

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



ХАЙРУЛЛИН АЗАТ АМИРОВИЧ

**РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕЛИ ДВУХФАЗНОГО
НЕПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ**

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель –
Стрекалов Александр Владимирович,
доктор технических наук, доцент

ТЮМЕНЬ – 2021

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|-----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 4 |
| 1 ПРОБЛЕМА ПРИМЕНЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ В МОДЕЛИРОВАНИИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ..... | 11 |
| 1.1 Анализ особенностей методов определения и представления относительных фазовых проницаемостей | 13 |
| 2 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ АППРОКСИМАЦИИ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ..... | 30 |
| 2.1 Изучение возможности повышения эффективности аппроксимации результатов экспериментальных исследований непрерывного изменения объемного содержания нефти и воды в дренируемой области | 30 |
| 2.2 Программа «Фаза». Назначение и применение. Обработка результатов исследования керна с помощью программы «Фаза»..... | 48 |
| 3 ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... | 56 |
| 3.1 Особенности применения моделей двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой при исследовании процесса разработки месторождений | 56 |
| 3.1.1 Модель Раппопорта–Лиса | 56 |
| 3.1.2 Модель Бакли-Левретта. Определение основных технологических показателей | 63 |
| 3.2 Разработка новой модели вытеснения | 76 |
| 4 ПРАКТИЧЕСКАЯ АППРОБАЦИЯ МОДИФИЦИРОВАННОЙ МОДЕЛИ..... | 92 |
| 4.1 Сравнение решений по модели Бакли-Левретта и модифицированной модели..... | 92 |
| 4.2 Расчет параметров разработки на примере Приобского месторождения | 101 |

| | |
|--|-----|
| 4.3 Сопоставление аналитической и цифровой гидродинамической модели с фактическими показателями разработки Приобского месторождения..... | 110 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 122 |
| СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ..... | 124 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ | 128 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ | 139 |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Одними из важнейших исходных данных для создания гидродинамических моделей являются функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП), зависящие от коэффициента насыщенности пласта флюидами. Функциями фазовых проницаемостей определяется картина двухфазного течения при исследовании процесса вытеснения нефти водой. При этом наиболее часто функции ОФП определяются в результате экспериментальных исследований на образцах керна. Для аппроксимации результатов экспериментальных исследований в литературе было предложено множество аналитических зависимостей, имеющих свои ограниченные интервалы применимости. При этом качество аппроксимации экспериментальных точек существующими зависимостями бывает часто неудовлетворительным, что приводит к существенным погрешностям при описании процессов разработки. Наряду с этим в самих моделях многофазной фильтрации часто необходимо учитывать непоршневой характер вытеснения нефти водой. Для этого в практической деятельности используются алгоритмы модификации относительных фазовых проницаемостей, позволяющие учесть неоднородное строение пластов в моделях процесса заводнения. При этом в самих алгоритмах есть ряд параметров, однозначное определение которых затруднительно или невозможно.

Для моделирования процесса вытеснения нефти водой кривые ОФП требуют скрупулезной настройки и взвешенной аппроксимации, чего в практике проектных НИИ не наблюдается. Наличие множества моделей ОФП порождает неоднозначность результатов моделирования, определённых для ограниченного диапазона изменения насыщенностей фаз, и как следствие, ведет к неэффективному управлению процессом выработки запасов. Очевидно, что при проектировании необходимо применение такой модели ОФП, использование которой в известных гидродинамических симуляторах, приводило бы к минимизации отклонений расчетных и промысловых данных во всем диапазоне

насыщенностей фаз без введения огромного количества адресных адаптационных («ручных») коэффициентов, изменяющихся во времени, как это делается в настоящее время.

Методические погрешности определяются с применением математической модели исследовательной (измерительной) процедуры. Количественная оценка их характеристик выполняется на основе имитационного моделирования измеряемого объекта. Поэтому, построение математической модели основного физико-технологического процесса разработки месторождения, позволяющей произвести достаточно полный анализ ряда значимых факторов и повышения точности прогнозов, является актуальным. Известно, что при исследовании процесса распределения водонасыщенности в пласте со временем с применением модели Бакли-Левретта появляется неоднозначность получаемых результатов. Устранение этой проблемы с целью описания процессов заводнения моделями, согласующимися с историей разработки и позволяющими их дальнейшее прогнозирование, является актуальной и востребованной проблемой.

Степень разработанности темы исследования

Начало исследованиям в области двухфазной фильтрации было положено в классических трудах отечественных и зарубежных авторов. Среди них особо следует отметить работы И. Бакли, Г. И. Баренблатта, М. Левретта, Л. С. Лейбензона, М. Маскета, А. Х. Мирзаджанзаде.

В работах ученых К. С. Басниева, А. П. Крылова, Н. Н. Михайлова, М. М. Саттарова, А. П. Телкова, Д. Уолкотта, М. М. Хасанова И. А. Чарного, В. Н. Щелкачева, Д. А. Эфроса и др. нашли свое отражение исследования особенности фильтрации многофазных систем.

Проблеме устранения «скачка» водонасыщенности были посвящены труды А. Т. Горбунова, С. И. Грачева, Ю. П. Желтова, Г. Б. Кричлоу, Б. Б. Лапука, С.В. Степанова, Х. Л. Стоуна, А. П. Телкова, и др. Отдельным блоком следует выделить вопросы моделирования, рассмотренные в работах Х. Азиза, Г. Т. Булгаковой, В. М. Добрынина, И. С. Закирова, Р. Д. Каневской, А. Т. Кори, Э. Сеттари, А.В. Стрекалова, М. М. Хасанова, А.Б. Шабарова.

При всем том количестве работ, рассматривающих процесс двухфазной фильтрации, не обеспечивается, с достаточной точностью, соответствие расчетных моделей и практически получаемых результатов. Известная неоднозначность насыщенностей, возникающая вблизи границ двухфазной фильтрации, приводит к снижению достоверности при оценке эффективности охвата пласта процессом заводнения. Учитывая существующие методы, возникает необходимость в совершенствовании описания процессов многофазных систем.

Цель исследования

Повышение эффективности добычи нефти с применением заводнения путем обоснования и внедрения адекватной технологическому процессу модели двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой и метода определения относительной фазовой проницаемости, позволяющие прогнозировать и оценивать распределение водонасыщенности в пласте.

Основные задачи исследования

1. Исследование существующих теорий двухфазной фильтрации и анализ результатов практического применения моделей непоршневого вытеснения нефти водой.
2. Выявление и оценка факторов, влияющих на достоверность моделей двухфазного непоршневого вытеснения.
3. Разработка и исследование альтернативного метода описания относительных фазовых проницаемостей, основанного на применении кубической функции.
4. Разработка и исследование математической модели двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой на основе предложенного метода определения ОФП.
5. Апробация модели двухфазного непоршневого вытеснения и методики определения параметров ОФП при математическом моделировании процессов заводнения.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования является процесс вытеснения нефти водой из пласта;

предметом – методика определения ОФП и построение модели двухфазного непоршневого вытеснения с целью повышения достоверности оценки выработки запасов нефти.

Научная новизна выполненной работы

1. Разработана новая методика аппроксимации ОФП кубической параболой, которая позволяет интерпретировать весь диапазон насыщенных при двухфазной фильтрации на основе научно-обоснованных статистически зависимостей начальных и остаточных нефетеводонасыщенностей от проницаемости пород.

2. Разработана новая математическая модель двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой на основе научно-обоснованного устранения неоднозначности в определении скорости движения фаз и распределения насыщенных. Она позволяет обосновать причины раннего обводнения скважин, повысить точность определения прогнозного коэффициента охвата пласта заводнением и оценить запасы, не вовлеченные процессом вытеснения.

Теоретическая значимость работы

Исследования, проведенные в диссертации, позволяют расширить представления о закономерностях в области двухфазной фильтрации нефти и воды, дополняя интерпретациями в виде кубических уравнений при описании зависимостей относительных фазовых проницаемостей и теоретически обосновывая связи с основными показателями разработки модифицированной математической модели, исполняющую объяснительную и прогнозную роль.

Практическая значимость работы

1. Разработана новая методика, позволяющая повысить точность аппроксимации лабораторных данных по исследованию ОФП на величину относительного среднеквадратичного отклонения от 1,5 до 4,2 в зависимости от метода интерпретации.

2. На основе результатов диссертационной работы получены патент на изобретение «Способ контроля за разработкой нефтяного месторождения» и разработаны два программных продукта, позволяющие производить построение и

вычисление функций ОФП по нефти и по воде.

3. Разработана и апробирована, на Центральном участке Южной лицензионной территории Приобского месторождения, математическая модель двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой, позволяющая обосновать происхождение раннего обводнения добывающих скважин, повышающая точность определения основных прогнозных показателей разработки от 10 до 50%.

Методология и методы исследования

Проведение анализа и синтеза, теоретического исследования и математического моделирования изучаемых процессов, графоаналитические подходы и методы. Широко применялись методы численного моделирования пластовых систем с обобщением результатов промысловых данных при создании новых способов учёта зависимостей ОФП продуктивных пластов.

Положения, выносимые на защиту

1. Комплексный подход при формировании начальной фазовой проницаемости по нефти в фильтрационной модели с использованием промысловой и керновой информации.

2. Построение функций относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды, и их применение в новой модели двухфазного непоршневого вытеснения.

3. Построение математической модели распределения водонасыщенности в пласте при непоршневом вытеснении.

4. Сравнительный анализ классической модели Бакли-Левретта и модифицированной модели на примере Приобского месторождения.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Диссертационная работа автора по направленности решаемых задач соответствует паспорту специальности 25.00.17 (2.8.4.) - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, а именно: пункту 5 «Научные основы компьютерных технологий проектирования, исследования, эксплуатации, контроля и управления природно-техногенными системами, формируемыми для

извлечения углеводородов из недр или их хранения в недрах с целью эффективного использования методов и средств информационных технологий, включая имитационное моделирование геологических объектов, систем выработки запасов углеводородов и геолого-технологических процессов».

Степень достоверности научных положений, выводов и рекомендаций основана на теоретических исследованиях, на выполненном математическом моделировании элемента пластовой системы центрального участка №1 Приобского нефтяного месторождения и сравнении прогнозных показателей по модифицированной модели с фактическими данными. Кроме того, достоверность обеспечивается тем, что все построения модели производятся без дополнительной адаптации, с использованием промысловых или экспериментальных данных.

Апробация результатов работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на: Международном семинаре «Неньютоновские системы в нефтегазовой отрасли» (г. Уфа, 2012 г.); Международной научно-практической конференции «Наука в современном информационном обществе» (г. Москва, 2013 г.); IV Международном научном симпозиуме «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов» (г. Москва, 2013 г.); X Международной научно-практической конференции «Ашировские чтения» (г. Туапсе, 2013 г.); Международной научной конференции «Неньютоновские системы в нефтегазовой отрасли» (г. Баку, 2013 г.); Международном семинаре «Рассохинские чтения» (г. Ухта, 2014 г., 2015 г.); Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии - нефтегазовому региону» (г. Тюмень, 2014 г.); Международная научно-практическая конференция, посвященная 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы» (г. Альметьевск, 2016 г.); Межрегиональная научно-техническая конференция «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» (г. Ухта, 2016 г.); Международная научно-практическая конференция «Новая наука как результат инновационного развития общества» (г. Сургут, 2017 г.);

Национальная научно-техническая конференция «Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А.П. Телкова И А.Н. Лапердина» (г. Тюмень, 2019 г.).

Публикации

Результаты выполненных исследований отражены в 18 печатных работах, в том числе в 5 статьях, опубликованных в изданиях, рекомендованных ВАК РФ. Получены патент на изобретение «Способ контроля за разработкой нефтяного месторождения», три свидетельства регистрации программы для ЭВМ.

Объем и структура работы

Диссертационная работа изложена на 147 страницах машинописного текста, содержит 10 таблиц, 82 рисунков. Состоит из введения, четырех разделов, основных выводов и рекомендаций, списка сокращений и условных обозначений, приложения, библиографического списка, включающего 114 наименования.

Автор благодарит за помощь и поддержку своих учителей и наставников к.ф.-м.н. Хайруллина Амира Атаулловича, д.т.н. Мулявина Семена Федоровича. Выражаю особую признательность и благодарность за весомую критику своей работы и практические советы Телкову Александру Прокофьевичу и Коротенко Валентину Алексеевичу.

1 ПРОБЛЕМА ПРИМЕНЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ В МОДЕЛИРОВАНИИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

В настоящее время в связи с рядом объективных и субъективных обстоятельств наиболее распространенным режимом эксплуатации нефтяных залежей является водонапорный, создаваемый искусственно путем нагнетания воды с поверхности.

В условиях водонапорного режима разработки нефтяных залежей обводнение эксплуатационных скважин и продуктивных пластов – естественное и неизбежное следствие процесса извлечения нефти. Поэтому эффективность этого метода определяется вовлечением в разработку максимально возможной части нефтеносного пласта к моменту максимально допустимого обводнения скважинной продукции. Поэтому исследование процесса вытеснения нефти водой, выявление и изучение факторов, влияющих на интенсивность обводнения продуктивных пластов, является эффективным путем повышения нефтеотдачи залежей, разрабатываемых при водонапорном режиме.

При этом, как известно, при изучении этого сложного физического явления используются различные упрощенные схемы [93], например модель непоршневого вытеснения нефти водой.

При исследовании охвата заводнением по промысловым наблюдениям его целесообразно разделить в свою очередь на два слагающих элемента — охват пластов заводнением по простиранию и охват пластов заводнением по их толщине. Рассмотрим прежде всего промысловые наблюдения за охватом пластов заводнением по простиранию.

Для новых месторождений и месторождений, разработка которых ведется уже давно, нередко единственным методом прослеживания за продвижением вытесняющей воды по простиранию нефтяных пластов, является построение карт заводнения по наблюдениям за очередностью появления воды в скважинах, вступивших в эксплуатацию безводными. По таким картам можно исследовать заводнение в основном нефтяных зон однообъектных пластовых залежей нефти.

Скорости продвижения вытесняющей воды по простиранию пластов непосредственно в водонефтяных зонах пластовых залежей и в массивных залежах с подошвенной водой остаются мало исследованными в связи с отсутствием соответствующих методов контроля.

Продвижение вытесняющих вод по простиранию с помощью карт заводнения изучалось по многим месторождениям. Использованные карты заводнения строились по упрощенной методике.

Для этого по датам появления воды в скважинах, нанесенных на структурный план, интерполяцией определялось положение текущего фронта заводнения между последовательно заводненными скважинами на начало года, и полученные точки, характеризующие положение фронта на одну и ту же дату, соединялись плавной кривой. При построении карт заводнения учитывалось, на основе анализа карт изобар, общее направление фильтрационного потока по пласту, а также исключались случаи прорыва в скважины подстилающих вод.

Но в целом рассмотренная методика построения карт заводнения является приближенной схемой, лишь примерно отражающей последовательность заводнения различных участков залежи. Карты заводнения можно строить на более строгой методической основе усложнения конфигурации фронта заводнения вблизи эксплуатационных скважин.

Наблюдения за очередностью подхода фронта вытесняющей воды к эксплуатационным скважинам и ростом содержания воды в добываемой продукции почти ничего не говорят о том, как происходит заводнение самих пластов, по какому интервалу подошел фронт вытеснения, каков объем заводненной и оставшейся нефтенасыщенной частей пласта и т.д. Для выяснения этих вопросов необходимо привлекать материалы исследований другими методами, которые позволяют непосредственно определять характер насыщенности пласта в той или иной точке залежи. Как известно, для этой цели с успехом используются геофизические методы.

Во многих случаях с помощью электро- и радиометрических исследований можно выделить в разрезе пласта нефтенасыщенные и охваченные заводнением

интервалы, а также при благоприятных условиях дать количественную оценку насыщенности этих интервалов. Для проведения геофизических исследований необходимо бурить оценочные скважины или иметь скважины, которые не перфорированы против интересующего нас объекта. Бурение оценочных или контрольных скважин — дорогостоящее мероприятие. Поэтому подавляющее большинство геофизических исследований обводненных при разработке пластов, выполненных в последние годы, проводилось, как правило, на многопластовых месторождениях попутно с решением вопросов разработки нижележащих продуктивных горизонтов.

1.1 Анализ особенностей методов определения и представления относительных фазовых проницаемостей

Одними из важнейших исходных данных для создания гидродинамических моделей являются функции ОФП, зависящие от коэффициента насыщенности флюидами. Функциями фазовых проницаемостей определяется картина двухфазного течения при исследовании процесса вытеснения нефти водой [93].

В классической работе американского физика Морриса Маскета [51] подвергнуты глубокому анализу основные законы фильтрации. В другой работе [50] М. Маскетом изучены экспериментальные данные и методы по определению относительных фазовых проницаемостей. Количественные данные позволили ему установить основные физические свойства, характеризующие течения многофазных жидкостей в пористой среде. Однако, многие разделы его труда представляют собой компиляцию результатов европейских и советских ученых. Исследования академиков Л.С. Лейбензона и С.А. Христиановича послужили основой для ряда работ в области вытеснения нефти [2, 3, 5, 48] Г. И. Баренблатта, К. С. Басниева, В. М. Ентова, Ю. П. Желтова, И. С. Закирова, И. Н. Кочиной, А. П. Крылова, Б. Б. Лапука, А.Х. Мирзаджанзаде, В. М. Рыжика, А. П. Телкова, И. А. Чарного, В. Н. Щелкачева и другие.

Благодаря Н.Н. Лисовскому, методической основой повышения качества проектирования и контроля разработки месторождений углеводородного сырья являются гидродинамические модели. В существующих программных комплексах прогнозирование технологических показателей выполняется на основе численного интегрирования системы нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных [35]. При построении математической модели необходимы данные высокого качества по функциям фазовых проницаемостей и капиллярного давления, полученные на представительном материале и с достаточной точностью (учитывая чувствительность результатов к виду фазовых проницаемостей).

Известным способом определения функций ОФП являются экспериментальные исследования проницаемостей образцов керна. Не смотря на это, в научно-аналитических центрах нефтегазодобывающих компаний принято использовать ранее полученные зависимости аналогичных месторождений. Этот подход не верен, поскольку в действительности характер зависимостей ОФП даже для одного и того же класса пород определяется большим количеством факторов, а форма кривых ОФП существенно влияет на результаты расчетов. По имеющимся данным [27, 35, 36, 71], показывающим, что при использовании кривых ОФП, полученных для условий месторождения – аналога, в гидродинамических расчетах показателей разработки нефтяного месторождения ошибки в результатах, особенно в динамике обводненности, могут достигать 60–80 %.

Известны методы стационарной фильтрации и вытеснения, при которых нефть и воду подают в образец пористой среды в определенном соотношении и на каждом режиме дожидаются установления стационарной фильтрации (то есть стабилизации показаний приборов, измеряющих градиент давления и водонасыщенность образца пористой среды) [27, 36, 71].

При нестационарных методах определения ОФП в образец пористой среды, насыщенной нефтью и связанной водой, закачивается вода, вытесняющая нефть [99]. Это обеспечивает скорость проведения опытов, но сложности возникают во время описания функций ОФП, так как оценивают зависимости ОФП косвенно.

При использовании данных промысловых исследований скважин результаты определения ОФП могут значительно отличаться от лабораторных данных.

Полученные зависимости ОФП лабораторными методами либо по результатам промысловых исследований используют при гидродинамическом моделировании пластовых систем. Пластовые системы очень сложные, поэтому при исследовании процессов вытеснения нефти водой в этом разделе уделено особое внимание выводам формул и промежуточным построениям ввиду важности основополагающих факторов.

Существуют различные аналитические зависимости для интерпретации лабораторных исследований ОФП. Известен метод Кори [41, 42, 108], который основан на простой функции степенного закона с одним эмпирическим параметром, параметром самой степени (1.1, 1.2)

$$k_n = \left(1 - \frac{s_g}{1 - s_{пред}} \right)^4, \quad (1.1)$$

$$k_g = s_g^3 \left(2 - \frac{s_g}{1 - s_{св}} \right), \quad (1.2)$$

где k_n , k_g — относительные проницаемости породы по нефти и воде; s_g — текущая водонасыщенность; $s_{св}$ — связанная водонасыщенность, начиная с которой вода приобретает подвижность; $s_{пред}$ — предельная водонасыщенность, при которой нефть перестает фильтроваться. На рисунке 1.1 представлена типичная аппроксимация Кори для воды и нефти. На рисунке видно различие в поведении аппроксимирующих кривых для случаев различных значений остаточной водонасыщенности, для (а) $s_{св} = 0,1$, а для случая (б) $s_{св} = 0,2$ при этом предельная водонасыщенность $s_{пред} = 0,8$.

В методе Кори значения остаточной нефтенасыщенности, начальной водонасыщенности и другие не рассматриваются как регулируемые и изменяемые параметры для коррекции кривой под лабораторные эксперименты. По мнению Г.Б. Кричлоу [42], этот метод в основном охватывает лишь 5–15 % от всего диапазона исследования. Его использование, в таком ограниченном отрезке

насыщенности, является нецелесообразным и вызывает отклонения при интерпретации, так как функция не описывает лабораторные данные в достаточном объеме.

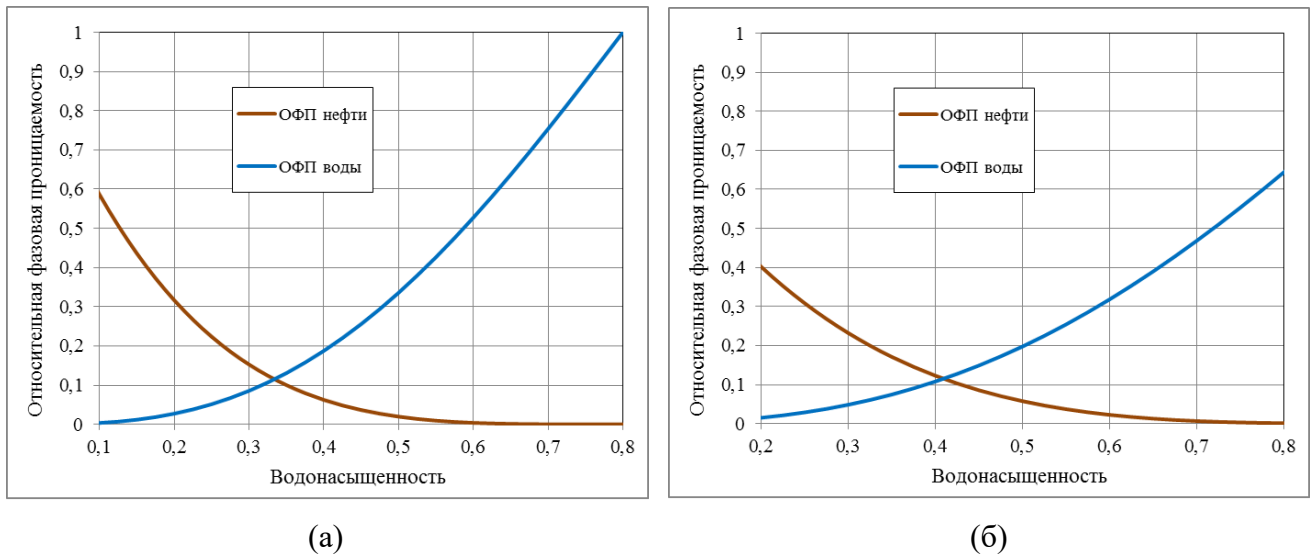


Рисунок 1.1 – Аппроксимация Кори

В работах [41, 42, 110], рассмотрена аппроксимация Наара—Гендерсона, которую используют для анализа процесса пропитки нефтенасыщенной породы водой (1.3, 1.4), когда напор воды увеличивается по мере увеличения насыщенности смачивающей фазой:

$$k_n = \frac{\left(1 - 2 \cdot \frac{s_e - s_{кр}}{1 - s_{кр}}\right)^{3/2}}{2 - \left(1 - 2 \cdot \frac{s_e - s_{кр}}{1 - s_{кр}}\right)^{1/2}}, \quad (1.3)$$

$$k_e = s_e^4, \quad (1.4)$$

где k_n , k_e – относительные проницаемости породы по нефти и воде; s_e – текущая водонасыщенность; $s_{кр}$ – критическая водонасыщенность, при которой начинается либо заканчивается движение одной из фаз двухфазной фильтрации.

По сравнению с аппроксимацией Кори происходит сдвиг начала двухфазной фильтрации на величину регулируемого параметра $s_{кр}$, при которой фазовая проницаемость вытесняющей фазы равна 0 или достигается значение остаточной нефтенасыщенности. Это означает, что непоршневое вытеснение практически прекращается. Однако использовать данную аппроксимацию проблематично, так

как формула привязывается к критическим точкам с большим показателем в степени, то есть будет иметь практически вертикальный изгиб графика вблизи этих точек. При малейшем изменении значения критических точек погрешность будет возрастать в несколько раз.

Для визуального представления на рисунке 1.2 представлены типичные графики распределения данной аппроксимации.

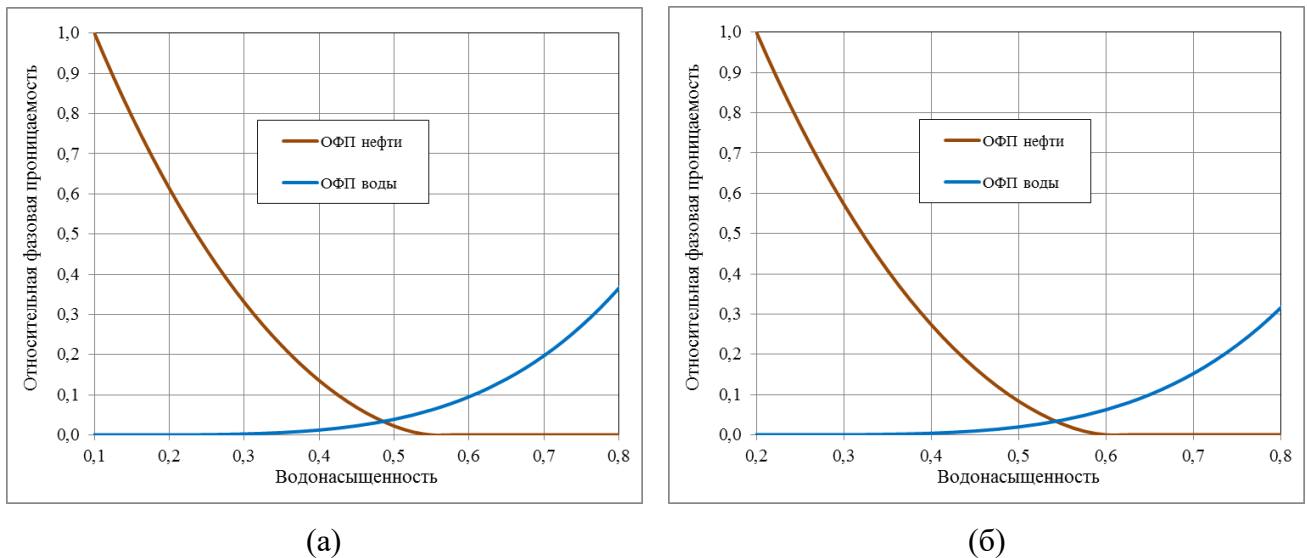


Рисунок 1.2 – Аппроксимация Наара–Гендерсона

На приведенных графиках представлено различие в поведении аппроксимирующих кривых для различных случаев значений величин остаточной водонасыщенности, для варианта (а) $s_{cv} = 0,1$, а для (б) $s_{cv} = 0,2$ при этом предельная водонасыщенность остается постоянной $s_{пред} = 0,8$.

В работах зарубежных ученых [105, 111] Сигмундом и Маккэфери выполнена модификация метода Кори путем добавления линейного члена в уравнения с эмпирическим коэффициентом к стандартному степенному члену в корреляции Кори. Сделано это было для возможности подгонки аппроксимации к лабораторным данным, путем изменения значение линейного члена и его показателя степени методом подбора. Но, в результате, метод часто имеет большие отклонения и плохую сходимость с лабораторными данными, которая требуется для описания относительной проницаемости для всего диапазона насыщенности.

С целью повышения сходимости по методу Кори в своих научных работах Чириси [105, 106, 107] предложил метод, основанный на экспоненциальной

функции с двумя параметрами. Известно, что каждый параметр влияет на кривую во всем диапазоне исследования, малое изменение начальных данных существенно влияет на всю кривую графика на рисунке 1.3, поэтому он не может быть достаточно достоверным.

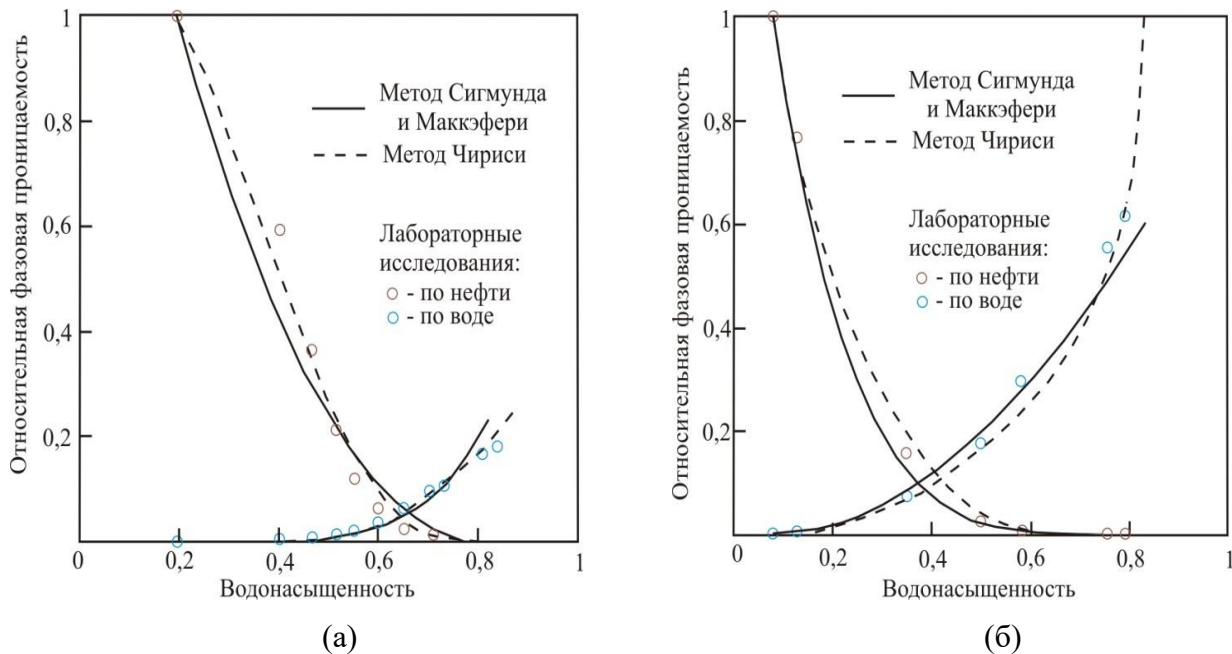


Рисунок 1.3 – Аппроксимация по методу Сигмунда, Маккэфери и Чириси

В представленном рисунке 1.3, графически показаны зависимости фазовых проницаемостей для нефти и воды, по методам Сигмунда-Маккэфери и Чириси с привязкой их к лабораторным исследованиям. На графиках видно различие поведения кривых для значений величин остаточной водонасыщенности, при (а) $s_{cv} = 0,2$, а для (б) $s_{cv} = 0,1$ предельная водонасыщенность в обоих случаях принимает значение $s_{пред} = 0,8$. Для примера (а) явно прослеживается лучшая согласованность лабораторных экспериментов по воде и нефти для метода Чириси, однако в случае (б) применение метода Сигмунда-Маккэфери показывает меньше отклонение от экспериментальных точек. В результате этого, можно сделать вывод о том, что приведенные методы не могут быть использованы для различных типов коллекторов и имеют узкий диапазон применимости.

Дифференцирование экспериментальных данных, предложенное с своих научных трудах Эфросом, Кундиным и Курановым, обуславливает высокую чувствительность расчетов к малым погрешностям измерений, которые приводят к большим погрешностям результатов расчетов. Поэтому данная методика не

устойчива относительно малых погрешностей замеров, что вызывает значительное искажение вида кривых ОФП, особенно на границах интервала области определения. При большой водонасыщенности расход нефти, вытесняемой из модели, настолько мал, что его величина оказывается сравнимой с погрешностями замеров, поэтому наибольшие погрешности отмечаются для ОФП нефти [102].

Х. Стоун в работах [15, 45, 112] описывает модель, для определения относительных проницаемостей породы для нефти, теорию фильтрации флюидов в пористой среде и методы теории вероятностей. Эта модель получила широкое распространение благодаря способности адекватно воспроизводить промысловые данные.

Предполагается, что в каждом поровом канале в данное время может существовать одна и только одна подвижная фаза. При этом смачивающая фаза движется по мелким каналам, а несмачивающая — по более крупным.

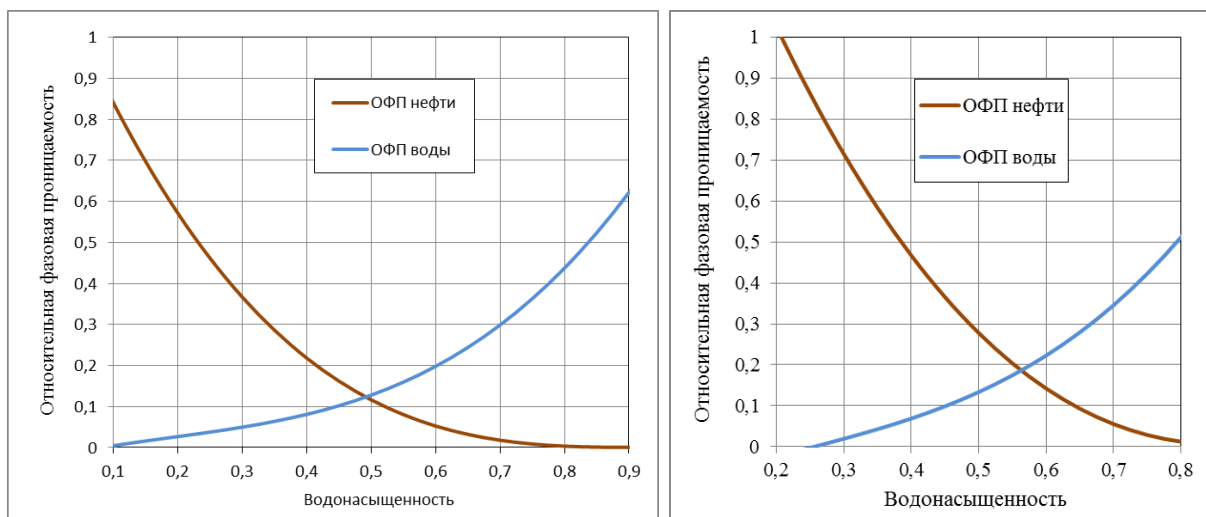


Рисунок 1.4 – Аппроксимация Стоуна

В работе Х. Стоуна допускается, что относительная проницаемость породы, где происходит фильтрация, для каждой фазы характеризуется суммарной ОФП отдельных поровых каналов определенного вида, показанных на примере графиков на рисунке 1.4. Стоун приводит формулы, описывающие характерное поведение зависимостей, вида:

$$k_n = k_{n+св} \cdot \frac{1 - s_g - s_{св}}{1 - s_g - s_{он}} \cdot \beta_g \cdot \beta_n, \quad \text{при } s_g < s_{пред} \quad (1.5)$$

$$k_g = k_{H+CB} \cdot \frac{s_g - s_{CB}}{1 - s_{CB} - s_{OH}} \cdot \beta_g \cdot \beta_H, \quad \text{при } s_g > s_{CB} \quad (1.6)$$

где $\beta_H = \frac{k_{H+g}}{k_{H+CB} \cdot \left(1 - \frac{1 - s_g - s_{CB}}{1 - s_g - s_{OH}}\right)}$; $\beta_g = \frac{k_{H+g}}{k_{H+CB} \cdot \left(1 - \frac{s_g - s_{CB}}{1 - s_{CB} - s_{OH}}\right)}$;

k_H , k_g – относительные проницаемости породы по нефти и воде;
 k_{H+CB} – относительная проницаемость по нефти при связанной водонасыщенности;
 k_{H+g} – относительная проницаемость по нефти в системе только с нефтью и водой;
 s_g – текущая водонасыщенность; s_{CB} – связанная водонасыщенность, начиная с которой вода приобретает подвижность; s_{OH} – водонасыщенность при остаточной нефтенасыщенности.

В представленной форме зависимости ОФП могут быть применены только в тех фильтрационных моделях, в которых размеры ячеек сопоставимы с размерами образцов керна, а петрофизические свойства пласта одинаковы во всем объеме, то есть только для однородного пласта.

В работах [78, 83, 113] приведены эмпирические формулы для определения ОФП (1.7) и (1.8), полученные Чень Чжун-Сяном по усредненным экспериментальным данным при вытеснении нефти водой:

$$k_g = 0, \text{ при } 0 \leq s_g \leq 0,2; \quad k_g = \left(\frac{s_g - 0,2}{0,8}\right)^{3,5}, \text{ при } 0,2 \leq s_g \leq 1 \quad (1.7)$$

$$k_H = 0 \text{ при } 0,85 \leq s_g \leq 1; \quad k_H = \left(\frac{0,85 - s_g}{0,85}\right)^{2,8} \cdot (1 + 2,4 \cdot s_g), \text{ при } 0 \leq s_g \leq 0,85 \quad (1.8)$$

где k_H , k_g – относительные проницаемости породы по нефти и воде;
 s_g – текущая водонасыщенность.

Приведенные зависимости (1.7) и (1.8) приведены на рисунке 1.5, получены для условий определенного одного месторождения, использование их на других месторождениях, даже если будут аналогичны, вызовет существенную погрешность при численных расчетах.

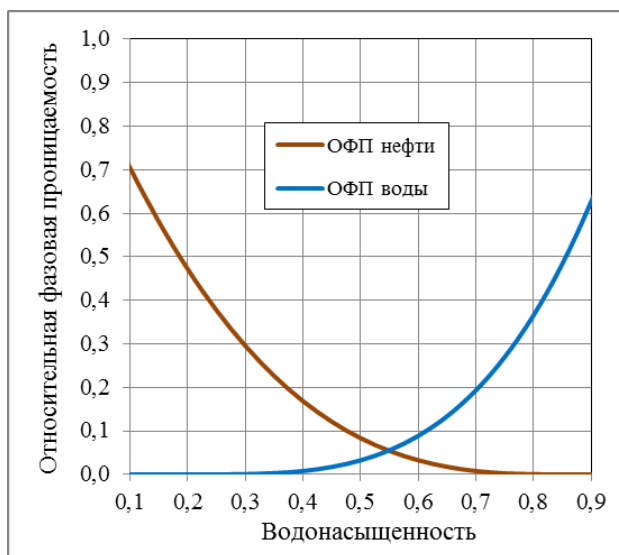


Рисунок 1.5 – Аппроксимация по методу Чень Чжун-Сяна

В работах [83, 93] рассмотрены методы исследователей А. К. Курбанова и И. Ф. Куранова, в них предлагаются эмпирические зависимости (1.9), и производить нормировку ОФП для воды (0,8) и нефти (0,9)

$$k_e = \left(\frac{s_g - 0,1}{0,8} \right)^3, \quad k_n = \left(\frac{0,9 - s_g}{0,9} \right)^3, \quad (1.9)$$

где k_n , k_e – относительные проницаемости породы по нефти и воде; s_g – текущая водонасыщенность.

На рисунке 1.6 представлены зависимости ОФП построенные на основе указанных зависимостей.

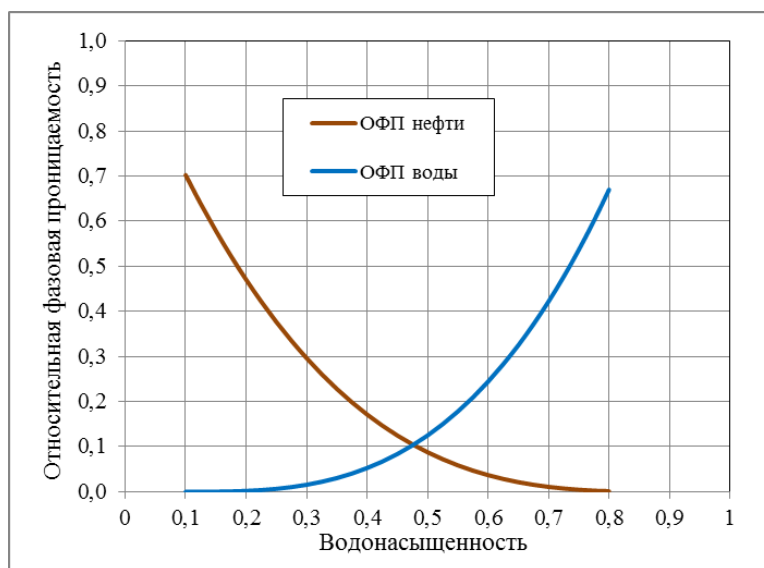


Рисунок 1.6 – Аппроксимация по методу Курбанова-Куранова

В совместной научной работе [93] М. М. Хасанова и Г. Т. Булгаковой предлагается определять ОФП в виде степенной зависимости:

$$k_{\varepsilon} = A_1 \left(\frac{s_{\varepsilon} - s_{c\varepsilon}}{1 - s_{c\varepsilon}} \right)^{N_1}, \quad k_n = A_2 \left(\frac{s_{npred} - s_{\varepsilon}}{s_{npred} - s_{c\varepsilon}} \right)^{N_2}, \quad (1.10)$$

где k_n , k_{ε} – относительные проницаемости породы по нефти и воде; s_{ε} – текущая водонасыщенность; $s_{c\varepsilon}$ – связанная водонасыщенность, начиная с которой вода приобретает подвижность; s_{npred} – предельная водонасыщенность, при которой нефть перестает фильтроваться; параметры A_1 , N_1 , A_2 , N_2 определяются из условий минимального отклонения теоретических зависимостей от экспериментальных данных.

Однако анализ стационарных исследований показывает, что вид кривых фазовых проницаемостей часто отличается от степенной зависимости. Более того, пористые среды с различными физическими свойствами могут характеризоваться кривыми ОФП совершенно разного вида. Обоснованную параметризацию функции фазовых проницаемостей можно осуществить, если по результатам независимых экспериментов, определенных на образцах со схожими литологическими свойствами, известен вид ОФП. Эта возможность основывается на том, что экспериментальные зависимости, полученные на различных образцах пористых сред со сходными физико-химическими свойствами, могут быть представлены в универсальной форме путем перехода к нормированным (на единицу) координатам x и y , предложенным впервые Р. Коллинзом (1.11)

$$x = \frac{s_{\varepsilon} - s_{c\varepsilon}}{s_{npred} - s_{c\varepsilon}}, \quad y_{\varepsilon} = \frac{k_{\varepsilon}}{K_{\varepsilon}(s_{npred})}, \quad y_n = \frac{k_n}{K_n(s_{c\varepsilon})}, \quad (1.11)$$

где k_n , k_{ε} – относительные проницаемости породы по нефти и воде; s_{ε} – текущая водонасыщенность; $s_{c\varepsilon}$ – связанная водонасыщенность, начиная с которой вода приобретает подвижность; s_{npred} – предельная водонасыщенность; K_{ε} – относительная фазовая проницаемость воды при предельной водонасыщенности $s = s_{npred}$; K_n – относительная фазовая проницаемость нефти при связанной водонасыщенности $s = s_{c\varepsilon}$.

В этих координатах ОФП, снятые на различных (литологически близких) образцах, налагаются на единые универсальные кривые, аналитические выражения для которых ищутся в виде

$$y_g = \varphi_g(x; p_1, p_2, \dots, p_N), \quad y_n = \varphi_n(x; q_1, q_2, \dots, q_m), \quad (1.12)$$

где $p_1 \dots p_N$ и q_1, q_2, \dots, q_m – константы, определяемые известными методами восстановления экспериментальных зависимостей. Величины $s_{св}$, s_k , k_g , k_n характеризуют свойства конкретного образца пористой среды. Для перехода от нормированных величин к физическим величинам необходимо нормированные величины умножить на нормирующий множитель.

В работах [11, 80, 93] в качестве примера рассматриваются ОФП, полученные при проведении стационарных исследований на литологически близких образцах пластов АС₁₀₋₁₁ и АС₁₂ Приобского месторождения. Предлагаемая авторами процедура параметризации функций ОФП заключается в том, что вид кривых не задается произвольно, а выбирается на основе данных стационарных исследований, проведенных на образцах пористых сред, близких к изучаемым породам. Иногда опыты по вытеснению прерывают, не дожидаясь установления стационарного режима фильтрации. Тогда в число неизвестных параметров включаются величины s_k и K_g , а для упрощения модели параметры p и q могут принимать значения p^{\exists} и q^{\exists} , определенные по данным эталонных опытов.

В методе, описанном М. М. Хасановым и Г. Т. Булгаковой в работе [93], эталонные кривые ОФП, полученные из небольшого числа опытов по стационарной фильтрации, используются для определения ОФП в серии экспериментов по исследованию вытеснения жидкостей, что приводит к существенному сокращению времени, а также сильно влияет на достоверность получаемых результатов.

Метод, использованный А. Т. Горбуновым [18, 19], основанный на исследованиях Ю. П. Борисова и А. К. Курбанова, представляет аналитические зависимости фазовых проницаемостей в следующем виде:

$$k_n = a(1 - s_g)^3 + b(1 - s_g)^2 + c(1 - s_g) + d, \quad k_g = a_1 s_g^3 + b_1 s_g^2 + c_1 s_g + d_1. \quad (1.13)$$

Коэффициенты $a, b, c, d, a_1, b_1, c_1, d_1$ определяются по данным обработки фактических кривых фазовых проницаемостей, полученных при изучении пород рассматриваемого месторождения. Если, воспользовавшись формулами (1.13) для ОФП и задав значения водонасыщенности, построить графики зависимостей ОФП, то они примут вид представленных на рисунке 1.7 где (а) для песчаника, (б) для нецементированного песка.

Кроме того, А. Т. Горбунов указывает, что для уменьшения объема вычислительных работ можно воспользоваться зависимостями, предложенными Ю. П. Борисовым

$$f(s) = \frac{50}{\mu_0} z^3, \quad (1.14)$$

где $z = s - s_{он} = 1 - s_e - s_{он}$; s – насыщенность, s_e – величина водонасыщенности. Однако, используя аппроксимацию Горбунова, с применением метода наименьших квадратов, при подборе коэффициентов уравнения, они получаются только положительными, а функция строится только вогнутой.

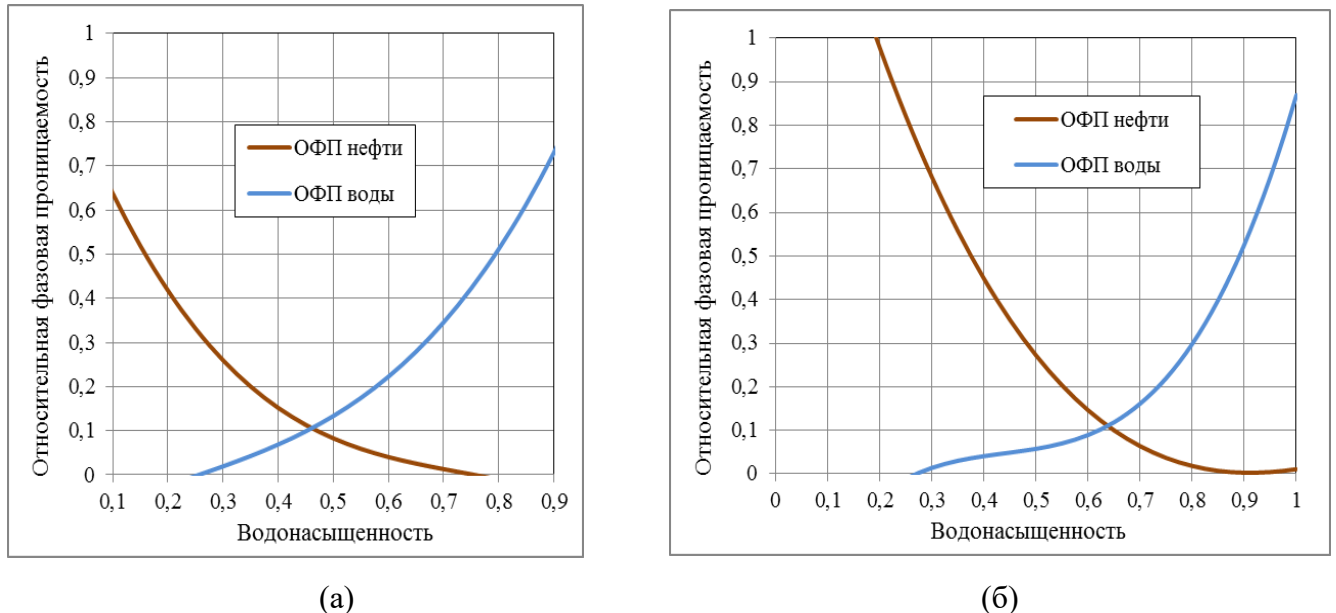


Рисунок 1.7 – Аппроксимация по методу Горбунова для песчаника и нецементированного песка

Известен метод аппроксимации [109] разработанный Ф. Лоумландом, Е. Эбельтофтом и У. Х. Томасом. Корреляция для относительной проницаемости по нефти и воде с закачкой воды, таким образом, имеет вид

$$k_n = k_{n+cв} \frac{\left(1 - \frac{s_e - s_{св}}{1 - s_{св} - s_{он}}\right)^{L_{n+e}}}{\left(1 - \frac{s_e - s_{св}}{1 - s_{св} - s_{он}}\right)^{L_{n+e}} + E_{n+e} \cdot \left(\frac{s_e - s_{св}}{1 - s_{св} - s_{он}}\right)^{T_{n+e}}}, \quad (1.15)$$

$$k_e = k_{e+он} \frac{\left(\frac{s_e - s_{св}}{1 - s_{св} - s_{он}}\right)^{L_{e+n}}}{\left(\frac{s_e - s_{св}}{1 - s_{св} - s_{он}}\right)^{L_{e+n}} + E_{e+n} \cdot \left(1 - \frac{s_e - s_{св}}{1 - s_{св} - s_{он}}\right)^{T_{e+n}}}, \quad (1.16)$$

где k_n , k_e – относительные проницаемости породы по нефти и воде; $k_{n+cв}$ – относительная проницаемость по нефти при связанной водонасыщенности; $k_{e+он}$ – относительная проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности; s_e – текущая водонасыщенность; $s_{св}$ – связанная водонасыщенность, начиная с которой вода приобретает подвижность; $s_{он}$ – водонасыщенность при остаточной нефтенасыщенности; L_{n+e} – эмпирический параметр по нефти в присутствии воды; L_{e+n} – эмпирический параметр по воде в присутствии нефти; E_{n+e} – эмпирический параметр по нефти в присутствии воды; E_{e+n} – эмпирический параметр по воде в присутствии нефти; T_{n+e} – эмпирический параметр по нефти в присутствии воды; T_{e+n} – эмпирический параметр по воде в присутствии нефти.

В формулах (1.15) и (1.16) $s_{он}$, $s_{св}$, $k_{n+cв}$, $k_{e+он}$ имеют физическое значение, тогда как параметры L , E и T являются эмпирическими. Параметр L описывает нижнюю часть кривой, значения которой сопоставимы с корреляцией Кори. Параметр T описывает верхнюю часть кривой аналогично тому, как параметр L описывает нижнюю часть кривой. Параметр E описывает положение наклона (или спада) кривой. Значение, равное единице, является нейтральным значением, и положение наклона управляется параметрами L и T . Увеличение значения параметра E продвигает наклон кривой по направлению к верхнему концу кривой. Уменьшение значения параметра E сдвигает наклон кривой к нижнему концу кривой. Необходимо чтобы математические элементы в корреляции были конечными, и чтобы значения, равные единице и нулю, получались как значения, а

не как пределы. Опыт применения показывает, что параметр $L \geq 1$, $E \geq 0$ и $T \geq 0,5$.
Пример обработки данных приведен на рисунке 1.8.

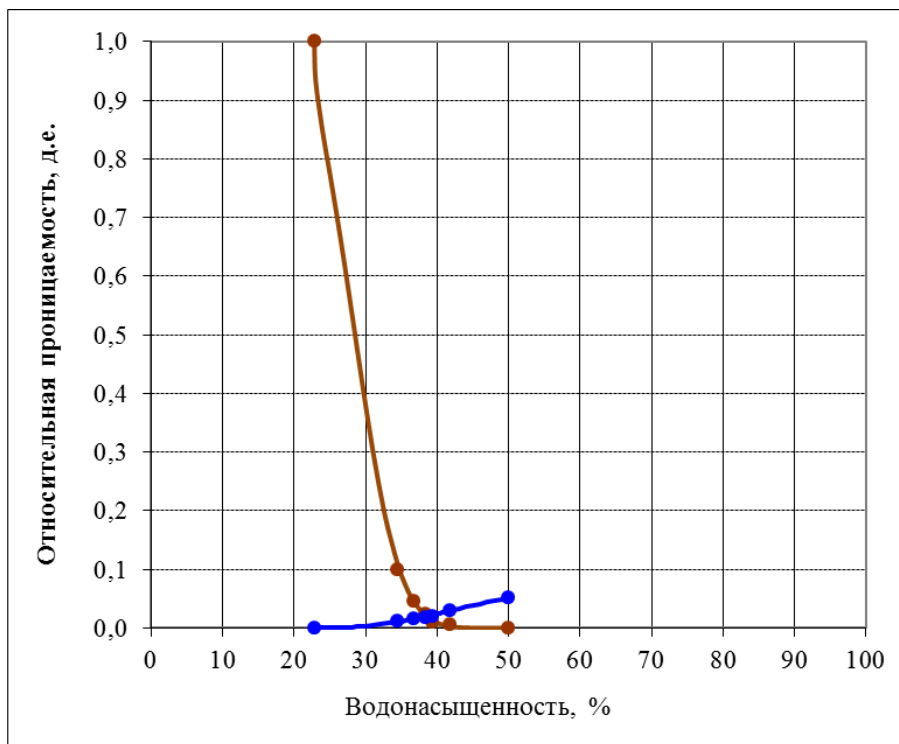


Рисунок 1.8 – Аппроксимация по методу ЛЭТ

В работе [3, 63] приводятся формулы расчета относительных фазовых проницаемостей по данному методу Бурдайна

$$k_{\text{в}} = \left(\frac{s_{\text{в}} - s_{\text{св}}}{1 - s_{\text{св}}} \right)^2 \cdot \frac{\int_{s_{\text{св}}}^{s_{\text{в}}} \frac{ds_{\text{в}}}{P_K^n}}{\int_{s_{\text{св}}}^1 \frac{ds_{\text{в}}}{P_K^n}}; \quad k_{\text{н}} = \left(1 - \frac{s_{\text{в}} - s_{\text{св}}}{1 - s_{\text{св}} - s_{\text{пред}}} \right)^2 \cdot \frac{\int_{s_{\text{в}}}^1 \frac{ds_{\text{в}}}{P_K^n}}{\int_{s_{\text{св}}}^1 \frac{ds_{\text{в}}}{P_K^n}}, \quad (1.17)$$

где P_K – капиллярное давление; $s_{\text{св}}$ – связанная водонасыщенность; $s_{\text{пред}}$ – предельная водонасыщенность.

Величина ОФП по воде и нефти аппроксимируется с использованием выражений, заключенных в круглые скобки. Поэтому закономерность изменения относительных проницаемостей от $s_{\text{в}}$ и $s_{\text{св}}$ подчинена конкретной модели. Эта модель используется на практике при обобщении анализов керна и определении относительных проницаемостей, однако данная аппроксимация чувствительна к данным по распределению пор в пласте, так как использует ее для расчета проницаемости.

Известен способ определения ОФП водонефтяных пластов по промысловым данным [74] в их естественном залегании при выбранной системе разработки и использовании этих данных для проектирования дальнейшей эксплуатации залежи. Для этого измеряют дебиты скважин по нефти и воде по всем скважинам залежи и их вязкости в пластовых условиях. Дополнительно измеряют накопленную добычу нефти на каждый период замера дебита и, используя известное значение ее геологических запасов в недрах, определяют текущее значение водонасыщенности пласта и ее изменение.

Затем определяют соответствующие им величины относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды по следующим приведенным формулам:

$$s_g = s_{св} + \Delta s; \Delta s = (1 - s_{св}) \frac{Q_n}{Q_{бал}}, \alpha = \left(\frac{g - g_{нн}}{g - g_{нв}} \right)^2; \quad (1.18)$$

$$k_n = \frac{1 - \Delta s}{1 + \frac{q_v \mu_v}{q_n \mu_n} \alpha}, k_v = \frac{\Delta s}{1 + \frac{q_v \mu_v}{q_n \mu_n} \alpha}; \quad (1.19)$$

где k_n, k_v – относительные проницаемости породы по нефти и воде; s_g – текущая водонасыщенность; $s_{св}$ – связанная водонасыщенность, начиная с которой вода приобретает подвижность; Δs – изменение водонасыщенности пласта; g – текущий градиент давления; $g_{нн}$ – начальный градиент давления для нефти; $g_{нв}$ – начальный градиент давления для воды; Q_n – объем накопленной добычи нефти; $Q_{бал}$ – объем балансового запаса нефти в залежи; q_n – дебит нефти; q_v – дебит воды; μ_n – вязкость нефти; μ_v – вязкость воды.

По полученным зависимостям авторы приводят пример обработки их метода на примере Белозерского участка Самотлорского месторождения рисунок 1.10, из которого следует, что вблизи критических точек насыщенностей функция ОФП имеет перегиб, но полученные авторами зависимости не имеют возможности обрабатывать данные вблизи точки предельной водонасыщенности. Это связано с тем, что в границах начала и окончания двухфазной фильтрации метод показывает высокую погрешность из-за начальных градиентов сдвига, величина которых во много раз превышает точность эмпирических замеров.

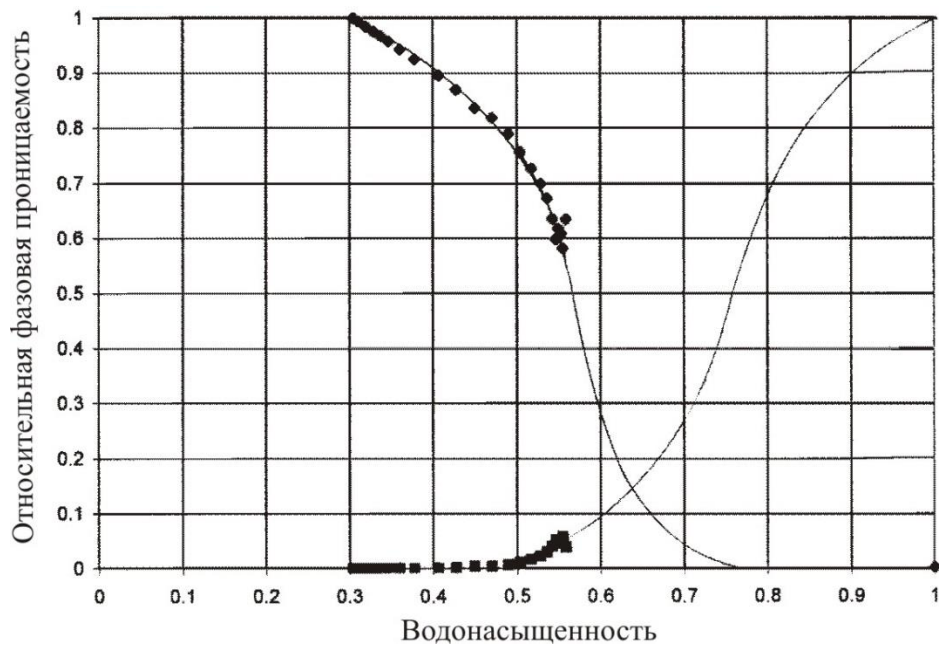


Рисунок 1.10 – Самотлорское месторождение. Пласт А₂₋₃

В работе [87] С. З. Фатихов и В. Р. Сыртланов предлагают модель вытеснения нефти водой, которая представляет набор капилляров с переменным сечением, диаметр которых подчиняется некоторому закону распределения. При этом изменение диаметра каждого капилляра описывается своей функцией распределения, также учитывается капиллярное давление на границе нефть-вода и характер смачиваемости скелета пористой среды. По этой модели можно по известной функции распределения определить ОФП, вид которой представлен на рисунке 1.11.

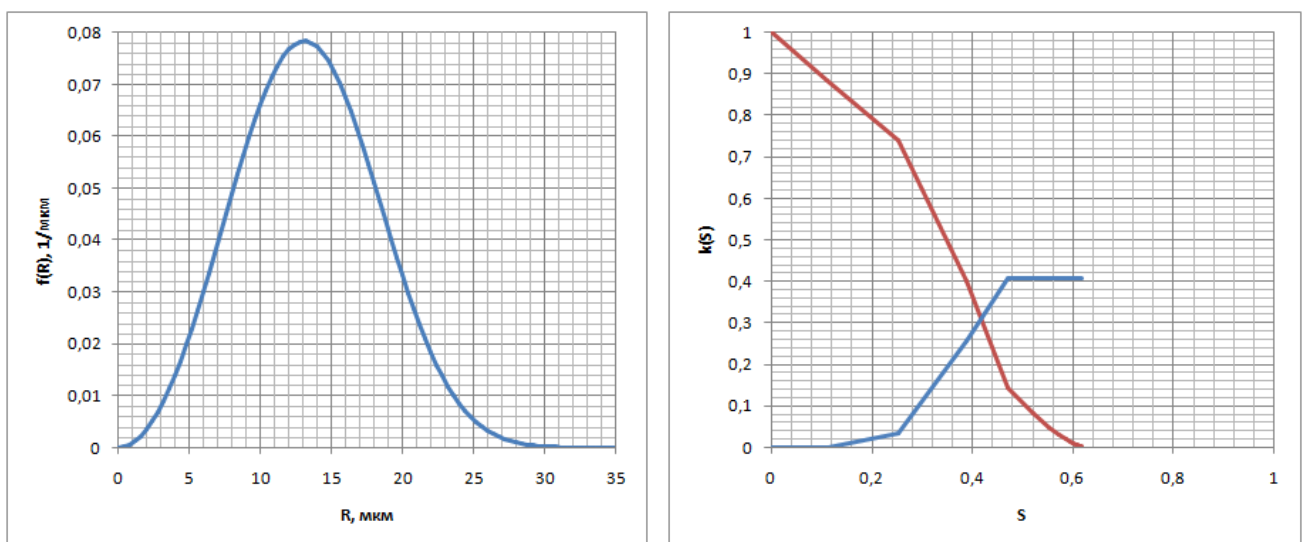


Рисунок 1.11 – Плотность распределения капилляров различного радиуса и зависимость ОФП от водонасыщенности

При наличии экспериментально полученных кривых ОФП можно получить вид функции распределения пор по размерам, аналогично взаимосвязи такого распределения с зависимостью капиллярного давления от насыщенности. Однако, данная модель имеет чувствительность к исходным данным аналогично методу Бурдайна, при небольшой погрешности в исходных данных, получаем совсем иную зависимость ОФП.

В работе [87] предложена капиллярная модель вытеснения нефти водой, которая может быть использована для определения ОФП при моделировании нефтяных месторождений. Следует отметить, что по сравнению с предыдущими, модель С. З. Фатихова и В. Р. Сыртланова лучше воспроизводит результаты лабораторных экспериментов. Поскольку на зависимости ОФП влияет характеристика неоднородности пласта, то при наличии лабораторных экспериментов по определению ОФП с использованием предложенной модели можно определить для них функцию распределения пор по размерам и найти осредненные ОФП для пласта в целом.

Проведенный анализ работ по этой тематике, показал необходимость строгого определения рассматриваемых величин, сопоставления разных методик и методов исследования одного из ключевых параметров в разработке нефтяных месторождений – относительной фазовой проницаемости.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что рассмотренные методы имеют свои преимущества и недостатки. Например, зависимости ОФП полученные зарубежными учеными, основаны на принципе подбора подобия функции, которая будет наилучшим образом согласоваться с экспериментальными данными. Практически все они по сути эмпирические и подбираются методом проб и ошибок, путем изменения показателей степеней и введением новых членов уравнения.

2 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ АППРОКСИМАЦИИ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Необходимость определения зависимостей ОФП заключается в том, что они являются исходными величинами для расчетов показателей разработки, используются при построении $2D$ и $3D$ моделей. Отметим также, что определение ОФП по промысловым данным базируется на модели двухфазной фильтрации [74]. Применение нормированных величин [93] позволяет выявить общность или различие ОФП, но при переходе к единой системе единиц измерения проницаемости (в дарси или m^2) могут возникнуть значительные отличия, что не всегда приемлемо.

Степенные аппроксимации в том или ином виде имеют ограниченный интервал применимости, за пределами которого применение их приводит к значительным отклонениям. Кроме того, различные величины не всегда имеют физический смысл, то есть не соблюдается размерность слева и справа от равенства (Кори, LET, Чириси и другие). Типичные кривые ОФП имеют только вогнутую форму, для получения выпуклости и перегиба функции требуются специальные построения или новая методика.

2.1 Изучение возможности повышения эффективности аппроксимации результатов экспериментальных исследований непрерывного изменения объемного содержания нефти и воды в дренируемой области

Рассмотрим функцию $f(s)$, функцию распределения потоков фаз Бакли—Левверетта. Функция насыщенности $f(s)$ имеет простой физический смысл, из (3.18) следует, что $f(s)$, представляющая отношение скорости фильтрации (или расхода) вытесняющей фазы (воды) к суммарной скорости v (или расхода Q), равна объемной доле воды в суммарном потоке двух фаз.

Функция $f(s)$ играет важную роль при гидродинамических расчетах двухфазных потоков, определяет полноту вытеснения и характер распределения

насыщенности по пласту, как и $J(s)$ функция Леверетта [113, 114]. Задача повышения нефте- и газоконденсатотдачи в значительной степени сводится к применению таких воздействий на пласт, которые в конечном счете изменяют вид $f(s)$ в направлении увеличения коэффициента вытеснения.

Как видно из (3.18), функция $f(s)$ полностью определяется относительными фазовыми проницаемостями k_v и k_n . В ряде случаев зависимости ОФП неверно аппроксимируют лабораторные исследования и, соответственно, некорректно учитываются в математических моделях при расчетах прогнозных показателей разработки.

По определению ОФП по нефти или воде это отношение фазовой проницаемости к абсолютной

$$k_n = \frac{k_{\text{фаз } n}}{k_{\text{абс}}}, \quad k_v = \frac{k_{\text{фаз } v}}{k_{\text{абс}}}. \quad (2.1)$$

В работе [35] тщательно проанализированы зависимости ОФП, для примера рассмотрим типичные зависимости ОФП для нефти и воды (рис. 2.1).

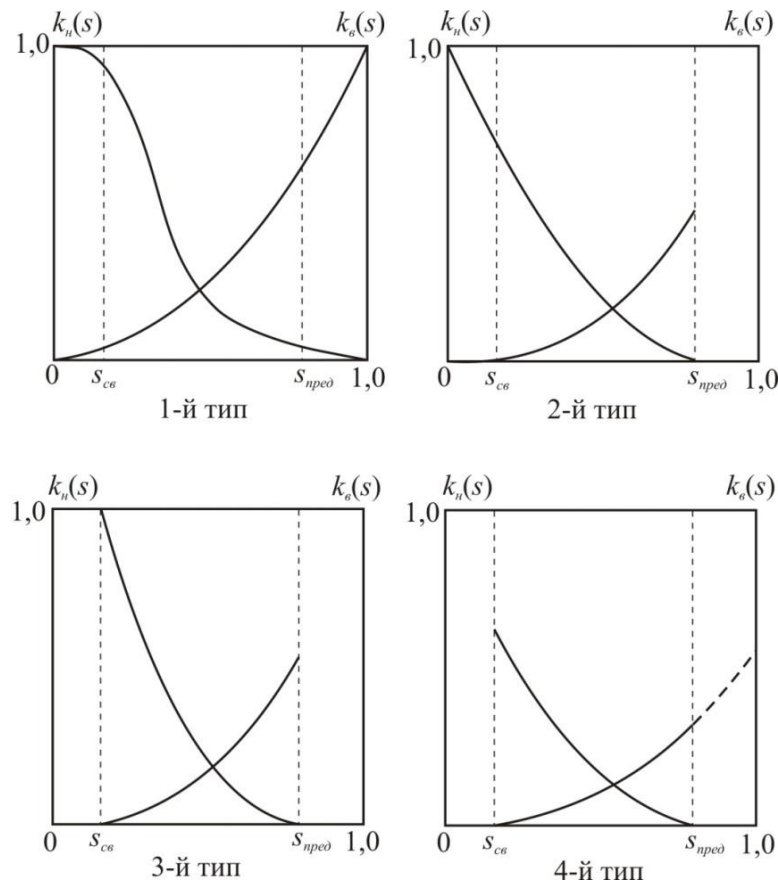


Рисунок 2.1 – Типичные зависимости ОФП для нефти и воды

Зависимости первого типа (рис. 2.1) приведены в работах М. Маскета [50, 51]. Данный тип представляет собой эмпирическую экстраполяцию лабораторных исследований в областях $s_g < s_{св}$ и $s_g > s_{пред}$. Ошибочность этого типа зависимостей в том, что они не имеют физического смысла в областях $s_g < s_{св}$ и $s_g > s_{пред}$, поскольку нельзя создать водонасыщенность меньше $s_{св}$ остаточной (неснижаемой) водонасыщенности. По аналогии нельзя при вытеснении нефти водой создать водонасыщенность более, чем $s_{пред}$. Также множество экспериментов показывает, что фазовая проницаемость для смачивающей фазы очень чувствительна к присутствию несмачивающей фазы, то есть для гидрофильных коллекторов фазовые проницаемости по воде меньше фазовых проницаемостей по нефти. Поэтому зависимости ОФП для нефти при $s_g \rightarrow 0$ и для $s_g \rightarrow 1,0$ не могут одновременно стремиться к единице.

Зависимости второго типа (рисунок 2.1) имеют такие же недостатки, как и для первого типа, в областях $s_g < s_{св}$ они теряют физический смысл. Стремление ОФП к единице, как было указано выше, неправдоподобно.

Для зависимостей третьего типа (рисунок 2.1) остается главный недостаток – это равенство единице для ОФП по нефти. Этот недостаток не менее существенен, чем в рассмотренных ранее типах, потому что равенства единице ОФП для нефти не может быть, так как здесь зависимость ОФП строится при остаточной водонасыщенности.

Самыми реалистичными и корректными, по мнению И. С. Закирова [35], являются ОФП четвертого типа, представленного на рисунке 2.1. Зависимости ОФП этого типа имеют экстраполяцию на ось ординат, при $s_g = 1$. Это делается для того, чтобы при 3D-моделировании в блоки модели залежи можно было включить ячейки, в которых происходит однофазная фильтрация воды в присутствии только связанной водонасыщенности. На этом заостряется внимание, чтобы при 3D-моделировании не задавать в них $k_g = k_{абс}$.

Все вышеперечисленные типы ОФП определяются отношением соответствующих фазовых проницаемостей к абсолютной и нередко находятся путем нормировки по k_n при остаточной водонасыщенности.

В качестве типичного примера в работе [35] приведены результаты обработки лабораторных испытаний керна № 2а скважины 333 Оренбургского месторождения.

Таблица 2.1 – Результаты лабораторных испытаний керна

| $s_e, \%$ | $k_n, \%$ | $k_e, \%$ |
|-----------|-----------|-----------|
| 22,5 | 100 | 0 |
| 30,3 | 57,5 | 1,3 |
| 38,9 | 22 | 3,9 |
| 49,7 | 7,6 | 8,9 |
| 59,5 | 2,6 | 17,1 |
| 66,8 | 0,5 | 29,1 |
| 69,2 | 0 | 38,1 |

Полученные результаты (в таблице 2.1) ОФП относятся к 3 типу (рисунок 2.1). Сам же керн характеризуется следующими параметрами: абсолютная проницаемость $k_{абс} = 10,23$ мД; проницаемость по воде при однофазной фильтрации $k_{абс\ в} = 6,0$ мД; фазовая проницаемость по нефти при связной водонасыщенности $k_n = 3,8$ мД; фазовая проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности $k_e = 1,45$ мД. Подставляя данные по керну в формулу 2.1, получим, что значение ОФП для нефти при связной водонасыщенности должно быть равным 0,37, однако в таблице оно равно единице, а ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности равно 0,14, вместо 0,381. В итоге ОФП по нефти и воде принимают значения больше почти в 2,7 раза. Следовательно, использовать указанные и подобные зависимости ОФП при 3D-моделировании не имеет смысла, так как в результате построения геологических и фильтрационных моделей будет допущена очень большая погрешность в расчетах.

Представление эмпирических зависимостей значений относительной фазовой проницаемости от насыщенности (рисунок 2.1) в виде аналитических функций, аппроксимируемых квадратичной параболой, часто используются в практических расчетах. Во многих случаях определение k_n и k_e аппроксимация квадратичной параболой не верна. При $s_e \rightarrow s_{св}$ или $s_e \rightarrow s_{пред}$ производная функций

k_n и $k_в$ по s не являются монотонно возрастающими, кривые k_n и $k_в$ от s имеют точку перегиба $s_{кр}$ для каждой $k_n(s)$ и $k_в(s)$ свою.

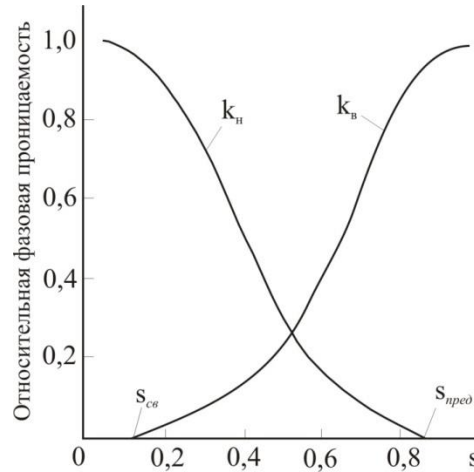


Рисунок 2.2 – Графики зависимости k_n и $k_в$ от s

В работах [20, 22, 89, 90] для построения зависимостей $k_в$ и k_n (рисунок 2.2), использовано дифференциальное уравнение второго порядка в виде

$$\frac{d^2 k_в(s)}{ds^2} = \alpha_в (s_{кр_в} - s), \quad (2.2)$$

$$\frac{d^2 k_n(s)}{ds^2} = -\alpha_n (s_{кр_n} - s), \quad (2.3)$$

где $\alpha_в$ и α_n — коэффициенты; $s_{кр_n}$ и $s_{кр_в}$ — критическая водонасыщенность; при которой функция k_n или $k_в$ имеет точку перегиба.

Так как уравнения (2.2) и (2.3) отличаются только знаками, то найдем решение уравнения (2.2), а второе получается аналогично.

При $s < s_{кр_в}$ вторая производная положительна, функция $k_в(s)$ будет вогнутой, а при $s > s_{кр_в}$ вторая производная отрицательна, $k_в(s)$ — выпуклая. При $s = s_{кр_в}$ вторая производная в (2.2) равна нулю и кривая $k_в(s)$ имеет перегиб, где $k_в = k_в(s_{кр_в})$.

После интегрирования получаем

$$\frac{dk_в(s)}{ds} = \alpha_в \left(s_{кр_в} s - \frac{1}{2} s^2 \right) + c_1, \quad (2.4)$$

$$k_в(s) = \alpha_в \left(\frac{s_{кр_в}}{2} s^2 - \frac{1}{6} s^3 \right) + c_1 \cdot s + c_2, \quad (2.5)$$

где α_6 – коэффициент; $s_{кр6}$ – критическая водонасыщенность, при которой функция k_6 имеет точку перегиба; c_1 и c_2 – постоянные интегрирования, s – водонасыщенность.

Перепишем (2.5) как

$$k_6(s) = A_1 + B_1 \cdot s + C_1 \cdot s^2 - D_1 \cdot s^3, \quad (2.6)$$

где $A = c_2$, $B = c_1$, $C = (\alpha_6 \cdot s_{кр6})/2$ и $D = \alpha_6/6$. Эта кубическая парабола содержит четыре неизвестных — A , B , C и D .

Значения этих неизвестных можно найти из системы четырех уравнений с постоянными коэффициентами по экспериментальным данным зависимости фазовых проницаемостей от водонасыщенности методом подбора. Если брать во внимание то, что должны удовлетворяться граничные условия, тогда при решении уравнения (2.6) должны положить в точках экстремума функции.

$$\begin{cases} k_6(s_{св}) = A_1 + B_1 \cdot s_{св} + C_1 \cdot s_{св}^2 - D_1 \cdot s_{св}^3 = 0 \\ \frac{dk_6(s_{св})}{ds} = B_1 + 2 \cdot C_1 \cdot s_{св} - 3 \cdot D_1 \cdot s_{св}^2 = 0 \\ k_6(s_{пред}) = A_1 + B_1 \cdot s_{пред} + C_1 \cdot s_{пред}^2 - D_1 \cdot s_{пред}^3 = k_{max6} \\ \frac{dk_6(s_{пред})}{ds} = B_1 + 2 \cdot C_1 \cdot s_{пред} - 3 \cdot D_1 \cdot s_{пред}^2 = 0 \end{cases} \quad (2.7)$$

Решая систему уравнений (2.7), получаем следующие преобразования

$$\begin{aligned} \frac{dk_6(s_{пред})}{ds} - \frac{dk_6(s_{св})}{ds} &\Rightarrow 2 \cdot C_1 (s_{пред} - s_{св}) - 3 \cdot D_1 (s_{пред}^2 - s_{св}^2) = 0, \\ 2 \cdot C_1 - 3 \cdot D_1 (s_{пред} + s_{св}) &= 0, \end{aligned}$$

преобразуя получим

$$C_1 = \frac{3 \cdot D_1 (s_{пред} + s_{св})}{2},$$

далее

$$\begin{aligned} k_6(s_{пред}) - k_6(s_{св}) &\Rightarrow k_{max6} = B_1 (s_{пред} - s_{св}) + C_1 (s_{пред}^2 - s_{св}^2) - D_1 (s_{пред}^3 - s_{св}^3), \\ \frac{k_{max6}}{s_{пред} - s_{св}} &= B_1 + C_1 (s_{пред} + s_{св}) - D_1 (s_{пред}^2 + s_{пред} \cdot s_{св} + s_{св}^2), \end{aligned}$$

преобразуя получим

$$B_1 = 3 \cdot D_1 \cdot s_{св}^2 - 2 \cdot C_1 \cdot s_{св},$$

подставим полученное выражение в предыдущее

$$\frac{k_{maxв}}{s_{перед} - s_{св}} = 3 \cdot D_1 \cdot s_{св}^2 - 2 \cdot C_1 \cdot s_{св} + C_1 (s_{перед} + s_{св}) - D_1 (s_{перед}^2 + s_{перед} \cdot s_{св} + s_{св}^2),$$

$$\frac{k_{maxв}}{s_{перед} - s_{св}} = C_1 \cdot (s_{перед} - s_{св}) - D_1 (s_{перед}^2 + s_{перед} \cdot s_{св} - 2 \cdot s_{св}^2).$$

Заменим C_1 найденным ранее

$$2 \cdot \frac{k_{maxв}}{s_{перед} - s_{св}} = 3 \cdot D_1 (s_{перед} + s_{св}) (s_{перед} - s_{св}) - 2 \cdot D_1 (s_{перед}^2 + s_{перед} \cdot s_{св} - 2 \cdot s_{св}^2),$$

$$\frac{2 \cdot k_{maxв}}{s_{перед} - s_{св}} = D_1 (3 \cdot s_{перед}^2 - 3 \cdot s_{св}^2 - 2 \cdot s_{перед}^2 - 2 \cdot s_{перед} \cdot s_{св} + 4 \cdot s_{св}^2),$$

$$\frac{2 \cdot k_{maxв}}{s_{перед} - s_{св}} = D_1 (s_{перед}^2 - 2 \cdot s_{перед} \cdot s_{св} + s_{св}^2) = D_1 (s_{перед} - s_{св})^2.$$

Решив систему четырех уравнений (2.7), получим коэффициенты:

$$\begin{cases} A_1 = D_1 \cdot s_{св}^3 - C_1 \cdot s_{св}^2 - B_1 \cdot s_{св} \\ B_1 = 3 \cdot D_1 \cdot s_{св}^2 - 2 \cdot C_1 \cdot s_{св} \\ C_1 = \frac{3 \cdot D_1 (s_{перед} + s_{св})}{2} \\ D_1 = \frac{2 \cdot k_{maxв}}{(s_{перед} - s_{св})^3} \end{cases} \quad (2.8)$$

Варьируя параметрами $k_{max в}$, $s_{перед}$ и $s_{св}$, можем подобрать (методом наименьшего квадратичного отклонения) функцию (2.6), наиболее подходящую для описания экспериментальных данных.

Аналогичные выкладки можно провести для относительной проницаемости по нефти (2.3). Тогда, интегрируя, получим

$$\frac{dk_n(s)}{ds} = \alpha_n \left(\frac{1}{2} s^2 - s_{кр н} s \right) + c_1, \quad (2.9)$$

$$k_n(s) = \alpha_n \left(\frac{1}{6} s^3 - \frac{s_{крн}}{2} s^2 \right) + c_1 \cdot s + c_2. \quad (2.10)$$

Перепишем последнее уравнение в виде

$$k_n(s) = A_2 + B_2 \cdot s - C_2 \cdot s^2 + D_2 \cdot s^3. \quad (2.11)$$

где $A_2 = c_2$, $B_2 = c_1$, $C_2 = (\alpha_n \cdot s_{крн})/2$ и $D_2 = \alpha_n/6$.

Используя соответствующие граничные условия, получим систему

$$\begin{cases} k_n(s_{пред}) = A_2 + B_2 \cdot s_{пред} - C_2 \cdot s_{пред}^2 + D_2 \cdot s_{пред}^3 = 0 \\ \frac{dk_n(s_{пред})}{ds} = B_2 - 2 \cdot C_2 \cdot s_{пред} + 3 \cdot D_2 \cdot s_{пред}^2 = 0 \\ k_n(s_{св}) = A_2 + B_2 \cdot s_{пред} - C_2 \cdot s_{пред}^2 + D_2 \cdot s_{пред}^3 = k_{махн} \\ \frac{dk_n(s_{св})}{ds} = B_2 - 2 \cdot C_2 \cdot s_{св} + 3 \cdot D_2 \cdot s_{св}^2 = 0 \end{cases}, \quad (2.12)$$

которая дает следующие коэффициенты:

$$\begin{cases} A_2 = -B_2 \cdot s_{пред} + C_2 \cdot s_{пред}^2 - D_2 \cdot s_{пред}^3 \\ B_2 = 2 \cdot C_2 \cdot s_{св} - 3 \cdot D_2 \cdot s_{св}^2 \\ C_2 = \frac{3 \cdot D_2 (s_{пред} + s_{св})}{2} \\ D_2 = \frac{2 \cdot k_{махн}}{(s_{пред} - s_{св})^3} \end{cases}. \quad (2.13)$$

При выборе значений относительных фазовых проницаемостей учитывалось то, что k_v и k_n меньше единицы, и их максимальные значения $k_{махв}$ и $k_{махн}$, то есть фазовые проницаемости, меньше абсолютной проницаемости.

Уравнения (2.9; 2.10; 2.11) учитывают, что при $s = s_{св}$ и $s = s_{пред}$ относительные проницаемости имеют экстремальные значения. Например, по данным, полученным из работ [50, 51], графики относительной проницаемости, построенные Левереттом по керосину и воде, имеют вид, представленный на (рисунок 2.3).

Для построения кривых ОФП по новой аппроксимации необходимо рассчитать зависимости на основе уравнений (2.6) и (2.11), а также их коэффициенты (2.8) и (2.13). Для построения кривой ОФП для воды, используя те

же исходные данные, что и в работах [50, 51], были подобраны значения коэффициентов, при которых среднеквадратичное отклонение между экспериментальными и расчетными значениями минимальны. Их значения получились $s_{св} = 0,24$ и $k_{max в} = 0,74$, а коэффициенты $A_1 = 0,2680$; $B_1 = - 2,4275$; $C_1 = 6,2710$; $D_1 = 3,3715$. Следовательно, $\alpha_в = 6 \cdot D_1 = 20,2289$; $s_{пред} = (2 \cdot C_1) / \alpha_в = 0,620$; $c_1 = B_1 = - 2,4275$ и $c_2 = A_1 = 0,2680$. Для нефти значения коэффициентов получены равными $A_2 = 0,813$; $B_2 = 0$; $C_2 = 3,5065$ и $D_2 = 2,803$, из которых следует, что $\alpha = 16,818$; $s_{св} = 0,234$ и $k_{max н} = 0,4065$.

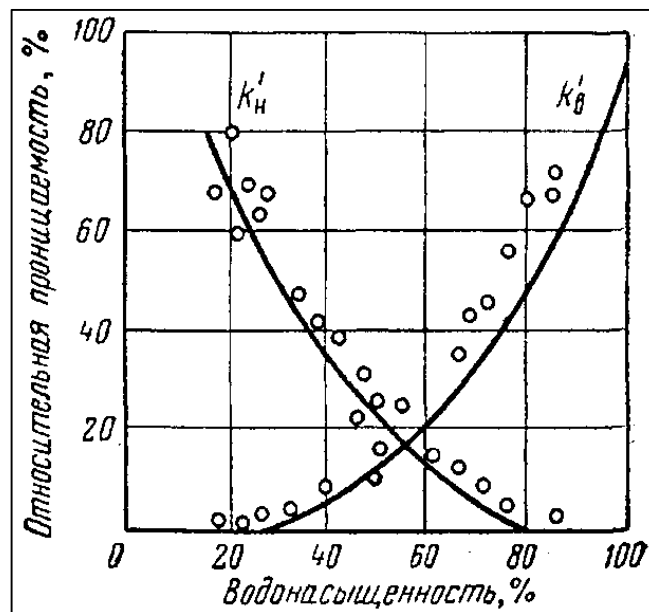


Рисунок 2.3 – Зависимость ОФП от водонасыщенности по Леверетту

Для сравнения, на рисунке 2.4 и 2.5 черными квадратами обозначены экспериментальные данные лабораторных исследований, белыми квадратами – расчетные данные по новой аппроксимации ОФП, дополнительно по ним проведены аппроксимационные тренды, которые практически накладываются друг на друга, что означает их хорошую сходимость. При сопоставлении данных экспериментов (рисунок 2.3) и расчетных данных по кубической аппроксимации с учетом граничных условий начала и окончания двухфазной фильтрации нефти и воды. Новая аппроксимирующая функция показывает меньшее отклонение от экспериментальных данных, которые отражены графически на рисунках 2.6 и 2.7. Из которых видно, что линии тренда лабораторных экспериментальных данных практически налагаются на линии тренда с расчетными.

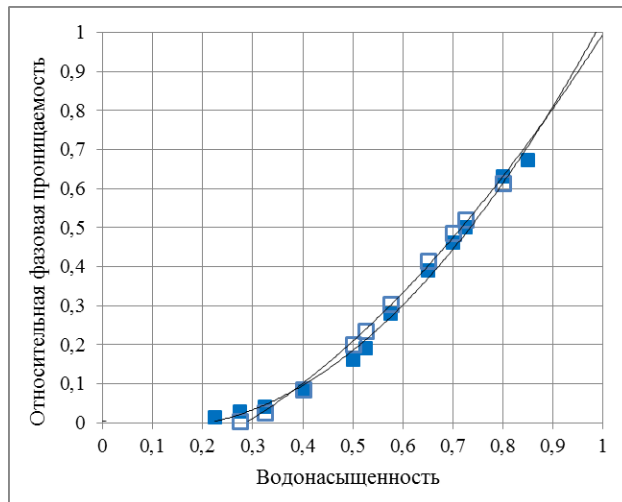


Рисунок 2.4 – Экспериментальные и расчетные значения ОФП по воде

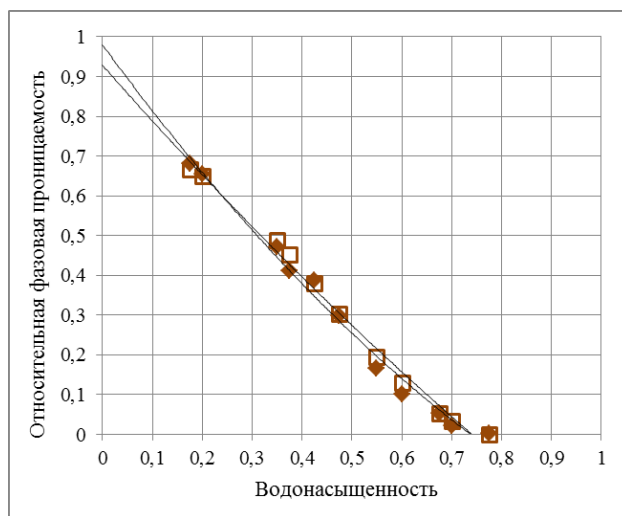


Рисунок 2.5 – Экспериментальные и расчетные значения ОФП по керосину

На рисунке 2.3 аппроксимирующая функция только вогнутая, а на рисунке 2.6 и 2.7 аппроксимирующие функции имеют граничные экстремумы и имеют как выпуклую, так и вогнутую область с точками перегиба.

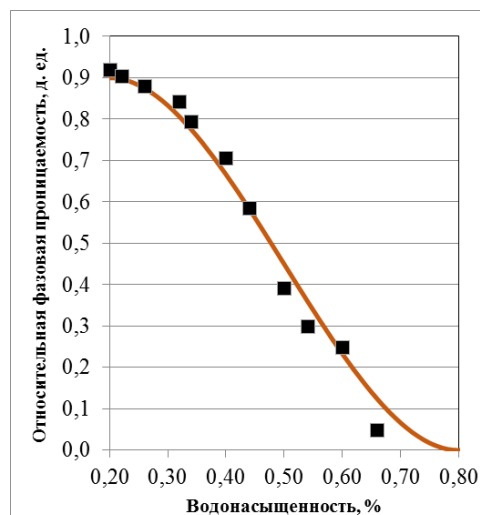


Рисунок 2.6 – Расчетная зависимость относительной проницаемости по нефти

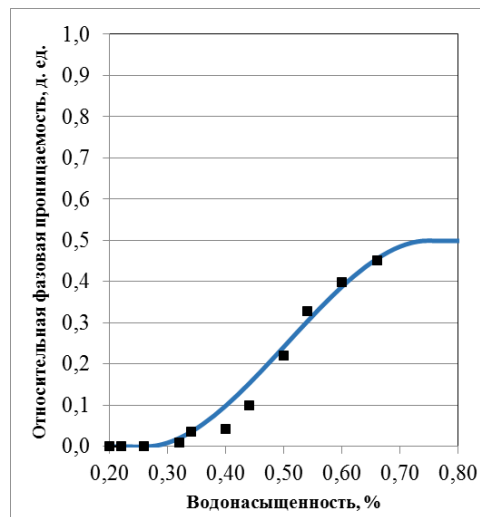


Рисунок 2.7 – Расчетная зависимость относительной проницаемости по воде

Данные об относительных проницаемостях обычно получают при интерпретации лабораторных исследований кернов. Однако конкретные данные могут отсутствовать, и в этом случае используют различные приближенные формулы, зависящие от процессов, происходящих в пласте. Имеются также модифицированные уравнения для вытесняющей и вытесняемой фаз, но, несмотря на то, что имеются аппроксимации кубическими полиномами, они являются только вогнутыми. Подробнее эти вопросы рассмотрены автором в работах [20, 22, 89, 90].

Сопоставление кривых относительных проницаемостей для различных пород показывает их приблизительную идентичность [50, 51]. В зависимости от свойств пород кривые относительных проницаемостей сдвигаются вдоль оси абсцисс (ось водонасыщенности) и в большей степени сдвигаются вправо кривые ОФП для песчаников. Это связано с наличием значительного количества в породах этого типа мелких пор, заполненных водой, через которые нефть не фильтруется. По этой же причине вода через песчаники начинает фильтроваться лишь при высоком ее содержании в породе. Поэтому значительное влияние на кривые относительной проницаемости оказывает распределения пор по размерам. Направление и величина сдвига кривых ОФП для различных песчаников могут быть разными.

На рисунках 2.8 и 2.10 приведены графики аппроксимации данных по керну пласта ЮВ₁ Западно-Пылинского месторождения [66] различными методами. Также приведены графики аппроксимации данных по керну пласта ВК₁ Пальяновской площади [30] на рисунках 2.9 и 2.10.

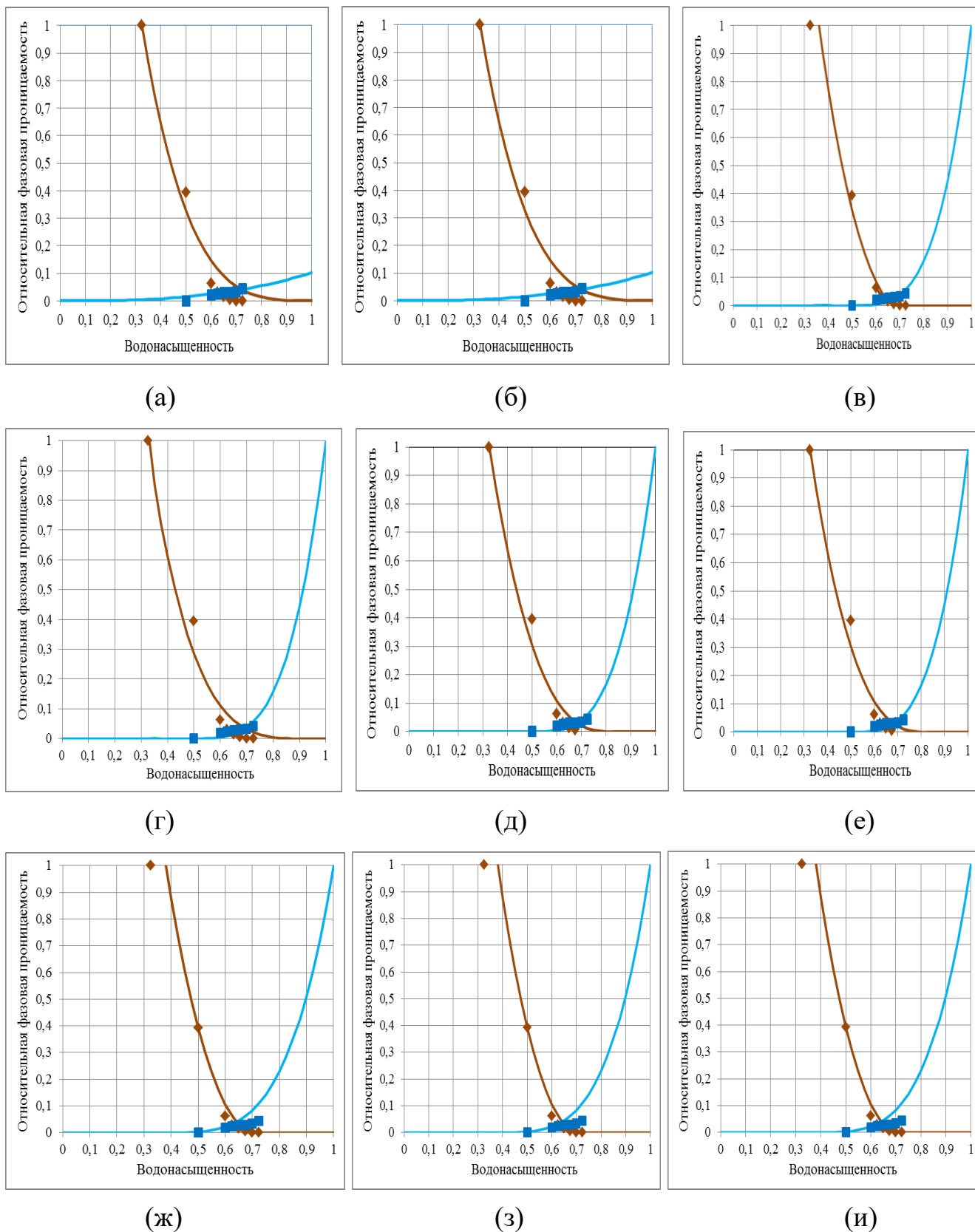
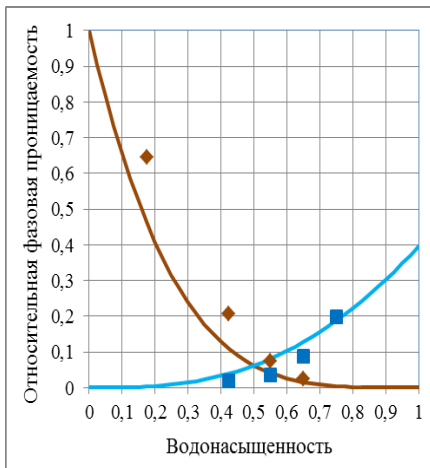
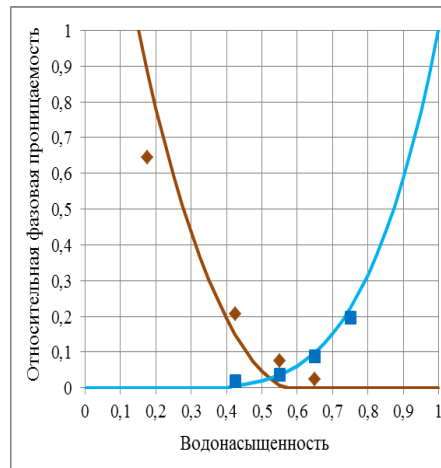


Рисунок 2.8 – Аппроксимация методами:

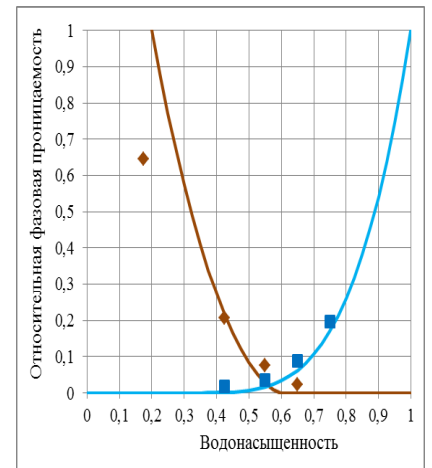
а – Кори, б – Наара-Гендерсона, в – Эфроса-Кундина-Куранова, г – Стоуна, д – Чень Чжун-Сяна, е – Курбанова-Куранова, ж – Хасанова-Булгаковой, з – Горбунова, и – ЛЭТ



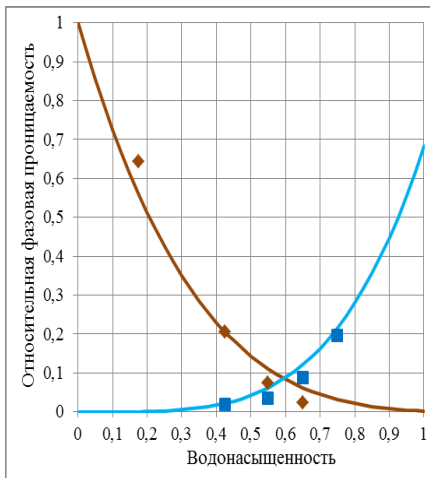
(а)



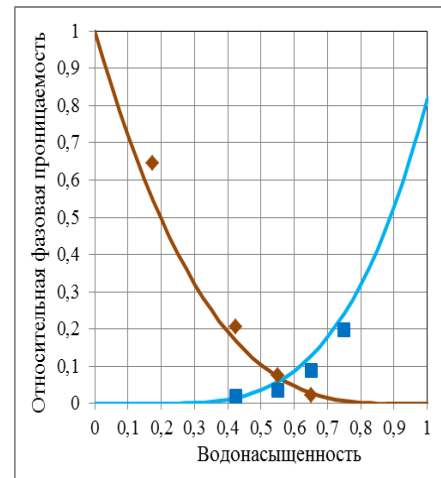
(б)



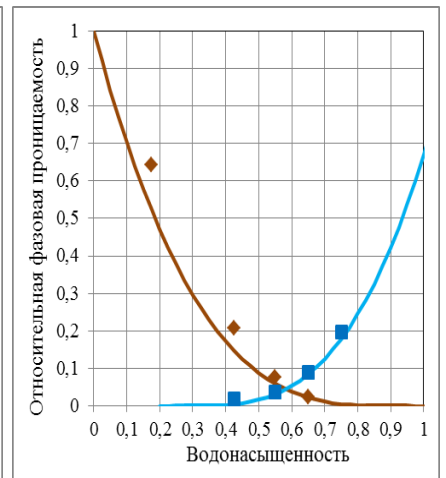
(в)



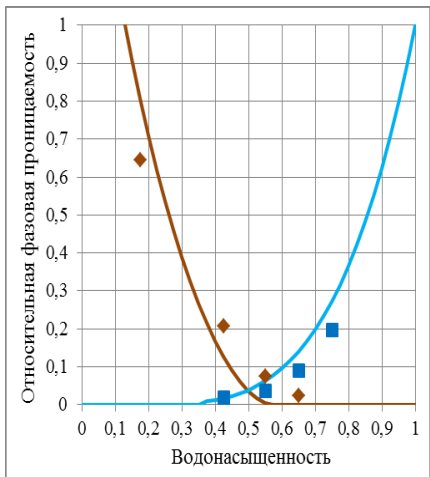
(г)



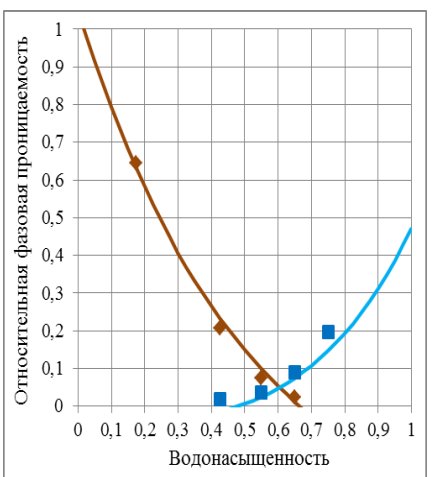
(д)



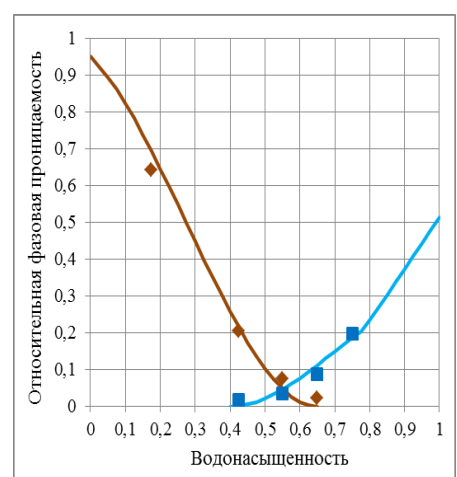
(е)



(ж)



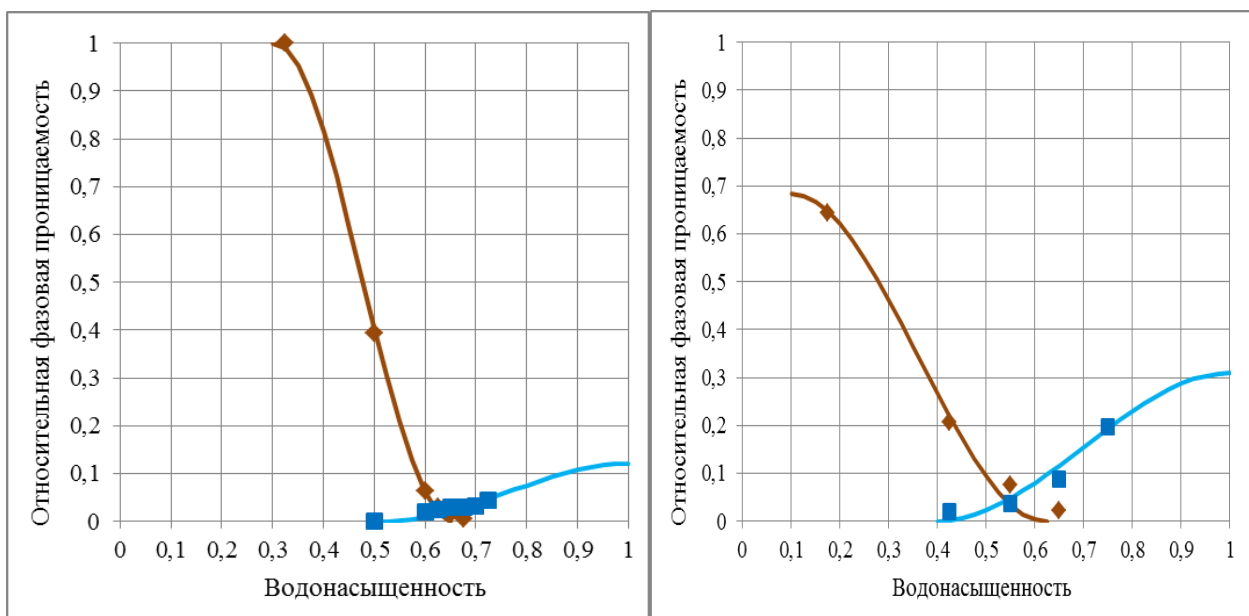
(з)



(и)

Рисунок 2.9 – Аппроксимация методами:

а – Кори, б – Наара-Гендерсона, в – Эфроса-Кундина-Куранова, г – Стоуна, д – Чень Чжун-Сяна, е – Курбанова-Куранова, ж – Хасанова-Булгаковой, з – Горбунова, и – ЛЭТ



Пласта ЮВ₁ Западно-Пылинского

Пласта ВК₁ Пальяновской площади

Рисунок 2.10 – Графики аппроксимации кубической параболой с перегибом для кернов Западно-Пылинского месторождения и Пальяновской площади

На рисунках 2.8-2.10 показаны примеры обработок результатов определения ОФП методами Кори, Наара-Гендерсона, Эфроса-Кундина-Куранова, Стоуна, Чень Чжун-Сяна, Курбанова-Куранова, Хасанова-Булгаковой, Горбунова, ЛЭТ и с применением метода кубической параболы с перегибом (КПП). Смачивающей фазой служила вода, несмачивающей – нефть. Фильтрация воды через цементированные образцы породы начинается при насыщенности, близкой к 40-50%, и достигает максимального значения при 80%, т.е. при значении остаточной нефтенасыщенности 20%. Ввиду того, что каждый лабораторный эксперимент уникален, для каждого необходимо получить аппроксимирующую кривую наиболее сходимую с этим экспериментом, а также сравнить с другими методами.

Аппроксимация КПП представлена уравнениями (2.6) и (2.15), а также коэффициентами (2.12) и (2.17) соответственно. Данный метод, в отличие от предыдущих, имеет высокую сходимость с лабораторными данными [4, 29, 30, 65, 66, 84]. Для сравнения погрешностей рассмотренных методик использовали метод среднеквадратичного отклонения. Результаты сравнения показаны в таблице 2.2. Из таблицы видно, что в сравнении с другими аппроксимация КПП показывает значения погрешностей гораздо ниже.

Таблица 2.2 – Среднеквадратичное отклонение в экспериментах

| №№ опыта | Метод обработки опытов | | | | | | | | | |
|-------------|------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | 0,005308 | 0,003645 | 0,003437 | 0,005036 | 0,003453 | 0,006651 | 0,003629 | 0,003725 | 0,002574 | 0,001599 |
| 2 | 0,002736 | 0,001818 | 0,001664 | 0,002504 | 0,001732 | 0,003448 | 0,001835 | 0,00223 | 0,001235 | 0,000858 |
| 3 | 0,007886 | 0,005376 | 0,004902 | 0,00746 | 0,005352 | 0,010088 | 0,005494 | 0,006489 | 0,00412 | 0,002368 |
| 4 | 0,004275 | 0,00323 | 0,002619 | 0,003827 | 0,003013 | 0,005727 | 0,002796 | 0,003339 | 0,002239 | 0,001357 |
| 5 | 0,005273 | 0,003461 | 0,002971 | 0,005077 | 0,003559 | 0,006823 | 0,00351 | 0,003722 | 0,00253 | 0,001632 |
| 6 | 0,011336 | 0,007748 | 0,007426 | 0,010331 | 0,007354 | 0,014528 | 0,007712 | 0,00904 | 0,006385 | 0,003587 |
| 7 | 0,001532 | 0,000986 | 0,000826 | 0,001307 | 0,001092 | 0,002009 | 0,000936 | 0,001124 | 0,000775 | 0,000459 |
| 8 | 0,000766 | 0,000509 | 0,000507 | 0,000747 | 0,000552 | 0,001023 | 0,000486 | 0,000519 | 0,000288 | 0,000236 |
| 9 | 0,008212 | 0,005818 | 0,005097 | 0,007337 | 0,005689 | 0,010838 | 0,006024 | 0,005766 | 0,003321 | 0,002574 |
| 10 | 0,004213 | 0,002931 | 0,002779 | 0,003794 | 0,002931 | 0,005469 | 0,002842 | 0,002995 | 0,001726 | 0,001269 |
| 11 | 0,004932 | 0,003595 | 0,002858 | 0,004686 | 0,00358 | 0,006653 | 0,003672 | 0,004056 | 0,002305 | 0,001536 |
| 12 | 0,005345 | 0,00369 | 0,003638 | 0,005 | 0,003759 | 0,007208 | 0,003793 | 0,004052 | 0,002759 | 0,001724 |
| 13 | 0,006188 | 0,00468 | 0,003788 | 0,006089 | 0,00472 | 0,008687 | 0,004244 | 0,005434 | 0,002598 | 0,001983 |
| 14 | 0,010822 | 0,006869 | 0,00648 | 0,009234 | 0,007161 | 0,013641 | 0,006739 | 0,008165 | 0,005217 | 0,00324 |
| 15 | 0,002847 | 0,001864 | 0,001703 | 0,002627 | 0,001923 | 0,003618 | 0,001762 | 0,001983 | 0,00133 | 0,000847 |
| 16 | 0,003393 | 0,002381 | 0,00212 | 0,003295 | 0,002338 | 0,004513 | 0,002447 | 0,002436 | 0,001446 | 0,001087 |
| 17 | 0,005321 | 0,003978 | 0,003265 | 0,004956 | 0,003398 | 0,006713 | 0,003829 | 0,00421 | 0,002917 | 0,001658 |
| 18 | 0,003006 | 0,002181 | 0,001815 | 0,002933 | 0,002172 | 0,004005 | 0,002044 | 0,002117 | 0,001521 | 0,000917 |
| 19 | 0,007718 | 0,005679 | 0,004393 | 0,006893 | 0,005267 | 0,010121 | 0,005024 | 0,006699 | 0,004053 | 0,002427 |
| 20 | 0,00473 | 0,003186 | 0,002861 | 0,004022 | 0,002903 | 0,005735 | 0,00313 | 0,003455 | 0,001912 | 0,001416 |
| 21 | 0,005294 | 0,003789 | 0,003044 | 0,005345 | 0,003822 | 0,007205 | 0,003433 | 0,004178 | 0,002266 | 0,001691 |
| 22 | 0,011595 | 0,007948 | 0,007839 | 0,011631 | 0,008678 | 0,01597 | 0,007365 | 0,009261 | 0,005469 | 0,003646 |
| 23 | 0,001693 | 0,00118 | 0,000932 | 0,001486 | 0,001149 | 0,002184 | 0,00104 | 0,00117 | 0,000663 | 0,000518 |
| 24 | 0,000999 | 0,000657 | 0,000569 | 0,000916 | 0,000628 | 0,001217 | 0,000666 | 0,000722 | 0,000454 | 0,000295 |
| 25 | 0,008426 | 0,005925 | 0,00474 | 0,007715 | 0,005977 | 0,011244 | 0,005293 | 0,007347 | 0,003713 | 0,002633 |
| 26 | 0,004382 | 0,003027 | 0,002841 | 0,004209 | 0,002815 | 0,005471 | 0,002908 | 0,003187 | 0,001859 | 0,001328 |
| 27 | 0,004977 | 0,003398 | 0,00351 | 0,004531 | 0,003749 | 0,00694 | 0,003286 | 0,004164 | 0,002042 | 0,001595 |
| 28 | 0,005742 | 0,003834 | 0,00387 | 0,005296 | 0,003656 | 0,007222 | 0,00428 | 0,004244 | 0,00271 | 0,001783 |
| 29 | 0,0068 | 0,004554 | 0,004064 | 0,00582 | 0,004207 | 0,008291 | 0,00435 | 0,004677 | 0,002491 | 0,002042 |
| 30 | 0,010788 | 0,007588 | 0,006631 | 0,010326 | 0,007324 | 0,013922 | 0,007555 | 0,008346 | 0,003992 | 0,003299 |
| 31 | 0,002927 | 0,001957 | 0,001849 | 0,002882 | 0,002175 | 0,003987 | 0,002021 | 0,002411 | 0,001251 | 0,000906 |
| 32 | 0,003886 | 0,002694 | 0,002407 | 0,003278 | 0,002556 | 0,004849 | 0,002648 | 0,003164 | 0,001662 | 0,001146 |
| 33 | 0,006765 | 0,004517 | 0,004496 | 0,005883 | 0,004706 | 0,008908 | 0,004769 | 0,005169 | 0,003656 | 0,002101 |
| 34 | 0,011014 | 0,007992 | 0,006111 | 0,010242 | 0,007119 | 0,013835 | 0,007891 | 0,008731 | 0,00507 | 0,003358 |
| 35 | 0,003233 | 0,00221 | 0,00194 | 0,002741 | 0,002027 | 0,003957 | 0,002017 | 0,002249 | 0,001351 | 0,000965 |
| 36 | 0,004073 | 0,002591 | 0,002579 | 0,003531 | 0,002844 | 0,005254 | 0,002784 | 0,003206 | 0,001531 | 0,001205 |
| 37 | 0,00563 | 0,004051 | 0,003347 | 0,005424 | 0,00369 | 0,007123 | 0,003828 | 0,004446 | 0,00254 | 0,001717 |
| 38 | 0,004815 | 0,003045 | 0,002931 | 0,004008 | 0,003356 | 0,006188 | 0,002889 | 0,003625 | 0,002365 | 0,001416 |
| 39 | 0,0057 | 0,004042 | 0,003078 | 0,004803 | 0,003416 | 0,006799 | 0,003586 | 0,004042 | 0,002943 | 0,001691 |
| 40 | 0,012287 | 0,008641 | 0,007438 | 0,011449 | 0,007292 | 0,014584 | 0,007693 | 0,008131 | 0,006125 | 0,003646 |
| 41 | 0,001682 | 0,001211 | 0,001092 | 0,001537 | 0,001123 | 0,002158 | 0,001196 | 0,001413 | 0,000921 | 0,000518 |
| 42 | 0,022823 | 0,016342 | 0,013377 | 0,02172 | 0,015101 | 0,028891 | 0,014066 | 0,015997 | 0,011929 | 0,006895 |
| 43 | 0,008382 | 0,005854 | 0,005648 | 0,007685 | 0,005442 | 0,0106 | 0,006061 | 0,006344 | 0,003714 | 0,002579 |
| 44 | 0,003591 | 0,002415 | 0,002308 | 0,003163 | 0,002426 | 0,004563 | 0,002137 | 0,00296 | 0,001924 | 0,001069 |
| 45 | 0,010259 | 0,00686 | 0,005867 | 0,009842 | 0,007149 | 0,01356 | 0,006796 | 0,008207 | 0,004873 | 0,003206 |
| 46 | 0,010487 | 0,006823 | 0,005907 | 0,009381 | 0,006854 | 0,013172 | 0,007423 | 0,007992 | 0,004201 | 0,003159 |
| 47 | 0,00117 | 0,00087 | 0,000666 | 0,001167 | 0,000805 | 0,001536 | 0,000878 | 0,001002 | 0,000611 | 0,000366 |
| 48 | 0,003337 | 0,002083 | 0,001826 | 0,002991 | 0,002271 | 0,004245 | 0,002063 | 0,002359 | 0,001451 | 0,000987 |
| 49 | 0,004477 | 0,002962 | 0,002695 | 0,004084 | 0,00327 | 0,006077 | 0,003046 | 0,003607 | 0,002498 | 0,001404 |
| 50 | 0,006902 | 0,004459 | 0,00397 | 0,005701 | 0,004072 | 0,008144 | 0,004622 | 0,005029 | 0,002708 | 0,002036 |

где методы 1 – Кори, 2 – Наара-Гендерсона, 3 – Эфроса-Кундина-Куранова, 4 – Стоуна, 5 – Чень Чжун-Сяна, 6 – Курбанова-Куранова, 7 – Хасанова-Булгаковой, 8 – Горбунова, 9 – ЛЭТ, 10 – кубической параболой с перегибом.

Метод КПП имеет преимущества перед другими, которые заключаются в том, что:

- точно аппроксимируются лабораторные данные по исследованию керна и обеспечивается обработка результатов интерпретации промысловых данных по определению относительной фазовой проницаемости, приведенных к известному виду;
- интерполируются полученные данные ОФП в пределах минимального и максимального значений и экстраполируются за их пределами, определяя их характерные граничные значения;
- обеспечивается получение зависимости ОФП как для ячейки модели, так и для всего элемента разработки;
- минимизируется количество исследований для построения кривой ОФП без потери качества информации.

В работах [15, 52, 55] говорится о необходимости применения таких зависимостей ОФП, которые можно построить, основываясь на критических точках, то есть начала и окончания двухфазной фильтрации без промежуточных замеров ОФП в динамике.

На основе зависимостей ОФП, построенных с помощью аппроксимации КПП, можно вычислить известную функцию Бакли-Левретта (3.18).

Функцию Бакли-Левретта используют при моделировании разработки нефтяных месторождений для прогнозирования процесса обводнения пласта, для определения времени достижения фронта вытеснения от нагнетательной скважины до добывающей (то есть время безводной добычи). Производную функции Бакли-Левретта применяют для определения коэффициента вытеснения, который в свою очередь влияет на коэффициент извлечения нефти. Все это говорит о необходимости строить наиболее адекватную функцию и с большой точностью, так как малые ее отклонения впоследствии очень сильно влияют на результаты моделирования процесса разработки и на показатели разработки, полученные по принятой модели.

Как видно из формулы (3.18), функция Бакли-Левретта строится на основе

зависимостей относительных фазовых проницаемостей, поэтому качество построения функций ОФП сильно влияет на процесс моделирования процесса вытеснения. Также стоит отметить, что применение функции Бакли-Левретта ограничено вязкостью нефти. Она применима для маловязких нефтей, потому что функция Бакли-Левретта при больших значениях вязкости становится практически вертикальной прямой и малоинформативной. Для высоковязких нефтей обобщенный закон Дарси записывает с учетом неньютоновских свойств, например вязкопластичности. Следовательно, функция Бакли-Левретта примет несколько иной вид и решение усложняется и в данной работе не рассматривается.

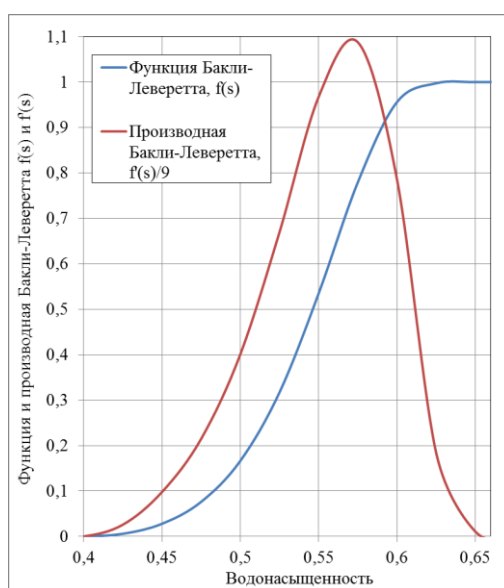
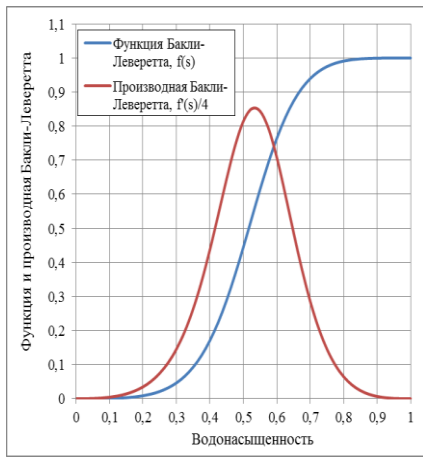


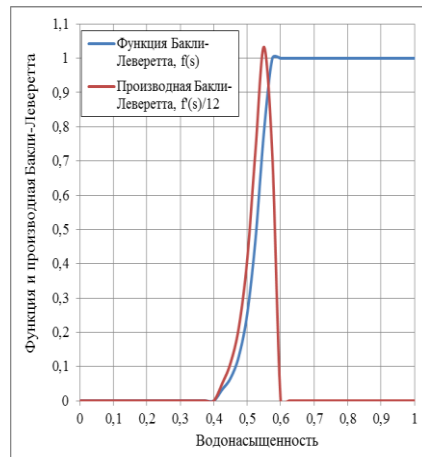
Рисунок 2.11 – Функция Бакли-Левретта и ее производная

Применив новую аппроксимацию КПП, сравним вид функции Бакли-Левретта по разработанному методу и по известным методам. На рисунке 2.11 функция Бакли-Левретта и ее производная, построенные с помощью аппроксимации кубической параболой с перегибом, а на рисунке 2.12 приведены аппроксимации лабораторных исследований методами Кори, Наара-Гендерсона, Эфроса-Кундина-Куранова, Стоуна, Чень Чжун-Сяна, Курбанова-Куранова, Хасанова-Булгаковой, Горбунова, ЛЭТ.

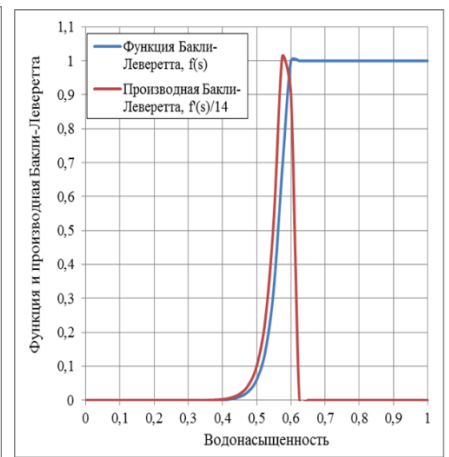
Таким образом, выявлены существенные различия по форме, кривизне и значениям кривых функции. Очевидно, что достоверность результатов исследования процесса заводнения пластов существенно зависит от обоснования применения методики аппроксимации относительной фазовой проницаемости.



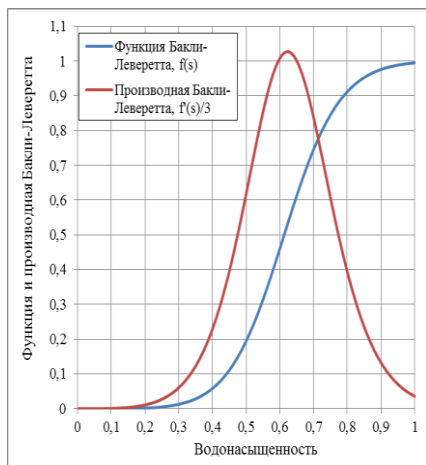
(а)



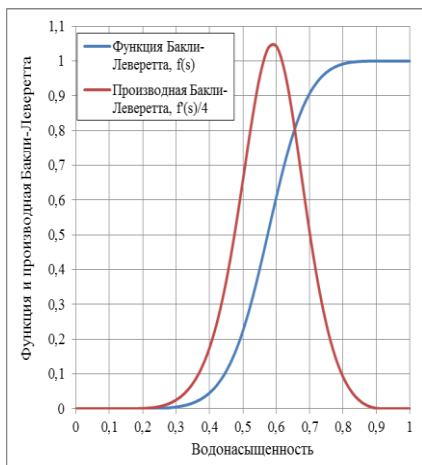
(б)



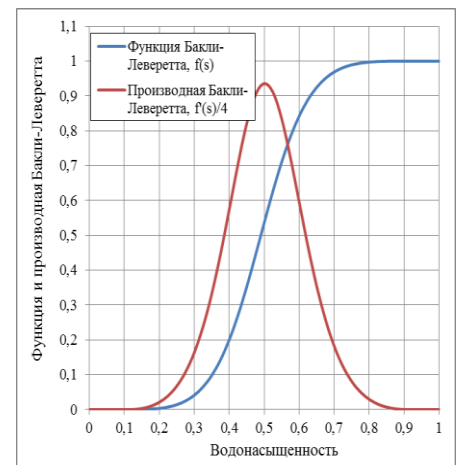
(в)



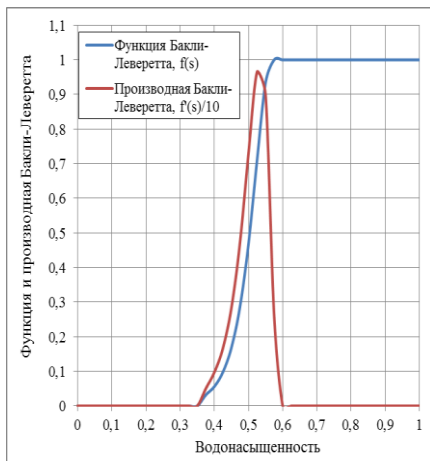
(г)



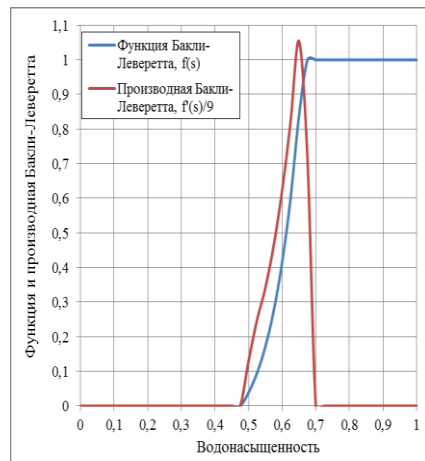
(д)



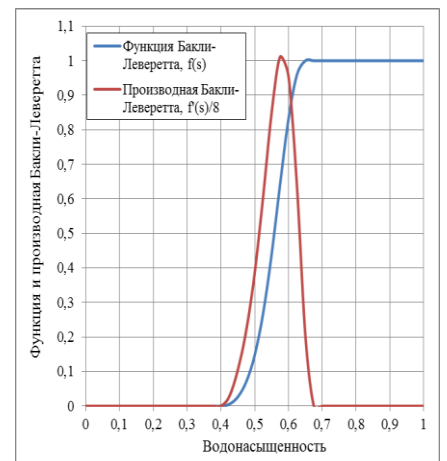
(е)



(ж)



(з)



(и)

Рисунок 2.12 - Графики функции Бакли-Левретта и ее производной при различных аппроксимациях функции ОФП:

а – Кори, б – Наара-Гендерсона, в – Эфроса-Кундина-Куранова, г – Стоуна, д – Чень Чжун-Сяна, е – Курбанова-Куранова, ж – Хасанова-Булгаковой, з – Горбунова, и – ЛЭТ.

Результаты исследования позволили разработать способ контроля за разработкой нефтяного месторождения [73] и, необходимый для его реализации, программный продукт «Фаза» [72], для построения корректных лабораторным исследованиям зависимостей ОФП.

2.2 Программа «Фаза». Назначение и применение.

Обработка результатов исследования керна с помощью программы «Фаза»

При использовании метода КПП необходимо учитывать только области значений с восходящими и нисходящими ветвями, за пределами которых значения являются постоянными. Горизонтальными «полочками» при этом будут амплитудные или минимальные значения. Определение координат критических точек, позволяет построить функцию, аппроксимирующую лабораторные данные по относительной фазовой проницаемости. Для данных по вытеснению нефти водой определяются критические точки $s_{св}$ – связанная вода и K_2 – максимальная ОФП воды. Для данных по вытеснению воды нефтью определяются критические точки $s_{он}$ – остаточная нефтенасыщенность, K_1 – максимальная ОФП нефти, s_1 – водонасыщенность при K_1 .

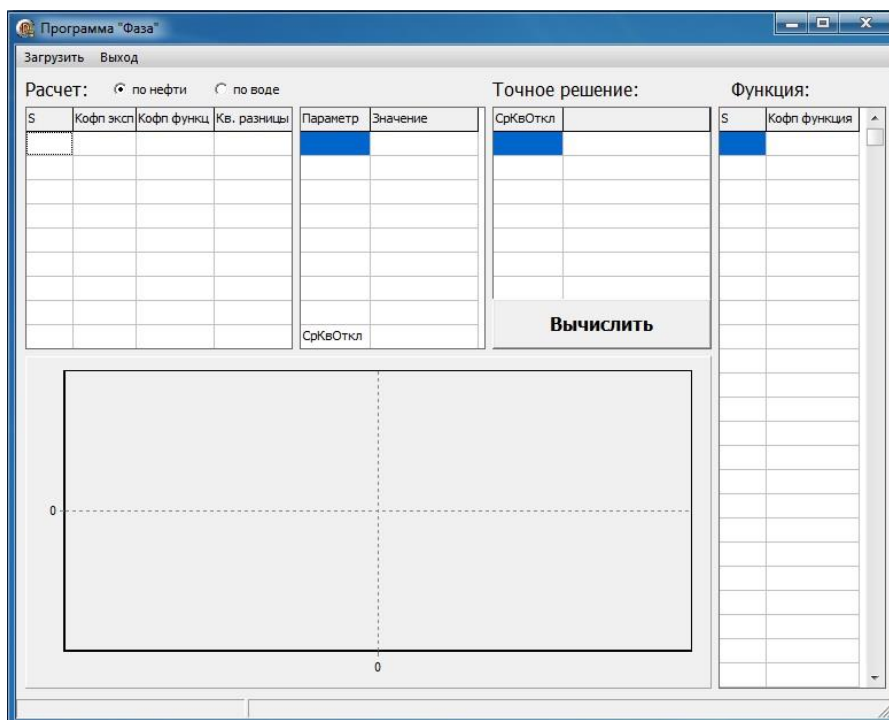


Рисунок 2.13 – Программа «Фаза», главное окно

С использованием полученных алгоритмов разработан программный комплекс «Фаза» (рисунок 2.13) написанный на языке программирования Delphi, который позволяет обработать данные в зависимости от вида фильтруемого флюида в керне. На рисунках 2.14 и 2.15 приведены примеры обработки материалов данной программой.

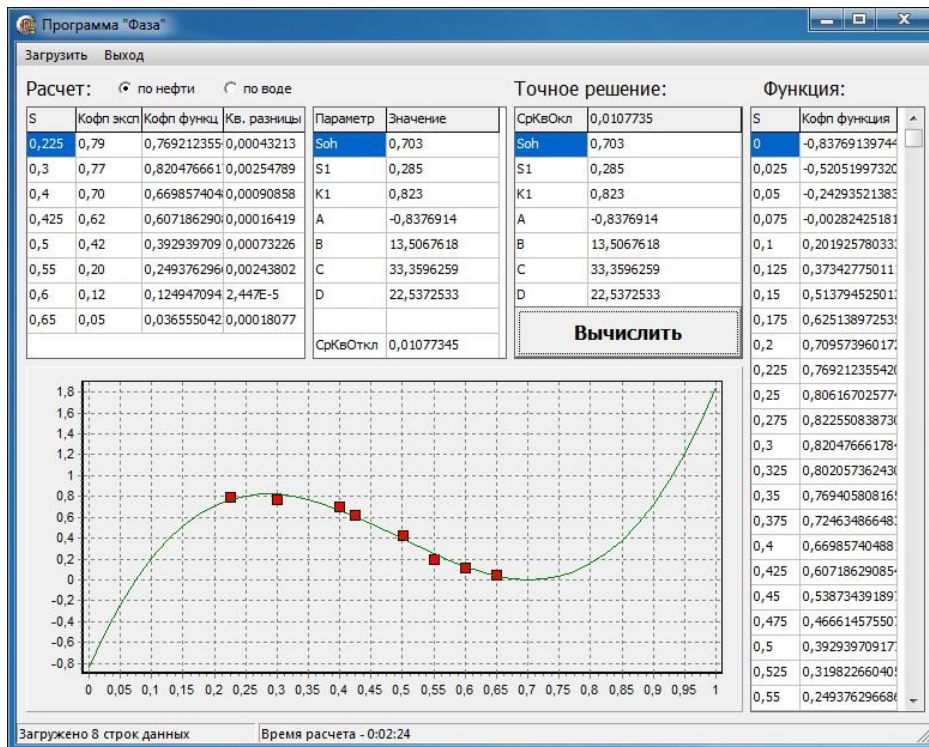


Рисунок 2.14 –Пример обработки результатов определения ОФП по нефти

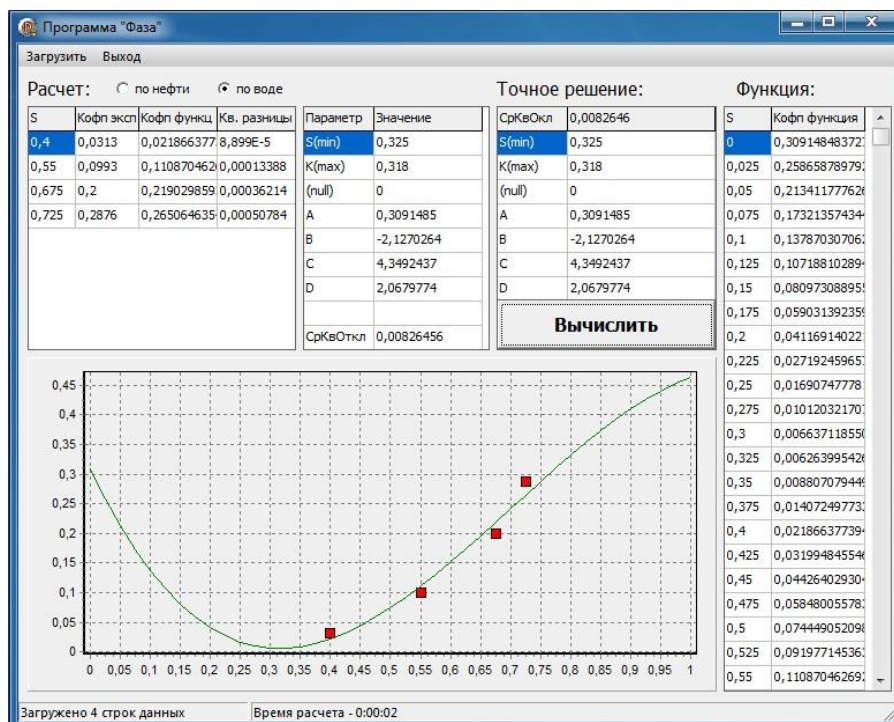


Рисунок 2.15 –Пример обработки результатов определения ОФП по воде

Прежде чем программа обработает данные опытов, их необходимо загрузить в текстовый файл. Данные опытов в текстовый файл представлена на рисунках 2.16 и 2.17. Для нефти первая строка должна быть «oil», для воды первая строка «water», это позволяет программе автоматически выбирать, какую функцию использовать при обработке данных, либо это можно сделать в главном окне программы с помощью переключателей «нефть» и «вода».

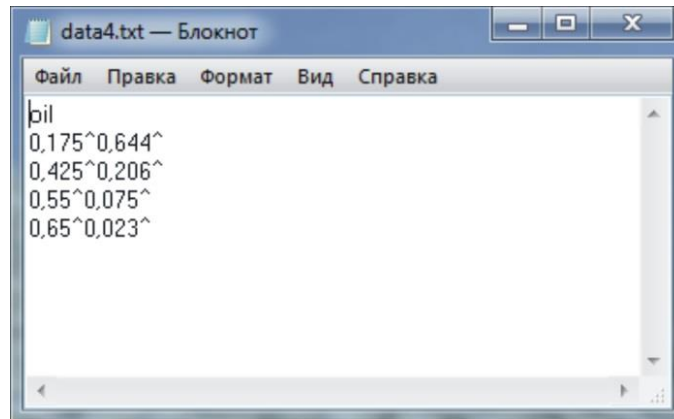


Рисунок 2.16 – Загрузочные данные по нефти

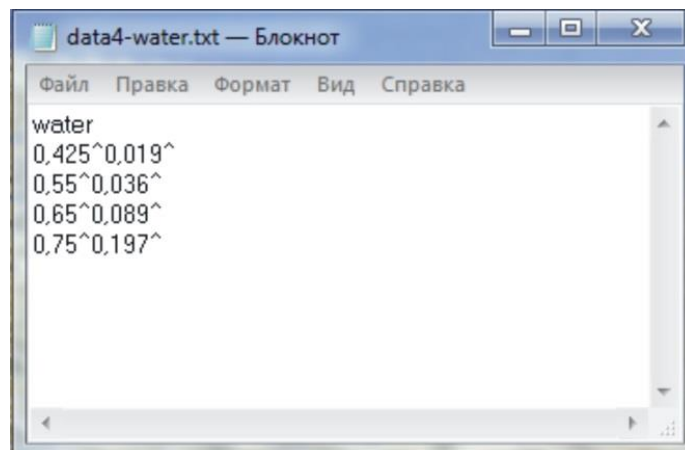


Рисунок 2.17 – Загрузочные данные по воде

После того как готовы загрузочные данные, их необходимо занести в программу, для этого на главном окне необходимо нажать вкладку «загрузить» и по каталогу указать, какой из файлов данных необходимо загрузить. Далее программа определяет, какую функцию выбрать для аппроксимации, если же в загрузочном файле не был указан тип функции, то нужно указать ее вручную. В том, что данные загружены, можно убедиться, посмотрев на окно программы, там сразу выводятся данные, которые загрузились, и при необходимости загрузочный файл с данными можно поправить. Когда все готово и данные не нужны в

корректировке, для начала выполнения программы нужно нажать клавишу «Вычислить» в окне программы и ожидать окончания работы по вычислению.

Во время процесса вычисления программа будет последовательно выполнять подбор переменных. Сначала на десятичном уровне будет происходить подстановка значений переменных и определение полученного среднеквадратичного отклонения, если среднеквадратичное отклонение становится меньше, то значения переменных сохраняются в память, если среднеквадратичное отклонение увеличилось, программа продолжает подбор. После окончания подбора на десятичном уровне программа к полученным значениям переменных добавляет $\pm 0,1$. Например, если получилось число 0,3, то к переменной добавим $\pm 0,1$, получив интервал 0,2–0,4, затем этот интервал разбивается на сотые и программа снова начинает перебор по алгоритму, описанному выше. В итоге получаем значения переменных с точностью до тысячных при наименьшем значении среднеквадратичного отклонения между аппроксимирующей функцией и лабораторными данными.

Время работы программы зависит от технических характеристик компьютера, от количества загруженных данных и от выбора функции для аппроксимации. Для воды время обработки находится в интервале нескольких секунд, для нефти – порядка нескольких минут. Более продолжительное время работы программы по определению параметров для данных по нефти вызвано тем, что подбор ведется 3 параметров (вместо 2 по воде) и особенностью функции (большое количество смежных перерасчетов).

После окончания работы программа «Фаза» в главном окне показывает (рисунок 2.14 и 2.15):

- значения критических точек выбранных функций, коэффициентов A, B, C, D,
- среднеквадратичное отклонение аппроксимирующей функции и загруженных данных,
- приводится функция ОФП и ее значения в диапазоне водонасыщенности от 0 до 1,
- строится график функции ОФП и лабораторных данных.

Полученные критические точки можно использовать при построении аппроксимации КПП.

Основной объем работы программы заключается в подборе таких значений критических точек, при которых среднеквадратичное отклонение между лабораторными данными и аппроксимирующей функцией будет минимальным. Программа начинает перебирать значения критических точек, для нефти это $s_{он}$, K_1 , s_1 – от 0 до 1; для воды $s_{св}$, K_2 – от 0 до 1. Если при изменении одного из параметров среднеквадратичное отклонение уменьшается, то в ячейку памяти забиваются значения параметров с меньшим среднеквадратичным отклонением, и перебор продолжается. Если же значение среднеквадратичного отклонения увеличилось, то программа эту точку пропускает и дальше продолжает подбор значений. Перебор программа выполняет сначала на десятичном уровне, потом на сотом уровне, среднеквадратичное отклонение при этом определяется с точностью до 10^{-7} .

Таблица 2.3 – Среднеквадратичное отклонение кубической параболой

| Пласт | Месторождения | Среднекв. отклонение |
|--|----------------------|----------------------|
| ЮВ ₁ | Западно-Пылинское | 0,001438 |
| ВК ₁ | Пальяновская площадь | 0,000918 |
| АС ₁₁ ¹ -АС ₁₁ ² | Нижне-Шапшинское | 0,002534 |
| Ю ₃ -Ю ₄ | Варягское | 0,001369 |
| БВ ₂ -БВ ₆ -БВ ₈ | Вынгапуровское | 0,003295 |
| Ач ₁ -Ач ₂ | | 0,002874 |
| ЮВ ₁ -ЮВ ₂ | | 0,000927 |

С применением данного программного комплекса обработаны результаты более 50 экспериментов [4, 29, 30, 65, 66, 84], приведенных в таблице 2.2. Среднеквадратичное отклонение по ним составило от 0,00023571 до 0,0068953, в среднем получено значение 0,00183949. В таблице 2.3 показано среднеквадратичное отклонение функции, аппроксимирующей лабораторные данные по исследованию керна, полученное для различных пластов месторождений Западной Сибири. Для них характерны следующие значения коэффициентов, получаемых для исходных уравнений 2.6 и 2.11 приведенных в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Значения коэффициентов для различных пластов

| Месторождение | Продуктивные пласты | Кол-во образцов | Диапазон изменения значений коэффициентов уравнения | | | | | | | | Среднекв. отклонение |
|----------------------|---|-----------------|---|------------------|------------------|------------------|-----------------|--------------------|------------------|------------------|----------------------|
| | | | A1 | B1 | C1 | D1 | A2 | B2 | C2 | D2 | |
| Вареягское | Ю ₃ -Ю ₄ | 6 | 0,443÷ 0,749 | 0,887÷ 3,539 | 4,151÷ 11,089 | 2,516÷ 7,467 | 0,021÷ 0,078 | -0,366 ÷-0,943 | 1,712÷ 3,207 | 1,038÷ 2,435 | 0,001369 |
| Вынгапуровское | БВ ₂ , БВ ₆ , БВ ₈ | 8 | -3,25÷ 0,243 | 9,028÷ 32,18 | 30,87÷ 81,564 | 25,21÷ 59,26 | 0,147÷ 0,532 | -1,575÷ -4,874 | 5,251÷ 10,589 | 4,375÷ 7,407 | 0,003295 |
| | Ач ₁ , Ач ₂ | 6 | -5,25÷ -0,23 | 6,409÷ 39,38 | 16,9÷ 87,56 | 11,73÷ 60,764 | 0,408÷ 2,97 | -3,589÷ -20,625 | 9,466÷ 45,833 | 6,574÷ 31,829 | 0,002874 |
| | ЮВ ₁₋₂ | 7 | 0,362÷ 0,839 | 1,209÷ 1,359 | 7,056÷ 8,086 | 4,287÷ 6,721 | 0,016÷ 0,056 | -0,896÷ -0,345 | 2,016÷ 5,039 | 1,922÷ 3,732 | 0,000927 |
| Западно-Пылинское | ЮВ ₁ | 5 | 0,274÷ 0,546 | 4,704÷ 3,281 | 15,12÷ 19,69 | 11,24÷ 21,88 | 0,066÷ 0,182 | -1,406÷ -2,016 | 6,481÷ 8,438 | 4,821÷ 9,375 | 0,001438 |
| Пальяновская площадь | ВК ₁ | 6 | -1,37÷ 0,664 | 0,738÷ 18,184 | 3,739÷ 46,25 | 2,444÷ 32,803 | 0,010÷ 2,278 | -17,71÷ -0,210 | 1,171÷ 42,18 | 0,781÷ 28,15 | 0,000918 |
| Нижне-Шапшинское | АС ₁₁ ¹⁻² | 4 | -6,22÷ -2,832 | 28,32÷ 48,38 | 70,32÷ 109,44 | 51,85÷ 76,84 | 0,521÷ 1,137 | -8,064÷ -4,213 | 10,21÷ 18,24 | 7,407÷ 12,856 | 0,002534 |
| Приобское | АС ₁₀ | 9 | -0,91÷ 0,134 | 5,048÷ 11,84 | 13,25÷ 28,13 | 8,414÷ 18,75 | 0,121÷ 0,379 | -2,983÷ -1,081 | 2,839÷ 7,031 | 1,803÷ 4,687 | 0,001367 |
| | АС ₁₂ | 6 | -2,94÷ 0,054 | -0,58÷ 24,21 | 1,757÷ 55,12 | 0,976÷ 38,27 | 0,223÷ 2,084 | -14,98÷ 3,830 | 12,31÷ 34,11 | 9,12÷ 23,69 | 0,002656 |

Из таблицы 2.4. видно, что в зависимости от геологического строения залежей и условий формирования продуктивных пластов меняются и функции фазовых проницаемостей в довольно большом диапазоне. Это в свою очередь влияет на форму кривых ОФП и распределение скоростей движущихся фаз внутри порового пространства. В таблице также приведены усредненные значения среднеквадратического отклонения для различных групп лабораторных экспериментов. Значения их принимают довольно малые значения, так как в самом керне изменения насыщенностей происходит в диапазонах от 0,001 до 0,0001 д. ед., что при возведении во вторую степень уменьшает значения до указанных. Однако, переходя в макропоказатели в условиях залежи месторождения эта погрешность возрастает в тысячи и миллионы кубических метров пластовых флюидов. Поэтому необходимо оценивать методы аппроксимации с учетом этих погрешностей.

Рассмотрим результаты исследований, нормируя среднеквадратичные отклонения различных аппроксимаций по отношению к аппроксимации КПП (рисунок 2.18), используя усредненные данные из таблицы 2.2. Для этого используем формулу

$$\xi_i = \frac{\sigma_i}{\sigma_{\text{КПП}}}, \quad (2.18)$$

где ξ_i – относительное среднеквадратичное отклонение, σ_i – среднеквадратичное отклонение рассматриваемой аппроксимации, $\sigma_{КПП}$ – среднеквадратичное отклонение аппроксимации КПП.

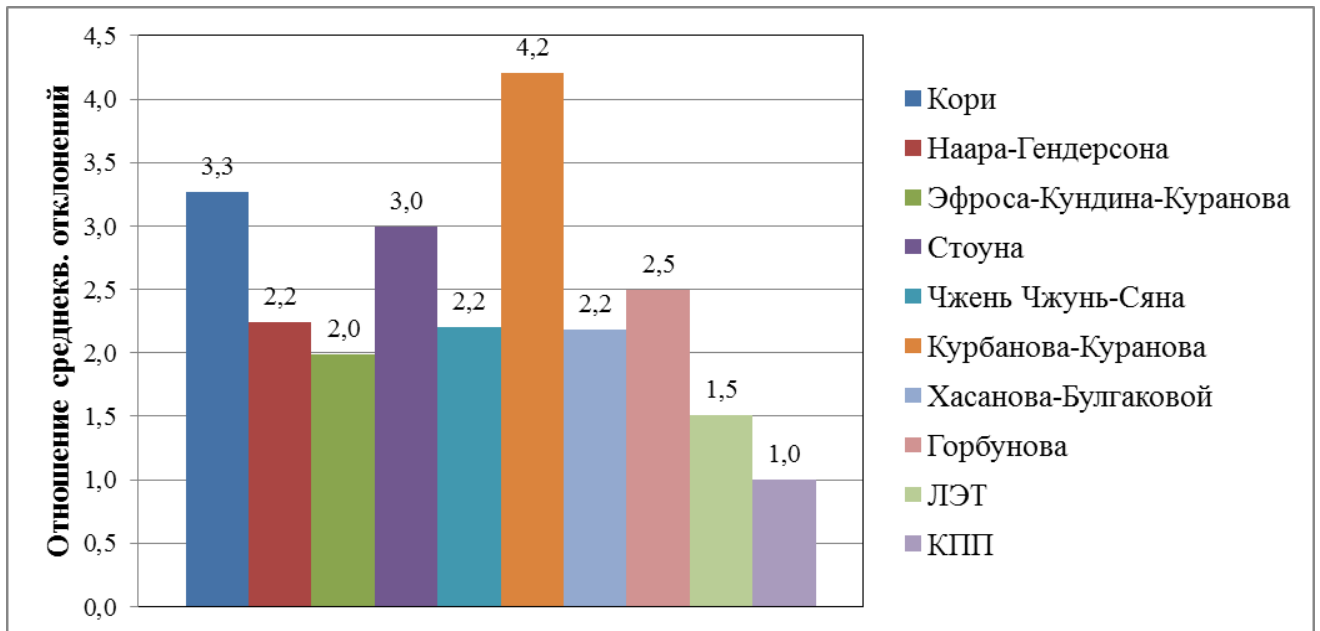


Рисунок 2.18 – Отношение среднеквадратичных отклонений аппроксимаций разными методами.

Из рисунка 2.18 видно, что, в отличие от известных аппроксимаций, аппроксимация КПП показала низкое расхождение функции в сравнении с другими методами обработки, такими как методы: Кори, Наара—Гендерсона, Эфроса—Кундина—Куранова, Стоуна, Чень Чжун-Сяна, Курбанова-Куранова, Хасанова-Булгаковой, Горбунова, ЛЭТ.

Предлагаемый метод построения ОФП позволяет учитывать особенности фильтрации флюидов в пористой среде как на микроуровне при проведении лабораторных экспериментов на керне (влияние на показатели фильтрации вязкостно-фазных явлений, капиллярных сил, структуры порового пространства), так и в масштабах эксплуатационного объекта (влияние на показатели фильтрации распределения коэффициентов проницаемости).

В результате замеров фазовых проницаемостей в динамике минимизируется объем лабораторных потоковых экспериментов (достаточно определить конечную ОФП по вытесняющей фазе в присутствии остаточной вытесняемой). При достаточном объеме статистических обобщений, возможно построение ОФП без

проведения лабораторных потоковых экспериментов и для любого объема фильтрационной модели (вплоть до отдельной ячейки).

Разработана программа «Фаза» для обработки выходных лабораторных данных по исследованию процессов вытеснения в керне. Её практическая апробация и реализация в различных геолого-физических условиях месторождений Западной Сибири показали высокую эффективность предложенного способа построения ОФП по нефти и воде (Приложения А.1, А.2, А.3).

3 ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 Особенности применения моделей двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой при исследовании процесса разработки месторождений

3.1.1 Модель Раппопорта–Лиса

Процессы фильтрации и вытеснения одной жидкости другой в пористой среде неразрывно связаны с капиллярными и поверхностными явлениями. Такое рассмотрение фильтрации приводит к сложным дифференциальным уравнениям в частных производных типа Раппопорта—Лиса, представленным в работах [1, 2, 8, 13]. Кривые капиллярного давления определены не для всех значений насыщенности, поскольку при дренировании образца пористой среды вытеснение смачивающей фазы не бывает полным. Остаточная часть фазы находится в самых мелких порах или вблизи контактов между зернами. Небольшие изолированные целики и капли не всегда могут быть вытеснены другой фазой при существующих градиентах давления. Поэтому в процессах как дренирования, так и пропитки существует некоторая насыщенность вытесняемой фазой $s_{он}$ (так называемая неснижаемая насыщенность или остаточная насыщенность), которая не уменьшается с ростом выталкивающего перепада давления. Физически целесообразнее полагать, что на границе вытеснения $s_e \rightarrow s_{ce}$ капиллярное давление и функция Леверетта $J(s)$ стремятся к конечным величинам, определяемым радиусом кривизны капель, составляющих насыщенность остаточной смачивающей фазы.

С целью описания совместного течения двух фаз (нефти и воды), рассмотрим обобщенный закон Дарси. Теория фильтрации двухфазной жидкости имеет сходства с теорией капиллярно-гравитационного равновесия. Системы пор, занимаемые подвижной частью каждой фазы, представляют в виде каналов, протяженность которых в направлении движения намного больше, чем их

поперечные размеры. Поэтому в первом приближении можно принять, что каждая подвижная фаза течет в занимаемом ею пространстве под действием «своего» давления, то есть как бы она была ограничена только твердыми стенками [97, 98, 101]. При этом понимается, что вытесняющая и вытесняемая фазы движутся по своим каналам. Поскольку сопротивление движению каждой фазы определяется только геометрией занимаемой ею части порового пространства, то закон фильтрации каждой из жидкостей двухфазной системы по Маскету и Леверетту можно записать как

$$\vec{v}_i = -\frac{k_{абс} \cdot k_i}{\mu_i} grad p_i, i = 1, 2, \quad (3.1)$$

где k_i – относительные фазовые проницаемости i -той фазы; v_i – скорость фильтрации i -той фазы; μ_i – вязкость i -той фазы; $i = 1$ и 2 – смачивающая и несмачивающая фазы; $k_{абс}$ – абсолютная проницаемость; p_i – давление i -той фазы.

При медленном течении двух фаз изменение насыщенности происходит квазиравновесно. Силы вязкого сопротивления можно рассматривать как распределенные массовые силы, пропорциональные скорости фильтрации. В одномерном случае из уравнений (3.1) можно получить выражение, аналогичное по форме капиллярно-гравитационному

$$\frac{\partial(p_2 - p_1)}{\partial x} = U_1 - U_2, \quad U_i = \frac{\mu_i \cdot v_i}{k_{абс} \cdot k_i}, i = 1, 2, \quad (3.2)$$

где k_i – относительные фазовые проницаемости i -той фазы; v_i – скорость фильтрации i -той фазы; μ_i – вязкость i -той фазы; $i = 1$ и 2 – смачивающая и несмачивающая фазы; $k_{абс}$ – абсолютная проницаемость; p_i – давление i -той фазы.

Для распределения фаз в порах при медленной квазиравновесной совместной фильтрации полагают, что при данной насыщенности жидкости распределены как в условиях гидростатического равновесия. Тогда разность давлений в фазах $p_2 - p_1$ можно принять равной капиллярному давлению $P_c(s)$ и зависящей только от насыщенности

$$p_2 - p_1 = P_c(s) \quad (3.3)$$

Как и в теории капиллярно-гравитационного равновесия, считается, что капиллярные силы в поровых каналах преобладают над внешним перепадом давления, то есть при равных внешних давлениях значение имеет разность капиллярных давлений $p_2 - p_1$, и определяют распределение фаз в порах. Поэтому предполагают, что каждая из фаз движется по «своей» системе поровых каналов, ограниченных твердым скелетом и другой фазой. Таким образом, при данной насыщенности гидравлические сопротивления и проницаемость для каждой из фаз оказываются однозначно определенными.

Капиллярные силы являются второстепенным фактором в динамике нефтедобычи [5, 6, 10, 17, 26, 28], если исключить их непосредственное влияние на определение основных характеристик течения многофазной жидкости, выраженных зависимостью «проницаемость — насыщение». Они в переходных зонах влияют на распределение фаз по высоте. Капиллярные силы имеют значение при низких градиентах давления и высоких градиентах насыщения, другими словами, вблизи границы раздела фаз. Капиллярные явления не имеют практического значения в действительных рабочих условиях для общего пластового режима и нефтедобычи в естественных нефтяных пластах. Они сказываются при снижении внешнего перепада давления, то есть при прекращении фильтрации, в этом случае нефть, находившаяся в мелких порах под большим давлением, начинает перемещаться в более крупные поры под действием разности капиллярных сил.

Эксперименты показали [31, 32, 38, 39, 40], что в широком диапазоне условий совместного течения и вытеснения двух фаз в пористых средах относительные проницаемости не зависят от скорости фильтрации и отношения вязкостей движущихся фаз. Это объясняют тем, что поверхность соприкосновения (и сила взаимодействия) каждой из фаз с твердым скелетом намного больше, чем с другой фазой. Можно дать и другое объяснение, поскольку коэффициент проницаемости и вязкость входят в виде симплекса k/μ — подвижность, то один из параметров принимают за постоянную величину для однозначности.

Так как давление в каждой из фаз не определено в тех областях, где

соответствующая фаза неподвижна или отсутствует, неудобно пользоваться в уравнениях фильтрации p_1 и p_2 . Введение среднего давления в виде $P = p_1s + p_2(1 - s)$ удобно для учета сжимаемости скелета пористой среды, но приводит к довольно громоздким соотношениям при общей формулировке задач вытеснения. Для несжимаемых жидкостей оказывается удобным определить среднее давление по формуле [9]

$$P_{cp} = p_1 \cdot f(s) + p_2 [1 - f(s)] - \int_s^{s_{пред}} P_C(s) f'(s) ds, \quad (3.4)$$

где P_{cp} – среднее давление между фазами; p_1 и p_2 – давление смачивающей и несмачивающей фазы; P_C – капиллярное давление; $f(s)$, $f'(s)$ – функция Бакли-Левретта и ее производная; $s_{пред}$ – предельная водонасыщенность.

Среднее давление P_{cp} показывает давление при водонасыщенности s . Из уравнений (3.3) и (3.4) следует, что

$$\begin{aligned} p_1 &= P_{cp} + \int_s^{s_{пред}} P_C(s) f'(s) ds - P_C(s) [1 - f(s)] \\ p_2 &= P_{cp} + \int_s^{s_{пред}} P_C(s) f'(s) ds + P_C(s) f(s) \end{aligned} \quad (3.5)$$

Для суммарной скорости фильтрации обеих фаз $v = v_n + v_e$ можно получить выражение, рассматриваемое как обобщение закона Дарси

$$v = - \frac{k_{абс} \cdot \varphi(s)}{\mu_1} grad P, \quad (3.6)$$

где $\varphi(s) = k_e(s) + \mu_0 k_n(s)$ — относительная подвижность; v – суммарная скорость фильтрации нефти и воды; $k_{абс}$ – абсолютная проницаемость; μ_1 – вязкость вытесняющей фазы; $grad P$ – градиент давления.

Комбинируя соотношения (3.5), обобщенный закон Дарси (3.6) и уравнений неразрывности

$$\frac{\partial}{\partial t} (m \rho_1 s) - div(\rho_1 v_1) = 0, \quad \frac{\partial}{\partial t} [m \rho_2 (1 - s)] - div(\rho_2 v_2) = 0, \quad (3.7)$$

где m – коэффициент пористости; ρ_1 и ρ_2 – плотность вытесняющей и вытесняемой фазы; v_1 , v_2 – скорость фильтрации вытесняющей и вытесняемой фазы; s – водонасыщенность; t – время, получают систему уравнений двухфазной фильтрации, содержащую только неизвестные P и s

$$\operatorname{div}[\varphi(s) \cdot \operatorname{grad} P] = 0, \quad (3.8)$$

$$\partial s / \partial t - \operatorname{div}[(k_{абс} k_1(s) / m \mu_1) \cdot \operatorname{grad} P] - a^2 \Delta \Phi(s) = 0, \quad (3.9)$$

где $\varphi(s)$ – относительная подвижность; $\operatorname{grad} P$ – градиент давления;

Δ – оператор Лапласа; $\Phi(s) = -\int_0^s J'(s) k_2(s) f(s) ds$; $a^2 = \alpha \sqrt{k} / \mu_1 \sqrt{m}$;

$J'(s)$ – производная функции Леверетта, $k_{абс}$ – абсолютная проницаемость; μ_1 – вязкость вытесняющей фазы; α – коэффициент межфазного натяжения; m – коэффициент пористости.

Ограничения в применимости системы уравнений двухфазной фильтрации в форме (3.1), (3.3) и уравнений неразрывности (3.7) связаны с действием следующих факторов: неоднородности пористой среды и влияния гидродинамических сил на распределение фаз в порах.

Для линейного вытеснения из уравнения (3.9), взяв дивергенцию вдоль оси абсцисс, с учетом уравнения (3.6) и производной

$$f'(s) = \frac{\partial(k_1(s)/\varphi(s))}{\partial s} = \frac{k_1(s)}{\varphi(s)} - \frac{k_1(s)}{\varphi^2(s)} \varphi'(s) \quad \text{после подстановки получают}$$

$$- \operatorname{div}[(k k_1(s) / m \mu_1) \operatorname{grad} P] \rightarrow v \frac{f'(s)}{m} \frac{\partial s}{\partial x}. \quad \text{Тогда уравнение приводится к одной}$$

функции от двух переменных $s(x, t)$. Вытеснение несмешивающихся жидкостей из образца длины L с учетом капиллярных сил в одномерной постановке на основе уравнения Раппопорта—Лиса, которое записывают в размерных переменных

$$\frac{\partial s}{\partial t} + v_0 \frac{f'(s)}{m} \frac{\partial s}{\partial x} - a^2 \frac{\partial^2 \Phi(s)}{\partial x^2} = 0, \quad (3.10)$$

где $\Phi(s) = -\int_0^s J'(s) k_2(s) f(s) ds$; $a^2 = \alpha \sqrt{k} / \mu_1 \sqrt{m}$, v_0 – характерная скорость фильтрации;

$f'(s)$ – производная функции Бакли-Леверетта; x – координата; s – водонасыщенность; t – время; m – коэффициент пористости.

Это уравнение в частных производных второго порядка, при его решении используют различные приближения или рассматривают асимптотические решения при малых и больших градиентах давления.

Ш. К. Гиматудиновым [17] отмечается, что, несмотря на существенные различия в отдельных деталях процесса, качественные схемы вытеснения нефти водой и газом имеют много общего. Нефть и вытесняющий ее агент движутся вместе и одновременно в пористой среде. Однако полного вытеснения нефти замещающими ее агентами никогда не происходит, так как ни газ, ни вода не действуют на нефть как «поршни». Вследствие неоднородности размеров пор в процессе замещения вытесняющая жидкость или газ неизбежно опережает нефть. При этом насыщение породы различными фазами позади водонефтяного или газонефтяного контакта, а, следовательно, и фазовая (или эффективная) проницаемость для нефти и вытесняющих агентов непрерывно изменяется. Увеличение водонасыщенности до 50–60 % влечет прогрессирующий рост количества воды в потоке в связи с возрастанием фазовой проницаемости породы для воды. При этом нефть не вытесняется из пор, а вымывается водой. По длине пласта образуется несколько зон с различными водонефтенасыщенностями. Типичное изменение водонасыщенности по длине пласта в один из моментов времени вытеснения нефти водой приведено на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 – Изменение насыщенности от линии нагнетательных скважин

Эта схема процесса представляется всеми исследователями как суммарный результат проявления капиллярных и гидродинамических сил. Можно предположить, что распределение водонасыщенности, определенное из решения уравнения Раппопорта—Лиса, (3.10) должно соответствовать рисунку 3.1 [25].

Водонасыщенность пласта уменьшается от максимального значения $s_{пред}$, соответствующего конечной нефтеотдаче на начальной линии нагнетания воды, до значения насыщенности погребенной воды $s_{св}$. При этом в пласте можно выделить три зоны (I, II и III). В первой из них, где водонасыщенность изменяется от $s_{пред}$ до $s_{фв}$, на условном фронте вытеснения, плавно понижается водонасыщенность по направлению к нефтенасыщенной части пласта. Этот участок характеризует зону водонефтяной смеси, в которой постепенно вымывается нефть (зона двухфазной фильтрации). Второй участок (область II) с большим уклоном кривой, размеры которого невелики по сравнению с зоной I (смотреть на рисунок 3.1), представляет собой переходную зону от области I вымывания нефти к области III движения чистой нефти. Эту зону двухфазной фильтрации принято называть стабилизированной. Длина ее в естественных условиях может достигать нескольких метров.

В нефтяной подземной гидродинамике в области течения, которая составляет порядка нескольких сотен метров, перепад давления принимает значения в десятки МПа. При этом характерная скорость фильтрации 10^{-6} – 10^{-5} м/с, и капиллярное давление в нефтяных пластах равно 10^{-6} – 10^{-5} МПа, а параметр $a^2 \sim 10^{-8}$ – 10^{-6} м²/с. Отсюда следует, что в крупномасштабном приближении последним членом то есть капиллярным взаимодействием, в (3.10) можно пренебречь

$$\frac{\partial s}{\partial t} + v_0 \frac{f'(s)}{m} \frac{\partial s}{\partial x} = 0, \quad (3.11)$$

где v_0 – характерная скорость фильтрации; $f'(s)$ – производная функции Бакли-Леверетта; x – координата; s – водонасыщенность; t – время; m – коэффициент пористости.

Таким образом можно сделать вывод о том, что при численном расчете задач

фльтрации двухфазной несжимаемой жидкости разностная аппроксимация задачи должна одинаково хорошо описывать два различных физических процесса: конвективный перенос достигнутых значений насыщенности; изменение насыщенности под действием капиллярных сил. Первой стадии реально существующего физического процесса отвечает предельный случай $P_k \rightarrow 0$, второй стадии $q \rightarrow 0$, где q — вектор скорости суммарного течения. Поэтому возникает необходимость создания разностных схем, одинаково хорошо описывающих оба физических процесса. При обычном подходе к понятию аппроксимации достаточно сложная задача, о чем свидетельствует один из разобранных выше примеров. Ввиду ее сложности применяют приближенные модели вытеснения. На одном таком приближении основан метод Бакли–Левретта.

3.1.2 Модель Бакли–Левретта. Определение основных технологических показателей

В работе Дона Уолкотта [86] отмечается, что метод Бакли–Левретта лежит в основе теории заводнения, на которой основываются все вычисления в этой области независимо от того, используются аналитические или численные методы моделирования. Бакли и Левретт задались целью получить выражение скорости продвижения плоского фронта фильтруемой через образец керна воды при постоянной водонасыщенности. Основываясь на принципе сохранения масс для вытеснения при постоянном давлении. Показано, что теория фронтального вытеснения может применяться для расчетов распределения насыщенности как функция времени в линейной системе заводнения.

Все известные методики расчета процесса разработки нефтяных месторождений с учетом непоршневого характера вытеснения нефти водой основаны на теории совместной фильтрации неоднородных жидкостей [33, 37, 44, 48, 49, 64]. Рассмотрим теорию двухфазной фильтрации на примере вытеснения нефти водой из прямолинейного однородного пласта, следуя Ю. П. Желтову [33, 34]. Этот случай соответствует вытеснению нефти водой из элемента однорядной

схемы расположения скважин, происходящему в сечениях элемента, находящихся на значительном удалении от самих скважин, где характер движения вытесняемой и вытесняющей жидкостей близок к прямолинейному (рисунок 3.2).

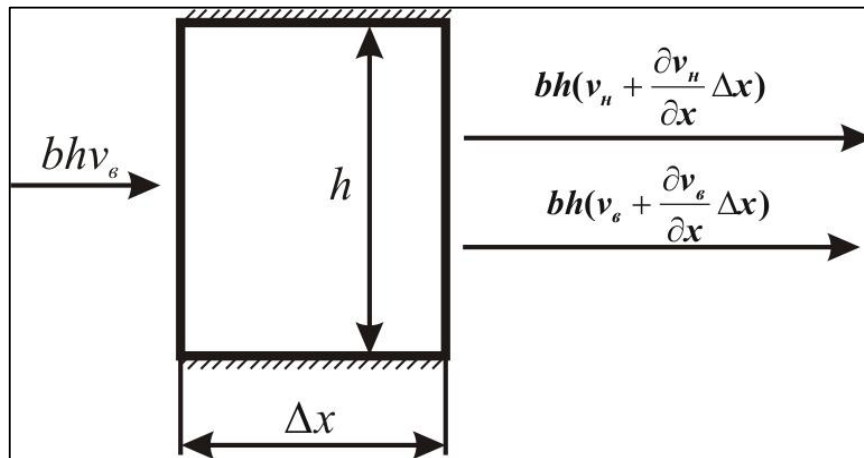


Рисунок 3.2 – Схема элемента пласта при непоршневом вытеснении нефти водой

Рассматривая непоршневое вытеснение нефти водой в прямолинейном пласте, выделяют элемент длиной Δx , высотой h и шириной b в направлении, перпендикулярном к плоскости (3.2). В общем случае слева в элемент пласта поступают, а справа вытекают нефть и вода.

При этом расход воды слева равен bhv_e , а справа – $bh(v_e + \frac{\partial v_e}{\partial x} \Delta x)$. Количество

накопленной воды в элементе пласта составляет $bhm \frac{\partial s_e}{\partial t} \Delta x$. Согласно закону

сохранения массы вещества разность между скоростями входящей в элемент пласта воды и выходящей из него равна скорости накопления объема воды в элементе пласта. Математически это означает, что

$$-bh(v_e + \frac{\partial v_e}{\partial x} \Delta x) + bhv_e = bhm \frac{\partial s_e}{\partial t} \Delta x, \quad (3.12)$$

где b – ширина элемента пласта; h – толщина элемента пласта; v_e – скорость фильтрации воды; Δx – длина элемента пласта; x – длина элемента пласта; s_e – водонасыщенность; t – время; m – коэффициент пористости.

После сокращения соответствующих членов и приведения подобных

получим $bh\left(\frac{\partial v_e}{\partial x} + m\frac{\partial s_e}{\partial t}\right)\Delta x = 0$, так как это условие должно выполняться для любого Δx , неравного нулю, то

$$\frac{\partial v_e}{\partial x} + m\frac{\partial s_e}{\partial t} = 0. \quad (3.13)$$

Поскольку в пористой среде содержатся только нефть и вода, то насыщенность пористой среды нефтью $s_n = 1 - s$. Тогда аналогично предыдущему уравнению для нефти в элементе пласта следует

$$\frac{\partial v_n}{\partial x} - m\frac{\partial s_e}{\partial t} = 0. \quad (3.14)$$

Сложение уравнений (3.13) и (3.14) дает

$$\frac{\partial}{\partial x}(v_n + v_e) = 0 \Rightarrow v_n + v_e = v(t), \quad (3.15)$$

где v_n – скорость фильтрации нефти; v_e – скорость фильтрации воды; $v(t)$ – скорость совместной фильтрации нефти и воды; x – длина элемента пласта.

Следовательно, суммарная скорость фильтрации нефти и воды не зависит от координаты x , что является следствием не сжимаемости жидкостей.

Скорости фильтраций воды и нефти подчиняются обобщенному закону Дарси вида

$$v_e = -\frac{k_{абс}k_e(s)}{\mu_e} \cdot \frac{\partial P_e}{\partial x}, \quad (3.16)$$

$$v_n = -\frac{k_{абс}k_n(s)}{\mu_n} \cdot \frac{\partial P_n}{\partial x}, \quad (3.17)$$

где v_n и v_e – скорости фильтрации нефти и воды; k_n и k_e – ОФП по нефти и воде; $k_{абс}$ – абсолютная проницаемость; μ_n – вязкость нефти; μ_e – вязкость воды; P_n – давление нефти; P_e – давление воды; x – длина элемента пласта.

Рассматривая двухфазное течение, в котором основную роль играют конвективные процессы, можно пренебречь влиянием капиллярных сил $P_n = P_e$. Такое течение описывается моделью Бакли-Левретта

$$f(s) = \frac{v_e}{v_e + v_n} = \frac{k_e(s)}{k_e(s) + \frac{\mu_e}{\mu_n} k_n(s)} = \frac{1}{1 + \frac{\mu_e k_n(s)}{\mu_n k_e(s)}} = \frac{1}{1 + M}, \quad (3.18)$$

где $f(s)$ – функция Бакли-Лeverетта; v_n – скорость фильтрации нефти; v_e – скорость фильтрации воды; k_n – ОФП по нефти, k_e – ОФП по воде; μ_n – вязкость нефти; μ_e – вязкость воды; M – коэффициент относительной подвижности.

Дифференцирование v_e по x из (3.18) дает

$$\frac{\partial v_e}{\partial x} = v(t) f'(s) \frac{\partial s}{\partial x}. \quad (3.19)$$

Подстановка (3.19) в (3.13) приводит к одному дифференциальному уравнению первого порядка для определения $s(x, t)$

$$v(t) f'(s) \frac{\partial s}{\partial x} + m \frac{\partial s}{\partial t} = 0. \quad (3.20)$$

Если уравнение (3.20) поделить на m , то, с точностью до обозначений, получим (3.10), то есть следствие из уравнения Раппопорта–Лиса без учета капиллярного взаимодействия [67, 68, 70].

По мере вытеснения нефти водой из прямолинейного пласта фронт вытесняющей нефть воды продвигается к добывающей скважине, и водонасыщенность в каждом сечении заводненной области непрерывно увеличивается. Процесс вытеснения нефти водой из прямолинейного пласта можно представить иначе, следя за изменением по пласту фиксированной водонасыщенности. С течением времени из некоторого сечения пласта водонасыщенность $s_e = s_l$, эта водонасыщенность будет в другом сечении, так как нефть постепенно извлекается из него, а ее место занимает вода. Для указанного $s = const$ полный дифференциал равен

$$ds(x, t) = \frac{\partial s}{\partial x} dx + \frac{\partial s}{\partial t} dt = 0, \text{ или } \frac{\partial s}{\partial x} \frac{dx}{dt} + \frac{\partial s}{\partial t} = 0. \quad (3.21)$$

Сравним (3.20) и (3.21). Они будут идентичными, если положить

$$\frac{dx}{dt} = \frac{f'(s)v(t)}{m}. \quad (3.22)$$

Умножим (3.22) на $bhm \cdot dt$ и проинтегрируем, тогда

$$bhm x = f'(s) Q_{\text{зак}}(t); \quad Q_{\text{зак}}(t) = \int_0^t b h v(t) dt, \quad (3.23)$$

где b – ширина элемента пласта; h – толщина элемента пласта; m – коэффициент пористости; x – длина элемента пласта; $f'(s)$ – производная функции Бакли-Левретта; $Q_{\text{зак}}$ – объем закачанной в пласт воды; v – суммарная скорость фильтрации нефти и воды; t – время.

Далее вводится новая безразмерная (приведенная) переменная

$$\xi = bhm x / Q_{\text{зак}}(t), \quad (3.24)$$

тогда

$$\xi = f'(s). \quad (3.25)$$

Задавая s в формуле (3.25), можно определить расстояние от нагнетательных скважин для данного значения водонасыщенности. В период безводной эксплуатации закачиваемая вода не достигает добывающих скважин. В этом случае положение фронта вытеснения и водонасыщенность на фронте вытеснения определяют, рассматривая уравнение материального баланса [33, 34, 94]. Если к моменту времени t в пласт закачан объем воды, равный $Q_{\text{зак}}(t)$, расстояние от $x = 0$ до фронта вытеснения составит $x_{\text{фв}}$, а насыщенность пласта связанной водой $s = s_{\text{св}}$, то

$$bhm x = f'(s) Q_{\text{зак}}(t), \quad Q_{\text{зак}}(t) = bhm \int_0^{x_{\text{фв}}} s(x) dx - bhm x_{\text{фв}} s_{\text{св}}. \quad (3.26)$$

Поделив в (3.26) на $Q_{\text{зак}}(t)$ с учетом (3.24), получим

$$\int_0^{\xi_{\text{фв}}} s(\xi) d\xi - s_{\text{св}} \xi_{\text{фв}} = 1. \quad (3.27)$$

Так как $\xi = f'(s)$, то $d\xi = f''(s) ds$, то из (3.27) следует

$$\int_{s_{\text{св}}}^{s_{\text{фв}}} s f''(s) ds = 1 + s_{\text{св}} f'(s_{\text{фв}}). \quad (3.28)$$

В выражении (3.28) принято, что на линии нагнетания, то есть при $x = 0$ и $\xi = 0$, мгновенно устанавливается водонасыщенность $s_{пред}$, при которой $k_n(s) = 0$, а на фронте вытеснения значение ее в течение всего процесса составит $s_{фв}$. Интегрирование в левой части (3.28) по частям, с учетом постоянства водонасыщенности на входе в пласт и на фронте вытеснения, дает

$$s_{фв} f'(s_{фв}) - f(s_{фв}) = s_{св} f'(s_{фв}), \text{ или } f'(s_{фв}) = \frac{f(s_{фв})}{s_{фв} - s_{св}}. \quad (3.29)$$

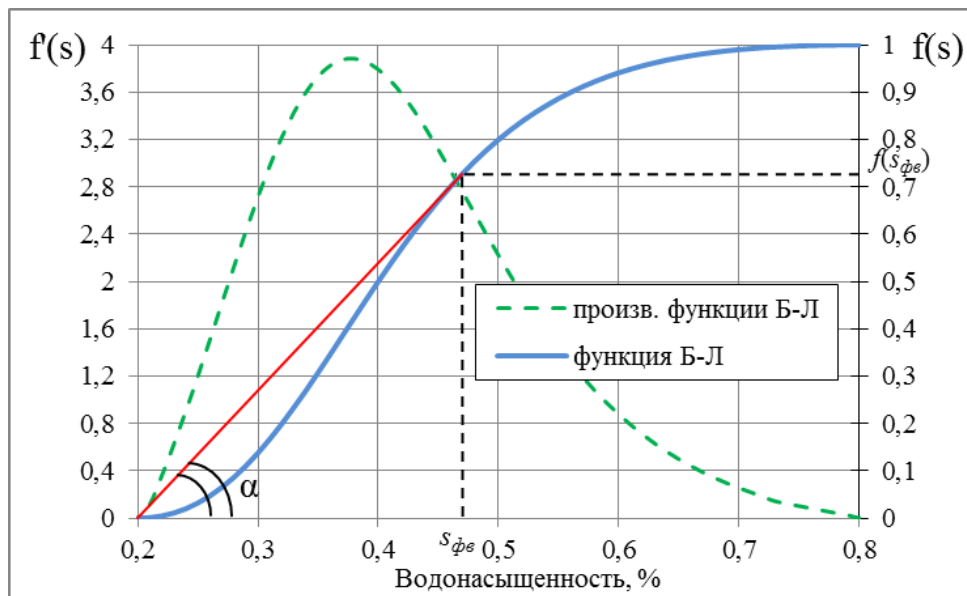


Рисунок 3.3 – График зависимости $f(s)$ от s и ее производной

На рисунке 3.3 приведен график, построенный с учетом кривых ОФП, для определения значений параметров на фронте вытеснения. По кривой $f(s)$ можно найти значение водонасыщенности на фронте вытеснения $s_{фв}$ графическим путем

или численно $f'(s_{фв}) = \operatorname{tg} \alpha = \frac{f(s_{фв})}{s_{фв} - s_{св}}$.

Проведя касательную к кривой $f(s)$ из точки $s = s_{св}$, по точке касания (смотреть рисунок 3.3) определяем $f(s_{фв})$ и $s_{фв}$.

Для того чтобы найти распределение водонасыщенности по длине пласта, необходимо построить кривую $f'(s)$. Это можно сделать методом графического дифференцирования кривой $f(s)$. Если известно аналитическое представление кривых относительных проницаемостей, можно выполнить дифференцирование аналитически.

Длительность безводного периода добычи нефти определяется моментом времени $t = t_*$, когда фронт вытеснения достигает забоев скважин, то есть $x_{\phi\epsilon} = l$. Если к этому моменту времени в пласт закачено $Q_{\text{зак}} = Q_{\text{зак}^*}(t_*)$ воды, то получим

$$\frac{bhml}{Q_{\text{зак}^*}(t_*)} = \xi_{\phi\epsilon} = f'(s_{\phi\epsilon}). \quad (3.30)$$

Из уравнения (1.49) определяется объем закачанной в пласт воды $Q_{\text{зак}^*}(t_*)$, зная расход, можно найти длительность безводного периода t_* . Величина $bhml$ равна объему $V_{\text{п}}$ пор пласта. При жестком водонапорном режиме объем закачанной в пласт воды к моменту времени $t = t_*$ равен объему добытой из пласта нефти $Q_{\text{н}^*}$ к этому же моменту времени, то есть $Q_*(t_*) = Q_{\text{н}^*}$. Безводная нефтеотдача $\eta_0 = \eta_{01} \cdot \eta_2$, где η_{01} — коэффициент вытеснения нефти водой, достигнутый в безводный период, η_2 — коэффициент охвата заводнением, поэтому [33, 34, 77, 78, 79]

$$\eta_0 = \eta_{01} \eta_2 = \frac{Q_{\text{н}^*} \eta_2}{V_{\text{п}}(1 - s_{\text{св}})} = \frac{\eta_2}{f'(s_{\phi\epsilon})(1 - s_{\text{св}})}, \quad \eta_{01} = \frac{l}{f'(s_{\phi\epsilon})(1 - s_{\text{св}})}. \quad (3.31)$$

Распределение водонасыщенности в пласте изменяется по мере продвижения фронта вытеснения нефти водой вглубь пласта таким образом, что значения $s_{\phi\epsilon}$ на фронте вытеснения $x_{\phi\epsilon}$ и $s_{\text{пред}}$ на входе в пласт остаются неизменными.

Приведенные формулы описывают распределение водонасыщенности до момента подхода воды к линии добывающих скважин, то есть в безводный период разработки пласта. По уравнению (3.30) время безводной добычи нефти выражается формулой

$$t_* = \frac{bhml}{q \cdot f'(s_{\phi\epsilon})}, \quad (3.32)$$

где t_* — время достижения фронта вытеснения к добывающей скважине; b — ширина элемента пласта; h — толщина элемента пласта; m — коэффициент пористости; l — расстояние между нагнетательной и добывающей скважиной; $Q_{\text{зак}^*} = q \cdot t_*$ — объем закачанной воды в пласт, при достижении фронта вытеснения к добывающей скважине; t_* — время достижения фронта вытеснения к добывающей

скважине; q – расход закачиваемой воды; $s_{\phi\epsilon}$ – водонасыщенность на фронте вытеснения.

В водный период, то есть при $t > t_*$, текущая нефтеотдача и обводненность продукции разработки пласта определяется следующим образом. Считают, что продвижение фронта вытеснения происходит и в водный период разработки пласта, но этот фронт распространяется вправо за пределы пласта (рисунок 3.4).

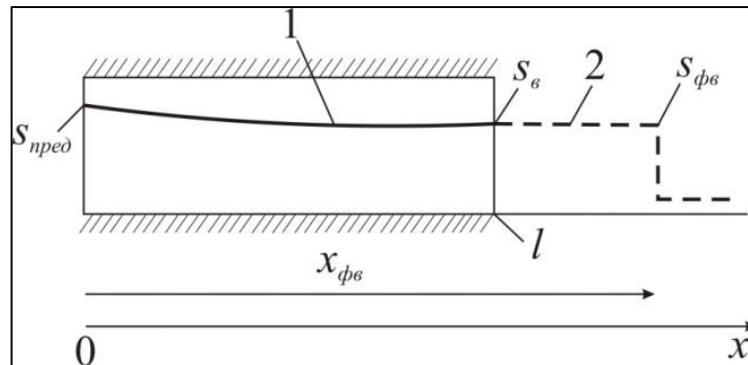


Рисунок 3.4 – Схема вытеснения нефти водой из прямолинейного пласта в водный период разработки. Распределение водонасыщенности: 1 — истинное; 2 — фиктивное.

Водонасыщенность на таком фиктивном фронте вытеснения и в этом случае остается постоянной, равной $s_{\phi\epsilon}$, то есть скачок водонасыщенности $s_{\phi\epsilon} - s_{св}$ сохраняется, а водонасыщенность при $x = l$ уже составит s_{ϵ} . Пусть в некоторый момент времени $t > t_*$ фиктивный фронт находится на расстоянии $x_{\phi\epsilon}$ от линии нагнетательных скважин (смотреть рисунок 3.4). В соответствии с формулами (3.24) и (3.25) при $t > t_*$ можно написать

$$\frac{bhml}{Q_{зак}(t)} = f'(s_{\epsilon}). \quad (3.33)$$

Из (3.30) и (3.33) получим

$$f'(s_{\epsilon}) / f'(s_{\phi\epsilon}) = Q_{зак}(t_*) / Q_{зак}(t). \quad (3.34)$$

По формуле (3.34) находим s_{ϵ} для различных значений времени t . Зная $Q_{зак}(t_*)$, $f'(s_{\phi\epsilon})$ и $Q_{зак}(t)$, определим вначале $f'(s_{\epsilon})$, а затем по графику функции $f'(s)$ (рисунок 3.4) находим значение s_{ϵ} на галерее.

Дебиты нефти и воды в водный период разработки пласта составят

$$q_n = \frac{bhk_{a\bar{o}c}k_n(s_\varepsilon)}{\mu_n} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=l}; \quad q_\varepsilon = \frac{bhk_{a\bar{o}c}k_\varepsilon(s_\varepsilon)}{\mu_\varepsilon} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=l}, \quad (3.35)$$

где q_n – дебит нефти, q_ε – дебит воды; b – ширина элемента пласта; h – толщина элемента пласта; k_n – ОФП по нефти; k_ε – ОФП по воде; μ_n – вязкость нефти; μ_ε – вязкость воды; $k_{a\bar{o}c}$ – абсолютная проницаемость.

Текущее значение обводненности продукции выразится

$$s_\varepsilon = \frac{q_\varepsilon}{q_\varepsilon + q_n} = \frac{k_\varepsilon(s_\varepsilon)}{k_\varepsilon(s_\varepsilon) + \frac{\mu_\varepsilon}{\mu_n} k_n(s_\varepsilon)}. \quad (3.36)$$

Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) в водный период разработки пласта определяется следующим образом [75, 76]. Вычисляется объем накопленной добычи нефти по формуле

$$Q_n = \int_0^t q_n(t) dt. \quad (3.37)$$

Отношение объема Q_n к первоначальному объему нефти в пласте, равному $bhm \cdot (1 - s_{cb})$, есть КИН.

С другой стороны, объем добытой из пласта нефти соответствует изменению в нем водонасыщенности. Из равенства объема вошедшей в пласт воды и объема вытесненной из него нефти следует

$$\begin{aligned} Q_n &= bhm \left[\int_0^l s(x) dx - s_{cb} l \right] = qt \left[\int_0^l sd \left(\frac{bhm x}{qt} \right) - s_{cb} \frac{bhm x}{qt} \right] = \\ &= qt \left[\int_0^{\xi(l)} sd\xi - s_{cb} f'(s_\varepsilon) \right] = \frac{bhml}{f'(s_\varepsilon)} \left[\int_0^{s_\varepsilon} sf''(s) ds - s_{cb} f'(s_\varepsilon) \right] =, \quad (3.38) \\ &= \frac{bhml}{f'(s_\varepsilon)} \left[s_\varepsilon f'(s_\varepsilon) - s_{nped} f'(s_{cb}) - f(s_\varepsilon) + f(s_{nped}) - s_{cb} f'(s_\varepsilon) \right] \end{aligned}$$

где Q_n – объем накопленной добычи нефти; b – ширина элемента пласта; h – толщина элемента пласта; m – коэффициент пористости; l – длина элемента пласта; q – дебит скважины; ξ – безразмерная переменная; s_ε – текущая водонасыщенность; s_{cb} – связанная водонасыщенность, начиная с которой вода приобретает подвижность; s_{nped} – предельная водонасыщенность, при которой

нефть перестает фильтроваться; $f(s)$ и $f'(s)$ – функция Бакли-Леверетта и ее производная.

Формула (3.38) должна быть справедлива для всех моментов времени, когда $t > t^*$. При $t \rightarrow \infty$, водонасыщенность должна стремиться к s_{nped} во всем пласте. Однако при любом другом значении времени водонасыщенность $s = s_{nped}$ только на входе в пласт, то есть при $\xi = 0$, тогда $f'(s_{nped}) = 0$, как следует из формулы (3.25), а $f(s_{nped}) = 1$, как следует из формулы (3.18). Следовательно, из формулы (3.38) получим

$$Q_n = V_{II} \cdot \left[s_g - s_{св} + \frac{1 - f(s_g)}{f'(s_g)} \right], \quad (3.39)$$

где V_{II} – объем пор пласта.

Из (3.39) следует, что текущий КИН пласта в водный период находится из выражения

$$\eta = \frac{Q_n \eta_2}{V_{II}(1 - s_{св})} = \frac{1}{1 - s_{св}} \left[s_g - s_{св} + \frac{1 - f(s_g)}{f'(s_g)} \right] \eta_2. \quad (3.40)$$

Таким образом, определяются основные технологические показатели разработки элемента пласта: текущий КИН η (3.40) и текущая обводненность добываемой продукции s_g (3.36).

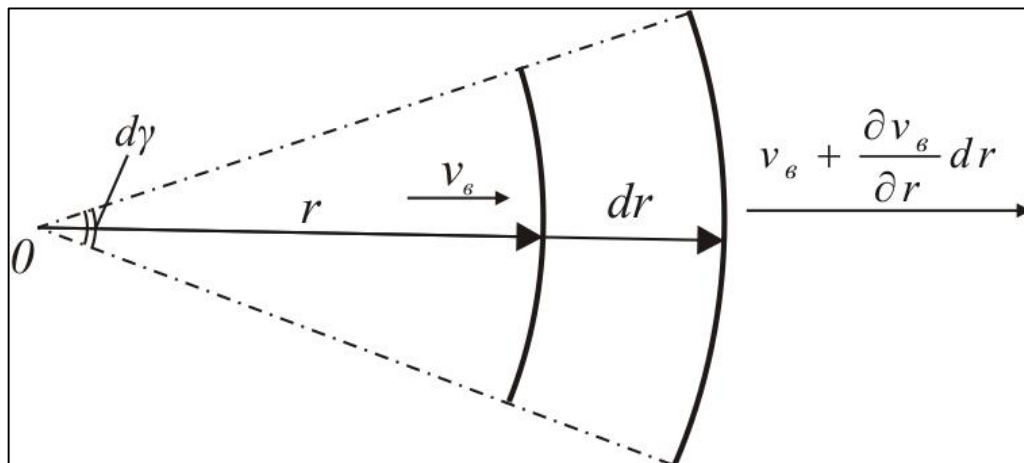


Рисунок 3.5 – Схема элементарного объема радиального пласта

В случае непоршневого вытеснения нефти водой с плоскорадиальной фильтрацией, например при разработке элемента семиточечной системы с использованием заводнения, схема элементарного объема пласта показана на

рисунке 3.5.

Уравнение неразрывности фильтрующейся воды в таком объеме получается с учетом баланса втекающей и вытекающей воды за время dt в виде

$$2\pi r d\gamma h v_g dt - 2\pi(r + dr) d\gamma h \left(v_g + \frac{\partial v_g}{\partial r} dr \right) dt - 2\pi r \cdot dr \cdot d\gamma \cdot mh \cdot ds = 0, \quad (3.41)$$

где r – радиус пласта; $d\gamma$ – элементарный угол; dr – элементарный радиус; h – толщина пласта; v_g – скорость фильтрации воды; m – коэффициент пористости.

Раскрывая скобки в выражении (3.41), сокращая в нем соответствующие члены и вынося общие множители, получают

$$2\pi r d\gamma h dr dt \left[r \frac{\partial v_g}{\partial r} + v_g + \frac{\partial v_g}{\partial r} dr + mr \frac{\partial s}{\partial t} \right] = 0. \quad (3.42)$$

Это уравнение должно быть справедливым для любого объема пласта, поэтому выражение в квадратных скобках тождественно равно нулю. Пренебрегая членом второго порядка малости $(\partial v_g / \partial r) dr$, получают

$$r \frac{\partial v_g}{\partial r} + v_g + \frac{\partial v_g}{\partial r} dr + mr \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial v_g}{\partial r} + \frac{v_g}{r} + m \frac{\partial s}{\partial t} = 0,$$

или

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r v_g) + m \frac{\partial s}{\partial t} = 0. \quad (3.43)$$

Аналогичным образом с учетом $s_n = 1 - s$ находится соответствующее уравнение неразрывности для фильтрующейся в пласте нефти в следующем виде

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r v_n) - m \frac{\partial s}{\partial t} = 0. \quad (3.44)$$

Складывая уравнения (3.43) и (3.44), получают

$$v(t) \equiv \frac{q(t)}{2\pi r h} = v_g + v_n. \quad (3.45)$$

Ввиду того, что площадь фильтрации пропорциональна радиусу r , скорость фильтрации обратно пропорциональна радиусу. Вводя, как в случае прямолинейного вытеснения нефти водой, функцию $f(s)$, определяемую формулой

(3.18), и подставляя ее в (3.43) с учетом (3.45), получают одно дифференциальное уравнение для определения водонасыщенности s в виде

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + \frac{q(t)f'(s)}{2\pi rh} \frac{\partial s}{\partial r} = 0. \quad (3.46)$$

Рассматривая перемещение со временем в пласте линию постоянной водонасыщенности $s = const$, в этом случае

$$ds(r,t) = \frac{\partial s}{\partial r} dr + \frac{\partial s}{\partial t} dt = 0, \text{ или } \frac{\partial s}{\partial r} \frac{dr}{dt} + \frac{\partial s}{\partial t} = 0. \quad (3.47)$$

Из (3.46) и (3.47) найдется

$$\frac{dr}{dt} = \frac{q(t)f'(s)}{2\pi rhm}. \quad (3.48)$$

Умножив на $2\pi hmrdr$ и проинтегрировав, получают

$$f'(s) \equiv \xi = \frac{r^2 hm}{Q_{зак}}, \quad Q_{зак} = \int_0^t q(t) dt. \quad (3.49)$$

Из равенства закачанной в пласт воды и вытесненного этой водой объема, (считая, что радиус скважины стремится к нулю) следует

$$\int_0^{r_{\phi\psi}} 2\pi hms(r)rdr - \pi ms_{св} hr_{\phi\psi}^2 = Q_{зак}, \quad (3.50)$$

где r – радиус пласта; dr – элементарный радиус; h – толщина пласта; m – коэффициент пористости; $s_{св}$ – связанная водонасыщенность; $r_{\phi\psi}$ – радиус фронта вытеснения; $Q_{зак}$ – объем закачанной в пласт воды.

Зная из уравнения из (3.41), что $f''(s)ds = \frac{2\pi mhrdr}{Q_{зак}}$, $f'(s_{\phi\psi}) = \frac{\pi mhr_{\phi\psi}^2}{Q_{зак}}$, затем

подставляя эти выражения в (3.50), приходим к интегральному соотношению

$$\int_{s_{св}}^{s_{\phi\psi}} f''(s)ds = 1 + s_{св} f'(s_{\phi\psi}), \text{ в точности совпадающему с соответствующим}$$

соотношением (3.28) для случая вытеснения нефти водой из прямолинейного

пласта. Поэтому при вытеснении нефти водой из радиального пласта полагают справедливой формулу (3.29), пригодную для нахождения водонасыщенности на фронте вытеснения нефти водой, а также описанный графический метод определения $s_{\phi в}$.

Время t_* безводной разработки элемента пласта радиусом r_k определится из (3.49). Если полагать, что $Q_{зак} = qt$, то

$$t_* = \frac{\pi h r_k^2 m}{q \cdot f'(s_{\phi в})}. \quad (3.51)$$

Аналогично по формулам (3.35) и (3.36) находят текущую обводненность $s_{ске}$ продукции, добываемой из пласта при $t > t_*$. Соответственно, текущую нефтеотдачу η вычисляют по формуле (3.40). Таким образом, определены все важнейшие технологические показатели процесса вытеснения нефти водой при плоскорадиальной фильтрации.

Анализ таких одномерных течений позволяет выявить основные эффекты и характерные особенности совместной фильтрации смеси флюидов и сопоставить их с результатами лабораторных экспериментов [46, 54, 70].

Рассмотренные случаи двухфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей представляют собой первые шаги на пути решения сложной проблемы многофазного движения флюидов без фазовых переходов. Решение этой задачи, впервые предложенное американскими исследователями С. Бакли и М. Левереттом, не противоречит экспериментальным фактам (при высокой скорости потока) и имеет существенное практическое применение. В частности, решение Бакли-Леверетта позволяет определить среднюю насыщенность в безводный период, рассчитать среднюю насыщенность после достижения фронта вытеснения в добывающую скважину и на базе этого получить простую формулу для расчета КИН. Подобные формулы, вытекающие из решения задачи о вытеснении нефти (или газа) водой, применяются при оценочных инженерных расчетах основных технологических параметров разработки нефтегазовых месторождений с использованием процесса заводнения [18, 19].

В работе [93, 96] экспериментально показано, что нефтеотдача в неоднородном коллекторе немонотонно зависит от темпа вытеснения, тогда как в модели Раппопорта-Лиса эта связь монотонна, а модель Бакли-Левретта инвариантна относительно темпа процесса. Этот факт объясняется конечностью времени установления равновесного распределения фаз. Для всех неравновесных моделей характерна зависимость ОФП не только от насыщенности, но и от ее производной по времени.

3.2 Разработка новой модели вытеснения

Как известно, результатом исследования процесса вытеснения является нахождение зависимостей текущего и конечного КИН от параметров пласта и жидкостей и от режима закачки вытесняющего агента, которые можно определить, если известно распределение водонасыщенности в пласте в каждый момент времени. Необходимо установление качественных закономерностей, устойчивых тенденций, количественных соотношений, устойчивых к вариации исходных данных, расширение совокупности сведений, которые учитываются при выборе системы разработки месторождения или методов воздействия на пласт.

В работах Г. И. Баренблатта и др. [7, 8, 9, 10] подчеркивается, что геологической и геофизической информации по отдельным скважинам и в целом по объекту недостаточно для однозначного построения модели пласта. Если модель строится на интерполяции по пласту данных, полученных на основе единичных скважинных измерений, то нет оснований считать это адекватным представлением процесса, происходящего в пласте.

В работах А.Х. Мирзаджанзаде [53, 54, 55] отмечается, что исследования последних лет показывают, как явления в средах со сложной неупорядоченной структурой часто выявляют масштабную инвариантность (фрактальность) пространственных и временных свойств. Это обстоятельство позволяет выработать некоторые общие методы моделирования сложно построенных сред, что в ряде случаев облегчает описание протекающих в них процессов. Детерминированные

модели полезны для проведения математических экспериментов, целью которых является выработка стратегии управления. Расчеты с применением дедуктивных моделей, реализованных в виде стандартных пакетов программ (ECLIPSE, MORE и т.д.), продуктивны, поскольку заменяют дорогостоящие натурные эксперименты, но их нельзя использовать для реального мониторинга или для прогноза проектных показателей. Наряду с этими внешними ограничениями, имеются и внутренние трудности детерминированных моделей – отсутствие достоверной информации о детальном геологическом строении пласта и большие погрешности в промысловых данных. В условиях низкой точности геолого-геофизических материалов интегральные одно- или двумерные модели более точны, чем трехмерные, поскольку ошибки при интегрировании взаимно погашаются.

Задачи реального управления процессами разработки нефтяных месторождений требуют привлечения феноменологического подхода, когда сразу ищутся законы, описывающие систему в целом. При использовании феноменологических моделей история нефтяного месторождения становится историей именно всего месторождения, а не историей отдельных скважин, пластов и объектов разработки.

Для прогнозирования технологических показателей разработки нефтяных месторождений необходимо, чтобы расчетные схемы как можно полнее учитывали реальные свойства пластов и как можно больше отражали процесс двухфазной фильтрации. При вытеснении нефти водой образуется зона совместной фильтрации, в которой фазовые проницаемости по нефти и воды отличаются от величины абсолютной проницаемости (АП). На величину фильтрационного сопротивления в зоне смеси оказывает влияние также соотношение вязкостей вытесняемой и вытесняющей жидкостей [61, 62, 67, 68]. При построении расчетных моделей для определения дебитов жидкостей используется функция Бакли—Левретта. Для определения технологических показателей разработки конкретных месторождений с её применением рекомендуется воспользоваться усредненными по месторождению кривыми фазовых проницаемостей.

Зависимости в виде кубической параболы, приведенные в [18, 19, 102, 103],

с точностью до обозначений ($\mu_n(s)$, $\mu_b(s)$ и s – водонасыщенность) совпадают с зависимостями относительных фазовых проницаемостей в виде полинома третьей степени. Предложенные методы обработки экспериментальных данных [20, 22, 89, 90] позволяют описать ОФП в широком диапазоне и определить основные характерные параметры $s_{св}$, $s_{он}$ и $s_{пред}$.

При формальном рассмотрении процесса вытеснения нефти водой с применением модели имеется неоднозначность насыщенности на фронте вытесняющей жидкости, которую связывают с гиперболической зависимостью насыщенности. Кроме того, появляется неоднозначность при определенной водонасыщенности — имеются две скорости вытеснения при одной и той же водонасыщенности.

Согласно работам [13, 38, 45, 81], из профиля насыщенности (рисунок 3.6) видно, что при определенных значениях времени для некоторых значений x насыщенность становится неоднозначной (может иметь три различных значения), хотя насыщенность должна иметь только одно значение для любого места и времени.

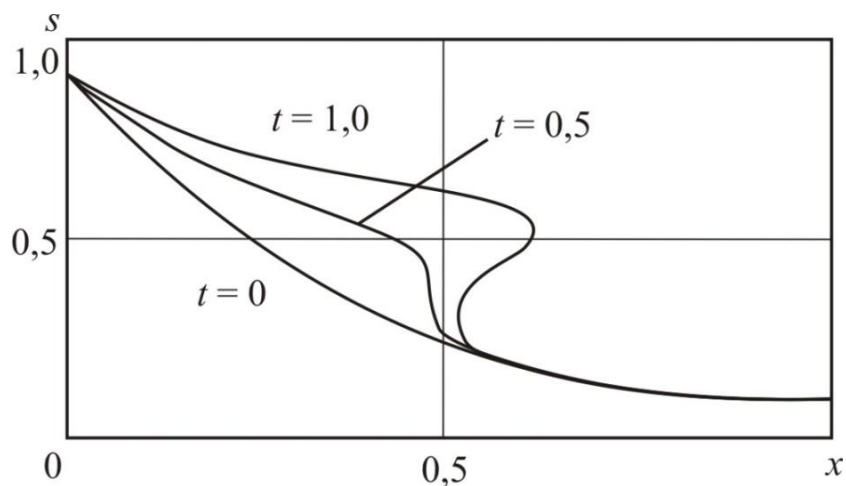


Рисунок 3.6 – Формирование неоднозначного распределения насыщенности в задаче Бакли—Левретта

Данная неоднозначность связана с тем, что производная функции Бакли—Левретта имеет как восходящую ветвь, так и нисходящую, то есть $f'(s_1) = f'(s_2)$, а начальные координаты насыщенностей отстоят на некотором расстоянии друг от друга $x_3 < x_2 < x_1$. В этом случае по истечении некоторого времени

водонасыщенности будут иметь три разных значения при x_4 . Для устранения неоднозначности используют различные скачки водонасыщенности и материальный баланс (то есть доопределяют функцию), например введением скачка насыщенности с равными площадями по обе стороны от вертикали.

Данная неоднозначность делает невозможной, начиная с этого момента времени, непосредственное применение известного уравнения [33, 34, 78, 83]

$$x(s) = \frac{v}{m} f'(s) \cdot t + x_0. \quad (3.52)$$

Классические модели двухфазной фильтрации Бакли—Левретта и Раппопорта—Лиса предполагают зависимость функций фазовых проницаемостей и капиллярного давления только от насыщенности.

Модель Раппопорта—Лиса отличается учетом капиллярного «скачка» давления P_k , которое задается в виде эмпирической функции насыщенности

$$P_H - P_G = P_k(s) = \alpha \cdot \cos \theta \cdot \sqrt{\frac{m}{K}} \cdot J(s). \quad (3.53)$$

где α – коэффициент поверхностного натяжения; θ – статический краевой угол смачивания; m – коэффициент пористости; K – коэффициент проницаемости; $J(s)$ – безразмерная функция Левретта.

Капиллярные силы оказывают заметное влияние на процесс вытеснения только при малых размерах области фильтрации и низких скоростях движения жидкостей. Действие капиллярных сил проявляется в основном вблизи фронта вытеснения, где градиенты насыщенности велики. Эти силы приводят к «размазыванию» фронта вытеснения нефти водой, поэтому при учете капиллярных сил «скачок» насыщенности в модели Раппопорта—Лиса отсутствует, и насыщенность изменяется непрерывно [13, 82, 86].

Рассмотрим уравнение (3.52) и рисунок 3.7, на котором s_n точка перегиба функции Бакли-Левретта $f(s)$, а производная $f'(s_n)$ – имеет максимальное значение, соответственно, вторая производная меняет знак, как показано в работах А.А. Хайруллина, С.И. Грачева и других [21, 23, 24, 91, 92]. Учитывая то, что водонасыщенность зависит от координаты x и времени t , то есть $s(x,t)$, фиксируя

время, получено распределение водонасыщенности $s(x, t_0)$ или $x = x(s)$ в момент времени t_0

$$x(s) = \frac{v}{m} f'(s) \cdot t_0, \quad (3.54)$$

где x – координата водонасыщенности в пласте, v – суммарная скорость фильтрации нефти и воды, $f'(s)$ – производная функции Бакли-Левретта, m – коэффициент пористости.

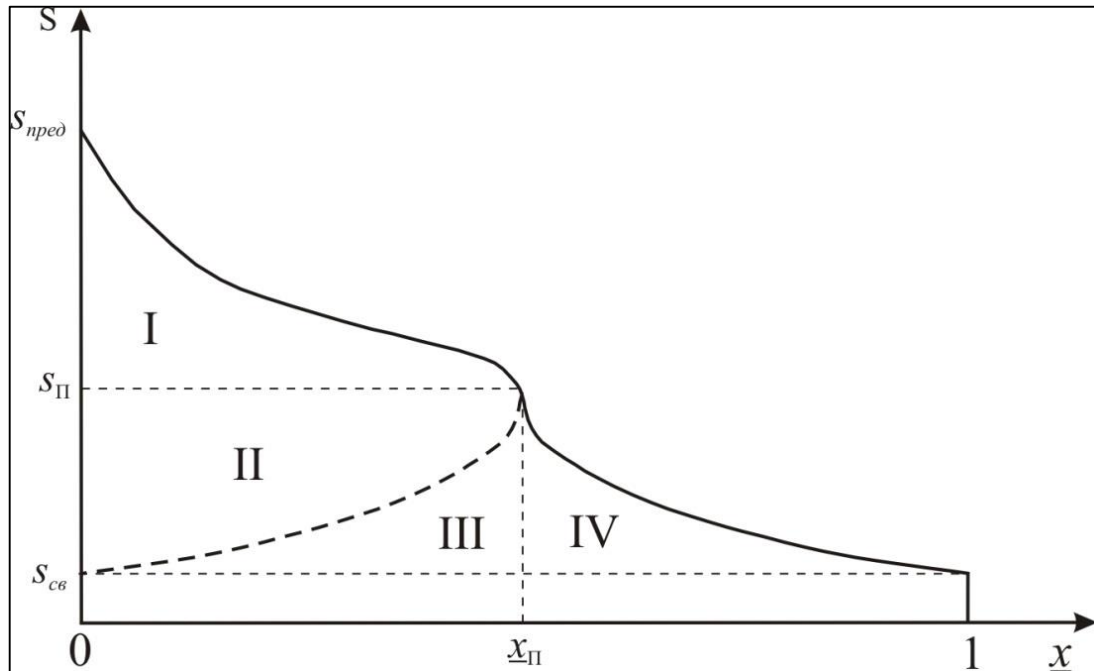


Рисунок 3.7 – Схема модифицированного распределения водонасыщенности

Из производной функции Бакли—Левретта $f'(s)$ построим профиль распределения функции $s(x; t)$. Области I и II на рисунке 3.7, соответствуют s_i с минимальными скоростями движения для значений близких к $s_{св}$ и $s_{пред}$, а s_n – значение водонасыщенности с максимальной скоростью. Так как водонасыщенность в поровой среде должна монотонно возрастать, необходимо путем анаморфозы $s(x; t)$ относительно оси x_{II} , получить область IV для описания зависимости $s=s(x)$ в момент времени t , причем x с точностью до постоянного множителя совпадает с $f'(s)$. Здесь использована приведенная величина $x \equiv x/x_T$, где x_T – граница начала вытеснения нефти водой, своего рода аналог фронта вытеснения x_B , введенного ранее.

Положение координаты $x(s_i)$ зависит от скорости, то есть $f'(s_i)$. В начале оси

координат полагаем равным $s_{nped} = \text{const}$, то есть $f'(s_{nped}) = 0$, а на границе вытеснения $s = s_{ce} \equiv \text{const}$, $s_{п}$ — значение водонасыщенности в точке перегиба, $x_{п}$ — координата точки перегиба. Такое представление $f(s)$ удовлетворяет граничным условиям. По аналогии с кинематикой в этом случае параметр s соответствует времени, а движение происходит с переменной скоростью. Вначале скорость растет от нуля и достигает максимального значения, затем уменьшается до нуля. Тогда, зная полное время движения, можем сказать, что на расстоянии x скорость равнялась $v(x)$, а скорости соответствует $f'(s)$.

Аналогично можно поступить при построении распределения водонасыщенности в других приведенных величинах, например, используя расстояние между линиями нагнетательных и добывающих скважин. Верхняя половина ветви остается тем же самым, а нижняя ветвь отображается симметрично координаты $x_{п}$ (рисунок 3.7). В этом случае неоднозначность типа (рисунок 3.6) устраняется.

Известно, что распределение водонасыщенности $s = s(x)$ можно определить из выражения

$$x(s) = \frac{1}{mhb} f'(s) \cdot hb \int_0^t v(t) dt \equiv \frac{Q_{зак}(t)}{mhb} f'(s). \quad (3.55)$$

где h и b — мощность и ширина пласта; $Q_{зак}(t)$ — объем закаченной в пласт воды к моменту времени t .

Выражение (3.55) в приведенных величинах примет вид

$$\underline{x}(s) \equiv \frac{x(s)}{Q_{зак}(t)/mhb} = f'(s). \quad (3.56)$$

В интервале $s \in [s_{ce}, s_{п}]$ имеем распределение, условно, в гидрофобной (или близкой к гидрофобной) вытесняемой зоне, на рисунке 3.7 область IV, а при $s \in [s_{п}, s_{nped}]$ — вытесняющей гидрофильной (или близкой к гидрофильной) зоне область I. Можно предположить, что в области I до тех пор, пока кривая распределения водонасыщенности вогнутая (ранее упоминалась гиперболическая зависимость), происходит вымывание нефти, а когда кривая становится выпуклой,

начинается вытеснение нефти, которое продолжается и в области IV до x_{ϕ_6} . Проводя аналогию с ранее приведенными объяснениями границы вытеснения, логично предположить, что критическая точка области I, то есть точка перехода вогнутости в выпуклость, и есть граница вытеснения. Еще раз подчеркнем, что s является функцией координаты и времени, поэтому s можно рассматривать как координатную величину и как время, в зависимости от условий (смотреть рисунок 3.7).

При переходе от приведенных параметров к реальным физическим величинам требуется особая осторожность, в применении водонасыщенности $s(x,t)$ необходимо точно определять, когда s является временем, а когда – координатой. Кроме того, необходимо учитывать влияние скорости фильтрации на вытеснение.

Так, при выводе формул (3.54) и (3.55) предполагается, что наблюдение ведется за движением координаты с определенной водонасыщенностью, но $f'(s)$ и $f''(s)$ зависят от $s = s(x,t)$, то есть в том числе и от времени. Поэтому логично предположить, что полная производная функции Бакли-Левверетта

$$f'(s(x,t)) = \frac{\partial f}{\partial s} \left(\frac{\partial s}{\partial x} \right)_{t=const} + \frac{\partial f}{\partial s} \left(\frac{\partial s}{\partial t} \right)_{x=const} \quad \text{должна входить и в формулу (3.55), то}$$

есть

$$x(s) = \frac{1}{m} \cdot \int_0^t f'(s)v(t)dt = \frac{1}{m} \cdot \int_0^t v(t)f'(s) \left(\frac{\partial s}{\partial x} \Big|_t + \frac{\partial s}{\partial t} \Big|_x \right) dt. \quad (3.57)$$

Возможно, такой зависимостью объясняется распределение в виде приведенном на рисунке 3.7. Использование зависимости (3.57) требует дополнительных исследований, и в данной работе ограничимся общими предположениями.

По лабораторным данным в работе [23] построена функция Бакли-Левверетта и её производная (рисунок 3.8) для относительной вязкости $\mu_0 \equiv \mu_0/\mu_n = 0,5$. В рассматриваемой интерпретации метод Бакли-Левверетта не имеет скачка водонасыщенности, а характер поведения аналогичен методу Раппопорта-Лиса (рисунок 3.9). При этом отпадает необходимость решения уравнения в частных

производных с учетом функции Леверетта $J(s)$ (3.53). Распределение водонасыщенности (3.57) получается автомодельным, то есть при изменении $Q_{зак}(t)$ и $x(s_{св})$ вид распределения сохраняется [21, 23, 24, 91, 92].

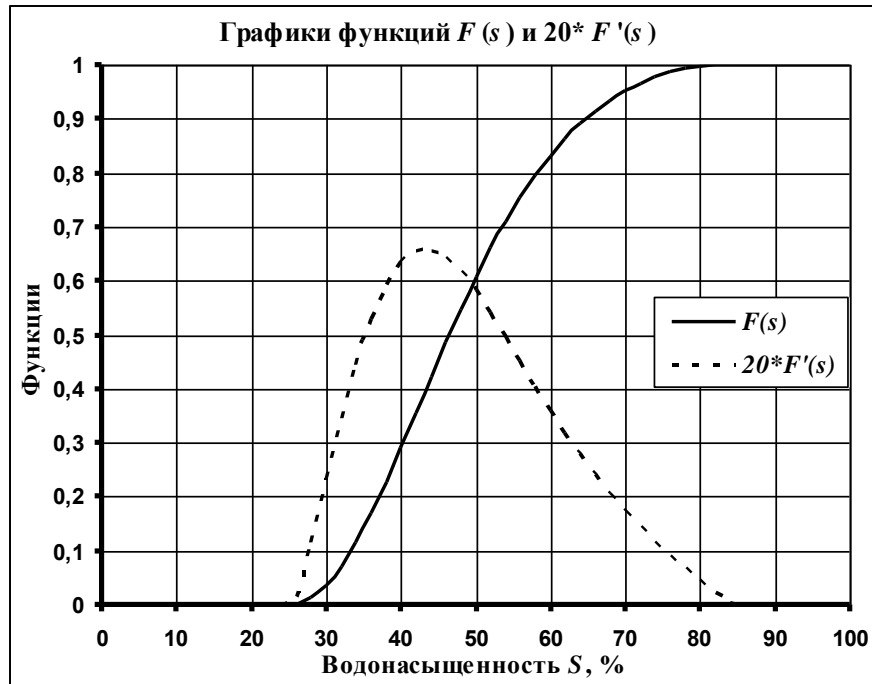


Рисунок 3.8 – Функция Бакли–Леверетта и её производная

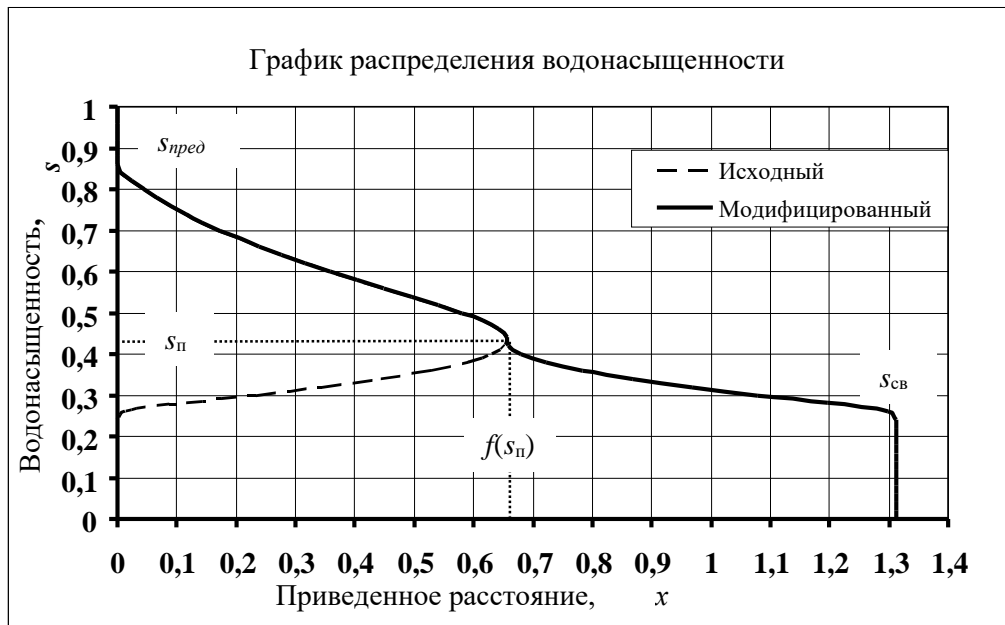


Рисунок 3.9 – Модифицированное распределение водонасыщенности

Для модифицированной функции Бакли-Леверетта введем обозначение

$$L(s) = f'(s_{\Pi}) + \text{sign}(s_{\Pi} - s) \cdot [f'(s_{\Pi}) - f'(s)], \quad (3.58)$$

где $\text{sign}(s)$ определяет знак: 1, если $s > 0$; -1, если $s < 0$; 0, если $s = 0$.

Тогда приведенное расстояние примет значение

$$\begin{aligned} \underline{x}(s_{ce}) &\equiv L(s_{ce}) = f'(s_{II}) + \text{sign}(s_{II} - s_{ce}) \cdot [f'(s_{II}) - f'(s_{ce})] = \\ &= f'(s_{II}) + 1 \cdot [f'(s_{II}) - 0] \equiv 2f'(s_{II}) \quad , \\ \underline{x}(s_{nped}) &\equiv L(s_{nped}) = f'(s_{II}) + \text{sign}(s_{II} - s_{nped}) \cdot [f'(s_{II}) - f'(s_{nped})] = \\ &= f'(s_{II}) - 1 \cdot [f'(s_{II}) - 0] \equiv 0 \quad , \\ \underline{x}(s_{II}) &\equiv L(s_{II}) = f'(s_{II}) + \text{sign}(s_{II} - s_{II}) \cdot [f'(s_{II}) - f'(s_{II})] = \\ &= f'(s_{II}) + 0 \cdot [f'(s_{II}) - f'(s_{II})] \equiv f'(s_{II}) \quad . \end{aligned}$$

Для наглядности метод построения кривой водонасыщенности показан на рисунках 3.10 и 3.11.

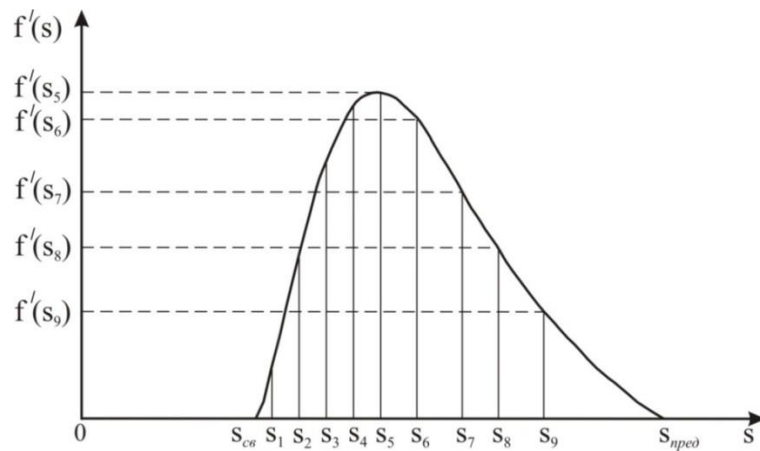


Рисунок 3.10 – Зависимость производной функции Бакли-Лeverетта от водонасыщенности

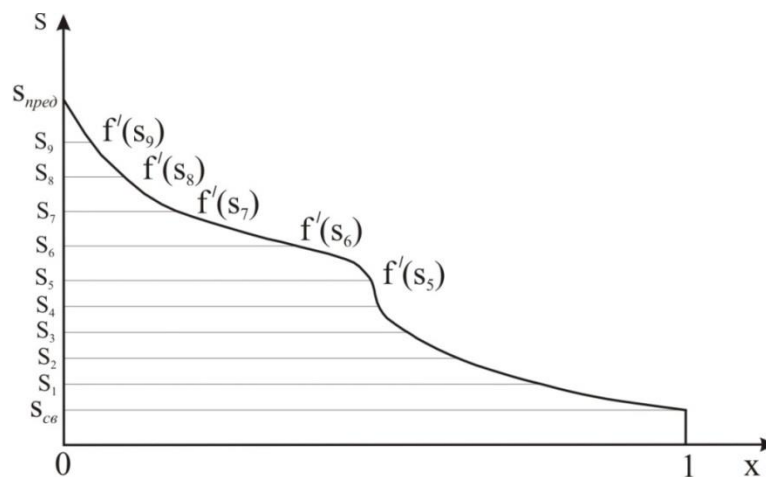


Рисунок 3.11 – Построение распределения водонасыщенности

Распределение водонасыщенности в безводный и водный периоды схематично показано на рисунках 3.12 и 3.13. Значения $Q(t_i)$ сопоставляются координатам x_i начала заводнения в момент времени t_i , а при $Q(t_*) = Q_*$ – начинается водный период добычи, то есть при $x = l$ (смотреть рисунок 3.12). Приведенная

координата $\underline{x} \equiv x/l = 1$ (l – единица измерения) соответствует расстоянию до добывающих скважин (смотреть рисунок 3.13), на которой наблюдается рост обводненности продукции, а при $\underline{x} > 1$ мы должны рассматривать фиктивные границы заводнения (рисунок 3.14).

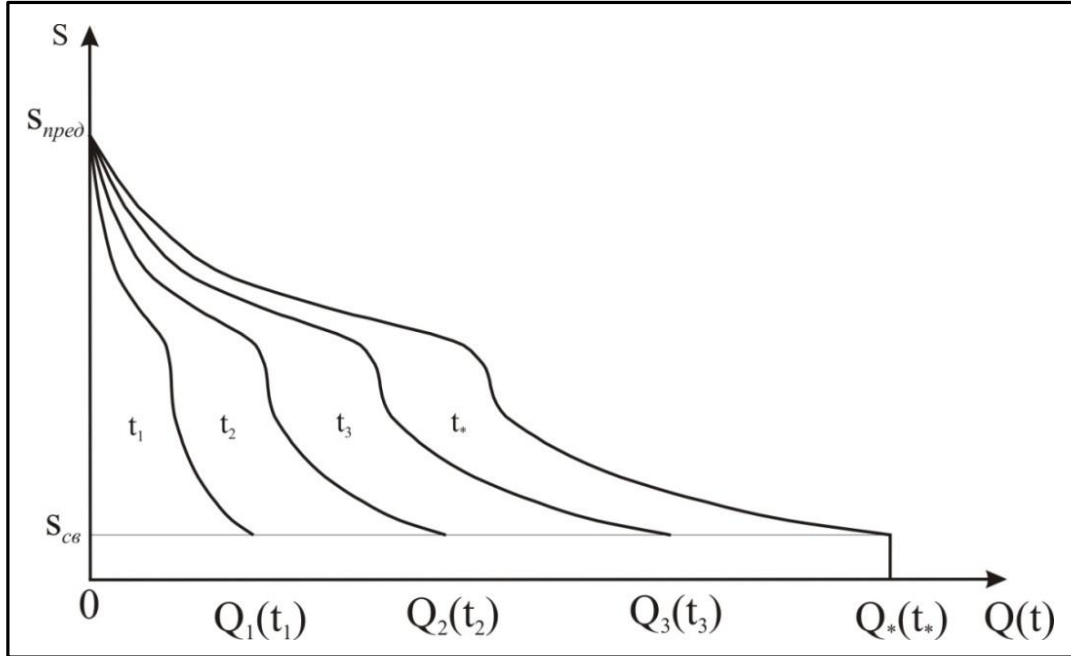


Рисунок 3.12 – Схема распределения водонасыщенности в пласте в безводный период при $\underline{x} \in [0;1]$ и $t \leq t_*$

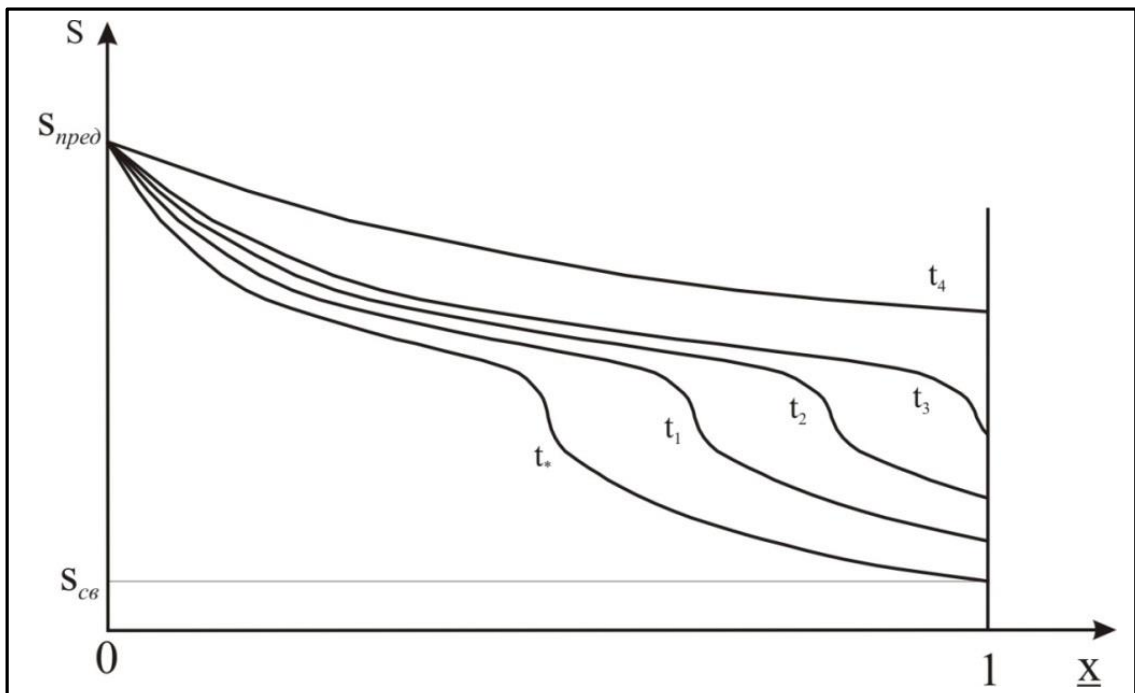


Рисунок 3.13 – Схема распределения водонасыщенности в пласте в водный период при $\underline{x} \in [0;1]$ и $t \geq t_*$

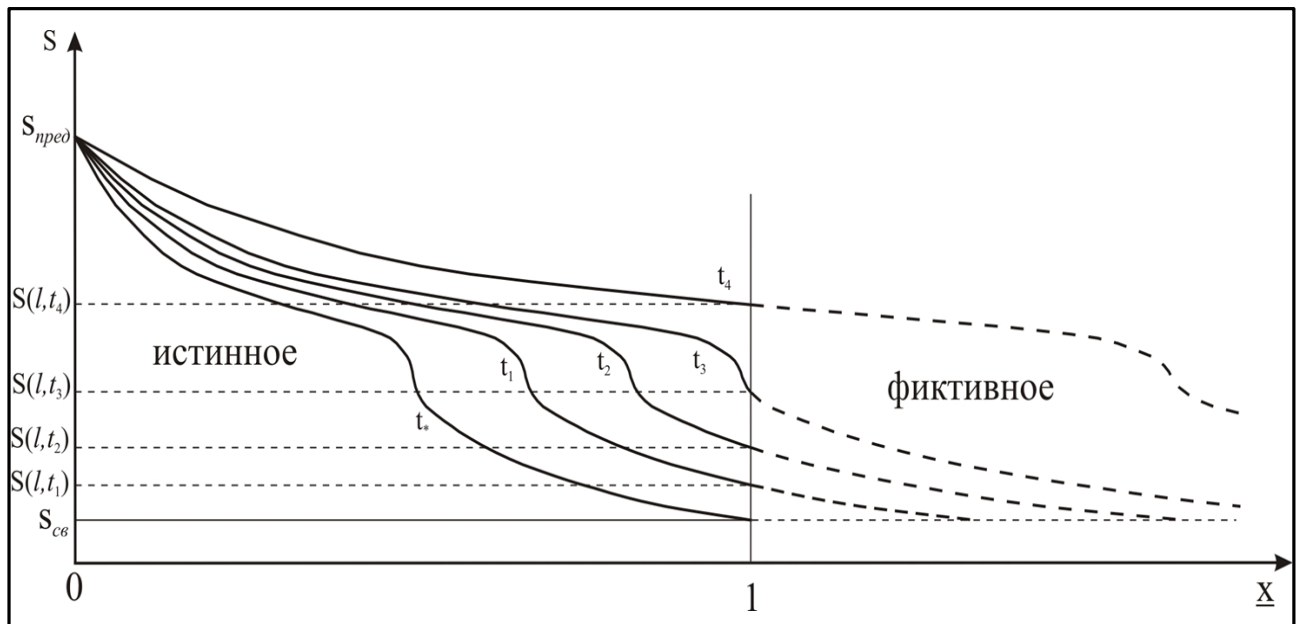


Рисунок 3.14 – Распределение водонасыщенности в пласте в водный период разработки

Таким образом, приведенная схема рассмотрения процесса заводнения, включающая модели Бакли—Левретта и Раппопорта—Лиса, в новой интерпретации позволяет использовать усредненные лабораторные данные по ОФП и исследовать кинетику заводнения. Оценка коэффициента вытеснения в заводненной области производится по суммарному изменению водонасыщенности в этой области.

Усилия многих ученых долгое время были направлены на рассмотрение процесса распределения водонасыщенности в пласте, поскольку объект исследования недоступен непосредственному изучению. Каждое измерение уникально, в том смысле, что неповторимо и не воспроизводится, так как любое воздействие на продуктивный пласт приводит к изменению свойств самого пласта. В этом случае применяют моделирование – физическое, электродинамическое, численное или математическое. При этом совпадения расчетных параметров с промышленными являются, скорее всего, исключениями.

Известно, что экспериментальные данные не подтверждают и не опровергают теорию. Теорию можно опровергнуть только теоретически или найдя в ней противоречия. Теория может не противоречить экспериментам, но экспериментам могут не противоречить и другие теории.

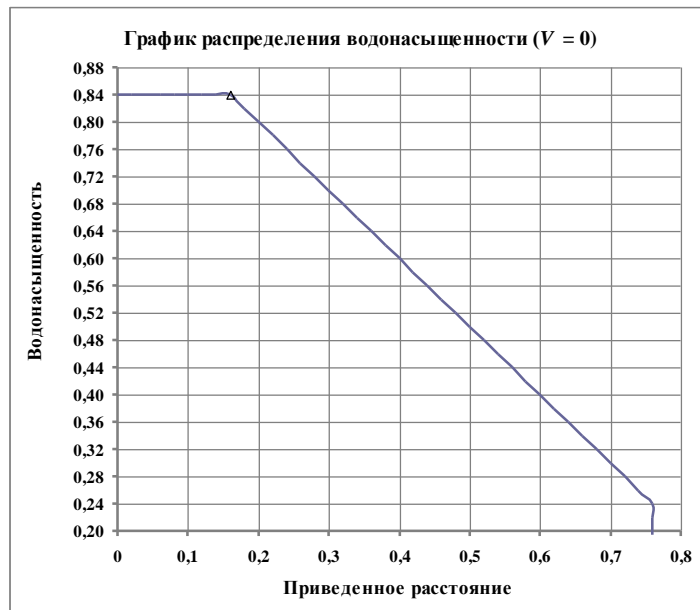


Рисунок 3.15 – Начальное распределение водонасыщенности в пласте

Лабораторные и особенно промысловые исследования процессов вытеснения нефти водой затратные как по времени, так и по финансированию. Этих недостатков лишен метод моделирования, с применением которого исследованы некоторые особенности и способы применения предложенной двухфазной модели вытеснения нефти водой.

Примем допущение, что в какой-то момент времени (рисунок 3.15) в прямолинейном пласте имеется линейное распределение водонасыщенности в безводный период, так как приведенное расстояние меньше единицы.

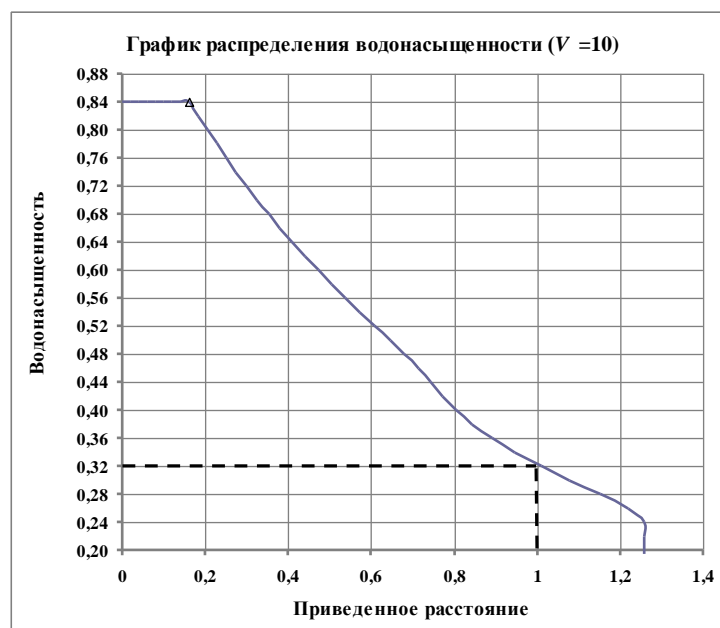


Рисунок 3.16 – Распределение водонасыщенности в пласте в водный период

Затем при закачке условного объема воды $V = 10$ фиктивная граница вытеснения выходит за пределы пласта (за галерею добывающих скважин). Водонасыщенность на линии добывающих скважин 32% (рисунок 3.16).

При дальнейшем заводнении (рисунок 3.17) водонасыщенность равна 40 % при приведенном объеме $V = 20$, при этом все еще происходит вытеснение.

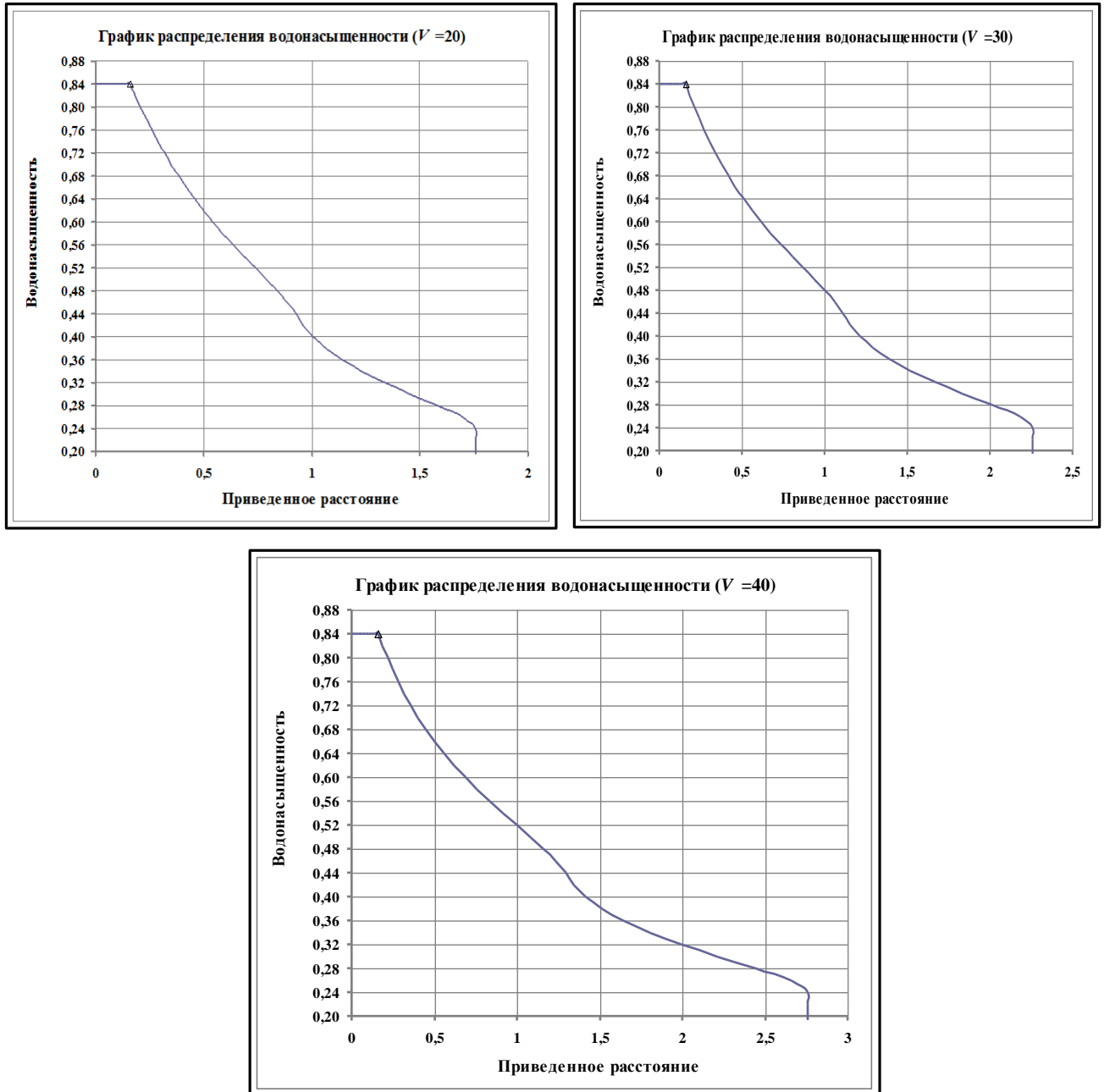


Рисунок 3. 17 – Графики распределения водонасыщенности в пласте по модифицированной модели

Аналогичные графики представлены на рисунке 3.17, при $V = 30$ и $V = 40$ здесь уже происходит «вымывание», соответствующие водонасыщенности 48 и 52 % соответственно.

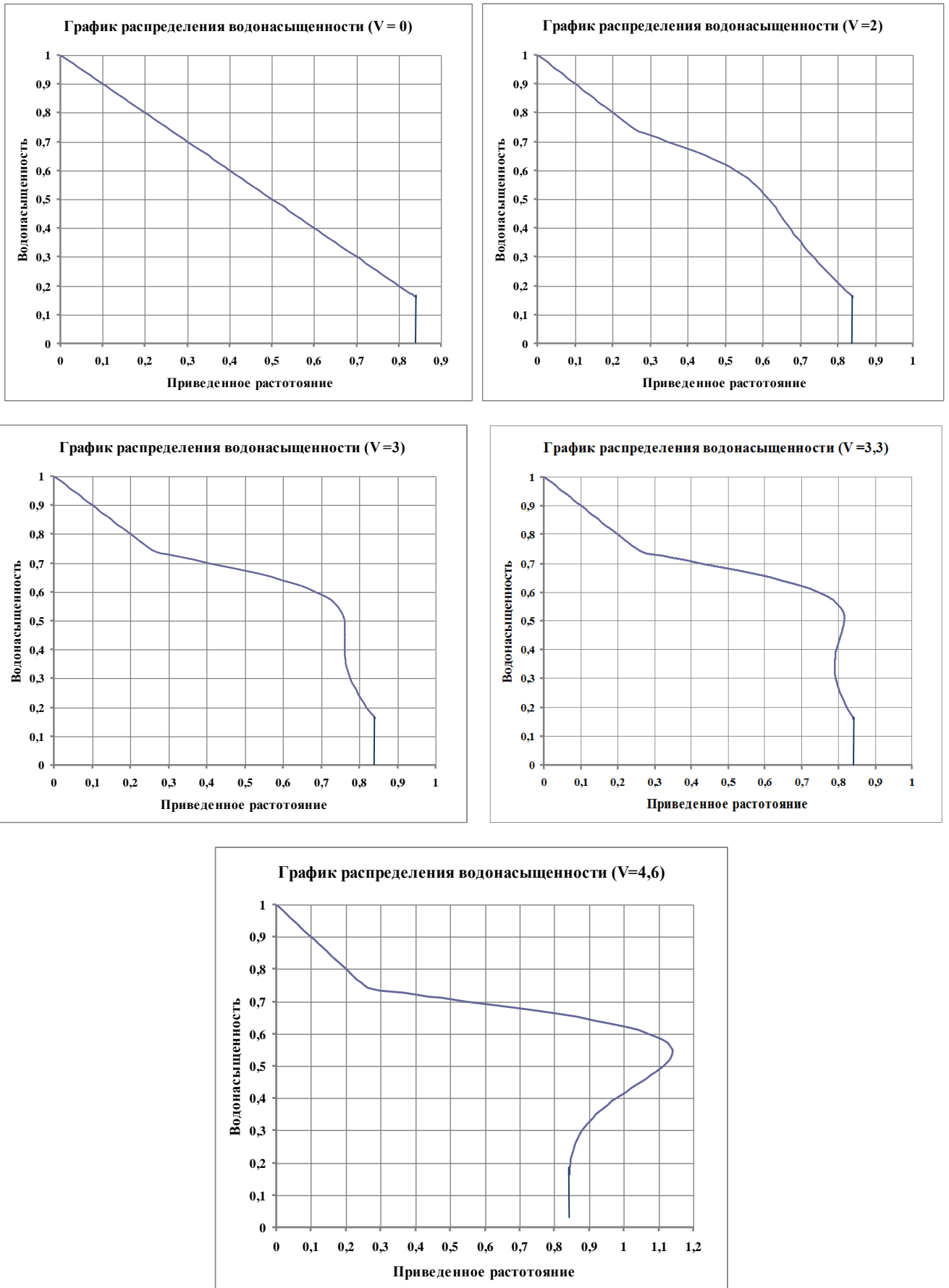


Рисунок 3.18 – Графики распределения водонасыщенности в пласте, в которых возникает неоднозначность

Для сравнения представлено распределение водонасыщенности по модели Бакли-Левретта на следующих графиках (рисунок 3.18). На графиках изменение водонасыщенности происходит в интервале от 16 до 74 %. При $V=2$ можно наблюдать состояние, после которого начинается неоднозначность в распределении водонасыщенности. На графиках при $V=3$ и $V=3,3$ возникает неоднозначность в распределении водонасыщенности, например, при приведенном расстоянии 0,8 имеются три значения водонасыщенности. В дальнейшем искривление распределения водонасыщенности еще сильнее при $V = 4,6$.

Для распределения водонасыщенности, представленной на графиках (рисунок 3.18), необходимо введение решения в виде, изображенном на рисунке 3.6. Данное решение в виде математического «скачка» в распределение водонасыщенности повлияет на коэффициент охвата пласта заводнением. Для сравнения приведем решение математической модели для случая прохождения фронта вытеснения в добывающей скважине (рисунок 3.19).

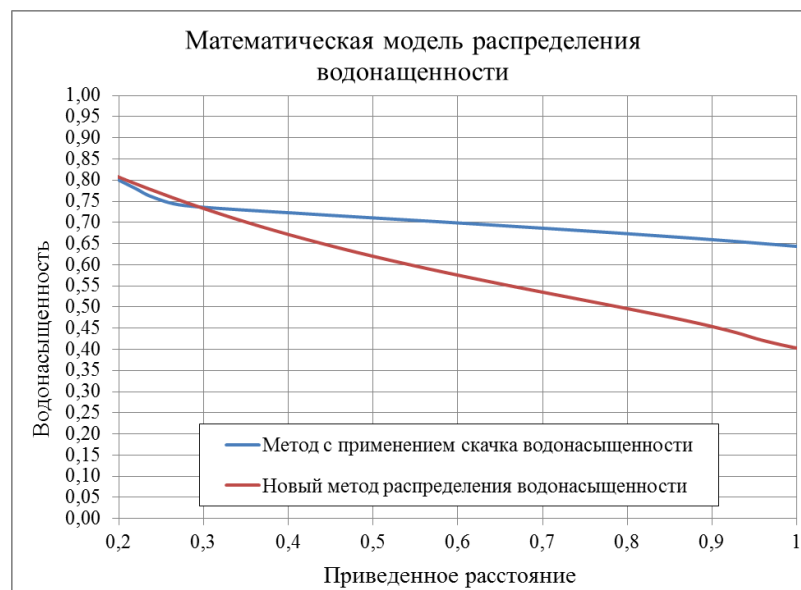


Рисунок 3.19 – Распределение водонасыщенности в момент прохождения фронта вытеснения в добывающей скважине

На рисунке 3.19 приведены математическая модель распределения водонасыщенности в пласте в момент прохождения фронта вытеснения в добывающей скважине по модели, которая включает в себя «скачок» водонасыщенности, и по новой модели, предлагаемой в данной работе. Если сопоставить графики, представленные на рисунке 3.19, то можно отметить, что в

одно и то же время, при одном и том же объеме закачанной воды существенно различается характер кривых, описывающих распределение водонасыщенности. В модели «со скачком» водонасыщенности в заводненной зоне залежи по мере удаления фронта заводнения рост обводненности добываемой продукции происходил более интенсивно, чем охват заводнением пласта по новой модели. В модели «со скачком» обводненность продукции скважины происходит мгновенно от 0 % до уровня 65 %, а в центральной части пласта на уровне 72 %. В новой модели обводненность продукции скважины растет плавно и достигает уровня 40 %, а в центральной части пласта на уровне 63 %. Если представить, что остаточная водонасыщенность в пласте примет значение 20 %, а остаточная нефтенасыщенность – 20 %, то получим значения охвата заводнением извлекаемых запасов пласта для модели «со скачком» 83,3 %, а по новой модели – 65,8 %. Фактически получается, что неучтенными процессом заводнения остаются порядка 17,5 %. Эта цифра достаточно велика, переводя эту цифру в условия реального месторождения, то неучтенными оказываются несколько тысяч тонн нефти в пласте.

Изучение процесса обводнения пластов и скважин аналитическими методами встречает большие трудности. До настоящего времени исследование вопросов обводнения при помощи математического аппарата носило характер выявления влияния на показатели лишь отдельных факторов. Даже при сильном упрощении расчетных схем обводнения пластов и скважин по сравнению с реальными условиями решение задач оказывается очень сложным. Поэтому результаты аналитических исследований обводнения нефтеносных пластов и скважин являются достаточно ценными, в том числе и для тестирования численных моделирований.

Таким образом, представленная трактовка модели функций Бакли-Левверетта и ее производной имеет большое практическое значение для контроля выработанности запасов нефти на различных участках залежей в зависимости от показателей закачки, в исследованиях нефтеотдачи пластов и при решении многих других вопросов разработки нефтяных месторождений.

4 ПРАКТИЧЕСКАЯ АППРОБАЦИЯ МОДИФИЦИРОВАННОЙ МОДЕЛИ

Процесс разработки нефтяных и газовых месторождений всегда сопровождается движением двух и более фаз несмешивающихся жидкостей. Естественно, при этом изменяется насыщенность движущихся жидкостей. Такие процессы происходят при использовании естественной энергии пласта, вторичных методов добычи нефти после израсходованной энергии и систем поддержания пластового давления (в отечественной нефтяной промышленности).

Первоначально, как правило, все залежи нефтяных и газовых месторождений были заполнены водой. По мере накопления углеводородов первоначальная (реликтовая) вода оттеснялась. Но вытеснение происходит не полностью, и часть воды остается невытесненной – «погребенной». Поэтому движение флюидов в пласте всегда двухфазное, даже если одна из фаз неподвижна.

При исследовании различных процессов используются методы анализа и синтеза. Анализ позволяет представить полную закономерность процесса в виде суммы простых этапов и применять известные экспериментальные законы. Метод синтеза позволяет, в частности, из нескольких ранее доказанных утверждений сформулировать новое. Любой процесс получения знаний основан на единстве анализа и синтеза.

С этой точки зрения изучение одномерного течения несжимаемых несмешивающихся жидкостей без учета капиллярных давлений и влияния сил тяжести представляется необходимым условием при исследовании более сложных процессов.

4.1 Сравнение решений по модели Бакли-Левретта и модифицированной модели

Свойство фазовых проницаемостей изменять свое значение в зависимости от изменения насыщенности имеет большое практическое значение для разработки нефтяных месторождений. Рассмотрим схему изменения водонасыщенности

пласта при вытеснении нефти водой на простейшей модели пласта.

В работах [33, 34] представлен расчет важнейших показателей из элемента однорядной системы разработки, в которой осуществляется вытеснение нефти водой. Процесс движения нефти и воды во всем элементе пласта условно принят одномерным и прямолинейным.

Исходные данные.

Длина пласта $l = 600$ м, его ширина $b = 600$ м, общая эффективная толщина $h_0 = 20$ м. Коэффициент охвата пласта заводнением по толщине $\eta_2 = 0,75$, так что охваченная заводнением толщина пласта составляет $h = 15$ м. Проницаемость пласта $k = 0,5$ мкм², пористость $m = 0,2$. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 4 \cdot 10^{-3}$ Па·с, вязкость воды $\mu_e = 10^{-3}$ Па·с. Через границу пласта при $x = 0$ закачивается вода с расходом $q = 200$ м³/сут, и столько же жидкости добывается с конца элемента при $x = l$, в течение всего рассматриваемого периода разработки режим работы пласта – жестко упруговодонапорный.

При построении модели функции ОФП определены как [33, 34]

$$k_n(s) = \left(\frac{s_{nped} - s_e}{s_{nped} - s_{св}} \right)^2, \quad \text{при } s_{св} \leq s_e \leq s_{nped}, \quad (4.1)$$

$$k_e(s) = \left(\frac{s_e - s_{св}}{s_{nped} - s_{св}} \right)^2, \quad \text{при } s_{св} \leq s_e \leq s_1, \quad (4.2)$$

$$k_e(s) = 0,8 \cdot \left(\frac{s_e - s_{св}}{s_{nped} - s_{св}} \right)^{\frac{1}{2}}, \quad \text{при } s_1 \leq s_e \leq s_{nped}. \quad (4.3)$$

Значение s_1 определяется из условия сшивания кусочно-гладких функций относительных проницаемостей для нефти и воды при $s = s_1$

$$\left(\frac{s_1 - s_{св}}{s_{nped} - s_{св}} \right)^2 = 0,8 \left(\frac{s_1 - s_{св}}{s_{nped} - s_{св}} \right)^{0,5} \Rightarrow \left(\frac{s_1 - s_{св}}{s_{nped} - s_{св}} \right)^{3/2} = 0,8,$$

$$\left(\frac{s_1 - s_{св}}{s_{nped} - s_{св}} \right)^3 = 0,64,$$

$$s_l = (s_{пред} - s_{св}) \cdot 0,64^{1/3} + s_{св}. \quad (4.4)$$

Подставив исходные данные в уравнение (4.4), получим значение $s_l = 0,7170$. Тогда кривые функций ОФП примут вид, представленный на рисунке 4.1. На этом рисунке представлены зависимости ОФП для нефти и воды, принятые в качестве исходных данных. Отметим, что ОФП по воде имеет излом для того чтобы обеспечить выпуклость области предельной водонасыщенности.

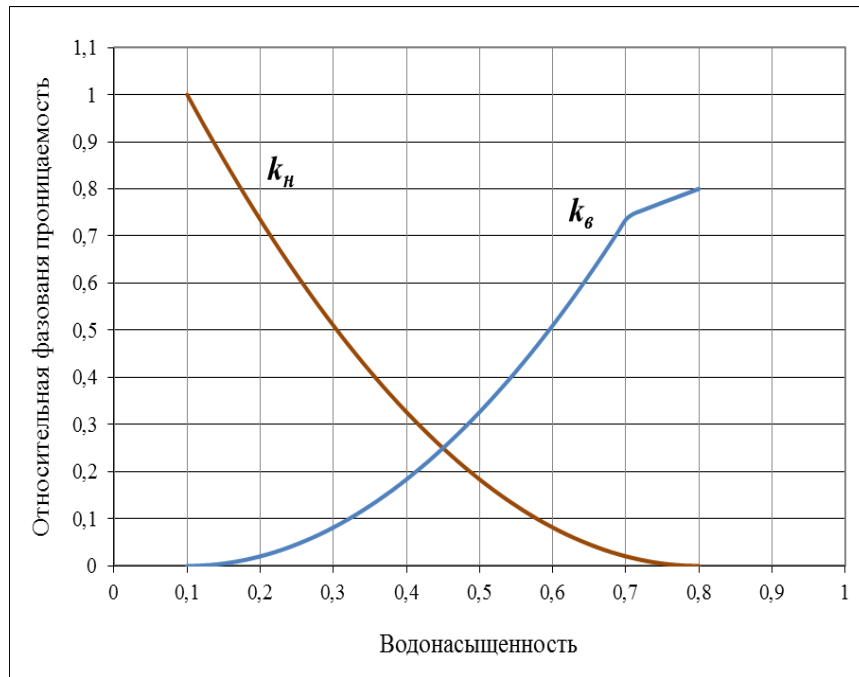


Рисунок 4.1 – ОФП по формулам (4.1)-(4.3)

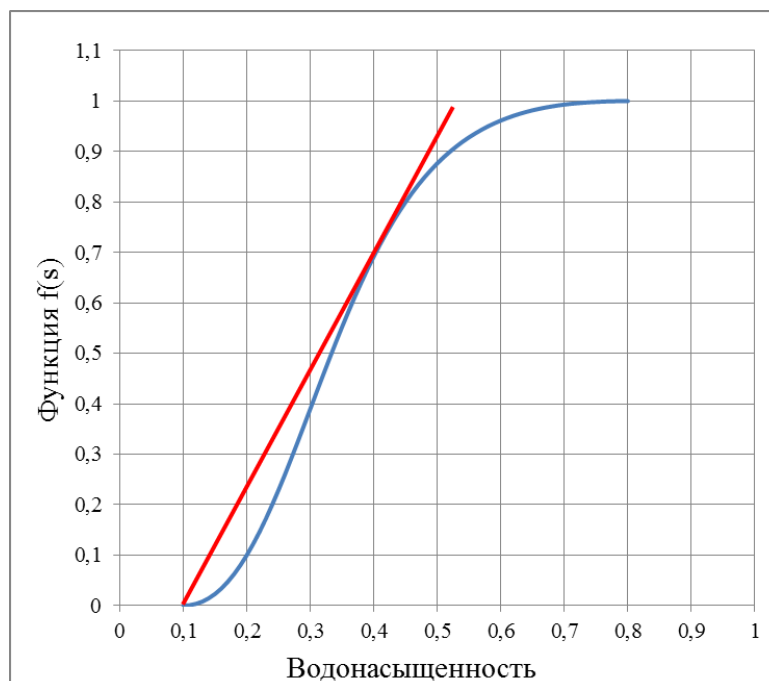


Рисунок 4.2 – Функция Бакли-Левретта

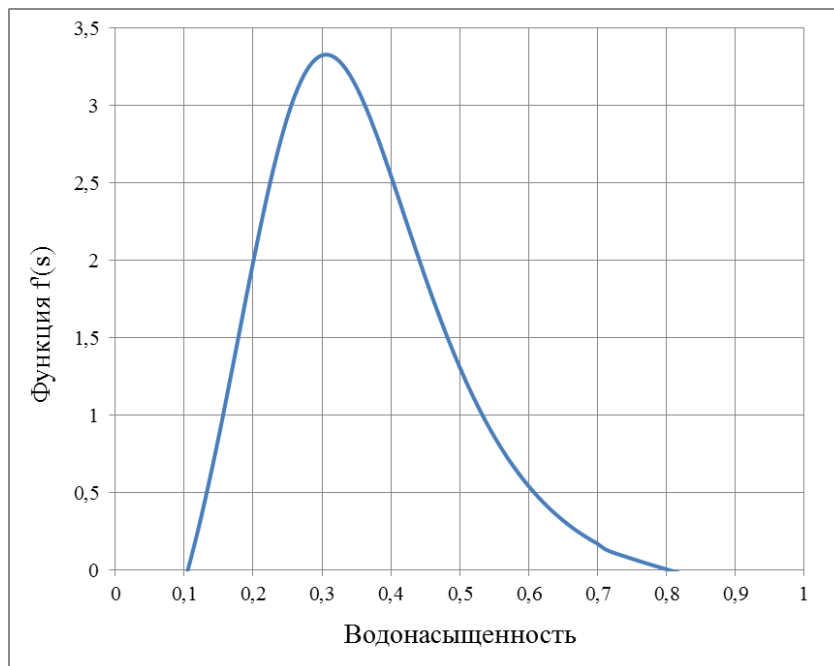


Рисунок 4.3 – Производная функции Бакли-Лeverетта

Заданные ОФП в виде формул (4.1 – 4.3) применим для построения функции Бакли-Лeverетта и ее численной производной, представленные на рисунках 4.2 и 4.3. Здесь касательная (рисунок 4.2) подбиралась с учетом максимального значения угла наклона прямой проходящей через начало функции Бакли-Лeverетта и точку на кривой.

Для определения водонасыщенности на фронте вытеснения проводится касательная к кривой $f(s)$ из точки $s=s_{св}$. В результате построения получаем, что $s_{фв}=0,470$; $f(s_{фв})=0,728$, то есть водонасыщенность пласта при подходе фронта вытеснения к добывающей скважине составит 47 %, обводненность продукции скважины – 72,8 %.

Время безводной добычи нефти t_* определяется формулой [33, 34]

$$t_* = \frac{bhml}{qf'(s_g)}. \quad (4.5)$$

$$t_* = \frac{0,2 \cdot 600 \cdot 15 \cdot 600}{200 \cdot 2,76} = 1959 \text{ суток} = 5,4 \text{ года}.$$

Накопленное количество добытой нефти за этот период разработки пласта составит

$$Q_{H*} = qt_* = 200 \cdot 1959 = 392 \text{ тыс. м}^3.$$

Зная накопленный объем добытой нефти за безводный период, можем определить безводный коэффициент извлечения нефти (КИН) по формуле:

$$КИН = \frac{Q_{н*}}{G} = \frac{392}{1080} = 0,340, \text{ где } G - \text{ геологические запасы нефти либо объем}$$

нефтенасыщенных пор.

При этом проектный КИН через 30 лет составит 0,480, а обводненность продукции, получаемой из элемента пласта, достигнет значения 97,3 %.

Решим данную задачу на основе новой модифицированной модели вытеснения. По ней вместо фронта вытеснения используется понятие границы вытеснения (рисунок 3.7), то есть координата $x(s_{cv}) = x_c$, при которой начинается рост водонасыщенности.

Для определения координаты фиксированной водонасыщенности используем формулу

$$x(s_i) = l \cdot \underline{x}(s_i). \quad (4.6)$$

Параметр s_i выражается через приведенную координату \underline{x} , определённую с учетом не сжимаемости жидкостей из выражения

$$\underline{x}(s_i) = \frac{V}{\underline{K}} \cdot L(s_i), \quad (4.7)$$

где $L(s_i)$ – модифицированная функция Бакли-Левретта, заданная по (3.7),

$$\underline{V} = \frac{Q_{зак}}{V_{П}}, \quad (4.8)$$

где \underline{V} – приведенный объем закачки, $Q_{зак}$ – объем закачанной жидкости, $V_{П}$ – поровый объем элемента пласта, $L(s_i)$ – модифицированная функция Бакли-Левретта для i -той водонасыщенности, $x(s_i)$ – координата в приведенных величинах для i -той водонасыщенности.

Из формулы (4.6) необходимо определить коэффициент \underline{K} – приведенную площадь, который необходим для нормировки. Нормировка определяется из согласования объема закачанной жидкости с объемом, вычисленным по модифицированной модели. Площадь, ограниченная кривой $L(s)$, представлена на

рисунке 4.4. Для вычисления площади используем формулу $\underline{K} = \sum_{s_{св}}^{s_{пред}} L(s_i) \cdot \Delta s_i$, то есть суммируем произведение каждой водонасыщенности на соответствующее значение модифицированной функции Бакли-Левретта этой водонасыщенности в пределах от $s_{св}$ до $s_{пред}$. В случае рассматриваемой задачи нормированная площадь $\underline{K} = 1,63$, то есть фактическое распределение водонасыщенности мы можем свести к приведенному распределению, как на рисунке 4.4.

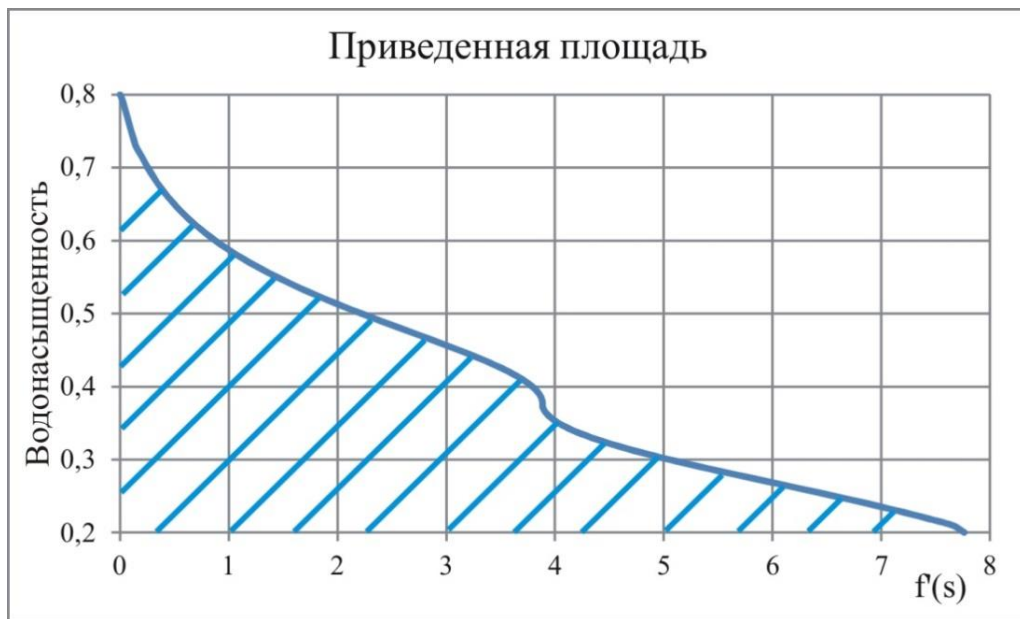


Рисунок 4.4 – Приведенная площадь \underline{K}

Все необходимые параметры для построения распределения водонасыщенности по модифицированной модели определены. Теперь, изменяя время разработки при постоянном дебите жидкости на добывающей скважине и приемистости на нагнетательной, определяем проектные показатели. При этом безводный период t^* продлится 1135 суток, или 3,1 года, то есть граница вытеснения к этому времени достигнет добывающей скважины. Время безводного периода было определено методом подбора объема закачанной в пласт воды и вычисления достижения границы вытеснения в добывающую скважину, то есть пока по модели в продукции скважины не появилась вода. Накопленное количество добытой нефти в безводный период разработки пласта Q_n^* будет равно 227 тыс. м³, при безводном КИН – 0,210. Текущая нефтеотдача через 30 лет составит 0,483, а обводненность продукции добывающей скважины будет равна 94,8 %.

Сравним между собой модель Бакли-Левретта и новую модифицированную модель на основе проектных показателей разработки. Все основные параметры, которые были просчитаны, представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Показатели разработки элемента

| Года | $q_w, \text{ м}^3/\text{сут}$ | | $q_w, \text{ м}^3/\text{сут}$ | | Обв., % | | $Q_{\text{н накл}}, \text{ м}^3$ | | $Q_{\text{зак накл}}, \text{ м}^3$ | | КИН, д. ед. | |
|------|-------------------------------|--------|-------------------------------|--------|---------|--------|----------------------------------|--------|------------------------------------|---------|-------------|--------|
| | Б-Л | Модиф. | Б-Л | Модиф. | Б-Л | Модиф. | Б-Л | Модиф. | Б-Л | Модиф. | Б-Л | Модиф. |
| 1 | 200 | 200 | 0 | 0 | 0 | 0 | 73000 | 73000 | 73000 | 73000 | 0,068 | 0,068 |
| 2 | 200 | 200 | 0 | 0 | 0 | 0 | 146000 | 146000 | 146000 | 146000 | 0,135 | 0,135 |
| 3 | 200 | 200 | 0 | 0 | 0 | 0 | 219000 | 219000 | 219000 | 219000 | 0,203 | 0,203 |
| 4 | 200 | 187,8 | 0 | 12,2 | 0 | 6,1 | 292000 | 278555 | 292000 | 292000 | 0,270 | 0,258 |
| 5 | 200 | 167,2 | 0 | 32,8 | 0 | 16,4 | 365000 | 323228 | 365000 | 365000 | 0,338 | 0,299 |
| 5,4 | 54,4 | 158,2 | 145,6 | 41,8 | 72,8 | 20,9 | 387300 | 337398 | 391800 | 391800 | 0,359 | 0,312 |
| 6 | 49,2 | 137,0 | 150,8 | 63,0 | 75,4 | 31,5 | 399377 | 359323 | 438000 | 438000 | 0,370 | 0,333 |
| 7 | 40,0 | 78,7 | 160,0 | 121,3 | 80,0 | 60,6 | 415355 | 382414 | 511000 | 511000 | 0,385 | 0,354 |
| 8 | 32,1 | 62,4 | 167,9 | 137,6 | 83,9 | 68,8 | 428572 | 398689 | 584000 | 584000 | 0,397 | 0,369 |
| 9 | 28,7 | 52,1 | 171,3 | 147,9 | 85,7 | 73,9 | 439732 | 412052 | 657000 | 657000 | 0,407 | 0,382 |
| 10 | 25,5 | 44,8 | 174,5 | 155,2 | 87,2 | 77,6 | 449446 | 423492 | 730000 | 730000 | 0,416 | 0,392 |
| 11 | 22,6 | 39,3 | 177,4 | 160,7 | 88,7 | 80,4 | 457967 | 433365 | 803000 | 803000 | 0,424 | 0,401 |
| 12 | 20,0 | 35,0 | 180,0 | 165,0 | 90,0 | 82,5 | 465523 | 442104 | 876000 | 876000 | 0,431 | 0,409 |
| 13 | 17,6 | 31,4 | 182,4 | 168,6 | 91,2 | 84,3 | 472317 | 449961 | 949000 | 949000 | 0,437 | 0,417 |
| 14 | 15,5 | 28,5 | 184,5 | 171,5 | 92,3 | 85,8 | 478528 | 457106 | 1022000 | 1022000 | 0,443 | 0,423 |
| 15 | 15,5 | 26,0 | 184,5 | 174,0 | 92,3 | 87,0 | 484165 | 463528 | 1095000 | 1095000 | 0,448 | 0,429 |
| 16 | 13,5 | 23,9 | 186,5 | 176,1 | 93,2 | 88,0 | 486325 | 469408 | 1168000 | 1168000 | 0,450 | 0,435 |
| 17 | 11,8 | 22,1 | 188,2 | 177,9 | 94,1 | 88,9 | 488485 | 474929 | 1241000 | 1241000 | 0,452 | 0,440 |
| 18 | 11,8 | 20,5 | 188,2 | 179,5 | 94,1 | 89,7 | 490645 | 479996 | 1314000 | 1314000 | 0,454 | 0,444 |
| 19 | 10,2 | 19,1 | 189,8 | 180,9 | 94,9 | 90,4 | 492805 | 484687 | 1387000 | 1387000 | 0,456 | 0,449 |
| 20 | 10,2 | 17,9 | 189,8 | 182,1 | 94,9 | 91,1 | 494965 | 489165 | 1460000 | 1460000 | 0,458 | 0,453 |
| 21 | 8,8 | 16,8 | 191,2 | 183,2 | 95,6 | 91,6 | 497125 | 493236 | 1533000 | 1533000 | 0,460 | 0,457 |
| 22 | 8,8 | 15,8 | 191,2 | 184,2 | 95,6 | 92,1 | 499285 | 497181 | 1606000 | 1606000 | 0,462 | 0,460 |
| 23 | 8,8 | 14,9 | 191,2 | 185,1 | 95,6 | 92,5 | 501445 | 500815 | 1679000 | 1679000 | 0,464 | 0,464 |
| 24 | 7,5 | 14,1 | 192,5 | 185,9 | 96,2 | 93,0 | 503605 | 504277 | 1752000 | 1752000 | 0,466 | 0,467 |
| 25 | 7,5 | 13,4 | 192,5 | 186,6 | 96,2 | 93,3 | 505765 | 507635 | 1825000 | 1825000 | 0,468 | 0,470 |
| 26 | 7,5 | 12,7 | 192,5 | 187,3 | 96,2 | 93,7 | 507925 | 510661 | 1898000 | 1898000 | 0,470 | 0,473 |
| 27 | 6,4 | 12,1 | 193,6 | 187,9 | 96,8 | 94,0 | 510085 | 513686 | 1971000 | 1971000 | 0,472 | 0,476 |
| 28 | 6,4 | 11,5 | 193,6 | 188,5 | 96,8 | 94,3 | 512245 | 516514 | 2044000 | 2044000 | 0,474 | 0,478 |
| 29 | 6,4 | 11,0 | 193,6 | 189,0 | 96,8 | 94,5 | 514405 | 519147 | 2117000 | 2117000 | 0,476 | 0,481 |
| 30 | 5,4 | 10,5 | 194,6 | 189,5 | 97,3 | 94,8 | 516565 | 521780 | 2190000 | 2190000 | 0,478 | 0,483 |

Из таблицы 4.1 видно, что первые три года показатели не отличаются, это время безводного периода. Изменения появляются, когда начинается водный период разработки. По модели Бакли-Левретта водный период наступает позже на несколько лет, то есть фронт вытеснения достигает добывающей скважины позже, чем граница вытеснения. В таблице видно главное отличие новой модифицированной модели – это отсутствие скачка обводненности добывающей скважины, который наблюдается в классической модели Бакли-Левретта, то есть обводнение происходит постепенно. С изменением обводненности меняется и дебит нефти по скважине, в таблице видно, как при достижении фронта вытеснения

резко снижается дебит нефти по модели Бакли-Левретта – более чем в 3 раза по сравнению с модифицированной. Для лучшего визуального представления изменения некоторых показателей разработки представлены на рисунках 4.5 – 4.8. Из рисунков видно, как сильно меняются проектные показатели по новой модели вытеснения, они гораздо лучше согласуются с фактическими промысловыми данными ввиду плавности линий и отсутствия скачков в графиках.

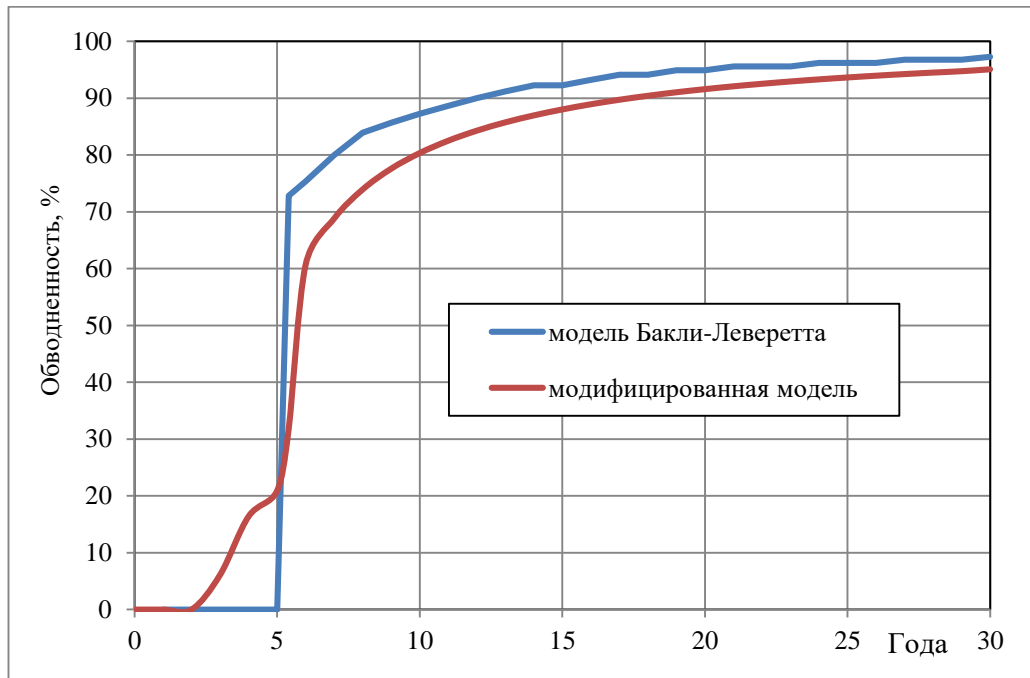


Рисунок 4.5 – Изменение обводненности по годам

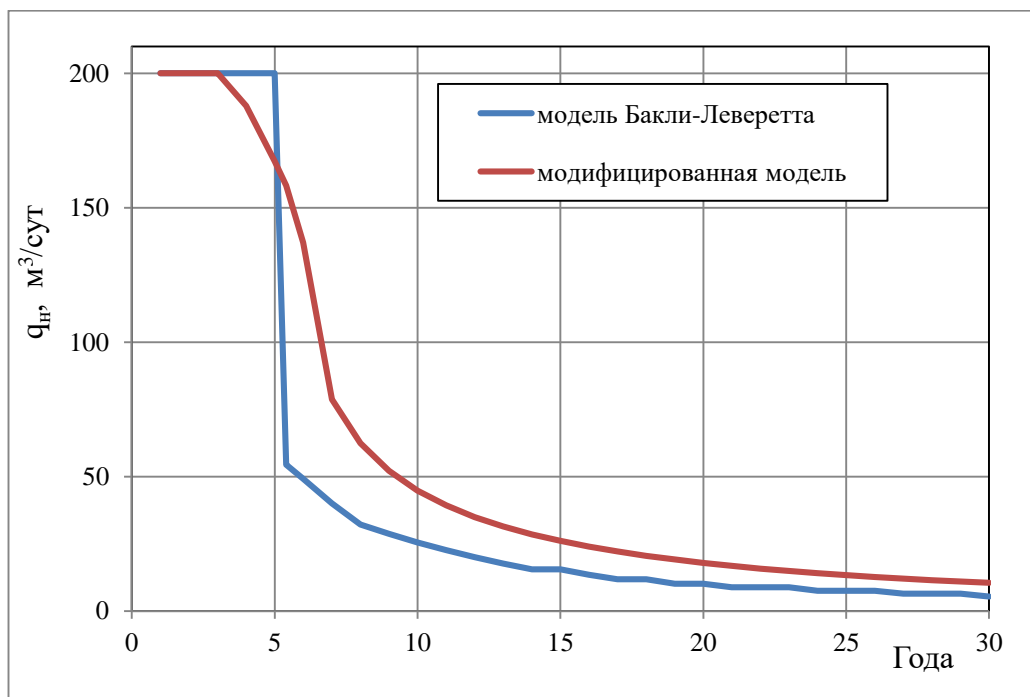


Рисунок 4.6 – Изменение дебита нефти по годам

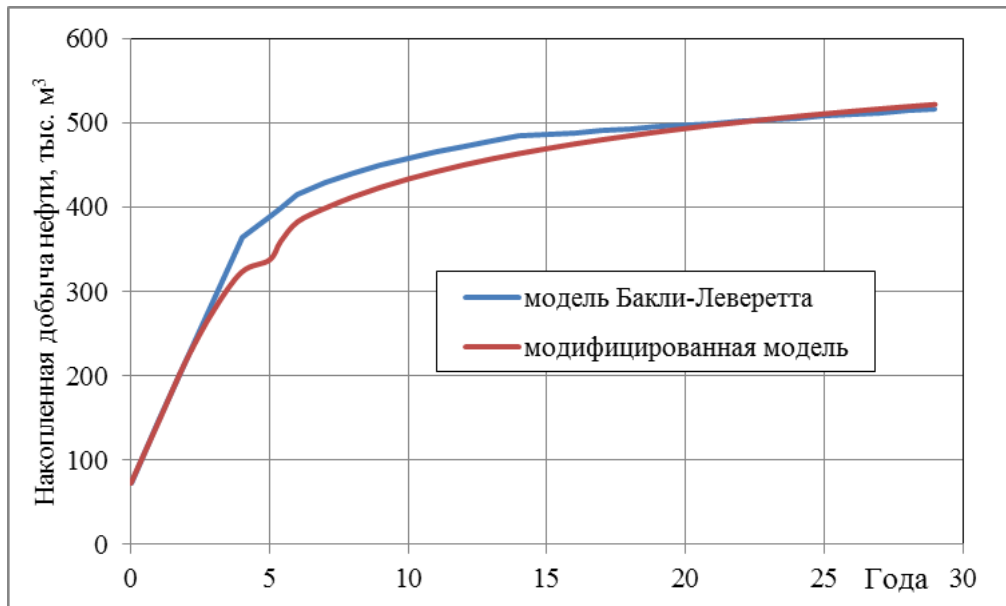


Рисунок 4.7 – Изменение накопленной добычи нефти по годам

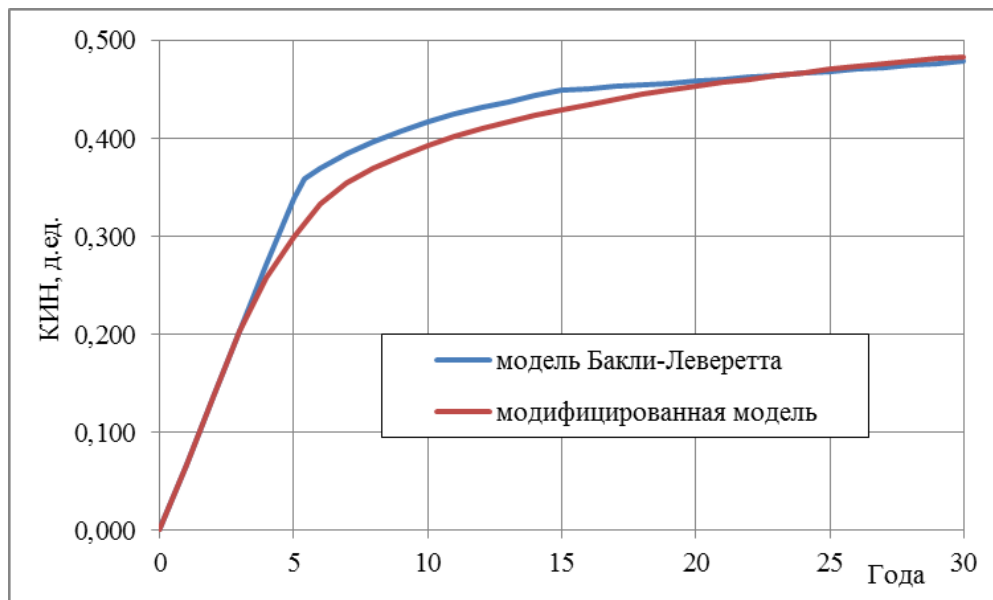


Рисунок 4.8 – Изменение КИИ по годам

Если рассматривать обводненность скважины как параметр отключения работы добывающей скважины, то в сравнении с классической моделью Бакли-Левретта в модифицированной модели предельная обводненность продукции скважины наступит гораздо позже. На рисунке 4.5 видно, что за 30 лет обводненность продукции добывающей скважины по модели Бакли-Левретта достигнет значения 98 % при прогнозируемом коэффициенте извлечения нефти равном 0,480, добывающая скважина перестанет работать. Однако, по модифицированной модели обводненность скважины в это время будет равна 94 %, а предельного значения 98 % достигнет при КИИ равном 0,515.

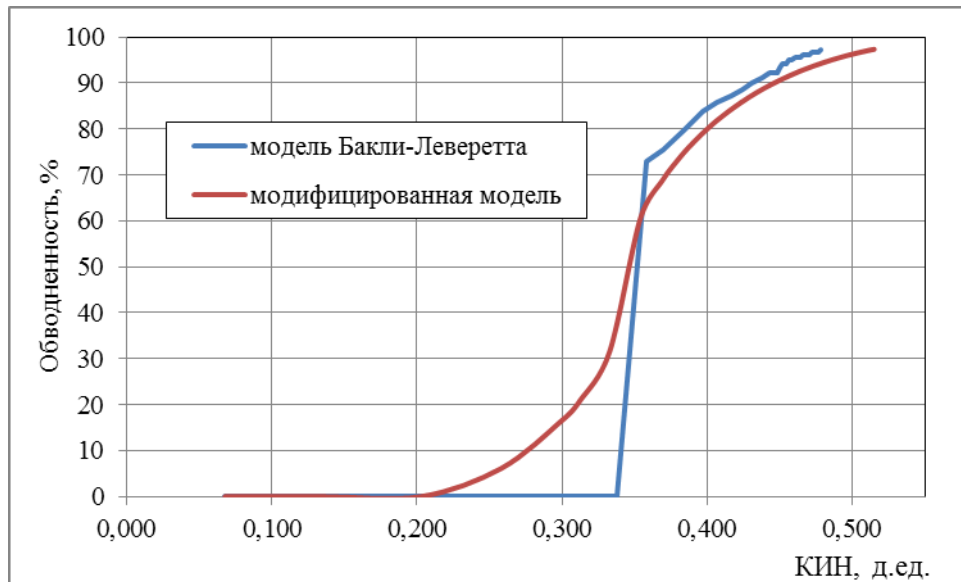


Рисунок 4.9 – Зависимость обводненности скважины от КИН

Таким образом, введение скачка водонасыщенности по классической модели Бакли-Левретта снижает учет вытесненной нефти. Поэтому новая модифицированная модель позволит лучше учитывать распределение водонасыщенности в пласте. Для сравнения рассмотрим эффективность применения модели Бакли-Левретта и модифицированной модели на примере Приобского месторождения.

4.2 Расчет параметров разработки на примере Приобского месторождения

Применим и сравним классическую модель Бакли-Левретта и новую модифицированную модель для расчета некоторых проектных показателей на примере Приобского месторождения. Уникальное по запасам Приобское месторождение введено в добычу в 1999 году. Эксплуатационное разбуривание началось в 2001 году. Долговременный мониторинг добычи нефти при совместной эксплуатации пластов в пределах лицензионного участка использован для изучения динамики работы отдельных пластов, приближенной оценки их фильтрационных и энергетических параметров. Мониторинг режимов работы скважин на основе измерений, осуществляемых стационарными датчиками, является хорошей информационной основой для создания достоверных цифровых моделей пластов.

Приобское месторождение выбрано не случайно, к основным положительным факторам, предопределившими выбор объекта исследования были следующие критерии:

- чисто нефтяной тип залежей, что обеспечивает исследование как безводного периода разработки скважины, так и водного периода;
- высокоинтенсивная однорядная система разработки месторождения и ускоренно сформированная система поддержания пластового давления (ППД), с небольшим расстоянием между рядами нагнетательных и добывающих скважин, позволяющих изучить плоскопараллельное движение жидкости от нагнетательных скважин к галереям добывающих;
- малая вязкость нефти – 1,8 мПа·с, способствующая достаточно эффективному нефтеизвлечению, а также позволяет прогнозировать распределение водонасыщенности в пласте опираясь на функцию Бакли-Левретта;
- наличие значительного объема исследований сейсморазведки, геофизических исследований скважин, гидродинамических исследований, то есть месторождение достаточно хорошо изучено;
- отсутствие тектонических нарушений.

Приобская структура локализована в пределах Западно-Сибирской плиты, которая представляет собой молодой комплекс земной коры, выраженный в виде огромной зоны прогибания. Этот комплекс сложен, главным образом, терригенными платформенными формациями триасово-палеогенового возраста с прерывистым развитием маломощных неогеновых и антропогеновых осадков.

Основными объектами промышленной эксплуатации на Южной лицензионной территории (ЮЛТ) Приобского месторождения являются продуктивные пласты двух горизонтов – АС₁₀ и АС₁₂. На основе данных, полученных из работ [11, 69, 80, 104], рассмотрим Центральный участок №1 ЮЛТ объект АС₁₀₋₁₂, который характеризуется следующими геологическими параметрами (таблице 4.2).

Начальные геологические запасы составляют 120,3 млн. т.; начальные извлекаемые запасы – 34,2 млн. т.; при КИН – 0,284.

Таблица 4.2 – Геологические параметры пласта

| | |
|------------------------------|-------------|
| Средняя глубина залегания, м | 2488–2586 |
| Площадь нефтеносности | 4159 га |
| Общая толщина объекта | 297 м |
| Нефтенасыщенная толщина | 33 м |
| Пористость | 0,17 д. ед. |
| Проницаемость | 6,4 мД |
| Проводимость | 155 мД·м |
| Нефтенасыщенность | 62 % |

Также были учтены следующие параметры: система разработки – однородная; длина элемента пласта $l=500$ м, его ширина $b=500$ м; вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n=1,8 \cdot 10^{-3}$ Па·с, вязкость воды $\mu_w=1 \cdot 10^{-3}$ Па·с; добыча жидкости и закачка при расчетах были использованы по фактическим промысловым данным.

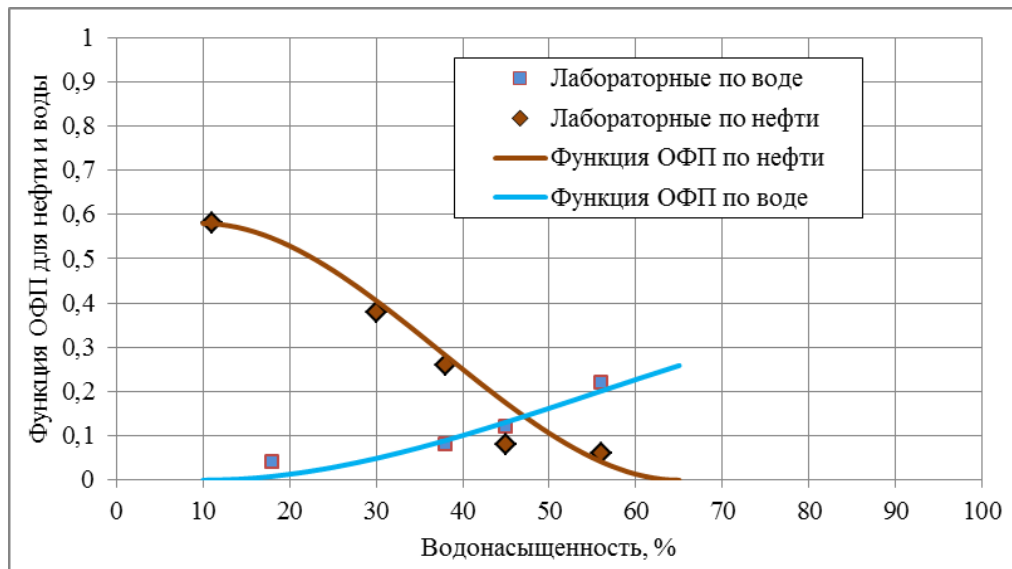


Рисунок 4.10 – Функции ОФП для керн пласта АС₁₀₋₁₂ ЮЛТ Приобского месторождения

Данные для построения функций ОФП пластов получены ОАО «СибНИИ НП» [11]. В экспериментах по ОФП определялись также такие важные параметры, как критическая водонасыщенность и соответствующая ей проницаемость для нефти. Лабораторные данные были обработаны на основе патента [73], подобраны коэффициенты $s_{пред} = 0,65$, $s_{св} = 0,1$, $k_{max n} = 0,58$, $k_{max w} = 0,39$

и построены функции ОФП для условий рассматриваемого месторождения (рисунок 4.10.). Из рисунка видно хорошее наложение между лабораторными данными и аппроксимирующей функцией.

Далее построим функцию Бакли-Лeverетта, а также ее производную по данным ОФП [11, 69, 80, 104], которые примут вид, представленные на рисунке 4.11. Особое внимание хотелось бы уделить тому, как будет построена касательная к получившейся функции. Из графика видно, что касательная к функции Бакли-Лeverетта пройдет в точке $s_{\phi\varepsilon} = 0,570$; $f(s_{\phi\varepsilon}) = 0,91$, то есть по классической модели вытеснения Бакли-Лeverетта обводненность пласта при подходе фронта вытеснения к добывающей скважине составит 57%, обводненность продукции скважины при этом составит 91,0%.

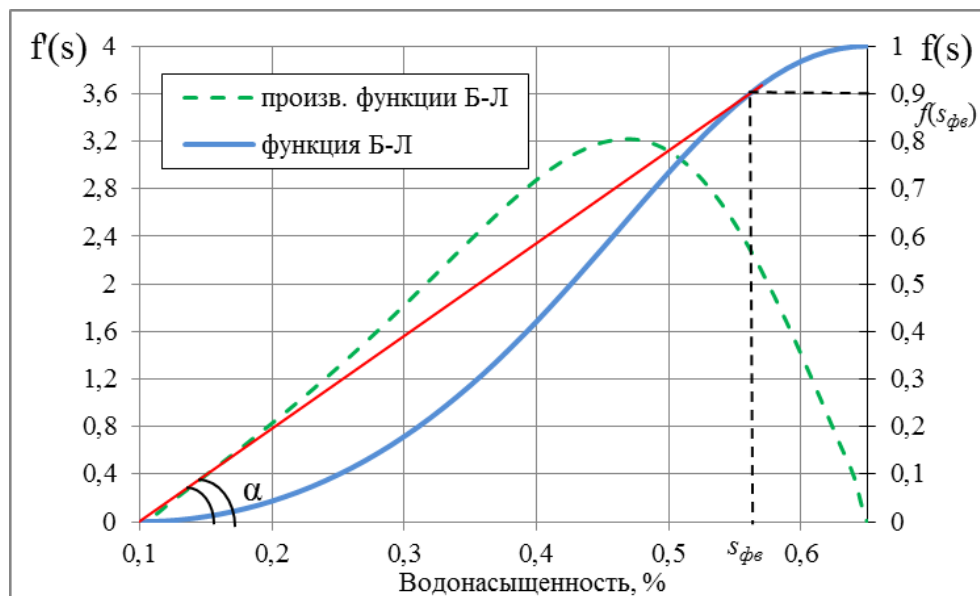


Рисунок 4.11 – Функция Бакли-Лeverетта и ее производная для объектов АС₁₀₋₁₂

Для расчета проектных показателей по модифицированной функции распределения необходимо определить приведенную площадь. Для Центрального участка №1 ЮЛТ $K = 2,166$ (рис. 4.12).

Для полномасштабных моделей типичный размер ячеек – 50×50 м или 100×100 м. Толщина ячеек в геологической модели обычно составляет десятки сантиметров, в гидродинамической – единицы метров. Разрешающая способность модели определяется геометрическими размерами сеточных ячеек.

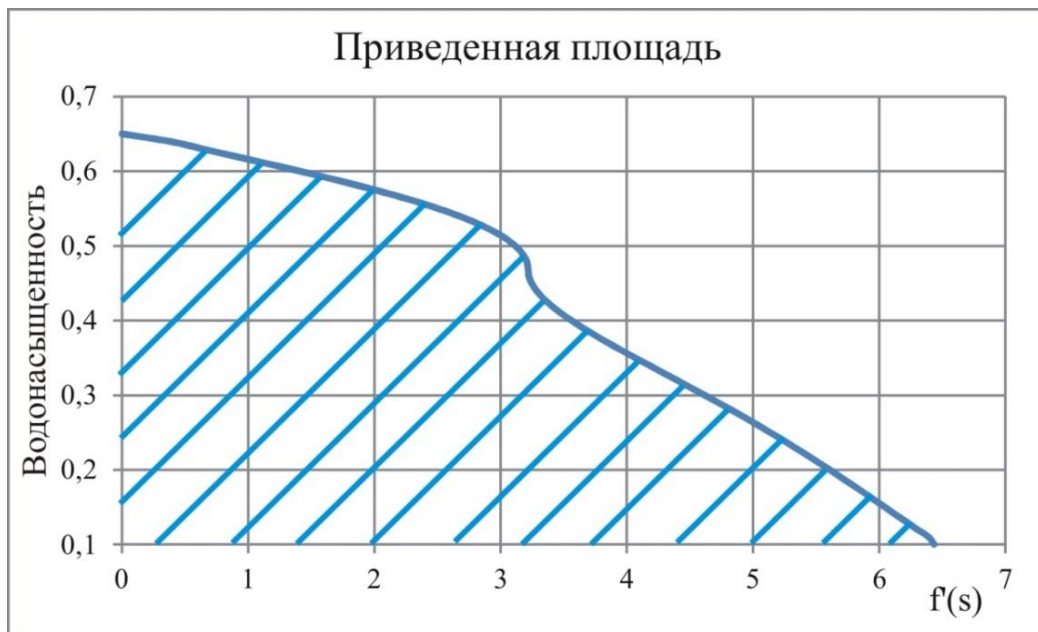


Рисунок 4.12 – Приведенная площадь Центрального участка №1 ЮЛТ

Поскольку геологические тела представлены набором ячеек, то невозможно моделировать объекты меньше, чем размеры ячеек. Ошибка, допущенная в исходных данных, будет суммироваться каждый раз при пересчете в каждой ячейке. Поэтому рассматривать модель распределения водонасыщенности будем в целом по пласту, без деления на блоки.

Используя данные указанные ранее, были построены модели вытеснения нефти водой от нагнетательной скважины в добывающую на основе классической модели Бакли-Лeverетта и модифицированной модели двухфазной фильтрации. Результаты аналитических гидродинамических расчетов проектных показателей отображены в таблице 4.3. Также в таблице приведено сравнение фактических промысловых показателей скважин с расчетами по различным моделям вытеснения.

Динамика показателей разработки по Центральному участку №1 ЮЛТ Приобского месторождения, приведенная в таблице 4.3, показывает, что новая модифицированная модель лучше описывает проектные показатели в сравнении с классической моделью Бакли-Лeverетта. Погрешности и отклонения при определении основных параметров разработки нефтяного месторождения по новой модели не превышает 9% по обводненности, дебиту нефти, годовой добыче нефти и коэффициенту извлечения нефти.

Таблица 4.3 – Сравнение фактических и проектных показателей

| Показатели | | 2003 | | | 2004 | | | 2005 | | |
|--------------------------|-----------------------------------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|
| | | Факт | Б-Л | Модиф. | Факт | Б-Л | Модиф. | Факт | Б-Л | Модиф. |
| Годовая добыча | нефти, тыс. т | 19,5 | 20,1 | 19,5 | 20,4 | 21,9 | 20,1 | 19,5 | 22,6 | 19,5 |
| | жидкости, тыс. т | 20,1 | 20,1 | 20,1 | 21,9 | 21,9 | 21,9 | 22,6 | 22,6 | 22,6 |
| Накопленные | добыча нефти, тыс. т | 19,5 | 20,1 | 19,5 | 39,8 | 42,0 | 39,6 | 59,3 | 64,6 | 59,1 |
| | добыча жидкости, тыс. т | 20,1 | 20,1 | 20,1 | 42,0 | 42,0 | 42,0 | 64,6 | 64,6 | 64,6 |
| | закачка воды, тыс. м ³ | 21,9 | 21,9 | 21,9 | 45,8 | 45,8 | 45,8 | 70,4 | 70,4 | 70,4 |
| Дебит | нефти, т/сут | 53,4 | 55,0 | 53,3 | 53,4 | 55,0 | 53,3 | 53,3 | 62,0 | 53,4 |
| | жидкости, т/сут | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 62,0 | 62,0 | 62,0 |
| КИН, д.ед. | | 0,013 | 0,013 | 0,013 | 0,027 | 0,028 | 0,027 | 0,040 | 0,043 | 0,041 |
| Текущая обводненность, % | | 3,0 | 0,0 | 3,1 | 7,0 | 0,0 | 8,1 | 14,0 | 0,0 | 13,8 |

| Показатели | | 2006 | | | 2007 | | | 2008 | | |
|--------------------------|-----------------------------------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|
| | | Факт | Б-Л | Модиф. | Факт | Б-Л | Модиф. | Факт | Б-Л | Модиф. |
| Годовая добыча | нефти, тыс. т | 19,5 | 23,0 | 18,5 | 18,6 | 23,0 | 17,1 | 18,3 | 1,5 | 16,3 |
| | жидкости, тыс. т | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,7 | 23,7 | 23,7 |
| Накопленные | добыча нефти, тыс. т | 78,8 | 87,6 | 77,6 | 97,5 | 110,6 | 94,7 | 115,7 | 112,1 | 110,9 |
| | добыча жидкости, тыс. т | 87,6 | 87,6 | 87,6 | 110,6 | 110,6 | 110,6 | 134,3 | 134,3 | 134,3 |
| | закачка воды, тыс. м ³ | 95,5 | 95,5 | 95,5 | 120,5 | 120,5 | 120,5 | 146,4 | 146,4 | 146,4 |
| Дебит | нефти, т/сут | 53,6 | 63,0 | 50,6 | 51,0 | 63,0 | 46,9 | 50,1 | 4,1 | 44,6 |
| | жидкости, т/сут | 63,0 | 63,0 | 63,0 | 63,0 | 63,0 | 63,0 | 65,0 | 65,0 | 65,0 |
| КИН, д.ед. | | 0,053 | 0,058 | 0,055 | 0,065 | 0,074 | 0,070 | 0,077 | 0,075 | 0,085 |
| Текущая обводненность, % | | 15,0 | 0,0 | 19,7 | 19,0 | 0 | 25,6 | 23,0 | 93,7 | 31,4 |

| Показатели | | 2009 | | | 2010 | | | 2011 | | |
|--------------------------|-----------------------------------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|-------|-------|--------|
| | | Факт | Б-Л | Модиф. | Факт | Б-Л | Модиф. | Факт | Б-Л | Модиф. |
| Годовая добыча | нефти, тыс. т | 16,8 | 1,5 | 14,8 | 14,9 | 1,1 | 13,3 | 13,1 | 1,1 | 11,2 |
| | жидкости, тыс. т | 23,7 | 23,7 | 23,7 | 23,7 | 23,7 | 23,7 | 23,4 | 23,4 | 23,4 |
| Накопленные | добыча нефти, тыс. т | 132,6 | 113,6 | 125,8 | 147,5 | 114,7 | 139,1 | 160,6 | 115,8 | 150,2 |
| | добыча жидкости, тыс. т | 158,0 | 158,0 | 158,0 | 181,8 | 181,8 | 181,8 | 205,1 | 205,1 | 205,1 |
| | закачка воды, тыс. м ³ | 172,3 | 172,3 | 172,3 | 198,1 | 198,1 | 198,1 | 223,6 | 223,6 | 223,6 |
| Дебит | нефти, т/сут | 46,2 | 4,1 | 40,6 | 41,0 | 3,0 | 36,4 | 35,8 | 2,9 | 30,6 |
| | жидкости, т/сут | 65,0 | 65,0 | 65,0 | 65,0 | 65,0 | 65,0 | 64,0 | 64,0 | 64,0 |
| КИН, д.ед. | | 0,088 | 0,076 | 0,094 | 0,098 | 0,076 | 0,103 | 0,107 | 0,077 | 0,111 |
| Текущая обводненность, % | | 29,0 | 93,7 | 37,5 | 37,0 | 95,4 | 44 | 44,0 | 95,4 | 52,2 |

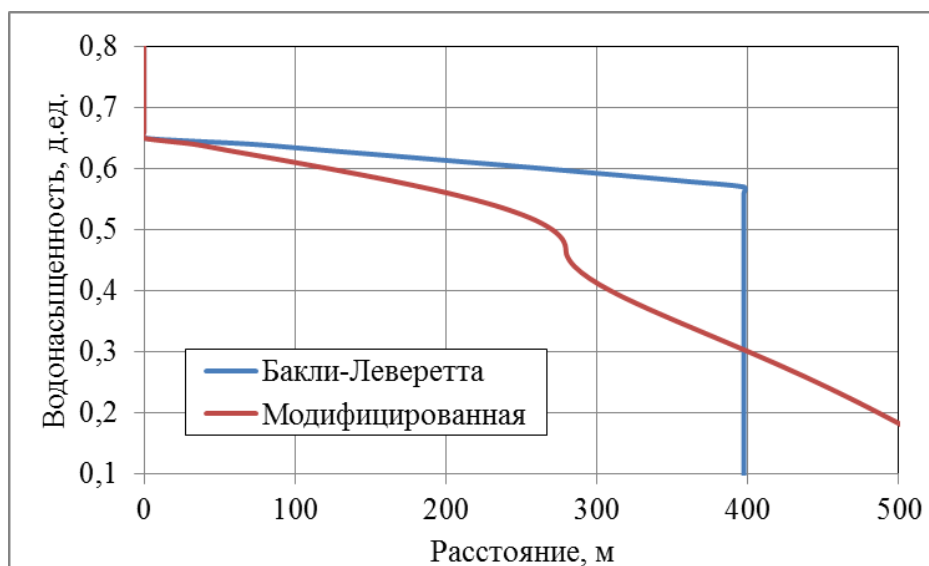


Рисунок 4.13 – Распределение водонасыщенности в пласте на 2003 год

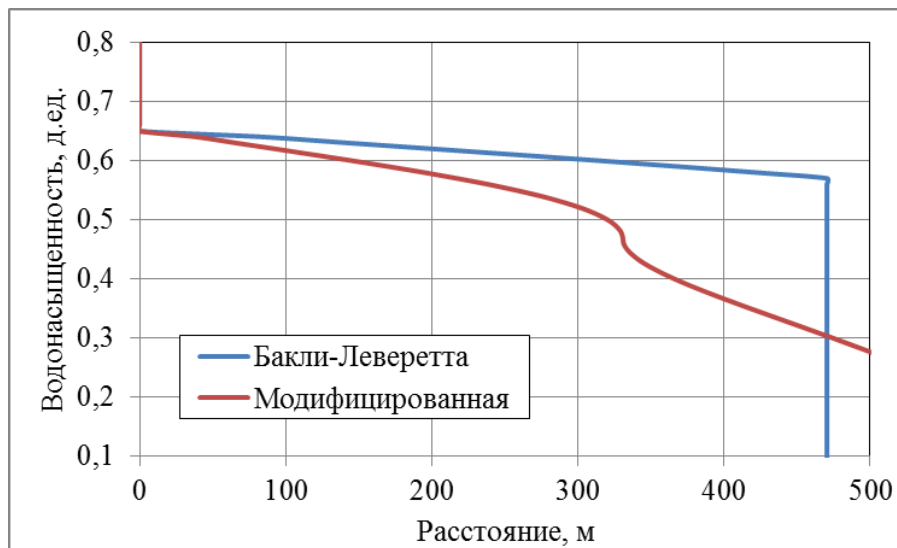


Рисунок 4.14 – Распределение водонасыщенности в пласте на 2007 год

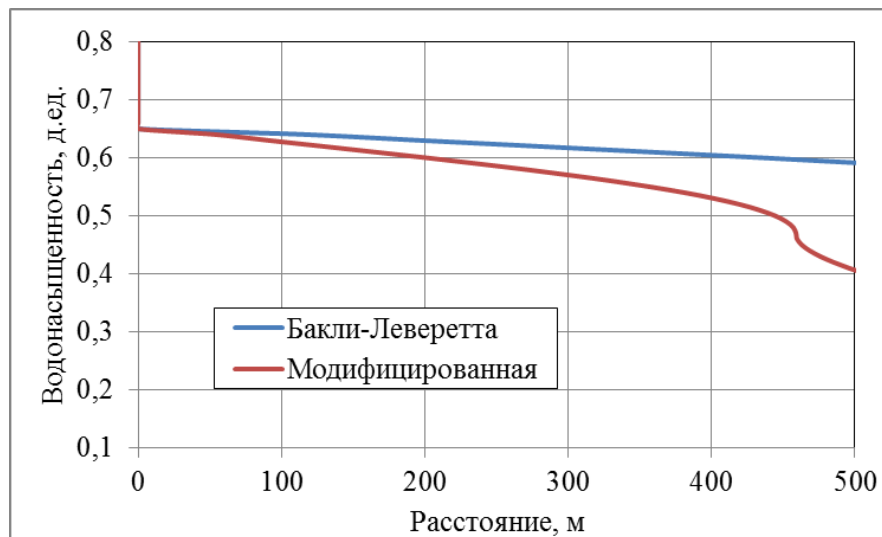


Рисунок 4.15 – Распределение водонасыщенности в пласте на 2011 год

На рисунках 4.13 – 4.15 представлены графики распределения водонасыщенности в разные временные периоды (2003, 2007, 2011 гг.). Из рисунка 4.15 видно, что по модели Бакли-Левретта практически весь пласт охвачен заводнением и прогнозная обводненность составляет 95 %, что на 51 % выше фактической. По модели Бакли-Левретта получается, что практически всю нефть, которую мы могли добыть из элемента пласта, была извлечена.

Далее представлены графики изменения по годам дебита нефти (рисунок 4.16), накопленной добычи нефти (рисунок 4.17), КИН (рисунок 4.18) и обводненности (рисунок 4.19) в результате математического моделирования в сравнении двух моделей с фактическими показателями. На графиках видно довольно хорошее схождение фактических с данными модифицированной модели.

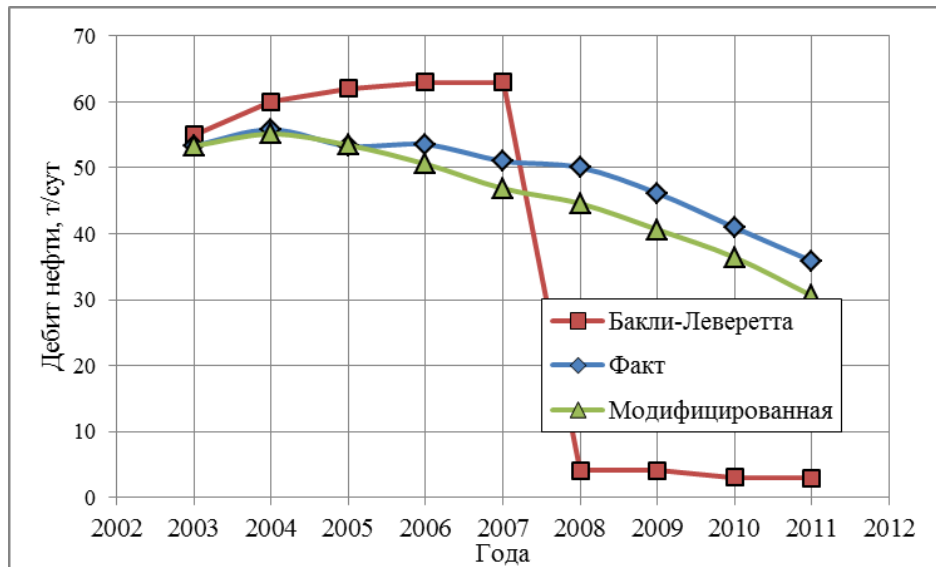


Рисунок 4.16 – Изменение дебита нефти по годам

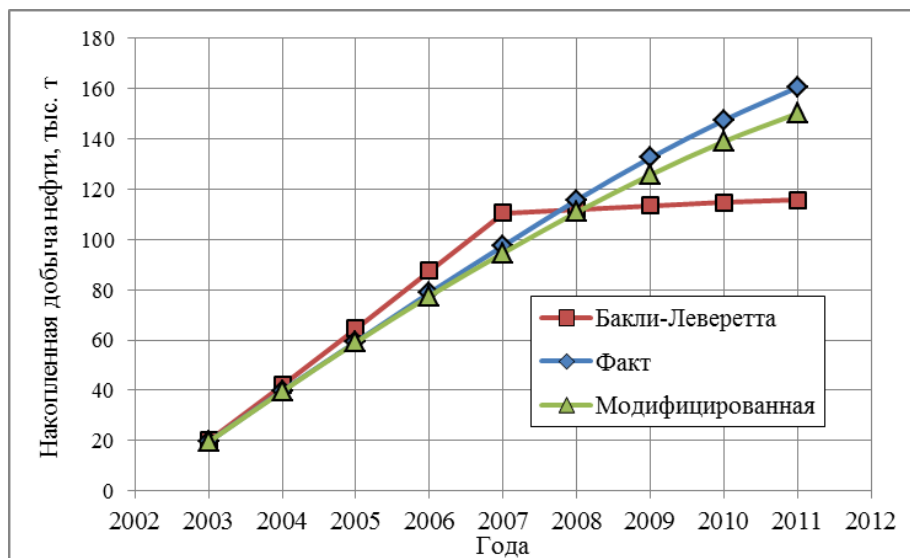


Рисунок 4.17 – Накопленная добыча нефти по годам

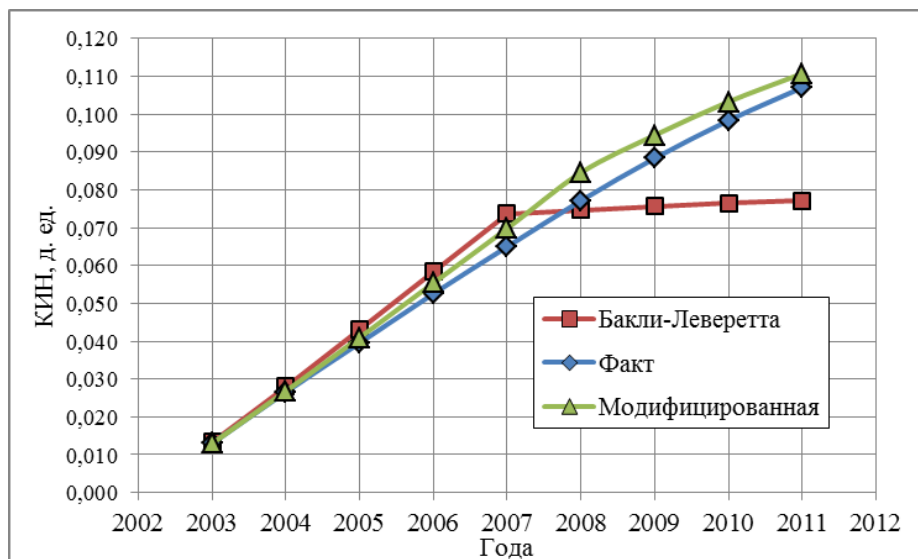


Рисунок 4.18 – Изменение КИН по годам

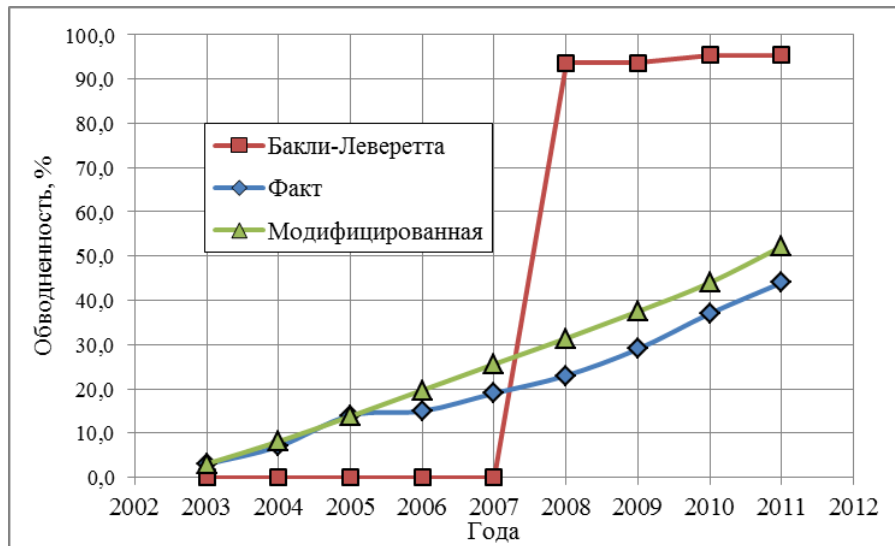


Рисунок 4.19 – Изменение обводненности продукции по годам

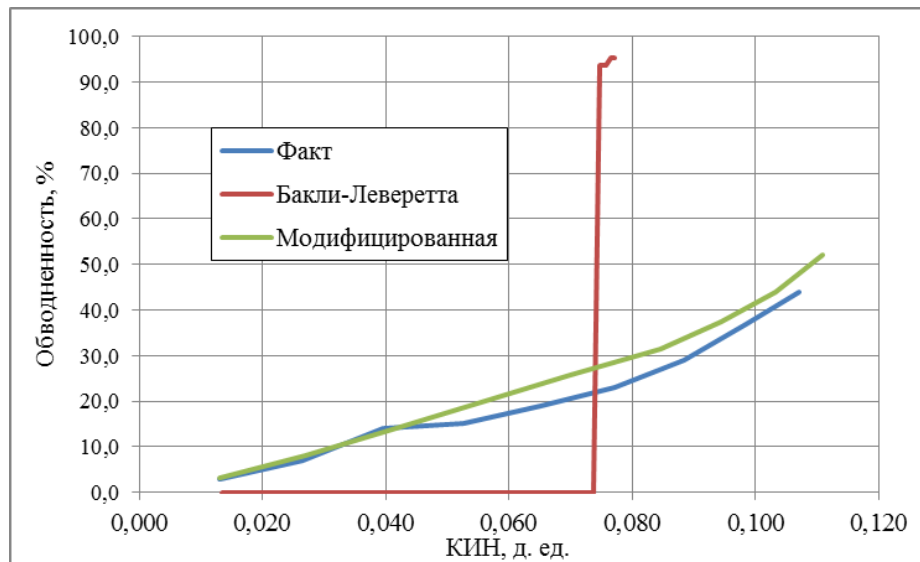


Рисунок 4.20 – Изменение обводненности от КИН

Как видно из приведенных рисунков 4.16 – 4.20, модифицированная модель показывает гораздо лучшее согласование с проектными показателями, чем классическая модель Бакли–Левретта. С целью установления допустимых расхождений фактических и проектных показателей при разработке нефтяных месторождений используем формулу, предложенную А.Н. Яниным в работе [11]. Допустимое отклонение текущей годовой добычи нефти от проектной по любому месторождению России можно вполне объективно и точно рассчитать по следующей простой формуле $\pm\psi = \frac{297}{Q_{Hi} + 9,8}$, где ψ – допустимое отклонение фактической годовой добычи нефти от проектной в i -й год разработки, %; Q_{Hi} –

проектная годовая добыча нефти по рассматриваемому месторождению в i -й год разработки, млн. т/год.

Для условий Приобского месторождения согласно данной формуле допустимое отклонение проектных показателей $\psi = \pm 25,169 \%$. Также в работе [11] рассматриваются и другие способы определения погрешностей между фактическими показателями и проектными. В них определяющим фактором являются геологические запасы и извлекаемые запасы, по ним погрешность для Приобского месторождения составляет $\pm 10 \%$, но ввиду частых погрешностей в определении запасов, как геологических, так и извлекаемых, определяющим фактором выбрали годовую добычу нефти.

Если продолжить математическое моделирование рассматриваемого элемента разработки при достижении обводненности добывающей скважины – 98% , то КИН по модели Бакли–Левретта составит $0,105$, по модифицированной модели – $0,298$, при утвержденном КИН $0,286$. В результате КИН полученный по модифицированной модели будет выше утвержденного на $4,1 \%$.

4.3 Сопоставление аналитической и цифровой гидродинамической модели с фактическими показателями разработки Приобского месторождения

В работе А.Н. Янина и А.В. Барышникова [11], приведены исходные для построения цифровой геологической модели ЮЛТ Приобского. Выполнена корректировка модели по данным пробуренных скважин, обновление структурных поверхностей и фильтрационно-емкостных свойств.

Создание трехмерных цифровых геологических моделей проводилось с помощью отечественного программного продукта tNavigator компании Rock Flow Dynamics.

Исходными для фильтрационной модели служат статические цифровые геологические модели и дополнительные данные, характеризующие движение флюидов в пластах-коллекторах. На завершающей стадии создается

фильтрационная модель как численное решение системы уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов в залежи.

В виду того, что площадь нефтенасыщенных коллекторов южного лицензионного участка Приобского месторождения составляет 1932 тыс. м² модель велика, как геометрически, так и по техническим возможностям вычислительной техники и временным трудозатратам. Поэтому площадь моделирования пластов месторождения ограничивается границей центральной части лицензионного участка №1 ЮЛТ, на нем продемонстрируем выполнение и качество построения гидродинамических моделей.

При построении трёхмерной геологической модели сектора была создана сеточная область на основе структурных карт. Прямоугольная гидродинамическая сетка с равномерным постоянным шагом (10x10 метров) размещена на объект моделирования, полностью его перекрывая.

Обоснование шага вдоль координатных осей X и Y основано на плотности размещения скважин при условии сохранения между не менее ними 3–5 узловых точек. Для построения фильтрационной модели из геологической была вырезана часть, соответствующая центральному сектору участка №1 ЮЛТ.

Нефть продуктивных пластов характеризуется средним значением газового фактора 56 м³/м³ и средним давлением насыщения для пласта АС₁₀ - 8,26 МПа, АС₁₂ – 7,84, начальное пластовое давление для пластов АС₁₀ – 25,7 МПа, АС₁₂ – 26,8 МПа. В гидродинамических расчетах применена модель «Black Oil».

Модельные значения плотности дегазированной нефти, объемного коэффициента, давления насыщения и динамической вязкости пластовой нефти точно соответствуют величинам рекомендуемых параметров нефти. Это позволяет с уверенностью говорить об адекватности моделей пластовых углеводородных флюидов и возможности использования результатов расчета свойств пластовых флюидов на базе осредненных моделей в качестве исходной информации для гидродинамического моделирования процессов разработки соответствующих залежей.

В качестве основы для создания фильтрационной модели использовалась

секторная геологическая модель района скважин 15597, 15687, 15568, 15688, 15589 и 15659 Приобского месторождения, построенная на основе всей исходной сейсмической и геолого-физической информации, полученной на 1.01.2003 г. На рисунке 4.21 приведена область центрального участка №1 ЮЛТ, параметры которого были применены для имитационного моделирования процесса вытеснения пластового флюида рабочим агентом.

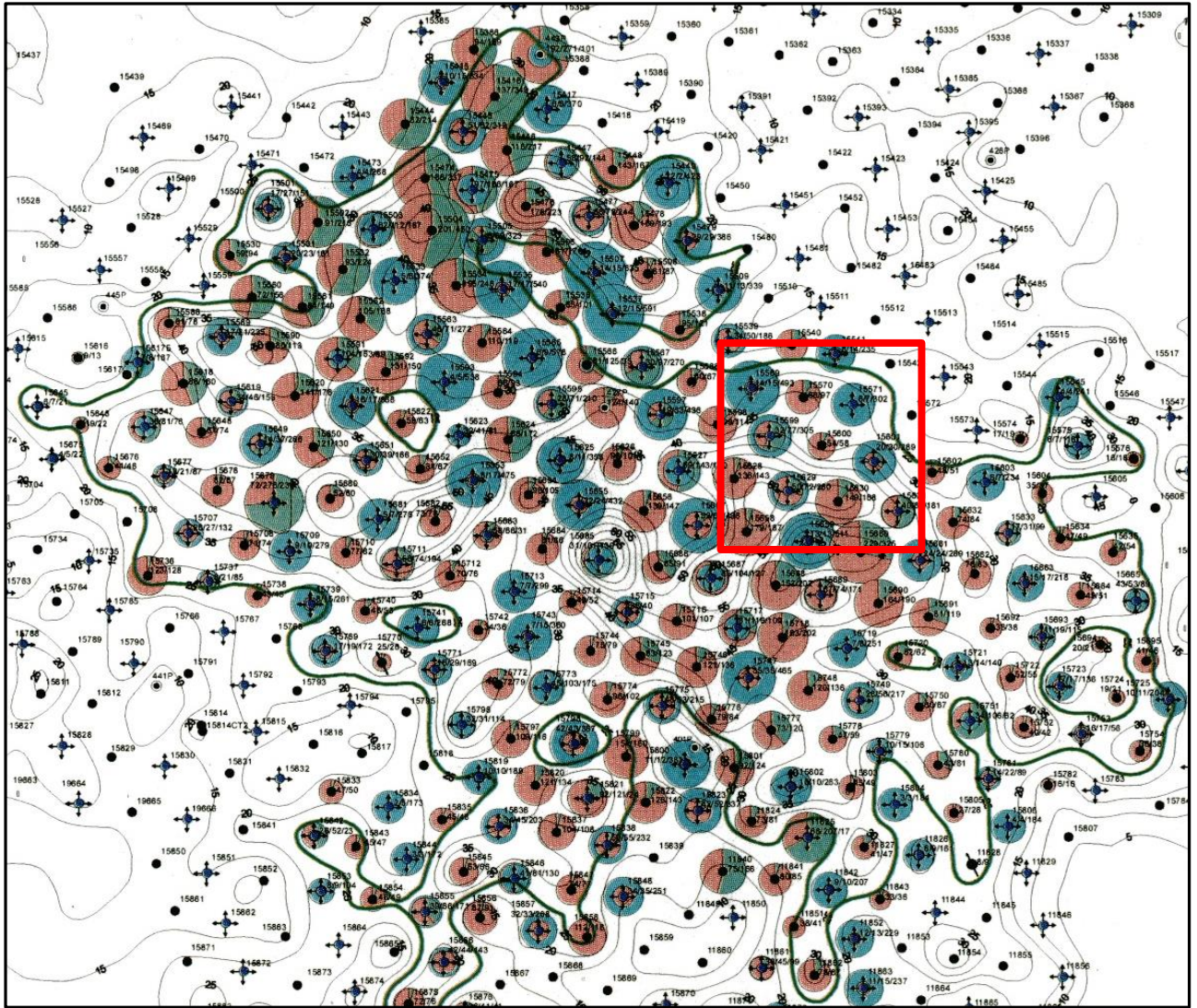


Рисунок 4.21 – Область центрального участка ЮЛТ для моделирования

Геологическая модель данного района представлена двумя сетками (гридами) по пластам AC_{10} и AC_{12} . При переходе от геологической к гидродинамической модели, выполнена процедура объединения геологических сеток в единый куб и проведен апскейлинг, а именно количество слоев по вертикали преобразовано в 117 слоев, таблица 4.4.

Таблица 4.4 – Количество слоев в геологической и гидродинамической модели для пластов АС₁₀₋₁₂

| Пласт | Номер слоя геологической модели | Номер слоя гидродинамической модели |
|------------------|---------------------------------|-------------------------------------|
| АС ₁₀ | 1-220 | 1-61 |
| АС ₁₂ | 1-120 | 62-117 |

Общий вид ГДМ участка представлен на рисунке Б.1 (приложение Б).

Таким образом, размерность сетки для секторной модели составила 75x75x117 ячеек, что соответствует 628125 ячеек, из которых активными являются 625500 ячеек. При проведении апскейлинга удалось сохранить хорошую детальность геологического описания пласта: максимальная и минимальная толщины ячеек фильтрационной модели составили 0,5 и 1,6 м соответственно, при среднем значении равном 1,1 м. Сравнение запасов геологической и гидродинамической модели приведено в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Сравнение запасов

| Пласт | Запасы | | Погрешность с геолог. моделью, % |
|------------------|------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| | Геологическая модель, тыс. т | Гидродинамическая модель, тыс. т | |
| АС ₁₀ | 26717,0 | 26369,7 | 1,3 |
| АС ₁₂ | 50734,1 | 49719,4 | 2 |

Разработка данного района начата с октября 2001 г. На 1.01.2012 г. в эксплуатации находится 15 скважин. В гидродинамическую модель загружены данные по добыче нефти, воды и значения забойных давлений по 1.01.12 г. Контрольным параметром для настройки истории является дебит жидкости и закачка воды. На границе рассматриваемого участка были заданы граничные условия: подошва и кровля продуктивного пласта непроницаемы; на северной, юной, западной и восточной границе участка давление в продуктивном пласте заданы равными начальному пластовому давлению; для нагнетательных скважин приняты значения приемистости по воде.

На рисунке 4.22 приведены модифицированные ОФП и зависимость капиллярного давления, которые использовались при расчетах, а также применялось масштабирование концевых точек. В работе рассмотрены два

варианта различавшихся только методами аппроксимации зависимостей ОФП. Начальное равновесие в ГДМ задавалось следующим образом, за остаточную водонасыщенность принималась остаточная вода (s_{cv}), так как весь моделируемый участок является ЧНЗ, остаточная нефть рассчитывалась исходя из коэффициента вытеснения, который для каждого пласта индивидуален.

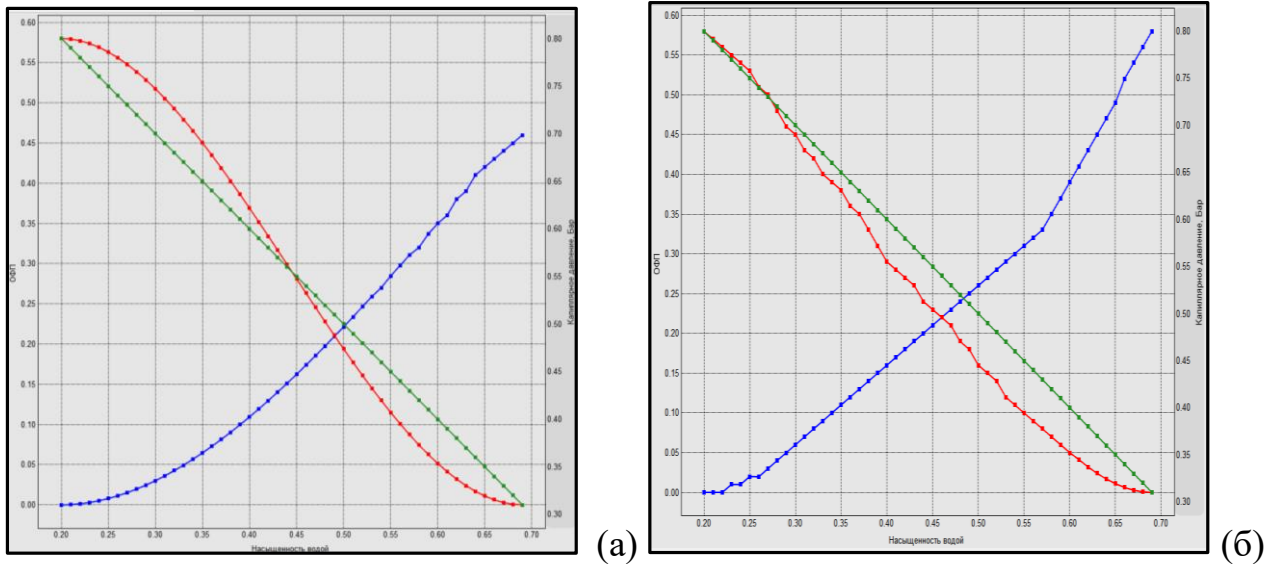


Рисунок 4.22 – Графики ОФП модифицированные кубическим уравнением (а) и по модели Стоуна (б)

Наиболее достоверными данными для данного участка является объем добычи жидкости, поэтому адаптация проводилась по этому параметру. Рассматриваемые модели соответствуют требованиям регламента по созданию ПДГДМ нефтяных и нефтегазовых месторождений» (РД 153-39.0-047-00), а также имеют хорошее качество настройки на историю разработки по всем настроечным параметрам.

На рисунке Б.2 (приложение Б) представлена карта начального усредненного распределения запасов нефти моделируемого участка с указанием сечений северного, центрального и южного, в соответствии с географической привязкой к местности. Эти сечения сделаны, чтобы качественнее визуализировать изменения в насыщенности продуктивного пласта в соответствии с распределением петрофизических параметров.

В работе [96] Р.С. Хисамов и др. указывают, что при делении пласта на ряд вертикальных плоскостей (сечений) по направлению движения жидкостей

позволит определить величину коэффициента охвата пласта заводнением в каждом сечении при помощи двухмерных сеток, а при достаточном количестве профилей этот показатель для целого объекта и с достаточной точностью расчетов охарактеризовать пространственный процесс вытеснения нефти водой. Для этого необходимо проанализировать распределение насыщенных нефти и воды в начальный период времени, поэтому рассмотрим карты начальной нефтенасыщенностей рисунок Б.3 (приложение Б).

Начальный момент времени для моделирования участка был выбран январь 2003 г., а также вся известная на эту дату информация геологическая, технологическая, результаты исследования скважин и пластовых флюидов. В качестве различных вариантов приняты модифицированные функции относительных фазовых проницаемостей (МОФП) и ОФП по модели Стоуна рисунок 4.22. Основная задача исследования состоит в том, чтобы оценить влияние вида кривых ОФП на процесс вытеснения нефти водой в гидродинамическом симуляторе при равной исходной информации по вариантам.

В результате работы симулятора получены данные по скважинам, которые сведены в единую таблицу 4.6, где отражены основные технологические параметры в целом по участку. Для сравнительного анализа в столбцах отражены параметры, полученные для гидродинамической модели с МОФП и модели Стоуна, а также приведены фактические, полученные по промысловым данным из работы [11].

Таблица 4.6 – Основные технологические показатели

| Год | Годовая добыча нефти, тыс. т. | | | Годовая добыча жидкости, тыс. т. | | | Обводненность, % | | |
|------|-------------------------------|--------|-------|----------------------------------|--------|-------|------------------|--------|-------|
| | МОФП | Стоуна | Факт | МОФП | Стоуна | Факт | МОФП | Стоуна | Факт |
| 2003 | 18,83 | 19,435 | 18,69 | 19,26 | 19,59 | 19,43 | 3,06 | 0,79 | 3,79 |
| 2004 | 19,55 | 21,087 | 19,73 | 21,10 | 21,45 | 21,28 | 8,11 | 1,69 | 7,24 |
| 2005 | 19,07 | 20,784 | 18,76 | 21,74 | 22,08 | 21,91 | 12,95 | 5,87 | 14,38 |
| 2006 | 18,66 | 20,794 | 18,75 | 22,15 | 22,49 | 22,32 | 16,42 | 7,54 | 15,99 |
| 2007 | 18,24 | 20,491 | 17,97 | 22,18 | 22,51 | 22,35 | 18,36 | 8,97 | 19,56 |
| 2008 | 17,40 | 20,750 | 17,76 | 22,93 | 23,27 | 23,10 | 24,67 | 10,83 | 23,10 |
| 2009 | 15,56 | 20,506 | 16,23 | 22,90 | 23,22 | 23,06 | 32,51 | 11,69 | 29,64 |
| 2010 | 14,67 | 20,017 | 14,51 | 22,92 | 23,24 | 23,08 | 36,44 | 13,87 | 37,14 |
| 2011 | 12,95 | 19,377 | 12,63 | 22,66 | 22,97 | 22,82 | 43,23 | 15,64 | 44,63 |

Продолжение таблицы 4.6.

| Год | Накопленная добыча нефти, тыс. т. | | | Накопленная добыча жидкости, тыс. т. | | | Закачка воды, тыс. м ³ | | Компенсация отбора закачкой, % | | |
|------|-----------------------------------|---------|--------|--------------------------------------|--------|--------|-----------------------------------|-------|--------------------------------|--------|--------|
| | МОФП | Стоуна | Факт | МОФП | Стоуна | Факт | Модель | Факт | МОФП | Стоуна | Факт |
| 2003 | 18,83 | 19,435 | 18,69 | 19,26 | 19,59 | 19,43 | 21,90 | 21,90 | 104,65 | 105,95 | 105,30 |
| 2004 | 38,38 | 40,523 | 38,42 | 40,36 | 41,04 | 40,70 | 23,97 | 23,97 | 104,89 | 106,10 | 105,50 |
| 2005 | 57,45 | 61,307 | 57,18 | 62,10 | 63,12 | 62,61 | 24,60 | 24,60 | 104,70 | 105,94 | 105,32 |
| 2006 | 76,11 | 82,101 | 75,93 | 84,25 | 85,61 | 84,93 | 25,11 | 25,11 | 105,11 | 106,32 | 105,71 |
| 2007 | 94,35 | 102,592 | 93,91 | 106,43 | 108,12 | 107,28 | 25,00 | 25,00 | 104,71 | 105,90 | 105,30 |
| 2008 | 111,75 | 123,342 | 111,67 | 129,36 | 131,39 | 130,38 | 25,99 | 25,99 | 105,49 | 106,62 | 106,06 |
| 2009 | 127,31 | 143,847 | 127,90 | 152,26 | 154,61 | 153,44 | 25,91 | 25,91 | 105,50 | 106,65 | 106,07 |
| 2010 | 141,98 | 163,864 | 142,41 | 175,18 | 177,85 | 176,52 | 25,81 | 25,81 | 105,18 | 106,27 | 105,72 |
| 2011 | 154,94 | 183,241 | 155,04 | 197,84 | 200,82 | 199,33 | 25,51 | 25,51 | 105,32 | 106,39 | 105,86 |

Из таблицы 4.6 видно, что практически равные показатели годовой и накопленной добычи жидкости, закачка воды в двух вариантах и фактических, не гарантируют совпадение по остальным. Показатели годовой и накопленной добычи нефти, обводненность имеют значительные отличия. Это приводит к выводу о том, что на прогнозные показатели оказывает существенное влияние форма и вид аппроксимирующей функции ОФП, особенно заметно влияние в таблице 4.6 начиная с 2007 года, с этого периода происходит существенное повышение обводненности продукции как по модели с МОФП, так и по фактическим данным.

Рост обводненности и падение дебита нефти связаны с ранним прорывом фронта вытеснения в галерею добывающих скважин. На рисунке Б.4 (приложение Б) представлены карты нефтенасыщенностей северного, центрального и южного сечений рассматриваемого участка на 2012 год по модели с МОФП, далее на рисунке Б.5 (приложение Б) представлены аналогичные карты на тот же период, но уже по модели Стоуна. В них показаны карты распределения насыщенностей нефти и воды на конец 2012 года, а также видны различия в расположении фронтов вытеснения каждого из флюидов. Для модели Стоуна характерно малая зона средних значений насыщенностей, это обусловлено тем, что ОФП для данной модели имеют значительное повышение своих значений в критических областях начала и окончания двухфазной фильтрации. Сама же зона совместной фильтрации пластового флюида имеет небольшую протяженность.

Вариант с модифицированными ОФП имеет следующие отличия:

- зона двухфазной фильтрации имеет большее распространение в продуктивном пласте;
- средние значения насыщенности нефти в продуктивном пласте, а соответственно и фазовые проницаемости имеют большее распространение;
- фронт заводнения гораздо ближе к ряду добывающих скважин, по северному сечению видно достижение его к скважине.

На рисунках 4.23-4.25 приведено сопоставление фактических и расчетных текущих и накопленных показателей добычи нефти и жидкости, средняя обводненность добывающих скважин. Как видно из представленных зависимостей адаптированная модель модифицированных относительных фазовых проницаемостей с достаточной точностью описывает фактические показатели разработки рассматриваемого участка Приобского месторождения. ОФП по модели Стоуна прогнозные показатели добычи нефти оказались значительно выше фактических, а обводненность продукции гораздо ниже. Представленные графики позволяют оценить, по средствам сравнения, реальную эффективность прогнозирования технологии заводнения в зависимости от выбранных ОФП для одинаковых начальных геологических и технологических параметров пласта.

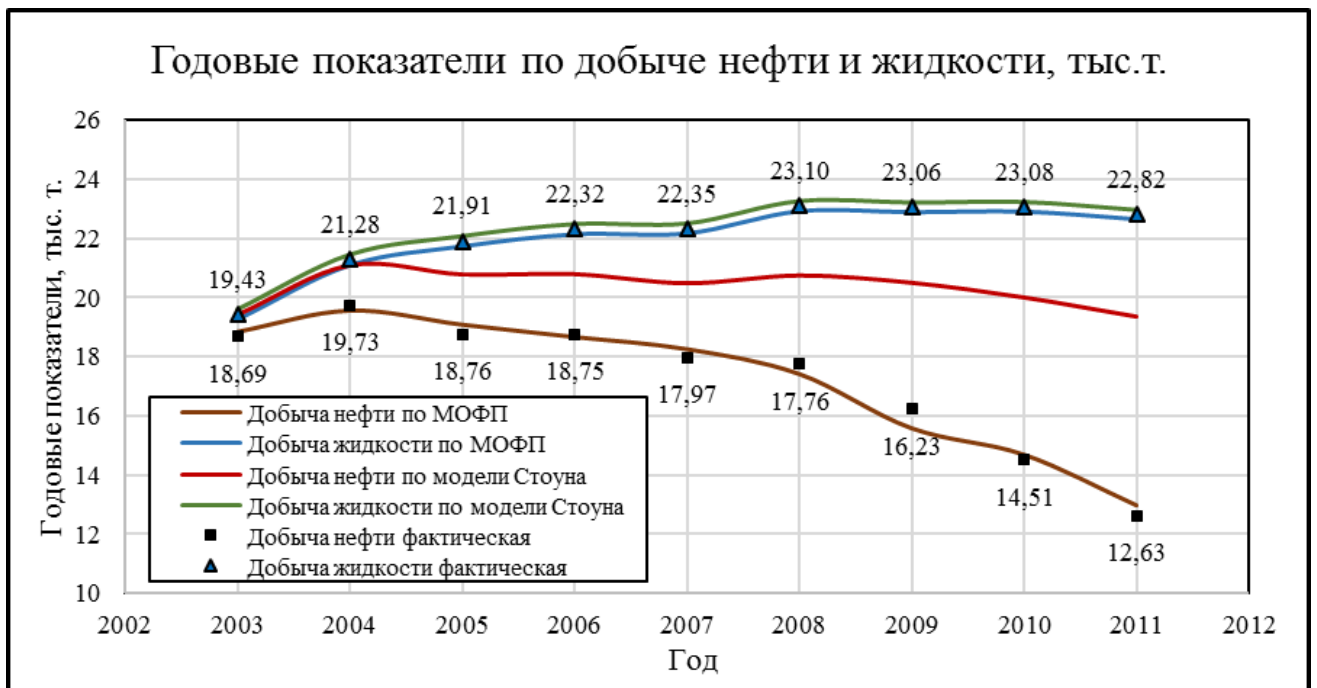


Рисунок 4.23 – График зависимостей годовой добычи нефти и жидкости

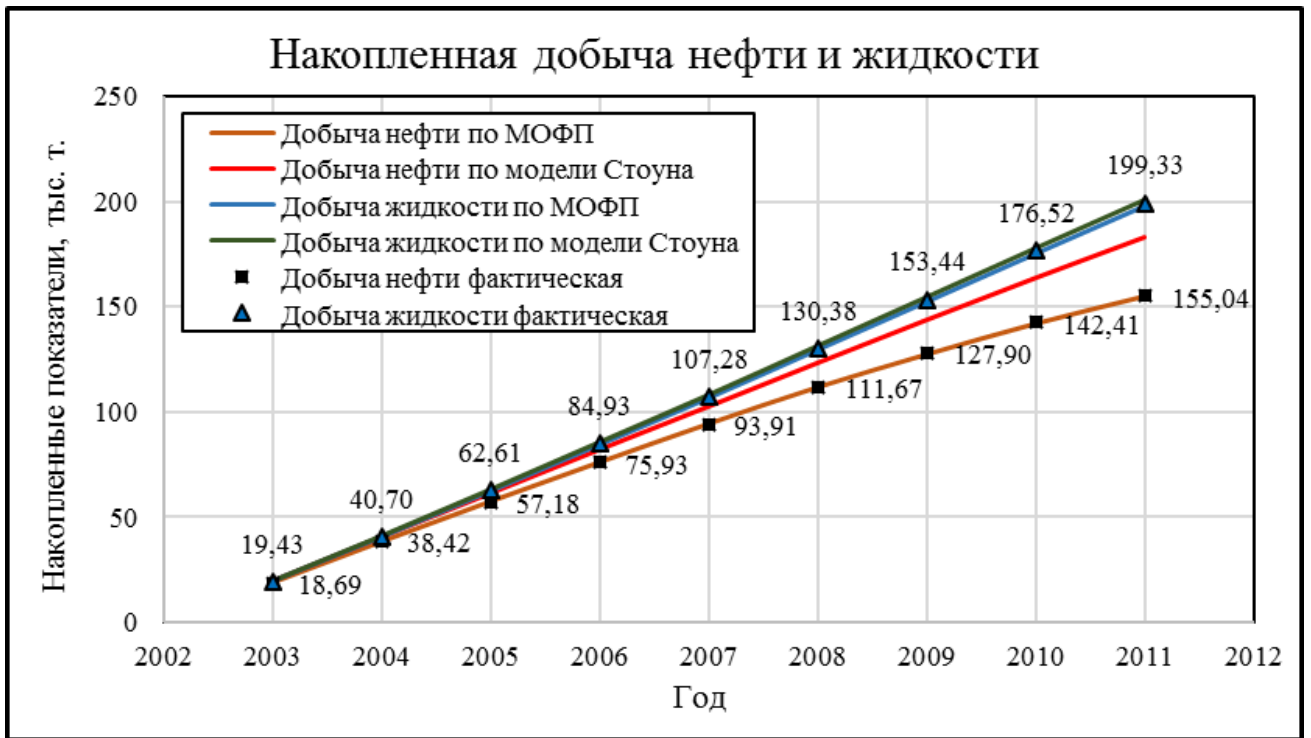


Рисунок 4.24 – График накопленных показателей добычи нефти и жидкости



Рисунок 4.25 – График средней обводненности по годам

Для оценки и сравнения эффективности прогнозирования различных вариантов закачки воды в продуктивный пласт применим относительное среднее отклонение, позволяющее оценить изменение прогнозируемого параметра с учетом темпа роста закачки. На рисунках 4.26 – 4.28 представлены графики рассматриваемых отклонений от фактических показателей:

- фактическая добыча по модели МОФП принимает значение отклонения не более 5%, для модели Стоуна – от 4% до 53%;
- отклонения накопленной добычи нефти по модели МОФП не более 1%, для модели Стоуна от 4% до 18%;
- относительное отклонение обводненности по модели МОФП не более 20%, для модели Стоуна от 52% до 80%.

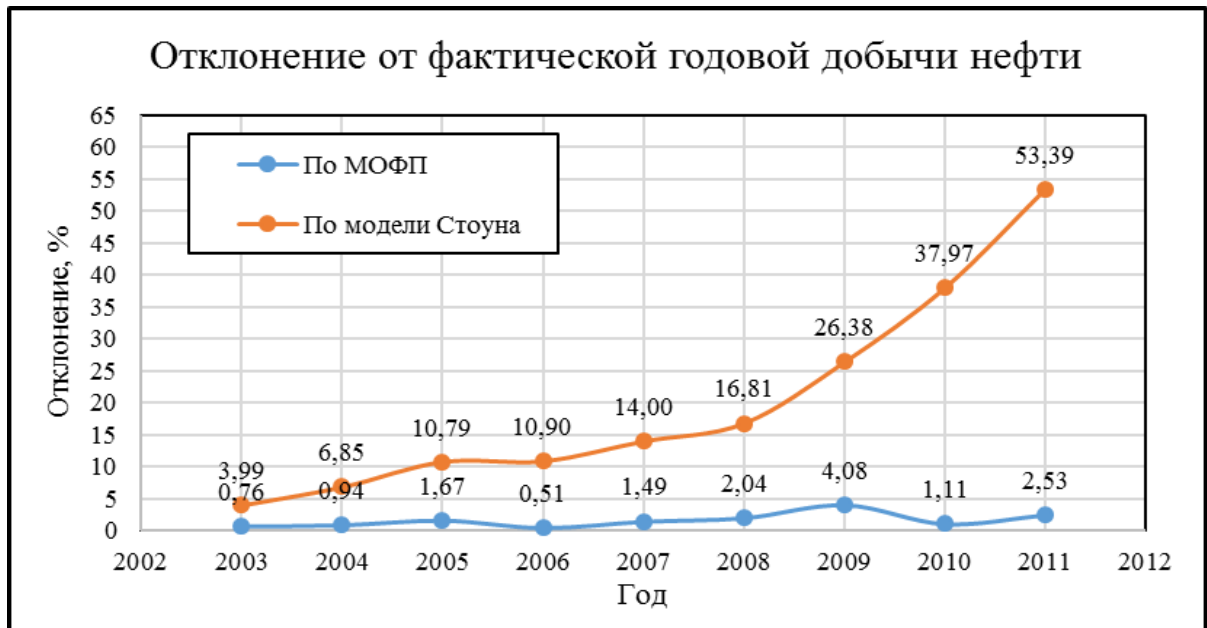


Рисунок 4.26 – График относительного отклонения годовой добычи нефти

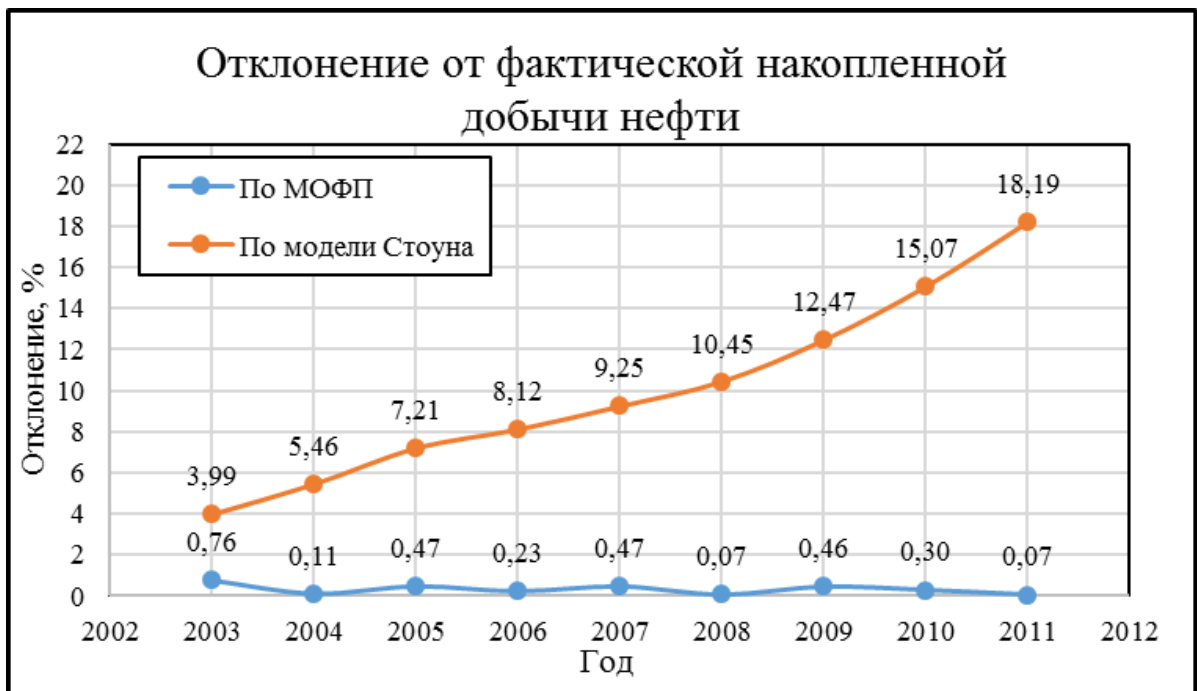


Рисунок 4.27 – График относительного отклонения накопленной добычи нефти

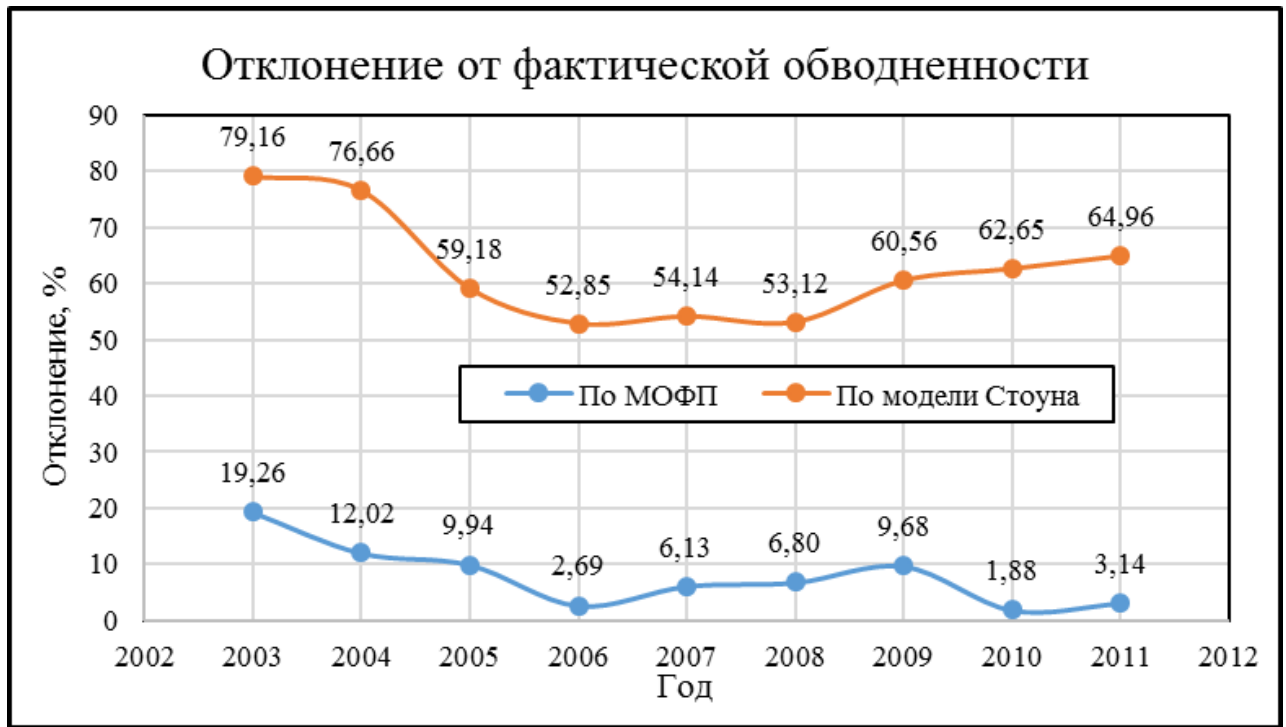


Рисунок 4.28 – График относительного отклонения обводненности по годам

Сравнение приведенных параметров и зависимостей показывает, что показатели, полученные в результате моделирования с применением МОФП в отличие от модели Стоуна, практически полностью совпадают с фактическими промышленными, разрабатываемым той же системой скважин. Наилучшее представление о процессе закачки воды рассматриваемого участка месторождения можно получить на рисунке Б.6 (приложение Б), где представлена 3D визуализация участка пласта целиком на декабрь 2012 года по моделям МОФП и Стоуна. 3D моделирование процесса заводнения как инструмент оценки его эффективности, так и поиска остаточных подвижных запасов во многом зависит от целого ряда факторов, поэтому пренебрежение даже небольшими изменениями ОФП окажет существенное влияние.

Таким образом, результаты моделирования подтвердили наибольшую эффективность прогнозирования модели с применением модифицированных относительных фазовых проницаемостей по новым предложенным зависимостям. В данной работе численное моделирование процесса разработки участка Южной лицензионной территории Приобского месторождения показало, что даже при недостаточном количестве исходных данных и большой неопределенности можно

создать адекватную технологическому процессу модель, которая достаточно точно рассчитает прогноз основных параметров. Используя данные по центральным скважинам добывающей и нагнетательной, учитывающие основные характеристики галерейного вытеснения нефти водой, были построены математические модели на основе классической модели Бакли-Лeverетта и новой модифицированной модели.

В результате, проектные показатели, рассчитанные по модифицированной модели, показали лучшее согласование с фактическими показателями, чем по классической модели Бакли-Лeverетта (Приложения А.1, А.2, А.3). Особенно выделяется показатель обводненность скважины, в момент достижения фронта вытеснения в добывающую скважину по модели Бакли-Лeverетта обводненность скважины возрастает в несколько раз, хотя фактически такого не происходит. По модифицированной модели отклонение между расчетным показателем обводненности и фактическим составляет не более 10%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В результате исследования проведен анализ и обобщен опыт применения аппроксимации ОФП и моделей двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой, на основе которого сделаны выводы о том, что:

- ограничена область применения рассмотренных моделей ОФП;
- кривые ОФП рассмотренных методов являются только вогнутыми, что вызывает большие погрешности вблизи критических точек двухфазной фильтрации;
- применение нормированных величин позволяет выявить общность или различие ОФП, но при переходе к единой системе единиц измерения проницаемости возникают значительные отличия;
- непосредственное применение модели Бакли-Левретта приводит к неоднозначности скорости распределения водонасыщенности в пласте, для решения которого вводят математическое понятие «скачек» водонасыщенности;
- решение по модели Раппопорта-Лиса сильно усложняется, приходится вводить различные упрощения, проводить линеаризацию дифференциального уравнения в частных производных второго порядка и необходимо решать только численно.

2. Разработана аппроксимация относительной фазовой проницаемости кубической параболой с перегибом. Она позволяет: использовать при построении ОФП статистические зависимости начальных нефтенасыщенностей, остаточных водо- и нефтенасыщенностей от проницаемости пород, полученных обобщением геофизической, керновой, лабораторной и промысловой информации; минимизировать объемы лабораторных потоковых экспериментов. Результаты обработки экспериментальных данных показывают, что предложенная аппроксимация адекватно описывает поведение ОФП во всем доступном диапазоне изменения насыщенностей.

3. Разработан программный продукт «Фаза» для обработки лабораторных данных по определению ОФП. Описан алгоритм работы программы. Опыт применения программы «Фаза» при построении функций ОФП различных месторождений Западной Сибири показал высокую эффективность высокую эффективность аппроксимации кубической параболой. С его помощью было

обработано 50 лабораторных исследований керна, полученные результаты приведены в разделе 2. Среднеквадратичное отклонение аппроксимацией кубической параболой было в несколько раз меньше чем у других методов.

4. Разработана модель двухфазного непоршневого вытеснения, устраняющая неоднозначность в определении скорости вытеснения и при распределении водонасыщенности по модели Бакли-Леверетта. Модифицированная модель позволяет:

- использовать в расчетах весь интервал насыщенностей при двухфазной фильтрации;
- обосновать ранее обводнение добывающих скважин;
- повысить коэффициент охвата пласта заводнением, тем самым учесть запасы нефти не вовлеченные процессом заводнения в сравнении с классической моделью Бакли–Леверетта.

5. Проведено тестирование модифицированной модели для условий Приобского месторождения. В результате, проектные показатели, рассчитанные по модифицированной модели, показали лучшее согласование с фактическими показателями, чем по классической модели Бакли-Леверетта. Особенно выделяется показатель обводненность скважины, в момент достижения фронта вытеснения в добывающую скважину по модели Бакли-Леверетта обводненность скважины возрастает в несколько раз, хотя фактически такого не происходит. По модифицированной модели отклонение между расчетным показателем обводненности и фактическим составляет не более 10%. Полученные результаты показывают, что новая модель адекватно описывает фактические проектные показатели и имеет лучшую сходимость. При продолжении математического моделирования КИН полученный по модифицированной модели будет выше утвержденного на 4,1 %.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

b – ширина пласта.

$f(s)$ – функция Бакли-Левретта.

$f'(s)$ – производная функции Бакли-Левретта.

g – текущий градиент давления.

$g_{ни}$ – начальный градиент давления для нефти.

$g_{нев}$ – начальный градиент давления для воды.

G – геологические запасы нефти.

$E_{н+в}$ – эмпирический параметр по нефти в присутствии воды.

$E_{в+н}$ – эмпирический параметр по воде в присутствии нефти.

k_n – относительная проницаемость породы по нефти.

k_v – относительная проницаемость породы по воде.

$k_{вф}$ – относительная проницаемость породы для вытесняющей фазы.

$k_{н+в}$ – относительная проницаемость по нефти в системе только с нефтью и водой.

$k_{н+св}$ – относительная проницаемость по нефти при связанной водонасыщенности.

$k_{в+он}$ – относительная проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности.

$k_{max в}$ – максимальное значение относительной проницаемости по воде.

$k_{max н}$ – максимальное значение относительной проницаемости по нефти.

$k_{фаз н}$ – фазовая проницаемость по нефти.

$k_{фаз в}$ – фазовая проницаемость по воде.

$k_{абс}$ – абсолютная проницаемость.

$k_{абс в}$ – абсолютная проницаемость по воде при однофазной фильтрации.

\underline{K} – приведенная площадь.

l – расстояние между нагнетательной и добывающей скважиной.

L – характерный размер (например, расстояние между скважинами или галереями).

L_{n+v} – эмпирический параметр по нефти в присутствии воды.

L_{v+n} – эмпирический параметр по воде в присутствии нефти.

$L(s)$ – модифицированная функция Бакли-Левверетта.

m – коэффициент пористости.

μ_n – вязкость нефти.

μ_v – вязкость воды.

μ_0 – отношение вязкости воды к вязкости нефти.

M – коэффициент относительной подвижности.

h – толщина пласта.

P_n – давление нефти.

P_v – давление воды.

P_{cp} – среднее давление.

ΔP – перепад давления.

p – давление в фазах.

$\Pi = P_{cp}/\Delta P$ — приведенное давление.

r_k – радиус пласта.

r_{fv} – радиус фронта вытеснения.

s_v – текущая водонасыщенность.

$s_{скв}$ – обводненность продукции скважины.

$s_{кр n}$ – критическая водонасыщенность, при которой начинается либо заканчивается двухфазная фильтрация.

$s_{кр v}$ – водонасыщенность, при которой функция $k_n(s)$ или $k_v(s)$ имеет точку перегиба.

$s_{он}$ – водонасыщенность при остаточной нефтенасыщенности.

$s_{св}$ – связанная водонасыщенность, начиная с которой вода приобретает подвижность.

s_{fv} – водонасыщенность на фронте вытеснения.

$s_{пред}$ – предельная водонасыщенность, при которой нефть перестает фильтроваться.

$s_{k_{max n}}$ – значение водонасыщенности $k_{max n}$.

Δs – изменение водонасыщенности пласта.

t – время.

t^* – время достижения фронта вытеснения к добывающей скважине.

T_{n+v} – эмпирический параметр по нефти в присутствии воды.

T_{v+n} – эмпирический параметр по воде в присутствии нефти.

q_n – дебит нефти.

q_v – дебит воды.

Q_n – объем накопленной добычи нефти.

$Q_{бал}$ – объем балансового запаса нефти в залежи.

$Q_{зак}$ – объем закачанной в пласт воды.

Q_{n^*} – объем нефти добытой в безводный период.

$Q_{зак^*}$ – объем закачанной воды в пласт, при достижении фронта вытеснения к добывающей скважине.

$V_{п}$ – объем пор пласта.

\underline{V} – приведенный объем.

Δx – длина элемента пласта.

$x_{фв}$ – координата фронта вытеснения.

x – координата водонасыщенности в пласте.

x_0 – начальная координата водонасыщенности в пласте.

\underline{x} – координата водонасыщенности в пласте в приведенной величине.

x_2 – координата границы вытеснения в пласте.

α – параметр, характеризующий фазовые взаимодействия воды, нефти и вмещающей породы, включая капиллярные силы.

α_v и α_n – коэффициенты.

$d\gamma$ – элементарный угол.

η_0 – безводная нефтеотдача.

η_{01} – коэффициент вытеснения нефти водой, достигнутый в безводный период.

η_2 – коэффициент охвата заводнением.

θ – угол смачивания.

v – суммарная скорость фильтрации нефти и воды.

v_n – скорость фильтрации нефти.

v_w – скорость фильтрации воды.

v_0 – характерная скорость, связанная с характерным перепадом давления Δp .

ε – отношение капиллярных сил к гидравлическим силам.

ρ – плотность.

$\varphi(s)$ – относительная подвижность.

Δ – оператор Лапласа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеева, К.О. Моделирование задач двухфазной неизотермической фильтрации на основе уравнения Рапопорта–Лиса / К.О. Алексеева, А.В. Аксаков. – Уфа: Вестник УГАТУ, 2014. – 174-179 С.
2. Алишаев, М.Г. Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений / М.Г. Алишаев, М.Д. Розенберг, Е.В. Теслюк. – М.: Недра, 1985. – 271 с.
3. Амикс, Л. Физика нефтяного пласта / Л. Амикс, А. Басс, Р. Уайтинг. – Перевод с англ. М.: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
4. Анализ разработки Вынгапуровского месторождения, ГеоНАЦ, 2003.
5. Бабалян, Г. А. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ / Г. А. Бабалян, Б. И. Леви, А. Б. Тумасян, Э. М. Халимов. – М.: Недра, 1983. – 216 с.
6. Бабалян, Г. А. Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов / Г. А. Бабалян, И. И. Кравченко // Под. ред. Ребиндера А.П. – М.: Гостоптехиздат. – 1962. – 283 с.
7. Баренблатт, Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М.: Изд-во Недра, 1984. – 211 с.
8. Баренблатт, Г. И. Об основных уравнениях фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах / Г. И. Баренблатт, Ю.П. Желтов // Докл. АН СССР. – Т.132, №3. – 1960. – 84-88 С.
9. Баренблатт, Г. И. Подобие, автомодельность, промежуточная асимптотика. Теория и приложение к геофизической гидродинамике / Г. И. Баренблатт. – Л.: Гидрометеиздат, 1982.
10. Баренблатт, Г.И. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа / Г. И. Баренблатт, В. М. Ентов, В. М. Рыжик. – М.: Недра, 1972. – 288 с.
11. Барышников, А. В. Регулирование разработки Приобского месторождения с применением технологии одновременно-раздельной закачки воды / А. В. Барышников, А. Н. Янин. – Тюмень-Курган, Издательство «Зауралье»,

2013. – 344 с.

12. Басниев, К. С. Интерпретация результатов газогидродинамических исследований вертикальных скважин / К. С. Басниев, М. Х. Хайруллин, М. Н. Шамсиев, Р. В. Садовников, Р. Р. Гайнетдинов // Газовая промышленность. – 2001. – №3. – 41-42 С.

13. Басниев, К. С. Нефтегазовая гидромеханика / К. С. Басниев, Н. М. Дмитриев, Г. Д. Розенберг. – Москва-Ижевск, 2005. – 544 с.

14. Басниев, К.С. Подземная гидравлика / К.С. Басниев, А.М. Власов, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М.: Изд-во Недр, 1986. – 303 с.

15. Батулин, А. Ю. Геолого-технологическое моделирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений / А. Ю. Батулин. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – 116 с.

16. Васильев, К.К. Математическое моделирование систем связи (учебное пособие) / К.К. Васильев, М.Н. Служивый. – Ульяновск: УлГТУ, 2008. – 170 с.

17. Гиматутдинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш. К. Гиматутдинов, А. И. Ширковский // Учеб. для ВУЗов – М.: изд-во Недр, 1982. – 311 с.

18. Горбунов, А. Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений / А. Т. Горбунов. – М., Недр, 1981. – 237 с.

19. Горбунов, А. Т. Щелочное заводнение / А. Т. Горбунов, Л. Н. Бученков. – Издательство Недр, 1989. – 160 с.

20. Грачев, С. И. Аппроксимация относительных фазовых проницаемостей кубической параболой / С. И. Грачев, А. А. Хайруллин, Аз. А. Хайруллин // – Известия вузов «Нефть и газ», №2, 2012. – 37-43 С.

21. Грачев, С.И. Движение смешивающихся жидкостей в пористой среде / С. И. Грачев, А. А. Хайруллин, Аз. А. Хайруллин // Science in the modern information society: Мат. Междунар. науч.-практич. конференции «Наука в современном информационном обществе». – Т. 1. – М.: Науч.-издат. центр «Академический», 2013. – 88-95 С.

22. Грачев, С. И. Метод Грачева-Хайруллина для аппроксимации

относительной фазовой проницаемости [Электронный ресурс] / С. И. Грачев, А. А. Хайруллин, Аз. А. Хайруллин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – №5. – Режим доступа: URL: http://www.ogbus.ru/authors/GrachevSI/GrachevSI_1.pdf.

23. Грачев, С. И. Новая модель двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой [Электронный ресурс] / С. И. Грачев, А. А. Хайруллин, Аз. А. Хайруллин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2013. №5. – Режим доступа: URL: http://www.ogbus.ru/authors/GrachevSI/GrachevSI_2.pdf.

24. Грачев, С. И. Трансформация модели Бакли-Левретта в модель типа Раппопорта-Лиса / С. И. Грачев, А. А. Хайруллин, Аз. А. Хайруллин, Science in the modern information society: Мат. Междунар. науч.-практич. конференции «Наука в современном информационном обществе». – Т. 1. – М.: Науч.-издат. центр «Академический», 2013. – 95-100 С.

25. Гудок, Н.С. Изучение физических свойств пористых сред / Н.С. Гудок. – М.: Недра, 1970. – 208 с.

26. Дияшев, Р.Н. Совместная разработка нефтяных пластов / Р.Н. Дияшев. – М.: Недра, 1984. – 208 с.

27. Добрынин, В. М. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа / В. М. Добрынин, Л. Г. Ковалев, А. М. Кузнецов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – 55 с.

28. Добыча нефти (теория и практика) : ежегодник. – М.: Недра, 1964. – 304 с.

29. Дополнение к технологической схеме разработки Нижне-Шапшинского нефтяного месторождения. Том 1, Тюмень, 2008.

30. Дополнение к технологической схеме разработки Пальяновского месторождения. Том 1, Тюмень, 2011.

31. Ентов, В. М. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи / В. М. Ентов, А. Ф. Зазовский. – М.: Недра, 1989. – 232 с.

32. Ентов, В. М. Гидродинамическое моделирование разработки неоднородных нефтяных пластов / В. М. Ентов, Ф. Д. Туревская // Известия РАН, МЖГ. – 1995. – №6. – 87-94 С.

33. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений / Ю. П. Желтов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. – 168 с.
34. Желтов, Ю. П. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений / учебное пособие для вузов / Ю. П. Желтов, И. Н. Стрижов, А. Б. Золотухин, В. М. Зайцев. – М.: Недра, 1985. – 296 с.
35. Закиров, И. С. Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений / И. С. Закиров. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. – 365 с.
36. Каневская, Р. Д. Особенности фильтрационного переноса несмешивающихся жидкостей при анизотропии фазовых проницаемостей / Р. Д. Каневская, М. И. Швидлер // Изв.РАН. Механика жидкости и газа. – 1992. – №5. – 91-100 С.
37. Колганов, В.И. Обводнение нефтяных скважин и пластов / В.И. Колганов, М.Л. Сургучев, Б.Ф. Сазонов. – М.: Недра, 1965. – 264 с.
38. Коновалов, А. Н. Задачи фильтрации многофазной несжимаемой жидкости / А. Н. Коновалов. – Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1988. – 166 с.
39. Коротенко, В.А. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие / В.А. Коротенко, А.Б. Кряквин, С.И. Грачев, Ам.Ат. Хайруллин, Аз.Ам. Хайруллин. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 104 с.
40. Котяхов, Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф.И. Котяхов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.
41. Крафт, Б.С. Прикладной курс технологии добычи нефти (перевод с англ.) / Б.С. Крафт, М.Ф. Хокинс. – М.: ГТТИ, 1963. – 460 с.
42. Кричлоу, Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования / Г. Б. Кричлоу. Пер с англ. – М., Недра, 1979. – 303 с.
43. Крылов, А. П. Научные основы разработки нефтяных месторождений / А. П. Крылов, М. М. Гологовский, М. Ф. Мирчинк, Н. М. Николаевский, И. А. Чарный. – М.: Гостоптехиздат, 1948. – 416 с.
44. Крылов, А. П. Проектирование разработки нефтяных месторождений /

А. П. Крылов, П. М. Белаш, Ю. П. Борисов, А. Н. Бучин, В. В. Воинов, М. М. Гологовский, М. И. Максимов, Н. М. Николаевский, М. Д. Розенберг. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 304 с.

45. Крэйг, Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении (сокращенный перевод с англ.) / Ф.Ф. Крэйг. – М.: Недра, 1974. – 192 с.

46. Кучумов, Р.Я. Применение численных методов к решению задач нефтепромысловой механики / Р.Я. Кучумов, Р.Р. Кучумов, Н.Г. Мусакаев. – Тюмень: Вектор Бук, 2004. – 182 с.

47. Лапук, Б. Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов / Б. Б. Лапук. – М.: Гостоптехиздат, 1948. – 296 с.

48. Лейбензон, Л. С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде / Л. С. Лейбензон. – М.: Гостоптехиздат, 1947. – 244 с.

49. Максимов, М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений / М.И. Максимов. – М.: Недра, 1975. – 534 с.

50. Маскет, М. Физические основы технологии добычи нефти / М. Маскет. – Гостоптехиздат, 1949. – 606 с.

51. Маскет, М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / М. Маскет. – М.: ГТТИ, 1949. – 627 с.

52. Медведев, Ю. А. Физика нефтяного и газового пласта / Ю. А. Медведев. – Тюмень: Изд. «Нефтегазовый университет», 2002. – 157 с.

53. Мирзаджанзаде, А. Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность / А. Х. Мирзаджанзаде, М. М. Хасанов, Р. Н. Бахтизин. – Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 368 с.

54. Мирзаджанзаде, А.Х. Технология и техника добычи нефти / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.М. Хасаев, В.И. Гусев. – Москва: Недра, 1986. – 382 с.

55. Мирзаджанзаде, А.Х. Физика нефтяного и газового пласта / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалев. – М.: Недра, 1992. – 271 с.

56. Михайлов, Н.Н. Геолого-технологические свойства пластовых систем /

Н. Н. Михайлов. – Москва: МАКС Пресс, 2008. – 144 с.

57. Михайлов, Н. Н. Гидродинамические модели в промышленной геофизике / Н. Н. Михайлов. – Известия АН СССР, М.Ж.Г. – №2, 1980. – 187 с.

58. Михайлов, Н. Н. Изменение физических свойств горных пород в околоскважинных зонах / Н. Н. Михайлов. – М.: Недра, 1987. – 152 с.

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

60. Михайлов, Н. Н. Физико геологические проблемы доизвлечения остаточной нефти из заводненных пластов / Н. Н. Михайлов // Нефтяное хозяйство. – № 11. – 1997. – 14-17 С.

61. Михайлов, Н.Н. Физико-геологические проблемы остаточной нефтенасыщенности / Н.Н. Михайлов, Т.Н. Кольчицкая, А.В. Ждемесюк, Н.А. Семёнова. – Москва: Наука 1993. – 173 с.

62. Михайлов, Н. Н. Численное исследование динамики водонасыщения при формировании зоны проникновения в продуктивных пластах / Н. Н. Михайлов, П. А. Яницкий. – В кн.: Прикладная геофизика, вып. 98. – М.: Недра, 1980. – 168-178 С.

63. Мулявин, С. Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений / С. Ф. Мулявин // Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 215 с.

64. Огибалов, П.М. Механика физических процессов / П.М. Огибалов, А.Х. Мирзаджанзаде. – М.: Издательство МГУ, 1976. – 370 с.

65. Оперативный подсчет запасов Варягского месторождения. Тюмень, 2012.

66. Отчет о научно-исследовательской работе «Исследование керна» Месторождение Западно-Пылинское, скважина 102-Р. ОАО "НижневартовскНИПИнефть", Нижневартовск, 2006. – 110 с.

67. Пирвердян, А. М. Движение двухфазной несжимаемой смеси в пористой среде / А.М. Пирвердян. – ПММ, т. 16, вып. 2, 1952.

68. Пирвердян, А. М. Нефтяная подземная гидравлика / А.М. Пирвердян. –

Баку: Азнефтеиздат, 1956. – 332 с.

69. Проект пробной эксплуатации южной части Приобского месторождения, АНК «Югранефть», Том 1, 2. Тюмень, 1996.

70. Пыхачев, Г.Б. Подземная гидравлика / Г.Б. Пыхачев, Р.Г. Исаев. – М.: Недра, 1972. – 360 с.

71. Рассохин С. Г. Относительные фазовые проницаемости при фильтрации углеводородов в гидрофильном и гидрофобном керне / С. Г. Рассохин // В сб. Актуальные проблемы освоения, разработки и эксплуатации месторождений природного газа. – М.: ВНИГАЗ, 2003. – 50-64 С.

72. Свидетельство 2013612933 РФ об официальной регистрации программы для ЭВМ; № 2013615301; Заявлено 12.04.2013; Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 04.06.2013.

73. Способ контроля за разработкой нефтяного месторождения: пат. 2522494 РФ: МПК Е 21 В 49/00 / Грачев С.И., Хайруллин А.А., Хайруллин А.А.; заявитель и патентообладатель Тюменский государственный нефтегазовый университет. – №2013101211/03; заявл. 10.01.2013; опубл. 20.06.2014, Бюл. № 17.

74. Способ определения относительной фазовой проницаемости водонефтяного пласта: пат. 2165017 РФ: МПК Е 21 В 49/00; Арье А.Г., Желтов М.Ю., Кильдибекова Л.И., Федорова Н.Д., Шаевский О.Ю.; заявитель и патентообладатель ОАО"Центральная геофизическая экспедиция". – № 99113707/03. заявлено 24.06.1999; опубликовано 10.04.2001.

75. Сургучев, М. Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений / М.Л. Сургучев. – М.: Недра, 1968. – 300 с.

76. Сургучев, М. Л. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах / М.Л. Сургучев, Ю.В. Желтов, Э.М. Симкин. – М.: Недра, 1984. – 215 с.

77. Телков, А.П. Интенсификация нефтегазодобычи и повышение компонентоотдачи пласта / А.П. Телков, Г.А. Ланчаков // Тюмень: ООО НИПИКБС-Т. – 2002. – 320 с.

78. Телков, А. П. Интерпретационные модели нефтяной залежи на стадии

разработки / А. П. Телков, А.К. Ягафаров, А.У. Шарипов, И.И. Клещенко. – М.: ВНИИОЭНГ, 1993. – 73 с.

79. Телков, А.П. Обоснование и совершенствование методов фильтрационных сопротивлений, связанных с притоком жидкостей и газов к несовершенным скважинам / А.П. Телков, Е.В. Колесник, С.И. Грачев. – М.: ВНИИОЭНГ, 2008. – 64 с.

80. Телков, А.П. Обоснование математических моделей нефтяных залежей на примере разработки пласта АС₁₂ Приобского месторождения / А.П. Телков, А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко, Ю.А. Тренин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1993. – 57 с.

81. Телков, А.П. Подземная гидрогазодинамика / А. П. Телков. – Уфа: Уфимский нефтяной институт, 1975. – 224 с.

82. Телков, А.П. Пространственная фильтрация и прикладные задачи разработки нефтегазоконденсатных месторождений и нефтегазодобычи / А.П. Телков, С.И. Грачев, Е.И. Гаврилов // Тюмень: ООО НИПИКБС-Т. – 2001. – 464 с.

83. Телков, А. П. Особенности применения двухзонной схемы фильтрации пластовых флюидов / А. П. Телков, С. И. Грачев, А. В. Иванов, А. Н. Марченко. – Тюмень: Издательство Вектор Бук, 2011. – 48 с.

84. Технологический проект разработки Искандеровского нефтяного месторождения. Книга 1, Уфа, 2012.

85. Технологическая схема разработки ЮЛТ Приобского месторождения. Тюмень, 2011.

86. Уолкот, Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении / Д. Уолкот. – М.: Schlumberger, 2001. – 143 с.

87. Фатихов, С.З. К вопросу вычисления относительных фазовых проницаемостей / С.З. Фатихов. – Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – №1, 2012. – 324-332 С.

88. Физика и гидродинамика нефтяного пласта : труды, выпуск 57. – М.: Недра, 1966. – 216 с.

89. Хайруллин, Аз. А. Метод определения остаточной нефтенасыщенности и связанной водонасыщенности по экспериментальным исследованиям / Аз. А.

Хайруллин, С. И. Грачев, В. А. Коротенко, А. А. Хайруллин // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Мат. IV Междунар. науч. симпозиума. – Т. 2. – М.: ОАО «Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т», 2013. – 100-106 С.

90. Хайруллин, Аз. А. О необходимости использования кубической параболы при описании относительных фазовых проницаемостей / Аз. А. Хайруллин, С. И. Грачев, В. А. Коротенко, Ам. А. Хайруллин // Ашировские чтения: Сб. трудов Международной научно-практической конференции. – Том 1. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2014. – 241-250 С.

91. Хайруллин, А. А. Обобщение моделей Бакли–Левретта и Раппопорта–Лиса вытеснения пластовых флюидов / А. А. Хайруллин, С. И. Грачев, В. А. Коротенко, Аз. А. Хайруллин // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов : Мат. IV Междунар. науч. симпозиума. – Т. 2. – М.: ОАО «Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т», 2013. – 107-112 С.

92. Хайруллин, Ам. А. Интерпретация модели Бакли–Левретта вытеснения пластовых флюидов при заводнении / Ам. А. Хайруллин, С. И. Грачев, В. А. Коротенко, Аз. А. Хайруллин // Ашировские чтения: Сб. трудов Международной научно-практической конференции // Том 1. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2014. – 250-259 С.

93. Хасанов, М. М. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах / М. М. Хасанов, Г. Т. Булгакова. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 288 с.

94. Хейфец, Л. И. Многофазные процессы в пористых средах / Л. И. Хейфец, А. В. Неймарк // М.: Химия. – 1982. – 319 с.

95. Химмельблау, Д. Анализ процессов статистическими методами / Д. Химмельблау. – М.: Мир, 1973. – 958 с.

96. Хисамов, Р.С. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием / Р.С. Хисамов, А.А. Газизов, А.Ш. Газизов. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – 586 с.

97. Чарный, И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах / И. А. Чарный. – М.: Недра, 1975. – 296 с.

98. Чарный, И.А. Подземная гидродинамика / И. А. Чарный. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 369 с.
99. Шишигин, С.И. Методика определения коэффициента вытеснения нефти из образцов пород коллекторов на аппарате УИПК / С.И. Шишигин, В.В. Сарапулов. – Тюмень, 1972. – 19 с.
100. Щелкачев, В.П. Разработка нефтеводных пластов при упругом режиме / В. П. Щелкачев. – М.: Гостоптехиздат, 1953. – 236 с.
101. Щелкачев, В.Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. – М.: Гостоптехиздат. – 1959. – 467 с.
102. Эфрос, Д.А. Исследования фильтрации неоднородных систем / Д. А. Эфрос. – Л.:Гостоптехиздат, 1963. – 352 с.
103. Эфрос, Д.А. Моделирование линейного вытеснения нефти водой / Д.А. Эфрос, В.П. Оноприенко // М.: Сб. трудов ВНИИ, вып. 12, Гостоптехиздат, 1958. – С. 26-34.
104. Янин, А. Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири / А. Н. Янин. – Тюмень-Курган, Издательство «Зауралье», 2010. – 608 с.
105. Craft, B.C. Applied petroleum reservoir engineering / by B.C. Craft and M.F. Hawkins. Constable & Company L.T.D., London, – 1959. – 493 p.
106. Barenblatt G. I. Theory of Fluid Flows Through Natural Rocks / G. I. Barenblatt, V. M. Entov, V. M. Ryzhik. – Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Boston, London, – 1990. – 395p.
107. Chierici, G.L. «Novel Relations for Drainage and Imbibition Relative Permeabilities» / G. L. Chierici, SPEJ, June 1984. – pp. 275-276.
108. Corey, A. T. "The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities" / A. T. Corey, Prod. Monthly, Nov. 1954. – 19 (1). – pp. 38-41.
109. Lomeland F., Ebeltoft E. and Hammervold T. «A New Versatile Relative Permeability Correlation». Reviewed Proceedings of the 2005 International Symposium of the SCA, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 31 October – 2 November. 2005. – S. 32.
110. Naar, J. Imbibition Relative Permeability in Unconsolidated Porous Media / J. Naar, R. J. Wygal, and J."H. Henderson, Soc. of Pet. Eng. Journal, AIMO 1962. – pp.

11–13.

111. Sigmund, P. M. An improved Unsteady-state Procedure for Determining the Relative Permeability Characteristics of Heterogeneous Porous Media / P. M. Sigmund, F. G. McCaffery, SPEJ, February 1979. – pp. 15-28.



112. Stone, H. L. Probability Model for Estimating Three—phase Relative Permeability / H. L. Stone, J. Pet. Tech. 1970. – pp. 1–2, 14–18.

113. Telkov, A.P. Oil and Gas Field Development / A.P. Telkov. – University Press. Rangoon, Burma. 1968. – 151 p.


114. Quere, D. Rebounds in capillary tube / D. Quere, E. Raphael, J.-Y. Ollitrault // Langmuir. –1999. – № 10. – 3679-3682 P.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

А.1 Акт внедрения результатов научного исследования в ОАО «НижневартовскНИПИнефть»

| | | |
|--|--|--|
|  | Российская Федерация Открытое акционерное общество Нижневартовский научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности ОАО "НижневартовскНИПИнефть" |  |
| 628616 Российская Федерация, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Нижневартовск, ул. Ленина, дом 5 | тел. (3466) 62-30-89 – приемная (3466) 62-31-07, 62-31-25, 62-31-26 факс (3466) 62-31-96, 24-95-20 Email: postmaster@nvnipi.ru , nvnipi@mail.ru Web-сайт: www.nvnipi.ru | ОКПО – 49840208 ОГРН - 1028600938288 ИНН – 8603087486 КПП – 860301001 ОКВЭД -73.10 |

№ 16-2162 от 14.05.2014г.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ОАО «НижневартовскНИПИнефть»

В.П. Ситников
 «14» мая 2014 г.

АКТ
применения отделом разработки нефтяных и газовых месторождений
выводов и рекомендаций диссертационной работы
Хайруллина Азата Амировича
«Разработка и исследование модели двухфазного непоршневого
вытеснения нефти водой»

Отделом разработки нефтяных и газовых месторождений ОАО «НижневартовскНИПИнефть» в 2013 году при проектировании разработки Южно-Охтеурского месторождения, планировании оценки невыработанных запасов нефти, планировании геолого-технологических мероприятий на месторождении ООО «Южно-Охтеурское» используются следующие выводы и рекомендации диссертационной работы Хайруллина А.А.:

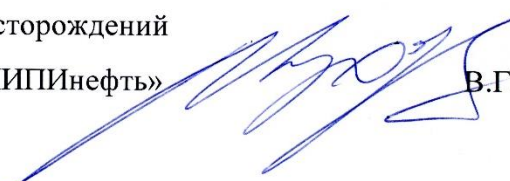
1. Используя аппроксимацию ОФП кубической параболой, с применением программного продукта «Фаза», проводились обработки ОФП, полученных по лабораторным и промысловым гидродинамическим исследованиям, по ним обосновывались оценки остаточной нефтенасыщенности и связанной водонасыщенности.

2. Используя модифицированную модель Бакли-Левретта непоршневого вытеснения нефти водой проводилось прогнозирование оценки текущего КИН и обосновывались наличие невыработанных запасов нефти по разработанному алгоритму.

3. Аналитическая зависимость распределения водонасыщенности по пласту позволяет оценить геометрические параметры дренируемой области.

В результате применения предложенных методик по разработке нефтяных месторождений показано, что КИН Южно-Охтеурского месторождения равен 0,18%, значение которого соответствует промысловым данным, а так же накопленная добыча нефти по месторождению 01.01.2014 г. больше проектных значений на 4%. В этой связи специалисты отдела разработки нефтяных и газовых месторождений рекомендуют внедрение результатов диссертационной работы Хайруллина А.А., по определению ОФП и прогнозирования вытеснения нефти водой, для использования при построении и мониторинге гидродинамических моделей на других месторождениях.

Начальник отдела разработки
нефтяных и газовых месторождений
ОАО «НижневартовскНИПИнефть»



В.Г. Мухаметшин



DIRECTUM-13732-385143

А.2 Акт внедрения результатов научного исследования в ООО «ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР»



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР» (ООО «ТННЦ»)

Почтовый адрес: а/я 747, г. Тюмень, Тюменская область, 625000
Юридический адрес: ул. Максима Горького, д. 42, г. Тюмень, Тюменская область, 625048
Телефон: (3452) 55-00-55, Факс: (3452) 79-27-81, e-mail: tnnc@rosneft.ru
ОКПО 55442802, ОГРН 1077203000434, ИНН/КПП 7202157173/ 720201001

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель генерального директора по науке
Т.А. Поспелова
_____ 2021 г.



АКТ

применения материалов, программного обеспечения, выводов и рекомендаций диссертационной
работы Хайруллина Азата Амировича

Результаты диссертационной работы Хайруллина Азата Амировича «Разработка и исследование модели двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой», представленного на соискание ученой степени кандидата технических наук, использованы в научной и проектной деятельности ООО ТННЦ в виде:

1. практического применения программы «Фаза» (Свидетельство 2013612933 РФ об официальной регистрации программы для ЭВМ; № 2013615301; Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 04.06.2013.). Программа применялась для построения функций относительных фазовых проницаемостей для пластов (при аппроксимации керновых исследований) с последующей загрузкой их в гидродинамическую модель.

2. практической апробации модификации модели вытеснения нефти водой при компьютерном моделировании участка (одного из м/р Компании), показавшей эффективность предложенной модели для прогноза распределения водонасыщенности в пласте и причины раннего обводнения добывающих скважин.

Использование результатов диссертационной работы позволяют получать без избыточных численных вычислений прогноз основных проектных показателей по заводнению пластов нефтяных месторождений с аналогичными геолого-технологическими условиями.

Ученый секретарь

ООО «ТННЦ»

Подпись Поспеловой Т.А. уполномоченной

Подпись Галикеева Р.М. уполномоченной

Ведущий специалист

Р.М. Галикеев






Сертифицировано
Русским Регистром



Е. Ю. Масляков

А.3 Акт внедрения результатов научного исследования в ООО «Сиама Мастер»

| | | |
|---|---|---|
|  <p>КОМПАНИЯ СИАМ</p> | <p>ООО «Сиама Мастер» Юридический адрес: 634003, РФ, г. Томск, ул. Белая, 3 Почтовый адрес: 634003, РФ, г. Томск, ул. Октябрьская, 10а тел (3822) 90 00 08, факс (3822) 65 21 54 e-mail: smaster@siamoil.ru ИНН 701 704 3407 КПП 701 701 001 ОГРН 102 700 091 88 89 ОКПО 12430773</p> |  |
| <p>УТВЕРЖДАЮ Главной геолог Департамента газовых проектов ООО «Сиама Мастер» Кобзарь С.В. _____ 2021 г.</p> | | |
| <p>АКТ О ВНЕДРЕНИИ</p> | | |
| <p>Результаты диссертационной работы Хайруллина Азата Амировича по теме «Разработка и исследование модели двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой», представленного на соискание ученой степени кандидата технических наук, использованы в проектной деятельности ООО «Сиама Мастер» в Департаменте Газовых проектов в виде:</p> | | |
| <p>1. Практического применения патента «Способ контроля за разработкой нефтяного месторождения» (Патент 2522494 РФ, Е 21 В 49/00; №2013101211/03; Заявлено 10.01.2013; Опубликовано 20.06.2014) и программы «Фаза» (Свидетельство 2013612933 РФ об официальной регистрации программы для ЭВМ; № 2013615301; Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 04.06.2013.). Программа применялась для интерпретации результатов промысловых исследований фазовых проницаемостей для пласта нефтяного месторождения ООО «Иркутская нефтяная компания», для последующей загрузки их в гидродинамическом симуляторе.</p> | | |
| <p>2. Апробации предложенного метода модификации модели добычи нефти с применением заводнения, показавшей эффективность в расчетах и достоверность прогнозируемых показателей коэффициента охвата пласта заводнением и обводненности добывающих скважин на рассматриваемом месторождении.</p> | | |
| <p>Использованные материалы диссертационной работы позволили оценить эффективность применяемых проектных решений и выявить несовершенства в оценке заводнения пластов. В этой связи специалисты ДГП ООО «Сиама Мастер» рекомендуют к внедрению результатов исследования на других аналогичных нефтяных месторождениях.</p> | | |
| <p>Ведущий геолог ДГП</p> |  | <p>Русиновский С.С.</p> |
| <p>WWW.SIAMOIL.RU</p> | | |

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Б.1 3D визуализация распределения насыщенности нефтью участка ГД модели в исходный период времени приведена на рисунке Б.1.

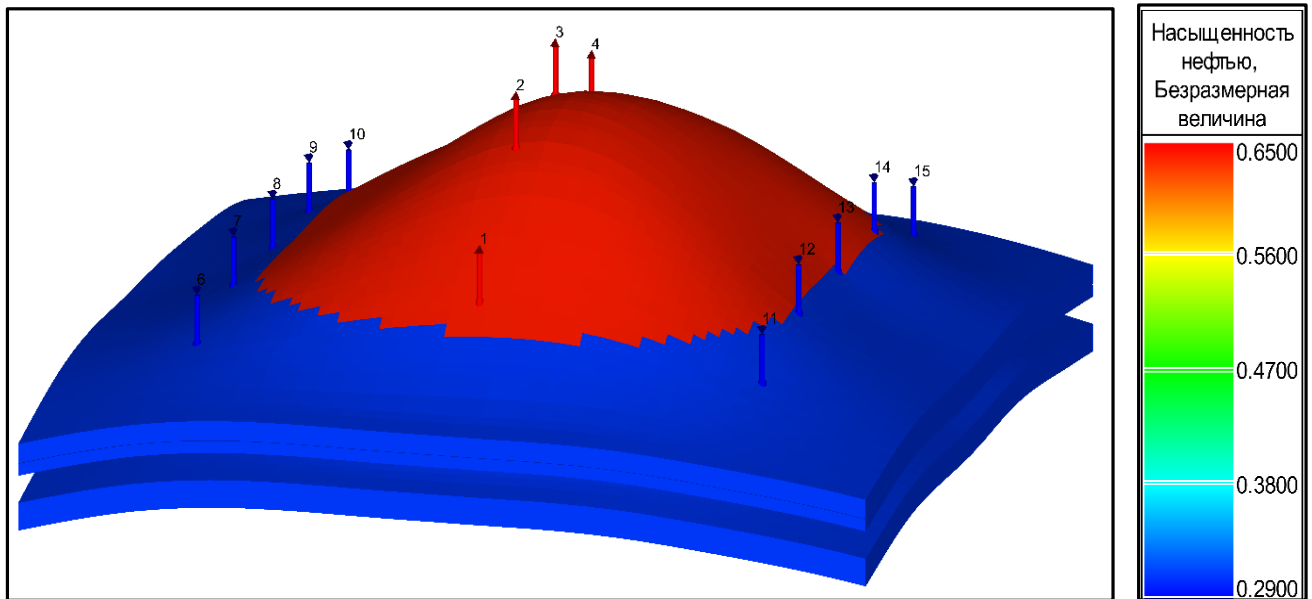


Рисунок Б.1 – 3D визуализация распределения насыщенности нефтью участка ГД модели в исходный период времени

Б.2 Карта начального усредненного распределения запасов нефти приведена на рисунке Б.2.

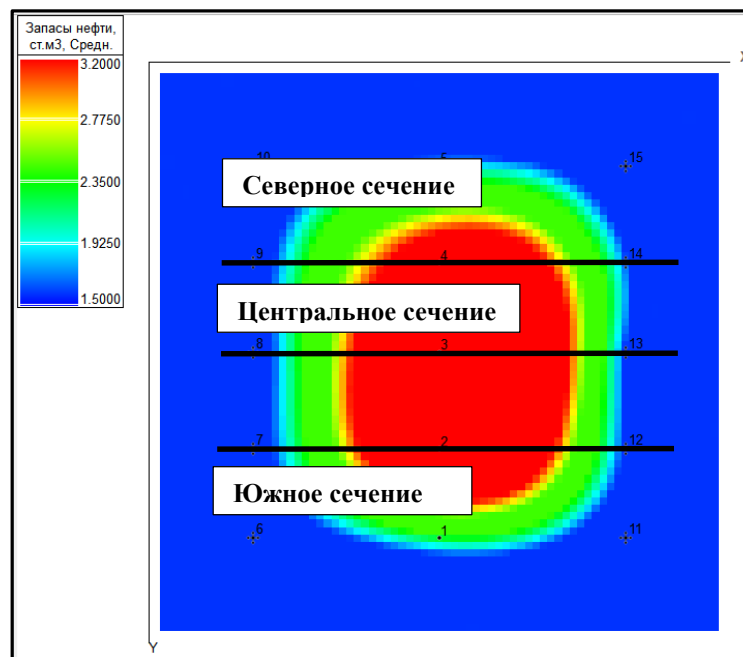


Рисунок Б.2 – Карта начального усредненного распределения запасов нефти

Б.3 Карты начальных нефтенасыщенностей северного, центрального и южного сечений приведены на рисунке Б.3.

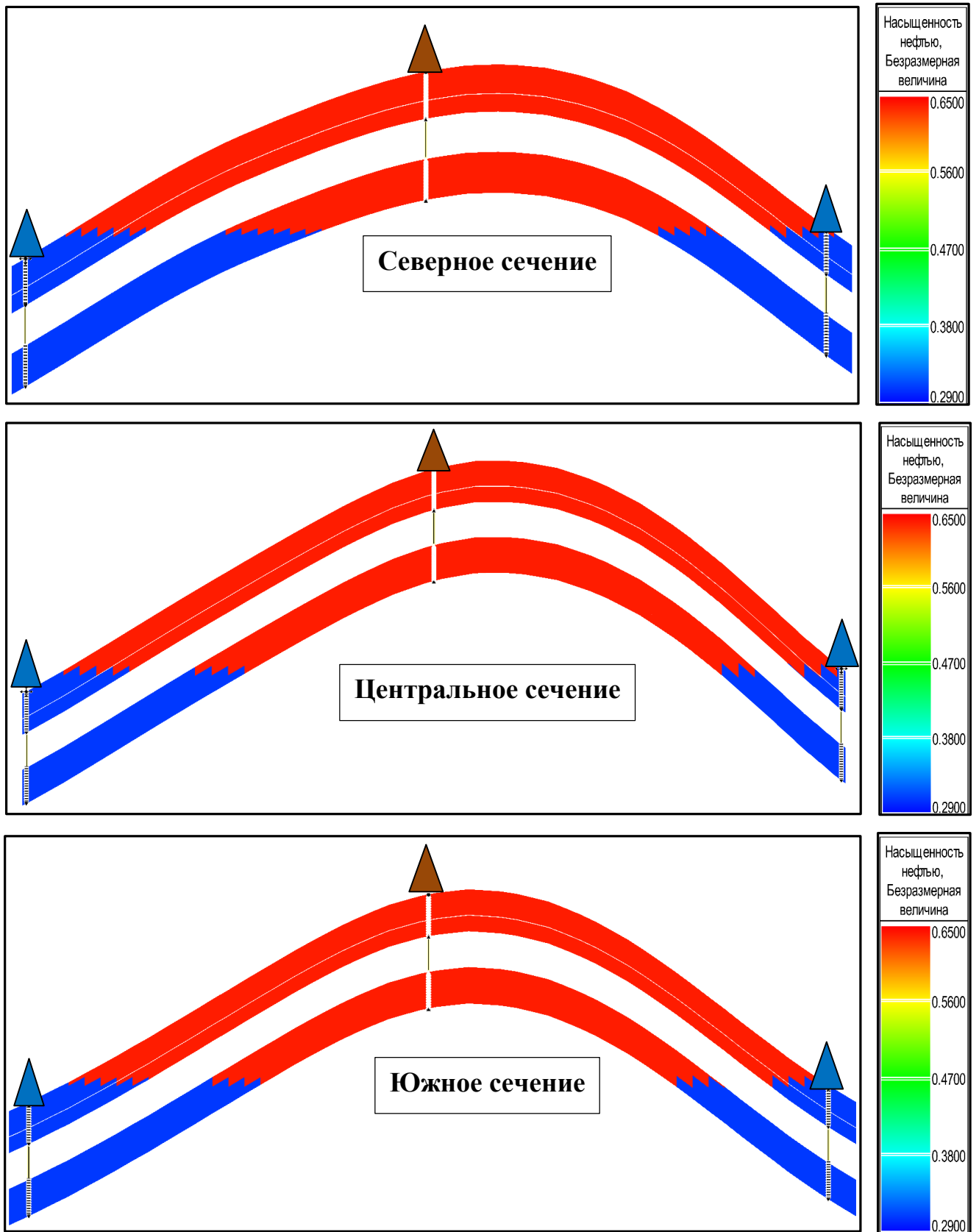


Рисунок Б.3 – Карты начальных нефтенасыщенностей северного, центрального и южного сечений

Б.4 Карты нефтенасыщенностей северного, центрального и южного сечений на 2012 год по МОФП приведены на рисунке Б.4.

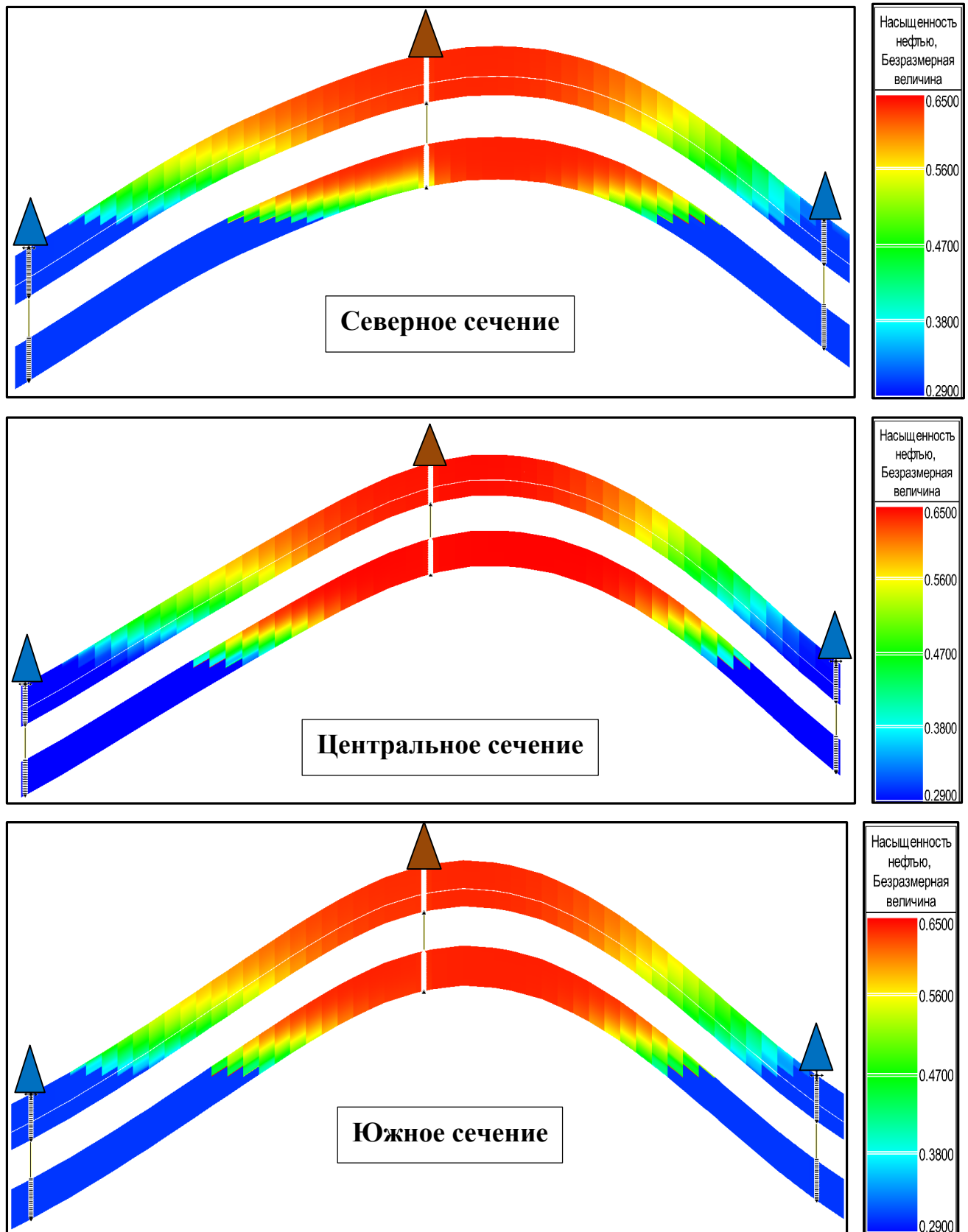


Рисунок Б.4 – Карты нефтенасыщенностей северного, центрального и южного сечений на 2012 год по МОФП

Б.5 Карты нефтенасыщенностей северного, центрального и южного сечений на 2012 год по модели Стоуна приведены на рисунке Б.5.

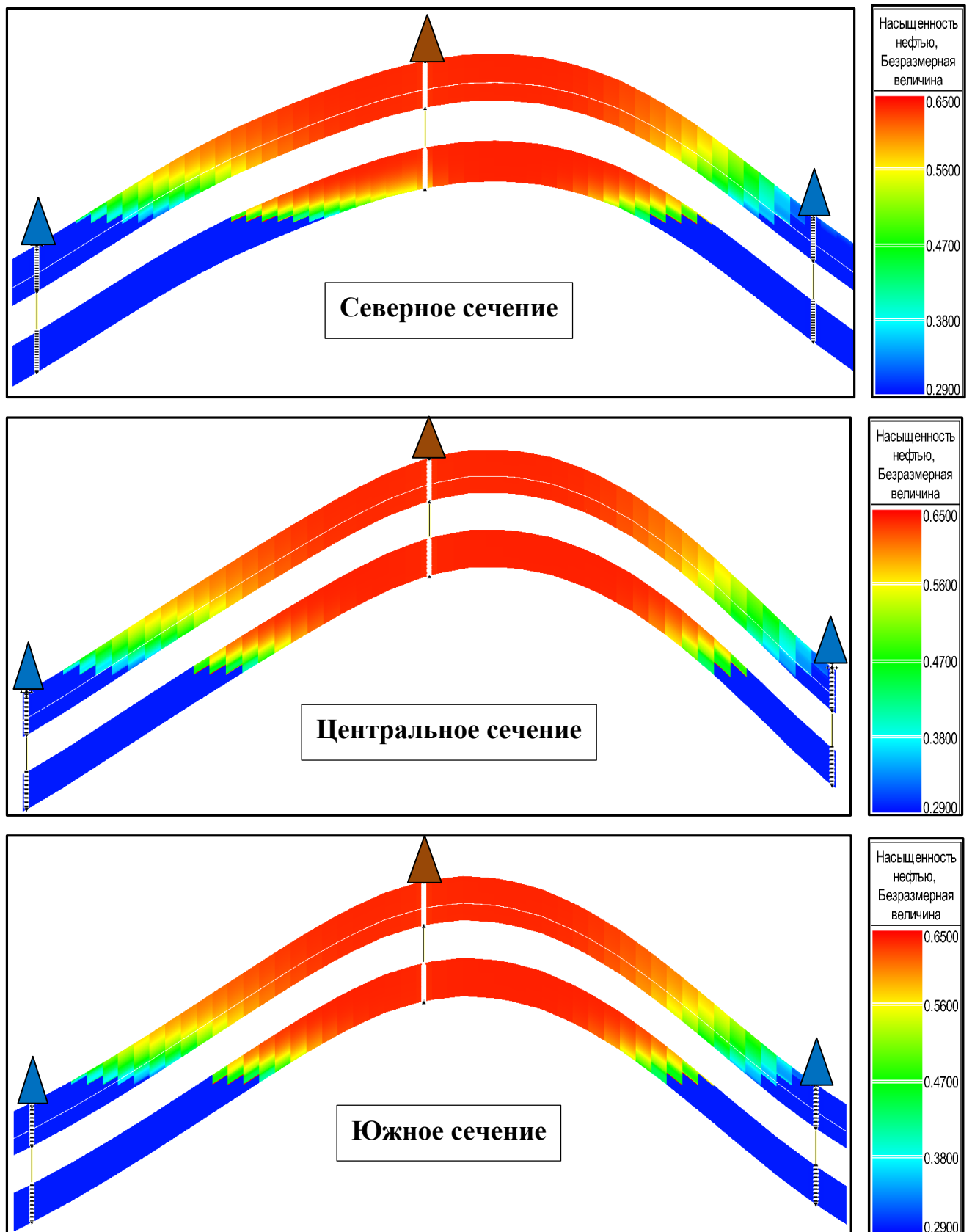


Рисунок Б.5 – Карты нефтенасыщенностей северного, центрального и южного сечений на 2012 год по модели Стоуна

Б.6 3D карты нефтенасыщенности участка целиком на 2012 год, по МОФП и модели Стоуна приведены на рисунке Б.6.

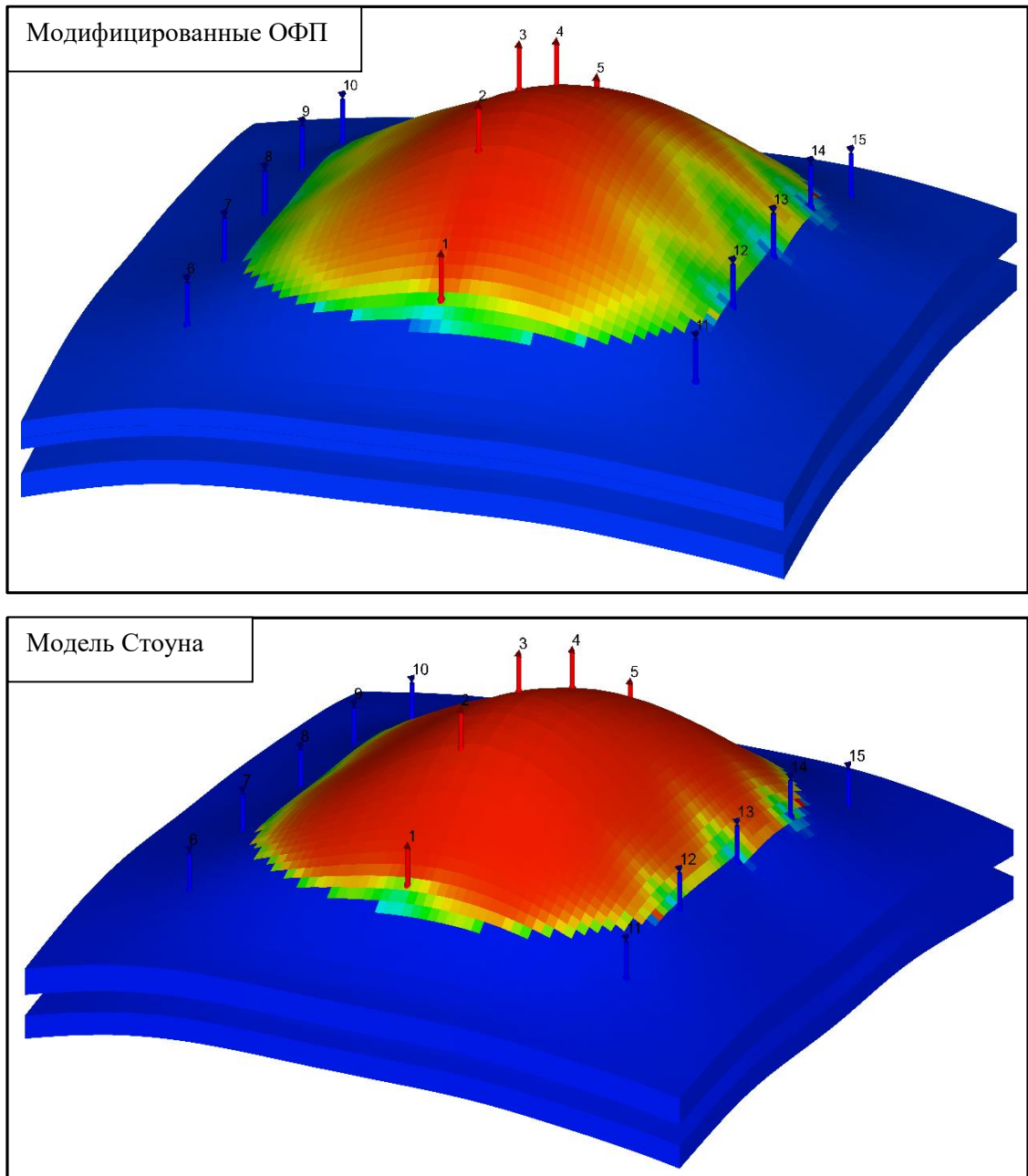


Рисунок Б.6 – 3D карты нефтенасыщенности участка целиком на 2012 год, по МОФП и модели Стоуна