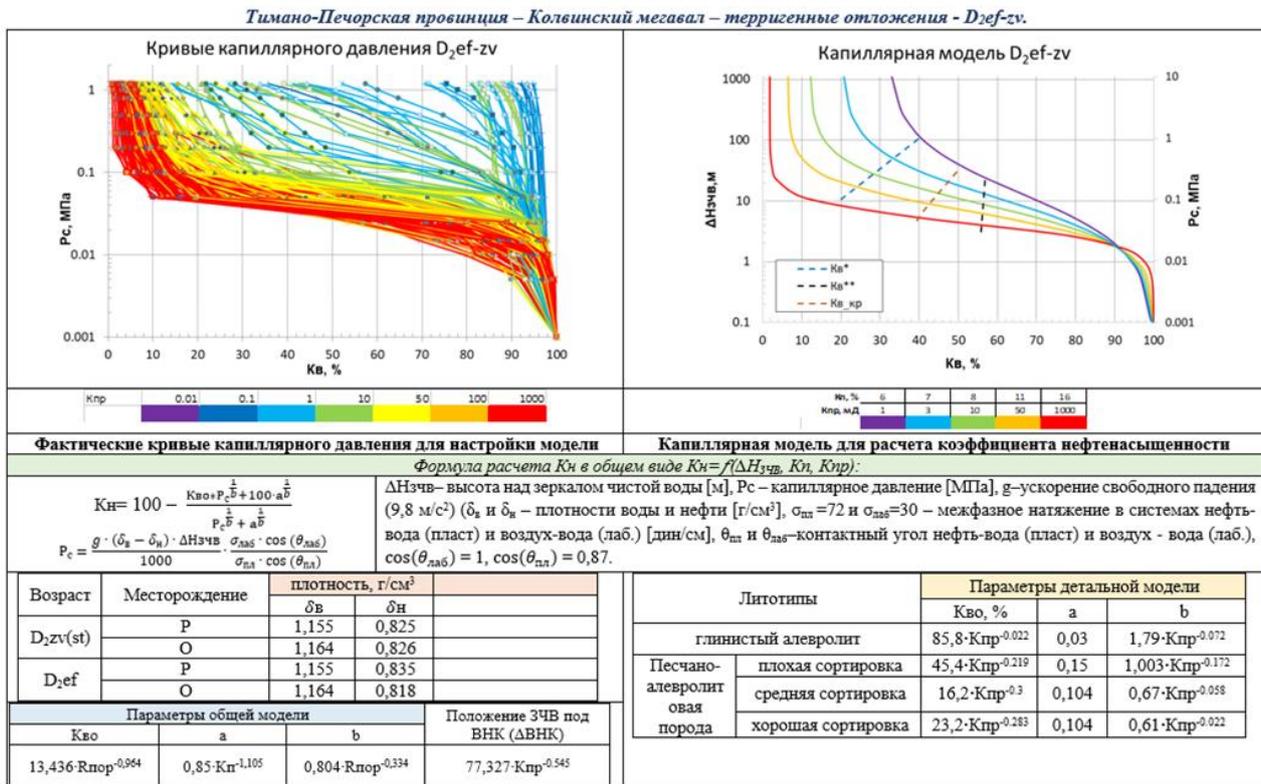


Рисунок 8. Общая и детальная КМ отложений  $D_{2ef-zv}$

Для опробования КМ были выбраны 63 скважины, вскрывающие исследуемые пласты. Все скважины имеют расширенный комплекс ГИС, что позволяет корректно оценивать коэффициенты пористости и проницаемости, строить объемные модели, выделять литотипы, фации и определять тип порового пространства, то есть использовать детальную КМ насыщенности.

Для сравнения определение коэффициента начальной нефтенасыщенности производилось четырьмя способами:

- 1) С использованием общей КМ отложений
- 2) С использованием детальной КМ отложений.
- 3) С использованием стандартной электрической модели – петрофизических зависимостей  $R_p = f(K_p)$  и  $R_n = f(K_v)$ , построенных по результатам стандартных анализов керна.
- 4) С использованием специальной электрической модели – петрофизических зависимостей  $R_p = f(K_p)$  и  $R_n = f(K_v)$ , построенных по результатам специальных исследований керна на образцах с восстановленной смачиваемостью с использованием процедур старения и исследований в системе вода-нефть.

Сравнение разных моделей проводилось по коэффициенту нефтенасыщенности в коллекторах мощностью больше 1 метра, насыщенных углеводородами (Рисунок 9).

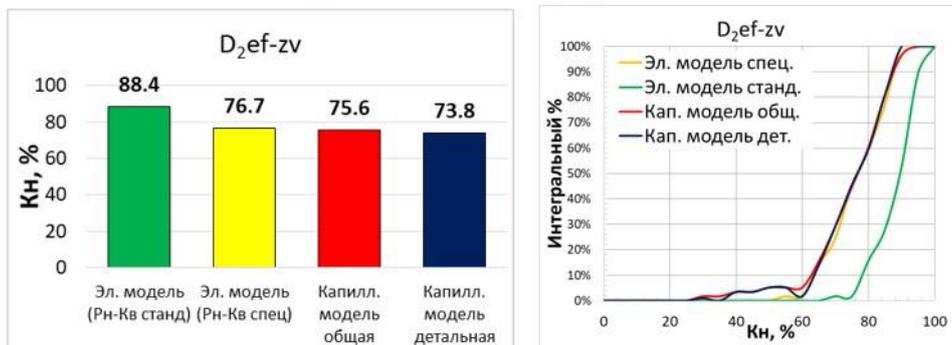
По результатам сравнения этих моделей можно сделать следующий вывод: для гидрофильных коллекторов капиллярная и стандартная электрическая модель взаимозаменяемы. Для гидрофобных терригенных и карбонатных отложений КМ и

специальная электрическая модель взаимозаменяемы, поэтому в случаях отсутствия на гидрофобных породах специальных электрических исследований керна в системе вода-нефть с сохранением смачиваемости рекомендуется использовать КМ.

### Терригенный гидрофильный



### Терригенный негидрофильный



### Карбонатный негидрофильный

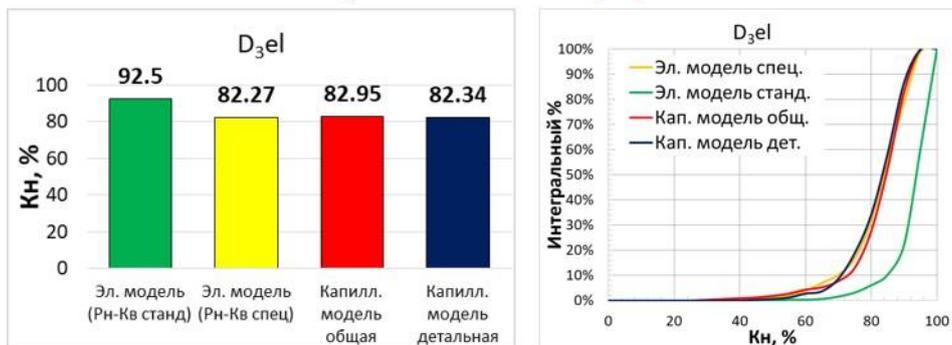


Рисунок 9. Расчет среднего  $K_n$  по капиллярным и электрическим моделям Дахнова-Арчи

Выше было показано, что ККД отражают геологическое разнообразие пород. Не учёт геологических факторов, таких как структурно-тектоническое и стратиграфическое положение объекта, а также микронеоднородностей разреза (например, типов порового пространства) может привести к значительным ошибкам при расчете коэффициента нефтенасыщенности по КМ (Рисунок 10). Ошибки достигают величин до 26 % (абсолютных) и недопустимы при моделировании  $K_n$  для подсчета запасов. Исходя из этого, можно сделать вывод: при отсутствии на изучаемом объекте капиллярных исследований для первого приближения можно использовать аналог КМ с другого месторождения, но при следующих условиях: одинаковые типы тектонической структуры, тот же возраст отложений, близкие ФЕС пород.

Ошибки при неучёте детализации модели по микронеоднородностям объекта меньше – не превышают 7 % абс. Однако, детальная КМ с дифференциацией по выявленными микронеоднородностями разреза позволяет более достоверно оценить коэффициент нефтенасыщенности  $K_n$  в условиях невозможности использования электрической модели, что подтверждает сравнением с  $K_n$ , полученным по исследованиям керна.

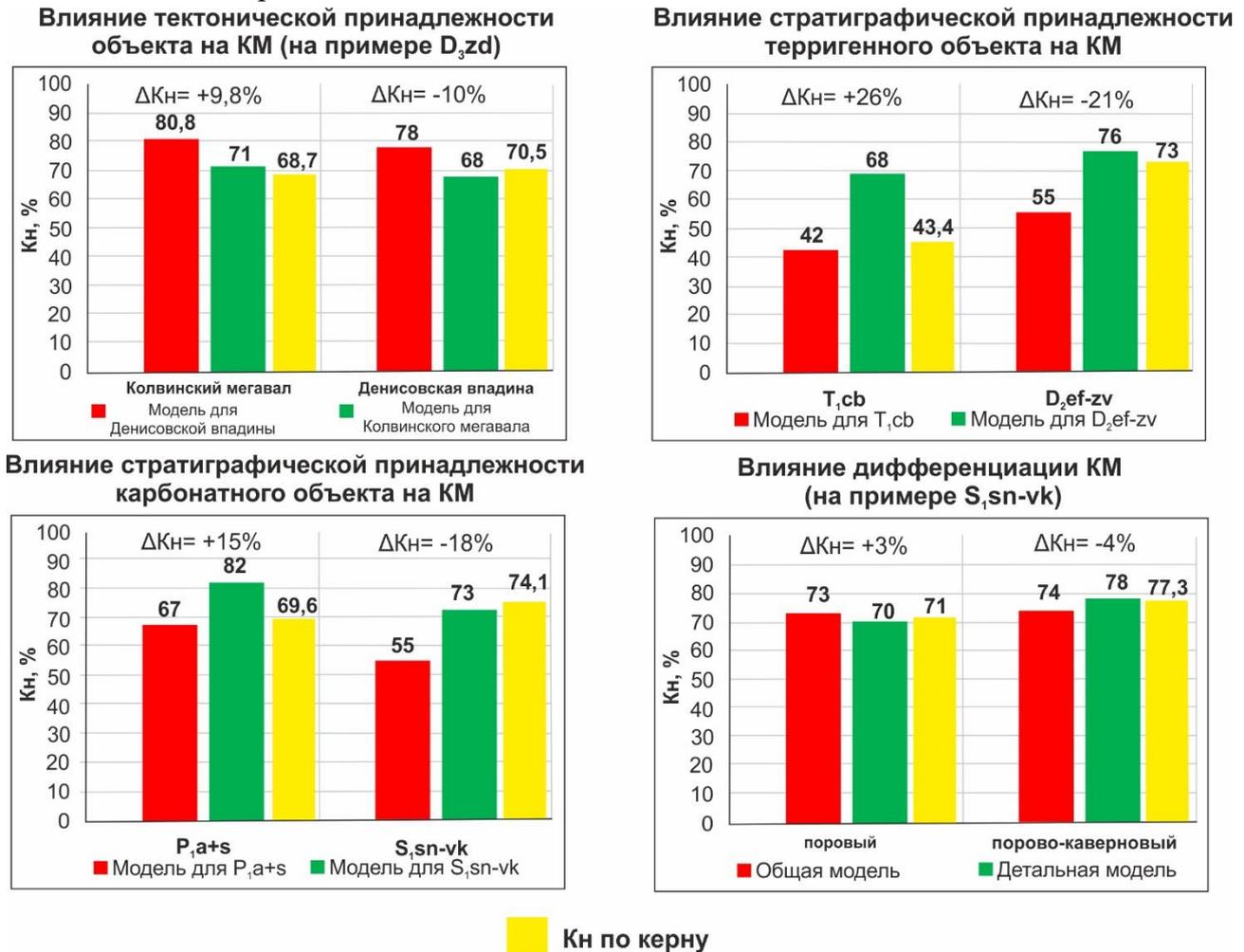


Рисунок 10. Изменение рассчитанных по ГИС значений  $K_n$  в результате применения различных КМ в сравнении с  $K_n$  по керну ( $\Delta K_n$  – разность между  $K_n$  по КМ)

Для исследуемых объектов оценка характера притока и величин переходных зон проводилась путем сопоставления на КМ месторождений с использованием значений  $K_v$  по ГИС со значениями  $K_v^*$ ,  $K_v^{крит}$ ,  $K_v^{**}$ , полученными по результатам экспериментальных исследований ОФП (Рисунок 11:  $K_v^{**}$  – водонасыщенность, при которой в притоке появляется нефть,  $K_v^*$  – водонасыщенность, при которой в притоке будет только нефть,  $K_v^{крит}$  – водонасыщенность, при которой в притоке будет присутствовать в равных долях вода и нефть). 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  $T_1cb$  следует ожидать из зоны размером от  $\sim 3$  м (при  $K_{пр}=1000$  мД) до  $\sim 100$  м (при

Кпр=0,5 мД), а для среднедевонского пласта D<sub>2ef-zv</sub> – с размером зоны от 5 до 80 м. Для карбонатных отложений D<sub>3el</sub> размер переходной зоны меняется от ~2 м (при Кпр=1000 мД) до ~15 м (при Кпр=1 мД).

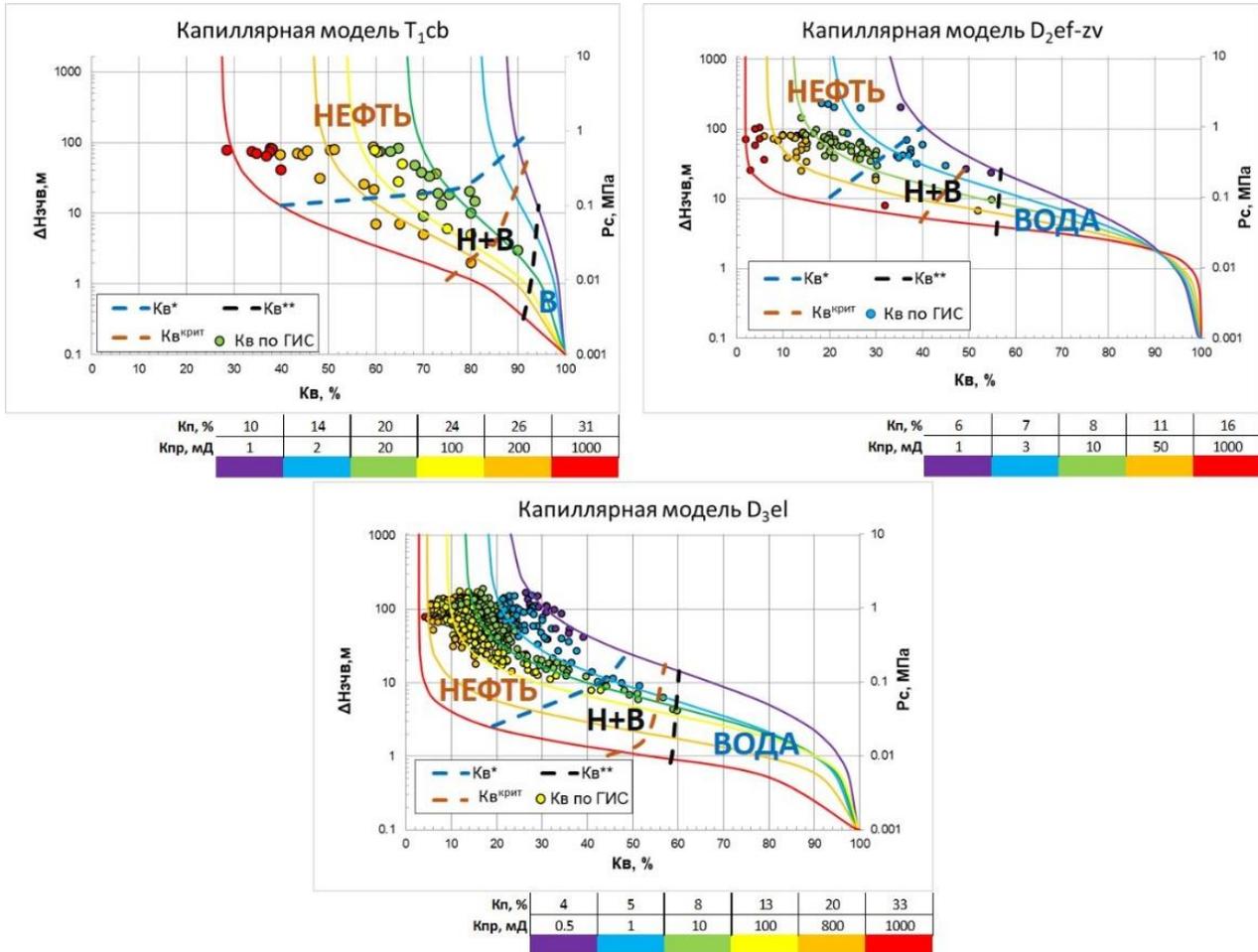


Рисунок 11. Сопоставление значений  $K_v$  по ГИС (показаны точками на графиках) на КМ с оценкой характера притока из интервала испытаний. Цветокodировка кривых КМ и точек по ГИС дана по величинам проницаемости

#### Глава 4 Модели переходных зон нефть-газ

В практике исследований газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин широко используются газогидродинамические методы, которые обобщены и рекомендованы в виде инструкций по технологии проведения исследования и обработке полученных результатов. При интерпретации результатов исследования газовых и нефтяных скважин иногда допускается, что в пласте имеет место однофазная фильтрация только газа или только нефти. Однако в практике разработки нефтегазовых месторождений установлено, что происходит одновременный отбор нефти и газа, а в ряде случаев нефти, газа и воды. Неизбежность одновременного отбора газа и жидкости в результате вскрытия переходной зоны насыщенности пласта и последующего прорыва газа или образования конуса жидкости требует создания методики специальных исследований керна для моделирования области многофазного притока в скважину.

В диссертационной работе представлена петрофизическая модель газонефтяной переходной зоны на основе капилляриметрических исследований ядра, которая может использоваться для прогноза изменения коэффициента нефте- и газонасыщенности по высоте залежи и толщине зон переходного насыщения нефть-газ для учета в гидродинамических моделях.

Для моделирования нефтегазонасыщенности в переходной газонефтяной зоне в лаборатории МГУ имени М.В. Ломоносова были проведены специальные эксперименты на 30 образцах ядра с разными ФЕС: из отложений  $T_{1cb}$  взяты образцы с диапазоном  $K_p=15-24\%$ ,  $K_{pr}=5,2-201$  мД, из отложений  $P_{1a+s}$  –  $K_p=6-18\%$ ,  $K_{pr}=0,3-116$  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 несколько стадий, моделирующих процесс формирования газонефтяной залежи (схема эксперимента продемонстрирована на рисунке 12):

1) Центрифугирование полностью насыщенных водой образцов с получением ККД в системе вода-газ. Данный эксперимент воспроизводит формирование нефтяной залежи в процессе миграции нефти в поровое пространство и вытеснения 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 ККД 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 результате эксперимента на образцах моделируется остаточная нефтенасыщенность –  $K_{но}$ .

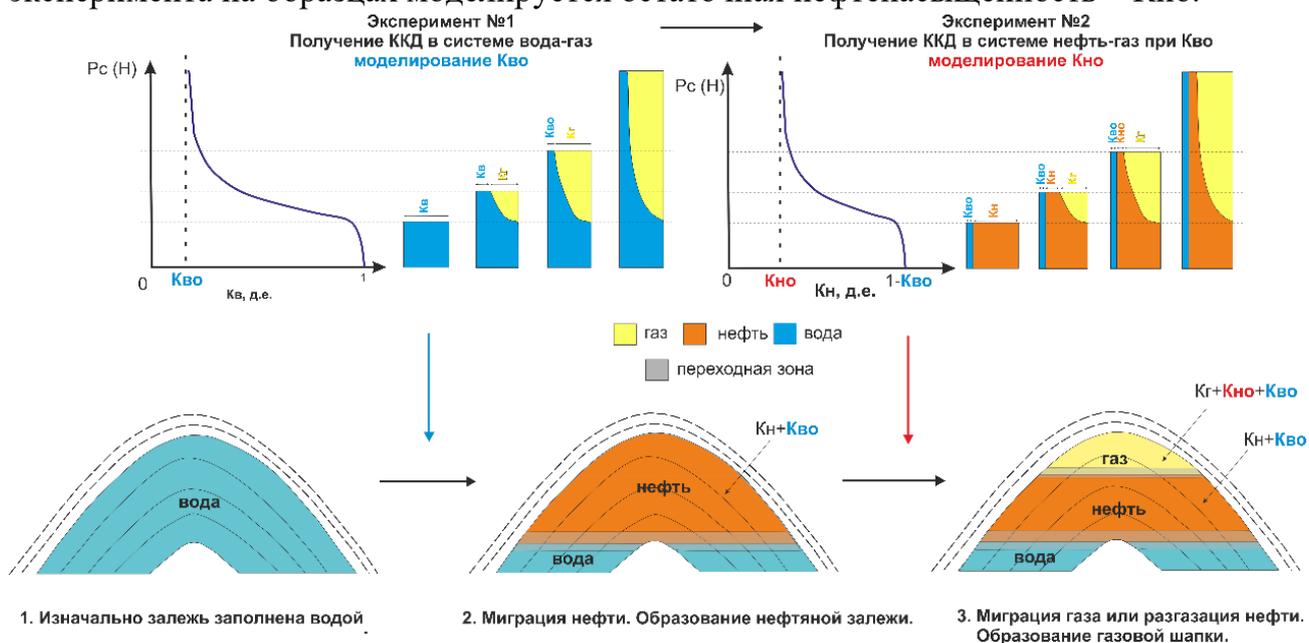


Рисунок 12. Схема экспериментов для получения ККД в разных системах флюидов (получение разных параметров моделирования)

Полученные ККД в системе нефть-газ при  $K_{во}$  представлены на рисунке 13. На рисунке видно, что, в отличие от классических ККД 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 для отложений ассель-сакмарского яруса ( $P_{1a+s}$ ) и чаркобожской свиты ( $T_{1cb}$ ) объясняется различием в литологическом составе, типе порового пространства и характере смачиваемости пород. В карбонатных, преимущественно гидрофобных породах  $P_{1a+s}$  по результатам моделирования  $K_{во}=15-33\%$ ,  $K_{но}=12-26\%$ . В терригенных, преимущественно гидрофильных породах  $T_{1cb}$  больше значения остаточной водонасыщенности  $K_{во}=34-53\%$  и меньше значения остаточной нефтенасыщенности  $K_{но}=3-10\%$ .

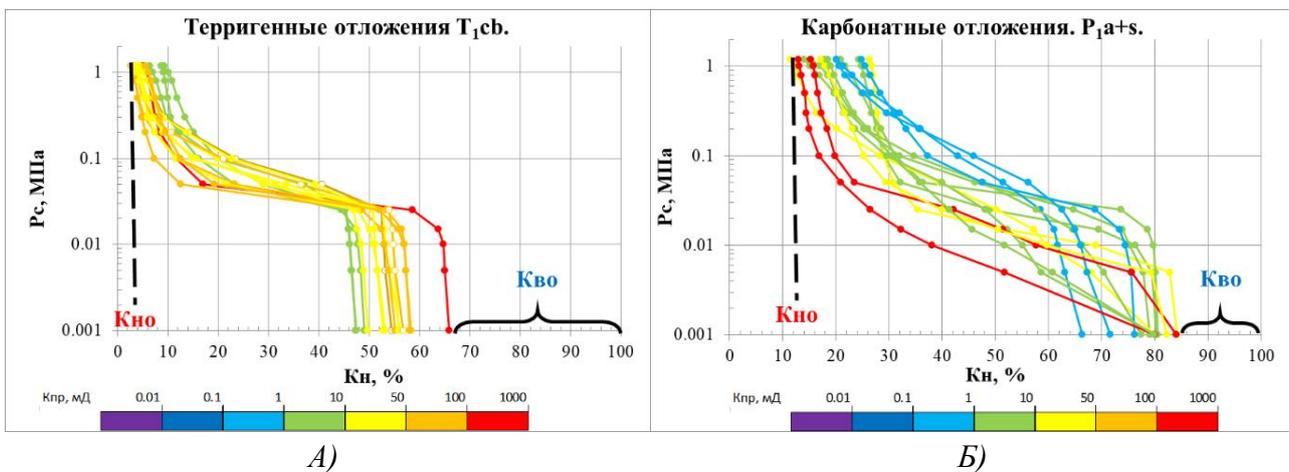


Рисунок 13. Полученные кривые капиллярного давления  $P_c-K_n$  в системе нефть-газ (при  $K_{во}$ ) для отложений возраста: А)  $T_{1cb}$  Б)  $P_{1a+s}$ . Цветокодировка кривых –  $K_{пр}$

Каждая капиллярная кривая описывается функцией аппроксимации с использованием оптимальной модели 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 [%],  $P_c$  – капиллярное давление в [МПа],  $a$ ,  $b$  – коэффициенты аппроксимирующей функции.

Положение зеркала чистой нефти (ЗЧН) в качестве допущения принималось по положению газонефтяного контакта (ГНК), определённого по результатам гидродинамических исследований в скважине.

Таким образом, алгоритм расчета  $K_n$  и  $K_g$  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  $K_n = f(K_{пр}, K_{пр}, P_c)$ .
- 4) Расчет газонасыщенности:  $K_g = 1 - K_n - K_{во}$ .

В результате в газонефтяной залежи возможен отдельный расчет коэффициентов нефте-, водо- и газонасыщенности.

По предложенной методике был проведен расчет коэффициентов нефте-, газо- и водонасыщенности ( $K_n$ ,  $K_g$ ,  $K_v$ ) в исследуемых пластах.

Оценить размер переходной зоны становится возможным при наличии данных по относительным фазовым проницаемостям (ОФП) нефть-газ с моделированием  $K_{vo}$  на моделях. Для этого с кривых ОФП снимаются особые точки (Рисунок 14:  $K_n^{**}$  – нефтенасыщенность, при которой в притоке появляется нефть,  $K_n^*$  – нефтенасыщенность, при которой в притоке будет только газовая фаза,  $K_n^{крит}$  – нефтенасыщенность, при которой в притоке будет присутствовать в равных долях газ и нефть). Расстояние от  $K_n^{**}$  до  $K_n^*$  – толщина переходной газонефтяной зоны. На рисунке 14 представлена КМ отложений  $P_{1a+s}$  с нанесенными точками  $K_n^*$ ,  $K_n^{**}$ ,  $K_n^{крит}$ . На рисунке видна зависимость размера переходной зоны от ФЕС: толщина варьируется от 1 м в высокопроницаемых пластах до 10 м в низкопроницаемых.

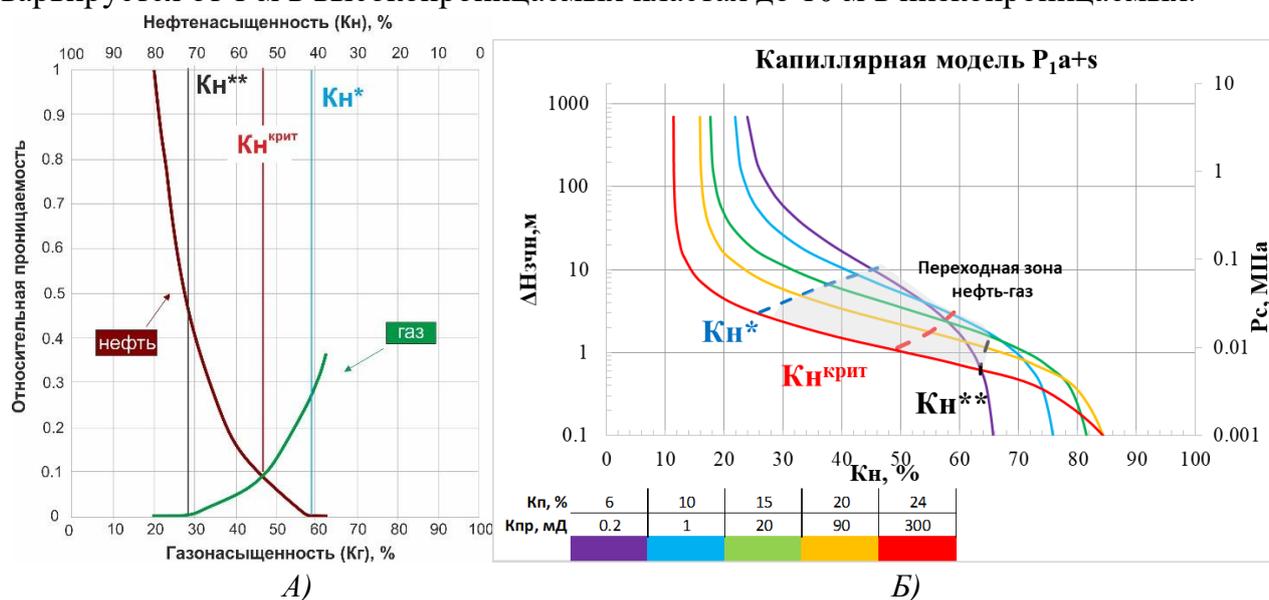


Рисунок 14. Оценка размеров переходной газонефтяной зоны по капиллярной модели с использованием данных ОФП: А) данные ОФП с указанием особых точек  $K_n$   
Б) модель переходной газонефтяной зоны на кривых КМ

На рисунке 15 представлен пример расчета  $K_{vo}$ ,  $K_n$  и  $K_g$  в карбонатных отложениях в скважине месторождения «Я». На рисунке видно, что в нижнем газонасыщенном пласте получен смешанный приток нефти и газа по результатам испытаний и опробований, что свидетельствует о наличии переходной зоны нефть-газ и необходимости моделировать раздельное насыщение в этой зоне. В карбонатных коллекторах  $P_{1a+s}$  ( $K_p^{cp}=16 \%$ ,  $K_{пр}^{cp}=81 мД$ ):  $K_n=15-60 \%$ ,  $K_{но}=15-25 \%$ ,  $K_{во}=10-18 \%$ ,  $K_g=20-75 \%$ , толщина переходной газонефтяной зоны составила 3 м – 6 % высоты газовой шапки.

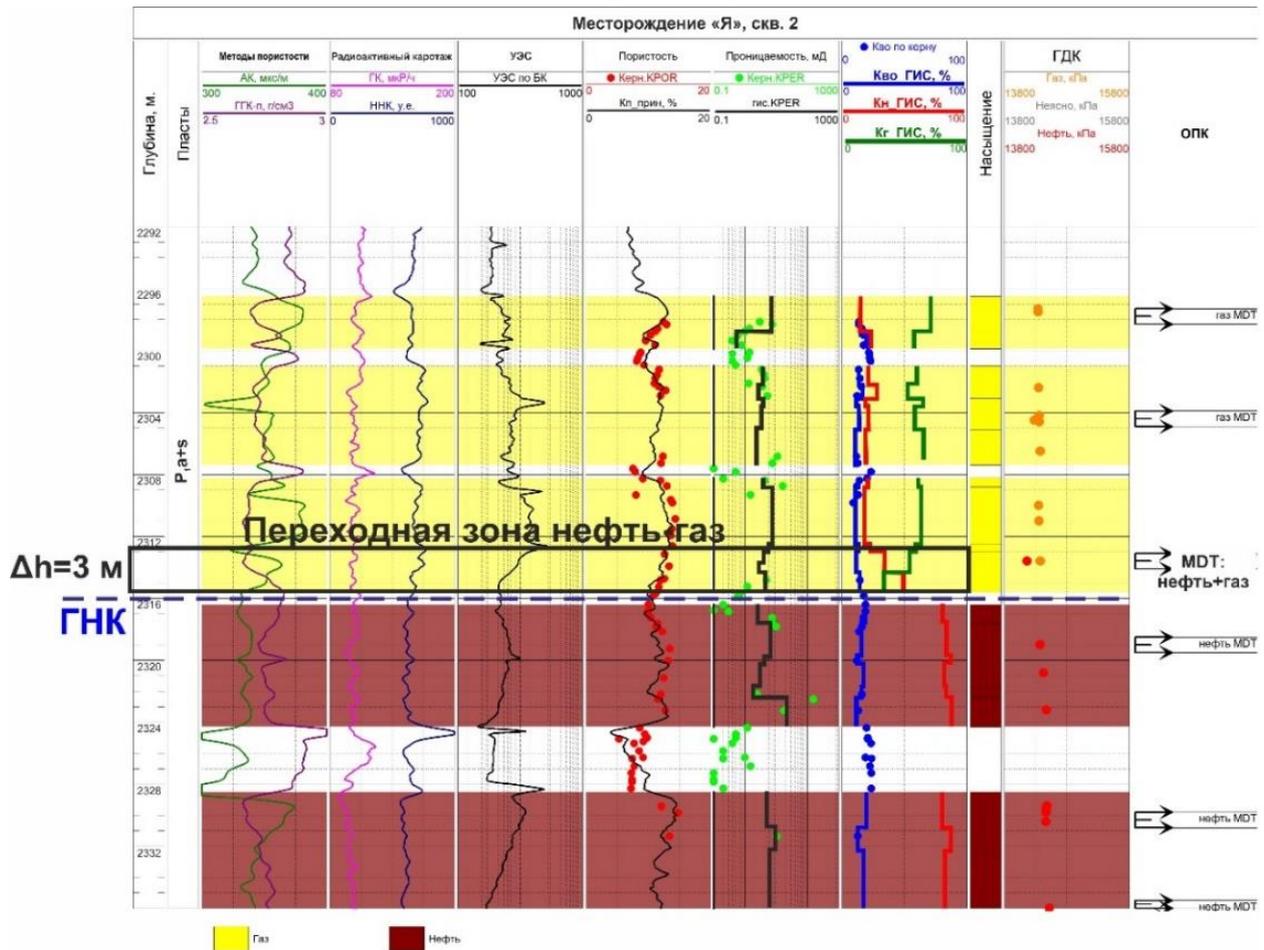


Рисунок 15. Пример расчета  $K_{во}$ ,  $K_n$  и  $K_g$  в скважине месторождения «Я»

### 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, учитывающую 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 Кг и Кно 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 КМ изменения ФЕС пород в процессе формирования залежи и постседиментационных преобразования твердой минеральной составляющей пород.

## СПИСОК ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи, опубликованные в журналах Scopus, WoS, RSCI, а также в изданиях, рекомендованных для защит в диссертационном совете МГУ по специальности

### 1.6.9 Геофизика (технические науки)

1. 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.
2. 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).
3. 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).
4. **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).
5. **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.
6. **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.