

Министерство образования и науки Российской Федерации
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального
образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет»
(ТюмГНГУ)

На правах рукописи

ХАЙРУЛЛИН АЗАТ АМИРОВИЧ

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

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель –
доктор технических наук, профессор
Грачев Сергей Иванович

Тюмень – 2014

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
РАЗДЕЛ 1. ПРОБЛЕМА ПРИМЕНЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ В МОДЕЛИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	10
1.1. Методы определения и представления относительных фазовых проницаемостей.....	13
1.2. Модели двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой и применение их в разработке месторождений.....	28
1.2.1. Модель Раппопорта-Лиса.....	28
1.2.2. Модель Бакли-Левретта. Определение основных технологических показателей.....	36
ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 1.....	49
РАЗДЕЛ 2. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И НОВАЯ МЕТОДИКА АППРОКСИМАЦИИ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ.....	51
2.1. Разработка и исследование новой методики аппроксимации результатов лабораторных определений ОФП.....	51
2.2. Программа «Фаза». Назначение и применение. Обработка результатов исследования керна с помощью программы «Фаза».....	65
ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 2.....	72
РАЗДЕЛ 3. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ ПУТЕМ РАЗРАБОТКИ И ИССЛЕДОВАНИЯ МОДЕЛИ ДВУХФАЗНОГО НЕПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ.....	74
3.1. Процесс заводнения и методы его исследования.....	74
3.2. Разработка новой модели вытеснения.....	77
ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 3.....	93

РАЗДЕЛ 4. ПРИМЕР ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НОВОЙ МОДИФИЦИРОВАННОЙ МОДЕЛИ.....	95
4.1. Сравнение решений по модели Бакли-Левретта и модифицированной модели.....	96
4.2. Расчет параметров разработки на примере Приобского месторождения.....	105
ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 4.....	116
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ.....	117
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	119
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	123
ПРИЛОЖЕНИЕ.....	128

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы

А.П. Телков [1] отмечает, что важным вопросом увеличения коэффициентов нефтеотдачи и газоотдачи нефтяных и газовых месторождений является изучение многофазной фильтрации.

Известно, что ни керновые анализы, ни результаты исследований скважин и пластов не могли удовлетворять нужды методологии анализа разработки нефтяных месторождений. Поэтому на протяжении десятилетий ставились и решались отдельные фильтрационные задачи по идентификации фильтрационно-емкостных параметров пласта. В качестве исходных данных использовались показатели работы скважин и месторождения в целом.

При моделировании технологического процесса вытеснения нефти водой ведущую роль играет относительная фазовая проницаемость (ОФП) пористой среды, например, отмеченная у Ю. П. Желтова и у других авторов, небольшие изменения в ОФП вносят существенное значение в коэффициент вытеснения нефти. Поэтому при адаптации модели проводят искажения ОФП после наблюдения за разработкой в течение ряда лет. Теоретические исследования фильтрации во много компонентных системах осложняются тем, что в ОФП проявляются капиллярные силы, также могут сказываться химические взаимодействия и фазовые превращения. Аналитическое решение таких задач носит приближенный характер.

Данные по относительной проницаемости указывают на способность нефти и воды одновременно течь в пористой среде. Эти данные, по Д. Уолкотту [2], отражают влияние смачиваемости, флюидонасыщенности, истории насыщения, поровой геометрии и распределения флюидов на поведение коллектора. Соответственно относительная проницаемость, вероятно, наиболее важное свойство, воздействующее на ход процесса заводнения.

Наличие множества моделей ОФП порождает неоднозначность выводов описания процесса разработки, причем часть из этих моделей предназначены для ограниченного диапазона изменения насыщенности фазы и используются только для интерполяции данных. Очевидно, что необходимо применение таких моделей ОФП, имеющей наименьшее отклонение от промысловых и лабораторных данных и охватывающий весь возможный диапазон изменения насыщенности фаз.

При решении задач проектирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа, прогнозе показателей разработки, гидродинамических расчетах, результаты моделирования имеют практическую ценность, если модели более адекватно описывают процессы, происходящие в пласте. Поэтому, построение математической модели месторождения, даже с рядом упрощений, позволяющей произвести достаточно полный анализ ряда значимых факторов и повышения точности прогнозов, является актуальным.

При исследовании процесса распределения водонасыщенности в пласте со временем возникает проблема с неоднозначностью в решении задачи по модели Бакли-Левверетта. Устранение этой неоднозначности и получение автомодельного решения очень актуально, поскольку связано со всеми явлениями, происходящими в пласте. Таким образом, описание процессов заводнения моделями, согласующимися с историей разработки и позволяющими их дальнейшее прогнозирование, является актуальной и востребованной проблемой.

Цель исследования

Повышение эффективности системы 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. Анализ существующих теорий двухфазной фильтрации и 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 применение 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.

Методы решения поставленных задач

Проведение анализа и синтеза, теоретического исследования и математического моделирования изучаемых процессов, графоаналитические подходы и методы.

Научная новизна выполненной работы:

1. Установлена эффективность аппроксимации ОФП кубической параболой, отличающаяся тем, что ее график имеет выпуклую и вогнутую части и позволяющая оценить остаточную нефтенасыщенность и связанную водонасыщенность.

2. Доказано, что, в сравнении с традиционными методами аппроксимации ОФП, разработанная автором аппроксимация кубической параболой более корректно использует данные по ОФП.

3. Установлена новая зависимость распределения водонасыщенности в пласте, на основе использования модификации производной функции Бакли-Левретта.

4. Доказана эффективность модифицированной модели Бакли-Левретта, которая позволяет адекватно описывать совместное течение водонефтяной смеси без избыточных вычислений.

Защищаемые положения:

1. Комплексный подход при формировании начальной фазовой проницаемости по нефти в фильтрационной модели с использованием промысловой и кернавой 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 – «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».

Достоверность 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.

Практическая ценность и реализация

Разработанная автором методика позволяет точнее аппроксимировать лабораторные данные по исследованию ОФП. Разработанная автором математическая модель вытеснения нефти водой позволяет определить запасы нефти, не учтенные при охвате заводнением пласта.

На основе результатов диссертационной работы получен патент на изобретение «Способ контроля за разработкой нефтяного месторождения».

Автором разработан программный продукт «Фаза», позволяющий производить построение и вычисление функций ОФП по нефти и по воде. В основе программы использованы оригинальные алгоритмы и методы для определения ОФП.

Разработанная модель двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой позволяет обосновать происхождение раннего обводнения добывающих скважин, повышает точность определения коэффициента вытеснения и коэффициента охвата заводнением, позволяет оценить эффективность заводнения на выбранном объекте.

Апробация результатов работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на международных и межрегиональных научно-практических

и научно-технических конференциях:

1. Международный семинар «Неньютоновские системы в нефтегазовой отрасли», посвященный памяти А. Х. Мирзаджанзаде (г. Уфа, 2012 г.).
2. Международная научно-практическая конференции «Наука в современном информационном обществе» (г. Москва, 2013 г.).
3. IV Международный научный симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов» (г. Москва, 2013 г.).
4. X Международная научно-практическая конференция «Ашировские чтения» (г. Туапсе, 2013 г.).
5. Международная научная конференция «Неньютоновские системы в нефтегазовой отрасли», посвящённая 85-летию юбилею Азада Халил оглы Мирзаджанзаде (г. Баку, 2013 г.).
6. Международный семинар «Рассохинские чтения» (г. Ухта, 2014 г.).
7. Всероссийская научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии - нефтегазовому региону» (г. Тюмень, 2014 г.).

Публикации

Результаты выполненных исследований отражены в 12 печатных работах, в том числе в 3-х статьях, опубликованных в изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

Объем и структура работы

Диссертационная работа изложена на 147 страницах машинописного текста, содержит 6 таблиц, 99 рисунков. Состоит из введения, четырех разделов, основных выводов и рекомендаций, списка сокращений и условных обозначений, приложения, библиографического списка, включающего 48 наименования.

РАЗДЕЛ 1. ПРОБЛЕМА ПРИМЕНЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ В МОДЕЛИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В настоящее время большинство крупных месторождений Западной Сибири вступили в позднюю стадию разработки, характеризующуюся падением добычи нефти и ростом обводненности продукции. Одновременно с этим начинает разрабатываться большое число более мелких месторождений, отличающихся многообразием геолого-физических свойств. В этих условиях все большее значение приобретает гидродинамическое моделирование процесса разработки с целью определения структуры извлекаемых и остаточных запасов нефти, прогнозирования показателей разработки и т. д.

Одними из важнейших исходных данных для создания гидродинамических моделей являются функции относительных фазовых проницаемостей, зависящие от коэффициента насыщения флюидами. Функциями фазовых проницаемостей определяется конкретная картина двухфазного течения (в частности, процесса вытеснения нефти водой) [3].

Кроме того, увеличение добычи нефти и ввод в разработку сложно построенных месторождений связаны с повышением полноты извлечения нефти из недр. Уровень требований к пониманию и описанию процессов, происходящих в пластах, насыщенных различными флюидами, неуклонно растет. Необходима прочная основа между классическими и современными представлениями подземной гидродинамики.

Одним из первых классических работ является труд М. Маскета, в котором представлены экспериментальные данные и методы по определению относительных фазовых проницаемостей, важные теоретические положения и выявлены основные характерные свойства. Большой вклад внесли отечественные исследователи К. С. Басниев, Г. И. Баренблатт, В. М. Ентов,

Ю. П. Желтов, И. Н. Кочина, А. П. Крылов, Б. Б. Лапук, Л. С. Лейбензон, В. М. Рыжик, В. Н. Щелкачев, И. А. Чарный и др.

Развитие науки и производства требует более детального исследования процессов фильтрации. В настоящее время ни один проект разработки не обходится без построения (2D, 3D) гидродинамической модели. В существующих программных комплексах прогнозирование показателей разработки выполняется на основе численного интегрирования системы нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных [4].

При построении математической модели необходимы данные высокого качества по функциям фазовых проницаемостей и капиллярного давления. При проведении расчетов на примере конкретных объектов они должны быть определены экспериментально, на представительном материале и с достаточной точностью (учитывая чувствительность результатов к виду фазовых проницаемостей).

Наиболее распространенным способом определения функций ОФП являются экспериментальные исследования проницаемостей образцов керн. Самым распространенным способом определения функций ОФП является проведение лабораторных исследований на керне. Экспериментальное определение зависимостей ОФП от водонасыщенности — трудоемкий процесс, требующий использования специальной аппаратуры. Поэтому чаще всего на практике используют готовые зависимости по аналогии с соседними месторождениями, либо зависимости, полученные для пород аналогичного типа или для простейших пористых сред, какими являются образцы из насыпного песка. Этот подход не всегда 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 [5], показывающим, что при использовании кривых ОФП, полученных не для условий данного месторождения, в гидродинамических расчетах показателей

разработки нефтяного месторождения ошибки в результатах, особенно в динамике обводненности, могут достигать 60–80 %.

Широкое применение получили два основных метода лабораторных исследований ОФП: стационарной фильтрации и вытеснения. В ходе стационарных исследований 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) [5]. Этот метод определения функций ОФП требует значительных затрат времени и применения дорогостоящего оборудования, которыми обладают не все исследовательские лаборатории.

Альтернативой стационарным методам являются нестационарные методы определения ОФП, при которых в образец пористой среды, насыщенной нефтью и связанной водой, закачивается вода, вытесняющая нефть [6]. Главным преимуществом нестационарных исследований является быстрота проведения опытов. Но сложности возникают во время описания функций ОФП, так как часто оценивают зависимости ОФП косвенно, а так же возникают трудности, связанные с некорректностью постановок подобного рода задач. Существует много методов для их решения.

В некоторых случаях, особенно при моделировании, используют данные промысловых исследований скважин. Определенные таким образом ОФП закладывают в гидродинамические модели, которые могут значительно отличаться от лабораторных данных. Часто не учитывается, что интерпретация лабораторных исследований производится с использованием той или иной модели. Относительные фазовые проницаемости, полученные по промысловым данным без проведения лабораторных исследований, нельзя считать вполне корректными.

Пластовые системы очень сложные, поэтому требуют рассмотрения с разных сторон. В данной работе основное внимание уделяется теоретической стороне исследований ОФП и обобщению результатов моделей вытеснения.

1.1 Методы определения и представления относительных фазовых проницаемостей

Экспериментальные данные по определению ОФП для использования в расчетах требуют аналитической обработки, и для этого применяют различные методы. Наиболее известные из них представлены ниже.

Метод Кори [7,8] 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.

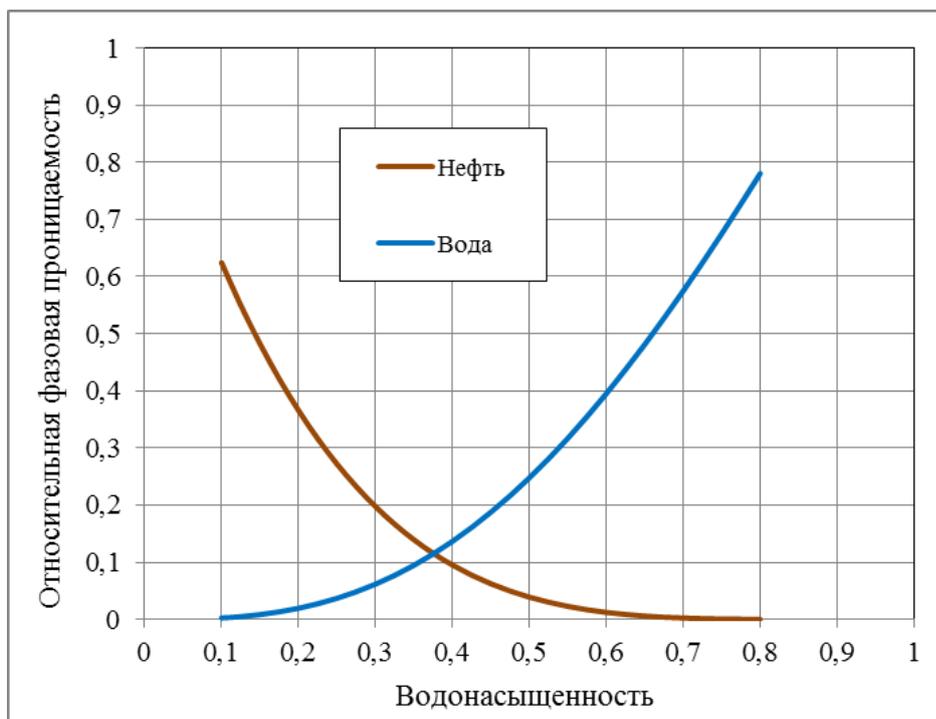


Рисунок 1.1 – Аппроксимация Кори

В методе Кори значения остаточной нефтенасыщенности, начальной водонасыщенности и другие не рассматриваются как регулируемые и изменяемые параметры. По мнению Г. Кричлоу [7], этот метод в основном охватывает лишь 5–15 % от всего диапазона исследования. Его использование, в таком ограниченном отрезке насыщенности, является нецелесообразным, так как функция не описывает лабораторные данные в достаточном объеме.

Аппроксимация Наара—Гендерсона [7, 9]. Эту аппроксимацию используют для анализа процесса пропитки нефтенасыщенной породы водой (1.3, 1.4), когда напор воды увеличивается по мере увеличения насыщенности смачивающей фазой. На рисунке 1.2 представлено распределение данной аппроксимации.

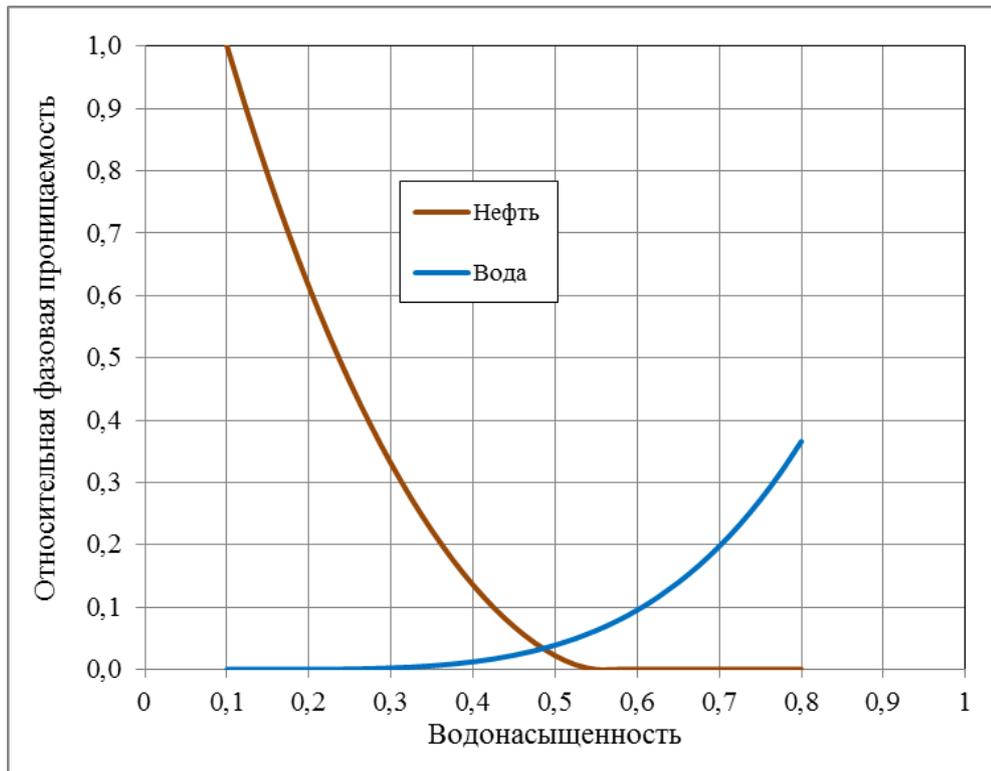


Рисунок 1.2 – Аппроксимация Наара–Гендерсона

По сравнению с предыдущей аппроксимацией происходит сдвиг на $s_{кр}$, при которой $k_{эф} = 0$ или $s_e = 0$

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

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

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. Это означает, что непоршневое вытеснение практически прекращается.

Метод Сигмунда и Маккэфери [10] основан на модификации метода Кори путем добавления линейного члена в уравнения с эмпирическим коэффициентом к стандартному степенному члену в корреляции Кори. Этот

метод часто имеет большие отклонения и плохую сходимость с лабораторными данными, которая требуется для описания относительной проницаемости для всего диапазона насыщенности (рис 1.3).

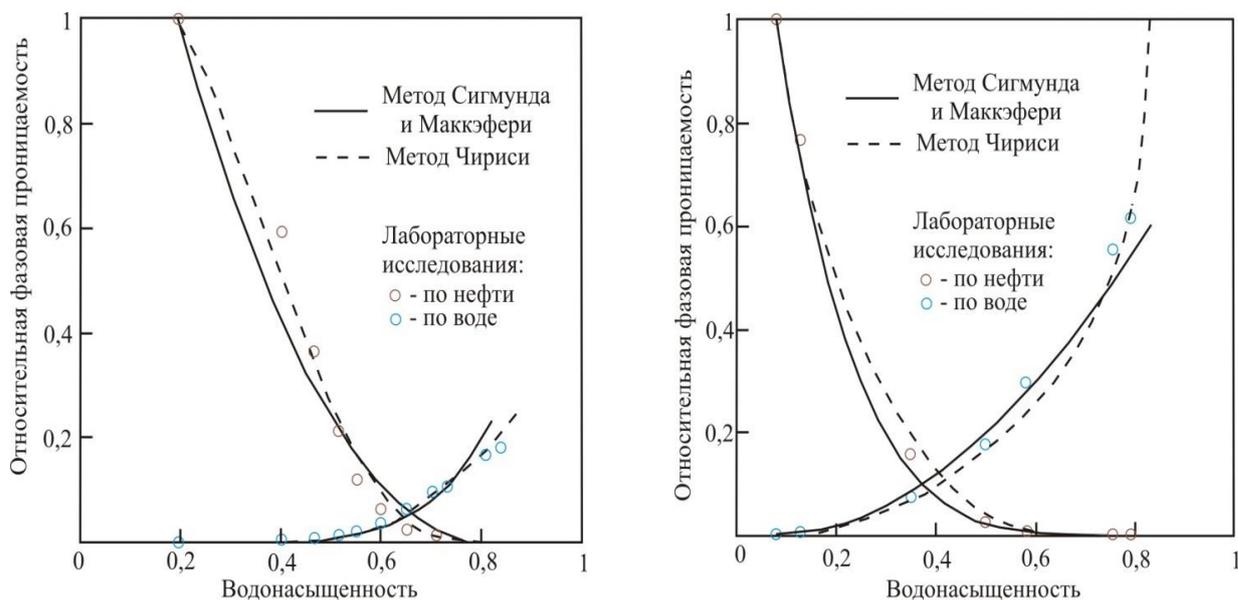


Рисунок 1.3 – Относительная фазовая проницаемость по нефти и воде по методам Сигмунда, Маккэфери и Чириси

Метод Чириси [11] основан на экспоненциальной функции с двумя параметрами. Этот метод имеет лучшую сходимость, чем упомянутые выше методы. Однако он не может быть достаточно достоверным, так как каждый параметр влияет на кривую во всем диапазоне исследования, малое изменение начальных данных существенно влияет на всю кривую (рис 1.3).

Метод Эфроса–Кундина–Куранова [5, 12] основан на дифференцировании экспериментальных данных. Существенный минус данного метода – высокая чувствительность расчетов к малым погрешностям измерений, которые приводят к большим погрешностям расчетов. Поэтому данная методика не устойчива относительно малых погрешностей замеров. Это вызывает значительное искажение вида кривых ОФП, особенно на границах интервала области определения. Наибольшие погрешности отмечаются для ОФП нефти [3], поскольку при большой водонасыщенности

расход нефти, вытесняемой из модели, настолько мал, что его величина оказывается сравнимой с погрешностями замеров.

Метод Стоуна [7, 13]. Стоун разработал модель, в которой он для определения относительных проницаемостей породы для нефти, когда в пласте вместе с ней движется вода, одновременно использовал теорию фильтрации флюидов в пористой среде и методы теории вероятностей. Эта модель получила широкое распространение благодаря своей простоте и способности воспроизводить промысловые данные (рис. 1.4).

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.

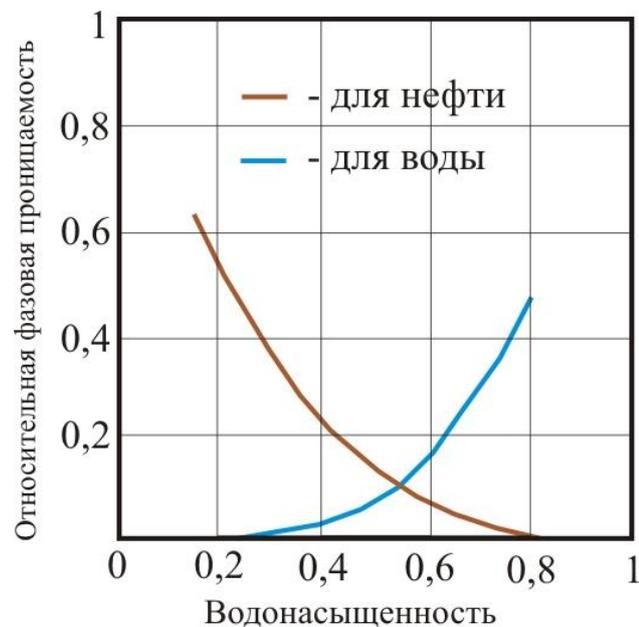


Рисунок 1.4 – Аппроксимация Стоуна

Распространяя этот принцип на всю пористую среду в целом, можно считать, что относительная проницаемость породы для каждой фазы характеризуется суммарной ОФП отдельных поровых каналов (1.5) и (1.6)

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

$$k_g = k_{n+св} \cdot \frac{s_g - s_{св}}{1 - s_{св} - s_{он}} \cdot \beta_g \cdot \beta_n, \quad \text{при } s_g > s_{св} \quad (1.6)$$

$$\text{где } \beta_n = \frac{k_{n+e}}{k_{n+ce} \cdot \left(I - \frac{I - s_e - s_{ce}}{I - s_e - s_{он}} \right)}; \quad \beta_e = \frac{k_{n+e}}{k_{n+ce} \cdot \left(I - \frac{s_e - s_{ce}}{I - s_{ce} - s_{он}} \right)};$$

k_n, k_e – относительные проницаемости породы по нефти и воде;
 k_{n+ce} – относительная проницаемость по нефти при связанной водонасыщенности; k_{n+e} – относительная проницаемость по нефти в системе только с нефтью и водой; s_e – текущая водонасыщенность; s_{ce} – связанная водонасыщенность, начиная с которой вода приобретает подвижность; $s_{он}$ – водонасыщенность при остаточной нефтенасыщенности.

Метод Чень Чжун-Сяна. В работе [1] приведены приближенные эмпирические формулы для определения ОФП (1.7) и (1.8), полученные Чень Чжун-Сяном по усредненным экспериментальным данным при вытеснении нефти водой (рис. 1.5)

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

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

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

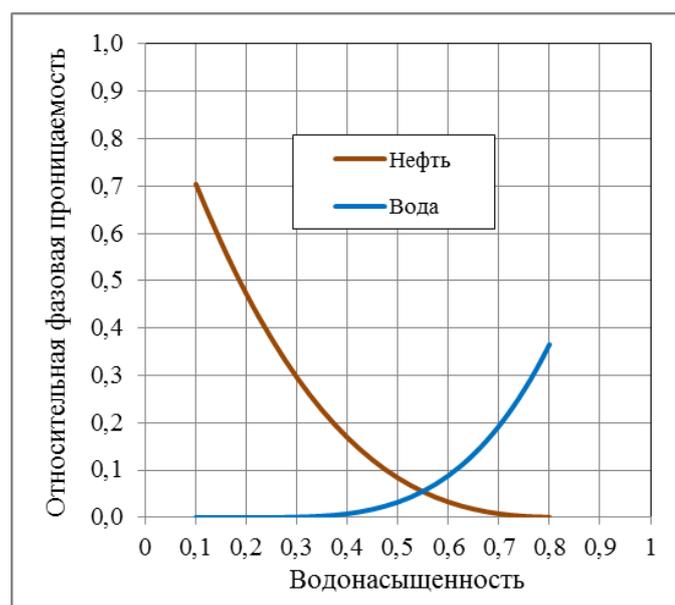


Рисунок 1.5 – Аппроксимация по методу Чень Чжун-Сяна

Метод Курбанова-Куранова. В работе А. К. Курбанова и И. Ф. Куранова [1] предлагаются эмпирические зависимости (1.9), то есть производится различная нормировка ОФП для воды (0,8) и нефти (0,9)

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

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

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

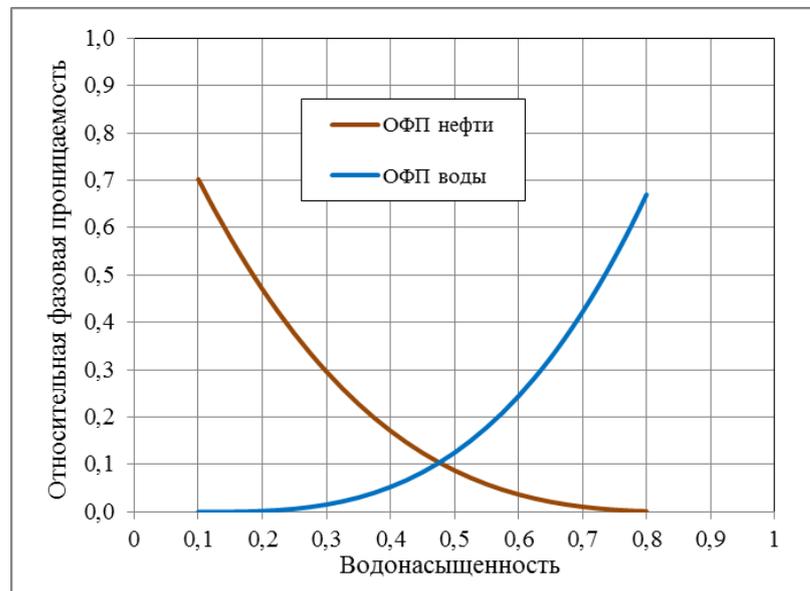


Рисунок 1.6 – Аппроксимация по методу Курбанова-Куранова

Метод Хасанова-Булгаковой. По методу, описанному в работе [3] авторами М. М. Хасановым и Г. Т. Булгаковой, предлагается определять ОФП в виде степенной зависимости

$$k_e = A_1 \left(\frac{s_e - s_{св}}{1 - s_{св}} \right)^{N_1}, \quad k_n = A_2 \left(\frac{s_{пред} - s_e}{s_{пред} - s_{св}} \right)^{N_2}, \quad (1.10)$$

где k_n, k_e – относительные проницаемости породы по нефти и воде; s_e – текущая водонасыщенность; $s_{св}$ – связанная водонасыщенность, начиная с которой вода приобретает подвижность; $s_{пред}$ – 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 из независимых экспериментов известен вид ОФП, определенных на образцах со схожими литологическими свойствами. 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)

$$x = \frac{s_e - s_{св}}{s_{пред} - s_{св}}, \quad y_e = \frac{k_e}{K_e(s_{пред})}, \quad y_n = \frac{k_n}{K_n(s_{св})}, \quad (1.11)$$

где k_n, k_e – относительные проницаемости породы по нефти и воде; s_e – текущая водонасыщенность; $s_{св}$ – связанная водонасыщенность, начиная с которой вода приобретает подвижность; $s_{пред}$ – предельная водонасыщенность; K_e – относительная фазовая проницаемость воды при предельной водонасыщенности $s = s_{пред}$; K_n – относительная фазовая проницаемость нефти при связной водонасыщенности $s = s_{св}$.

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

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

где $p_1 \dots p_N$ и q_1, q_2, \dots, q_m – константы, определяемые известными методами восстановления экспериментальных зависимостей. Величины $s_{св}, s_k, k_e, k_n$

характеризуют свойства конкретного образца пористой среды. Для перехода от нормированных величин к физическим величинам необходимо нормированные величины умножить на нормирующий множитель.

Также в работе [3] в качестве примера рассматриваются ОФП, снятые при проведении стационарных исследований на литологически близких образцах пластов АС₁₀₋₁₁ и АС₁₂ Приобского месторождения. Предлагаемая процедура параметризации функций ОФП заключается в том, что вид кривых не задается произвольно, а выбирается с использованием данных стационарных исследований, проведенных предварительно на образцах пористых сред, близких к изучаемым образцам. В ряде случаев опыты по вытеснению прерываются, не достигая установления стационарного режима фильтрации. В этом случае число неизвестных параметров включаются величины s_k и K_e , а для уменьшения сложности модели некоторым из параметров p и q могут быть присвоены значения $p^э$ и $q^э$, определенные по данным эталонных опытов.

Таким образом, в методе, описанном в [3], эталонные кривые ОФП, снятые в ходе небольшого числа опытов по стационарной фильтрации, используются для определения относительных фазовых проницаемостей в целой серии экспериментов по исследованию вытеснения жидкостей. В целом это приводит к существенному сокращению времени, а также сильно влияет на достоверность получаемых результатов.

Метод, использованный А. Т. Горбуновым [14], основанный на исследованиях Ю. П. Борисова и А. К. Курбанова, представляет аналитические зависимости фазовых проницаемостей в следующем виде

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

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 рисунках 1.7 и 1.8.

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.

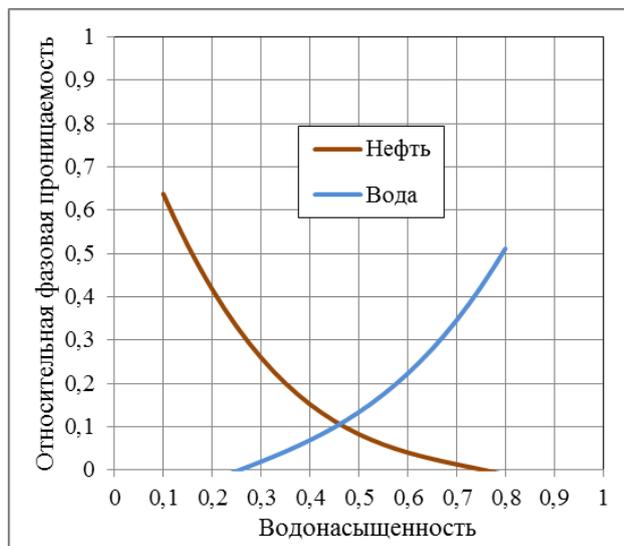


Рисунок 1.7 – Аппроксимация по методу Горбунова для песка

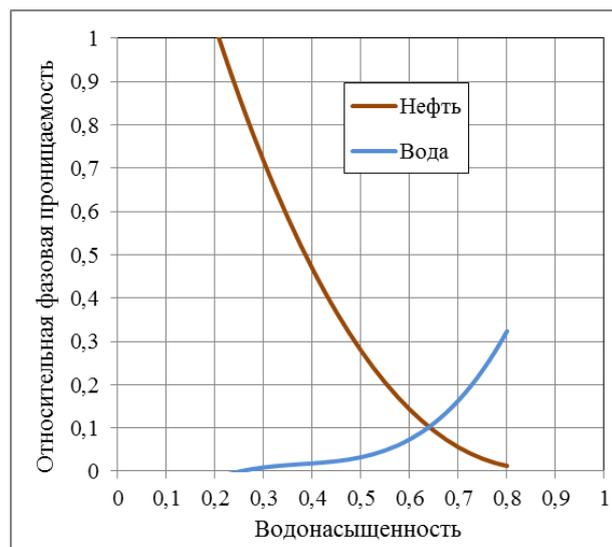


Рисунок 1.8 – Аппроксимация по методу для нецементированного песка

Метод аппроксимации ЛЭТ [15] разработан Ф. Лоумландом, Е. Эбельтофтом и У. Х. Томасом. Предлагаемая корреляция описывается тремя параметрами L , E , T . Для потока воды-нефти параметры для относительной проницаемости по нефти записываются как L_n^e , E_n^e , T_n^e , где подстрочные индексы обозначают нефтяную фазу, надстрочные индексы – водную фазу. Корреляция для относительной проницаемости по нефти и воде с закачкой воды, таким образом, имеет вид

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

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

где k_n , k_e – относительные проницаемости породы по нефти и воде; $k_{n+св}$ – 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) $s_{он}$, $s_{св}$, $k_{n+св}$, $k_{e+он}$ 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 корреляции LET показывает, что параметр $L \geq 1$, $E \geq 0$ и $T \geq 0,5$. Пример обработки данных по методу ЛЭТ приведен на рисунке 1.9.

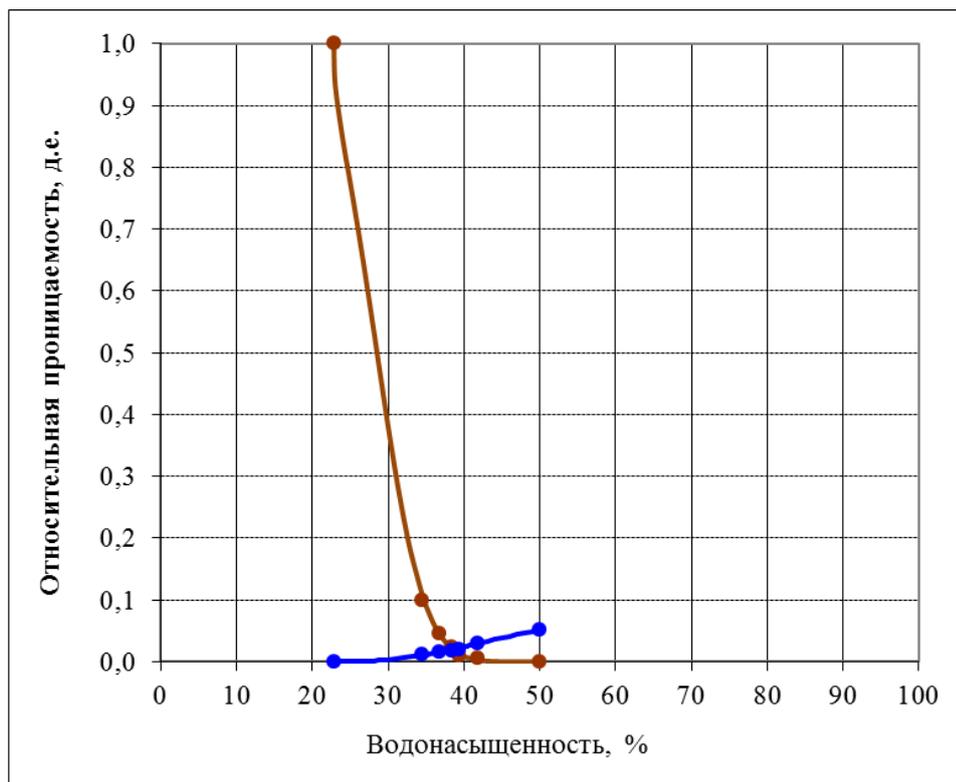


Рисунок 1.9 – Аппроксимация по методу ЛЭТ

Метод Бурдайна. В работе [16] приводятся формулы расчета относительных фазовых проницаемостей по данному методу

$$k_g = \left(\frac{s_g - s_{св}}{1 - s_{св}} \right)^2 \cdot \frac{\int_{s_{св}}^{s_g} \frac{ds_g}{P_K^n}}{\int_{s_{св}}^1 \frac{ds_g}{P_K^n}}; \quad k_n = \left(1 - \frac{s_g - s_{св}}{1 - s_{св} - s_{пред}} \right)^2 \cdot \frac{\int_{s_g}^1 \frac{ds_g}{P_K^n}}{\int_{s_{св}}^1 \frac{ds_g}{P_K^n}}, \quad (1.17)$$

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

Автором в работе [16] указывается, что величина ОФП по воде и нефти аппроксимируется с использованием выражений, заключенных в круглые скобки. Поэтому закономерность изменения относительных проницаемостей от s_g и $s_{св}$ подчинена конкретной модели. Однако эта частная модель широко используется на практике при обобщении анализов керна и определении относительных проницаемостей.

Метод, предложенный А. Г. Арье, М. Ю. Желтовым и другими в работе [17], заключается в определении ОФП водонефтяных пластов по промысловым данным 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

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

$$k_n = \frac{1 - \Delta s}{1 + \frac{q_w \mu_w}{q_n \mu_n} \alpha}, \quad k_w = \frac{\Delta s}{1 + \frac{q_w \mu_w}{q_n \mu_n} \alpha}; \quad (1.19)$$

где k_n , k_w – относительные проницаемости породы по нефти и воде; s_w – текущая водонасыщенность; s_{cw} – связанная водонасыщенность, начиная с которой вода приобретает подвижность; Δs – изменение водонасыщенности пласта; g – текущий градиент давления; g_{nn} – начальный градиент давления для нефти; g_{nw} – начальный градиент давления для воды; Q_n – объем накопленной добычи нефти; $Q_{бал}$ – объем балансового запаса нефти в залежи; q_n – дебит нефти; q_w – дебит воды; μ_n – вязкость нефти; μ_w – вязкость воды.

По полученным зависимостям авторы приводят пример обработки их метода на примере Белозерского участка Самотлорского месторождения (рис 1.10).

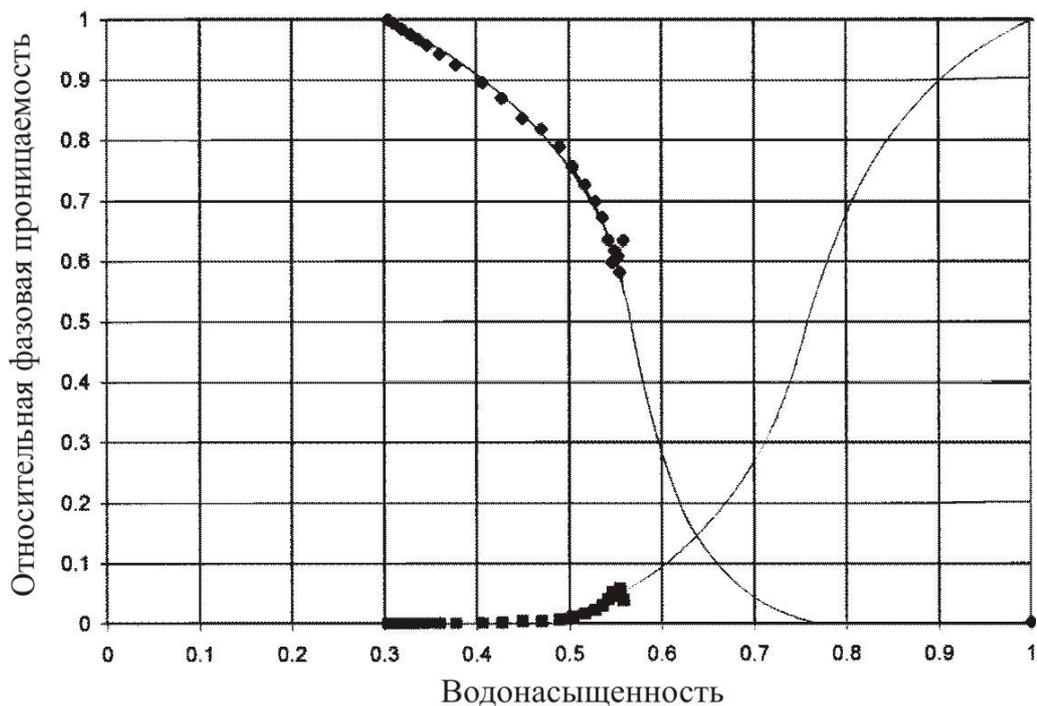


Рисунок 1.10 – Самотлорское месторождение. Белозерский участок.

Пласт A_{2-3}

В работе [18] С. З. Фатихов и В. Р. Сыртланов предлагают капиллярную 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 (рис. 1.11). При наличии экспериментально полученных кривых ОФП можно получить вид функции распределения пор по размерам, аналогично взаимосвязи такого распределения с зависимостью капиллярного давления от насыщенности.

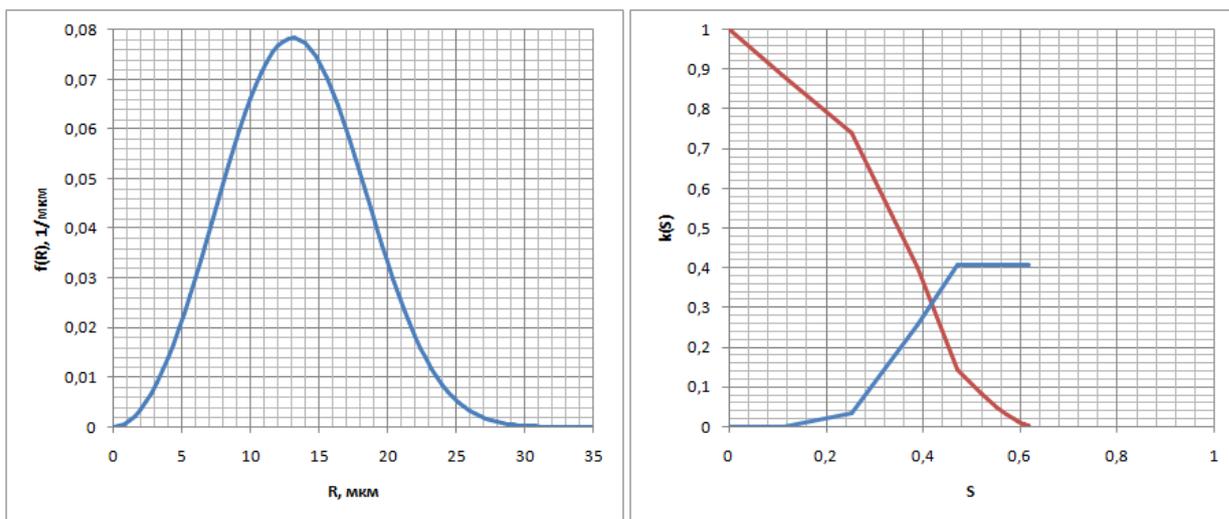


Рисунок 1.11 – Плотность распределения капилляров различного радиуса и зависимость ОФП от водонасыщенности

В работе [18] 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.

1.2. Модели двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой и применение их в разработке месторождений

1.2.1. 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 [19, 20]. 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_{on} (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.

Рассмотрим обобщенный закон Дарси для двухфазного течения. 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 [20]. 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

$$\vec{v}_i = -\frac{k_{абс} \cdot k_i}{\mu_i} grad p_i, i = 1, 2, \quad (1.20)$$

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 (1.20) можно получить выражение, аналогичное по форме капиллярно-гравитационному

$$\frac{\partial(p_2 - p_1)}{\partial x} = U_1 - U_2, \quad U_i = \frac{\mu_i \cdot v_i}{k_{абс} \cdot k_i}, i = 1, 2, \quad (1.21)$$

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

$$p_2 - p_1 = P_c(s) \quad (1.22)$$

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 [19], 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 (М. Маскет и В. Н. Щелкачев [19, 21]), 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 [19]

$$P_{cp} = p_1 \cdot f(s) + p_2 [1 - f(s)] - \int_S^{S_{пред}} P_C(s) f'(s) ds, \quad (1.23)$$

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 (1.22) и (1.23) следует, что

$$\begin{aligned} p_1 &= P_{cp} + \int_S^{S_{пред}} P_C(s) f'(s) ds - P_C(s) [1 - f(s)] \\ p_2 &= P_{cp} + \int_S^{S_{пред}} P_C(s) f'(s) ds + P_C(s) f(s) \end{aligned} \quad (1.24)$$

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

$$v = - \frac{k_{абс} \cdot \varphi(s)}{\mu_1} grad P, \quad (1.25)$$

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 (1.24), обобщенный закон Дарси (1.25) и уравнений неразрывности

$$\frac{\partial}{\partial t}(m\rho_1s) - \operatorname{div}(\rho_1v_1) = 0, \quad \frac{\partial}{\partial t}[m\rho_2(1-s)] - \operatorname{div}(\rho_2v_2) = 0, \quad (1.26)$$

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

$$\operatorname{div}[\varphi(s) \cdot \operatorname{grad} P] = 0, \quad (1.27)$$

$$\partial s / \partial t - \operatorname{div}[(k_{a\bar{b}c}k_1(s) / m\mu_1) \cdot \operatorname{grad} P] - a^2 \Delta \Phi(s) = 0, \quad (1.28)$$

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, $k_{a\bar{b}c}$ – абсолютная проницаемость; μ_1 – вязкость вытесняющей фазы; α – коэффициент межфазного натяжения; m – коэффициент пористости.

Ограничения в применимости системы уравнений двухфазной фильтрации в форме (1.20), (1.22) и уравнений неразрывности (1.26) связаны с действием следующих факторов: неоднородности пористой среды и влияния гидродинамических сил на распределение фаз в порах.

Для линейного вытеснения из уравнения (1.28), взяв дивергенцию вдоль оси абсцисс, с учетом уравнения (1.25) и производной

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

$$- \operatorname{div}[(kk_1(s) / m\mu_1) \operatorname{grad} P] \rightarrow v \frac{f'(s)}{m} \frac{\partial s}{\partial x}. \quad \text{Тогда уравнение приводится к одной}$$

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

$$\frac{\partial s}{\partial t} + v_0 \frac{f'(s)}{m} \frac{\partial s}{\partial x} - a^2 \frac{\partial^2 \Phi(s)}{\partial x^2} = 0, \quad (1.29)$$

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-Левверетта; 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 [22] 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, 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 рис. 1.12. 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, (1.29) должно соответствовать рисунку 1.12.



Рисунок 1.12 – Изменение насыщенности от линии нагнетательных скважин

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 (см. рис. 1.12), 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 перепад давления в области течения порядка сотен метров составляет несколько десятых или единиц

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 (1.29) можно пренебречь

$$\frac{\partial s}{\partial t} + v_0 \frac{f'(s)}{m} \frac{\partial s}{\partial x} = 0, \quad (1.30)$$

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

Приведенные примеры достаточно характерны, чтобы подчеркнуть те дополнительные трудности, с которыми приходится сталкиваться при численном расчете задач фильтрации двухфазной несжимаемой жидкости. Эти трудности заключаются в следующем. 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.

1.2.2. Модель Бакли-Левретта. Определение основных технологических показателей

В работе Дона Уолкотта [2] 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 [2]. Этот опыт они проводили, основываясь на принципе сохранения масс для вытеснения при постоянном давлении. Метод Бакли–Левретта показывает, 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. Рассмотрим теорию двухфазной фильтрации на примере вытеснения нефти водой из прямолинейного однородного пласта, следуя Ю. П. Желтову [23]. 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 (рис. 1.13).

Рассматривая непоршневое вытеснение нефти водой в прямолинейном пласте, выделяют элемент длиной Δx , высотой h и шириной b в направлении, перпендикулярном к плоскости (рис. 1.13). В общем случае слева в элемент пласта поступают, а справа вытекают нефть и вода.

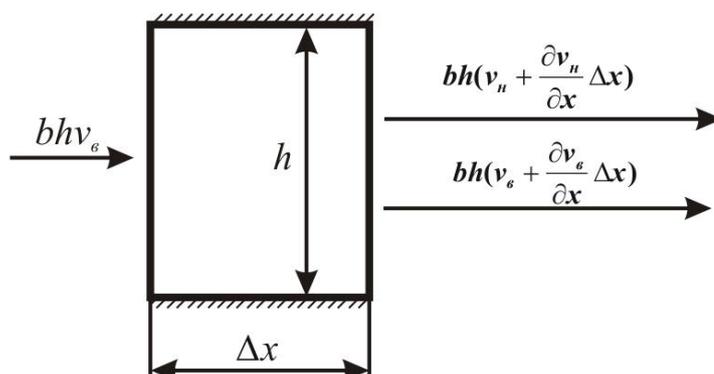


Рисунок 1.13 – Схема элемента пласта при непоршневом вытеснении нефти водой

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

$$-bh(v_e + \frac{\partial v_e}{\partial x} \Delta x) + bhv_e = bhm \frac{\partial s_e}{\partial t} \Delta x, \quad (1.31)$$

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

$$\frac{\partial v_e}{\partial x} + m \frac{\partial s_e}{\partial t} = 0. \quad (1.32)$$

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

$$\frac{\partial v_n}{\partial x} - m \frac{\partial s_g}{\partial t} = 0. \quad (1.33)$$

Сложение уравнений (1.32) и (1.33) дает

$$\frac{\partial}{\partial x}(v_n + v_g) = 0 \Rightarrow v_n + v_g = v(t), \quad (1.34)$$

где v_n – скорость фильтрации нефти; v_g – 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

$$v_g = - \frac{k_{абс} k_g(s)}{\mu_g} \cdot \frac{\partial P_g}{\partial x}, \quad (1.35)$$

$$v_n = - \frac{k_{абс} k_n(s)}{\mu_n} \cdot \frac{\partial P_n}{\partial x}, \quad (1.36)$$

где v_n и v_g – скорости фильтрации нефти и воды; k_n и k_g – ОФП по нефти и воде; $k_{абс}$ – абсолютная проницаемость; μ_n – вязкость нефти; μ_g – вязкость воды; P_n – давление нефти; P_g – давление воды; x – длина элемента пласта.

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

$$f(s) = \frac{v_g}{v_g + v_n} = \frac{k_g(s)}{k_g(s) + \frac{\mu_g}{\mu_n} k_n(s)} = \frac{1}{1 + \frac{\mu_g}{\mu_n} \frac{k_n(s)}{k_g(s)}} = \frac{1}{1 + M}, \quad (1.37)$$

где $f(s)$ – функция Бакли-Левретта; v_n – скорость фильтрации нефти; v_g – скорость фильтрации воды; k_n – ОФП по нефти, k_g – ОФП по воде;

μ_n – вязкость нефти; μ_e – вязкость воды; M – коэффициент относительной подвижности.

Дифференцирование v_b по x из (1.37) дает

$$\frac{\partial v_e}{\partial x} = v(t) f'(s) \frac{\partial s}{\partial x}. \quad (1.38)$$

Подстановка (1.38) в (1.32) приводит к одному дифференциальному уравнению первого порядка для определения $s(x, t)$

$$v(t) f'(s) \frac{\partial s}{\partial x} + m \frac{\partial s}{\partial t} = 0. \quad (1.39)$$

Если уравнение (1.39) поделить на m , то, с точностью до обозначений, получим (1.29), то есть следствие из уравнения Раппопорта–Лиса без учета капиллярного взаимодействия.

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

$$ds(x, t) = \frac{\partial s}{\partial x} dx + \frac{\partial s}{\partial t} dt = 0, \text{ или } \frac{\partial s}{\partial x} \frac{dx}{dt} + \frac{\partial s}{\partial t} = 0. \quad (1.40)$$

Сравним (1.39) и (1.40). Они будут идентичными, если положить

$$\frac{dx}{dt} = \frac{f'(s)v(t)}{m}. \quad (1.41)$$

Умножим (1.41) на $bhm \cdot dt$ и проинтегрируем, тогда

$$bhmx = f'(s) Q_{зак}(t); \quad Q_{зак}(t) = \int_0^t bhv(t) dt, \quad (1.42)$$

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

Далее вводится новая безразмерная (приведенная) переменная

$$\xi = bhm x / Q_{зак}(t), \quad (1.43)$$

тогда

$$\xi = f'(s). \quad (1.44)$$

Задавая s в формуле (1.44), 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 [23]. Если к моменту времени t в пласт закачан объем воды, равный $Q_{зак}(t)$, расстояние от $x = 0$ до фронта вытеснения составит $x_{фв}$, а насыщенность пласта связанной водой $s = s_{св}$, то

$$bhm x = f'(s) Q_{зак}(t), \quad Q_{зак}(t) = bhm \int_0^{x_{фв}} s(x) dx - bhm x_{фв} s_{св}. \quad (1.45)$$

Поделив в (1.45) на $Q_{зак}(t)$ с учетом (1.43), получим

$$\int_0^{\xi_{фв}} s(\xi) d\xi - s_{св} \xi_{фв} = 1. \quad (1.46)$$

Так как $\xi = f'(s)$, то $d\xi = f''(s) ds$, то из (1.46) следует

$$\int_{s_{св}}^{s_{фв}} s f''(s) ds = 1 + s_{св} f'(s_{фв}). \quad (1.47)$$

В выражении (1.47) 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 $s_{\phi\epsilon}$. Интегрирование в левой части (1.47) по частям, с учетом постоянства водонасыщенности на входе в пласт и на фронте вытеснения, дает

$$s_{\phi\epsilon}f'(s_{\phi\epsilon}) - f(s_{\phi\epsilon}) = s_{св}f'(s_{\phi\epsilon}), \text{ или } f'(s_{\phi\epsilon}) = \frac{f(s_{\phi\epsilon})}{s_{\phi\epsilon} - s_{св}}. \quad (1.48)$$

На рисунке 1.14 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 $s_{\phi\epsilon}$

графическим путем или численно $f'(s_{\phi\epsilon}) = \operatorname{tg} \alpha = \frac{f(s_{\phi\epsilon})}{s_{\phi\epsilon} - s_{св}}$ (рис. 1.14).

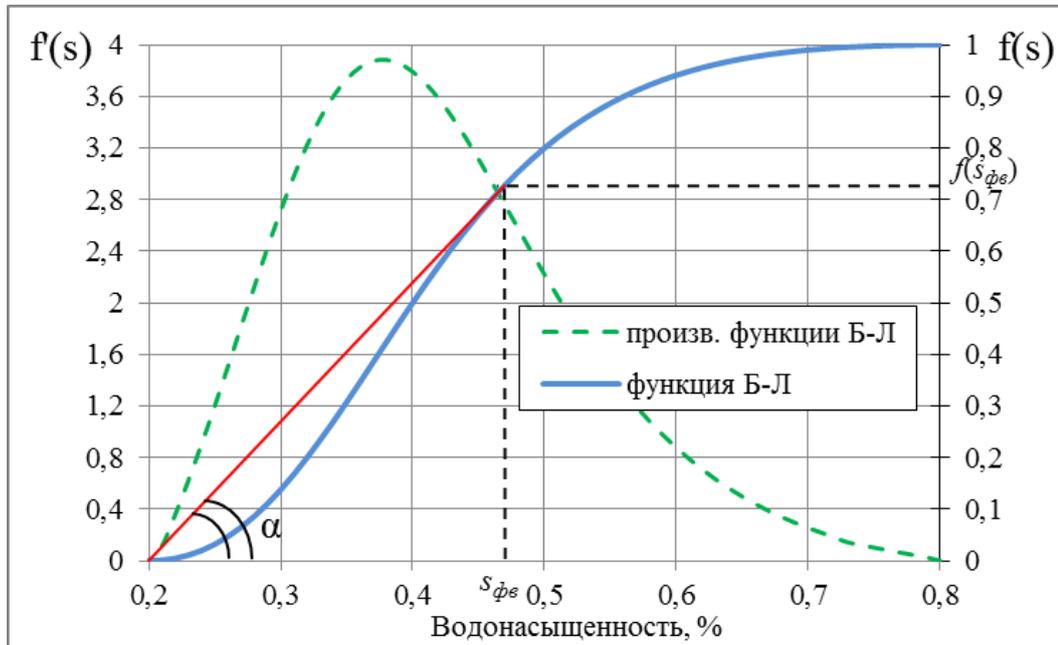


Рисунок 1.14 – График зависимости $f(s)$ от s и ее производной

Проведя касательную к кривой $f(s)$ из точки $s = s_{св}$, по точке касания (см. рис. 1.14) определяем $f(s_{\phi\epsilon})$ и $s_{\phi\epsilon}$.

Для того чтобы найти распределение водонасыщенности по длине пласта, необходимо построить кривую $f'(s)$ (рис. 1.14). 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 закачано $Q_{\text{зак}} = Q_{\text{зак}^*}(t_*)$ воды, то получим

$$\frac{bhml}{Q_{\text{зак}^*}(t_*)} = \xi_{\phi\epsilon} = f'(s_{\phi\epsilon}). \quad (1.49)$$

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_{Π} 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 [23]

$$\eta_0 = \eta_{01} \eta_2 = \frac{Q_{\text{н}^*} \eta_2}{V_{\Pi} (1 - s_{\text{св}})} = \frac{\eta_2}{f'(s_{\phi\epsilon}) (1 - s_{\text{св}})}, \quad \eta_{01} = \frac{l}{f'(s_{\phi\epsilon}) (1 - s_{\text{св}})}. \quad (1.50)$$

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 (1.49) время безводной добычи нефти выражается формулой

$$t_* = \frac{bhml}{q \cdot f'(s_{\phi\epsilon})}, \quad (1.51)$$

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; $Q_{зак*} = q \cdot t_*$ – объем закачанной воды в пласт, при достижении фронта вытеснения к добывающей скважине; t_* – время достижения фронта вытеснения к добывающей скважине; q – расход закачиваемой воды; $s_{фв}$ – 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 (рис. 1.15). Водонасыщенность на таком фиктивном фронте вытеснения и в этом случае остается постоянной, равной $s_{фв}$, то есть скачок водонасыщенности $s_{фв} - s_{св}$ сохраняется, а водонасыщенность при $x = l$ уже составит $s_в$. Пусть в некоторый момент времени $t > t_*$ фиктивный фронт находится на расстоянии $x_{фв}$ от линии нагнетательных скважин (смотреть рис. 1.15). В соответствии с формулами (1.43) и (1.44) при $t > t_*$ можно написать

$$\frac{bhml}{Q_{зак}(t)} = f'(s_в). \quad (1.52)$$

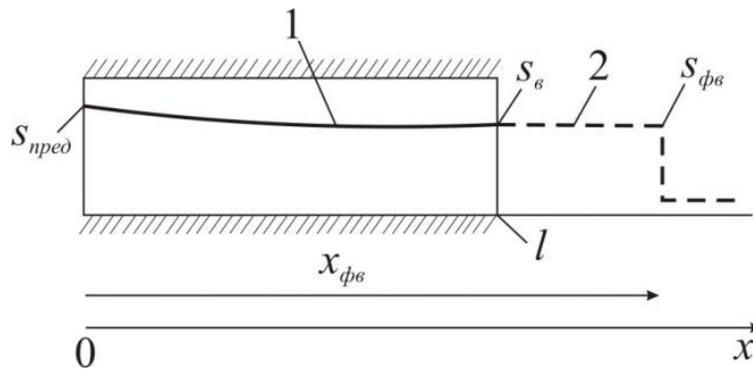


Рисунок 1.15 – Схема вытеснения нефти водой из прямолинейного пласта в водный период разработки. Распределение водонасыщенности: 1 — истинное; 2 — фиктивное.

Из (1.49) и (1.52) получим

$$f'(s_в) / f'(s_{фв}) = Q_{зак*}(t_*) / Q_{зак}(t). \quad (1.53)$$

По формуле (1.53) находим s_e для различных значений времени t . Зная $Q_{зак}(t)$, $f'(s_{\phi e})$ и $Q_{зак}(t)$, определим вначале $f'(s_e)$, а затем по графику функции $f'(s)$ (рис. 1.15) находим значение s_e на галерее.

Дебиты нефти и воды в водный период разработки пласта составят

$$q_n = \frac{bhk_{абс}k_n(s_e)}{\mu_n} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=l}; \quad q_e = \frac{bhk_{абс}k_e(s_e)}{\mu_e} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=l}, \quad (1.54)$$

где q_n – дебит нефти, q_e – дебит воды; b – ширина элемента пласта; h – толщина элемента пласта; k_n – ОФП по нефти; k_e – ОФП по воде; μ_n – вязкость нефти; μ_e – вязкость воды; $k_{абс}$ – абсолютная проницаемость.

Текущее значение обводненности продукции выразится

$$s_e = \frac{q_e}{q_e + q_n} = \frac{k_e(s_e)}{k_e(s_e) + \frac{\mu_e}{\mu_n} k_n(s_e)}. \quad (1.55)$$

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

$$Q_n = \int_0^t q_n(t) dt. \quad (1.56)$$

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

$$\begin{aligned} Q_n &= bhm \left[\int_0^l s(x) dx - s_{св} l \right] = qt \left[\int_0^l sd \left(\frac{bhm x}{qt} \right) - s_{св} \frac{bhm x}{qt} \right] = \\ &= qt \left[\int_0^{\xi(l)} sd\xi - s_{св} f'(s_e) \right] = \frac{bhml}{f'(s_e)} \left[\int_0^{s_e} sf''(s) ds - s_{св} f'(s_e) \right] =, \quad (1.57) \\ &= \frac{bhml}{f'(s_e)} \left[s_e f'(s_e) - s_{npед} f'(s_{св}) - f(s_e) + f(s_{npед}) - s_{св} f'(s_e) \right] \end{aligned}$$

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_e – текущая водонасыщенность; $s_{св}$ – связанная водонасыщенность, начиная с которой вода приобретает подвижность; $s_{пред}$ – предельная водонасыщенность, при которой нефть перестает фильтроваться; $f(s)$ и $f'(s)$ – функция Бакли-Левретта и ее производная.

Формула (1.57) должна быть справедлива для всех моментов времени, когда $t > t_*$. При $t \rightarrow \infty$, водонасыщенность должна стремиться к $s_{пред}$ во всем пласте. Однако при любом другом значении времени водонасыщенность $s = s_{пред}$ только на входе в пласт, то есть при $\xi = 0$, тогда $f'(s_{пред}) = 0$, как следует из формулы (1.44), а $f(s_{пред}) = 1$, как следует из формулы (1.37). Следовательно, из формулы (1.57) получим

$$Q_n = V_{II} \cdot \left[s_e - s_{св} + \frac{1 - f(s_e)}{f'(s_e)} \right], \quad (1.58)$$

где V_{II} – объем пор пласта.

Из (1.58) следует, что текущий КИН пласта в водный период находится из выражения

$$\eta = \frac{Q_n \eta_2}{V_{II}(1 - s_{св})} = \frac{1}{1 - s_{св}} \left[s_e - s_{св} + \frac{1 - f(s_e)}{f'(s_e)} \right] \eta_2. \quad (1.59)$$

Таким образом, определяются основные технологические показатели разработки элемента пласта: текущий КИН η (1.59) и текущая обводненность добываемой продукции s_e (1.55).

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 1.16.

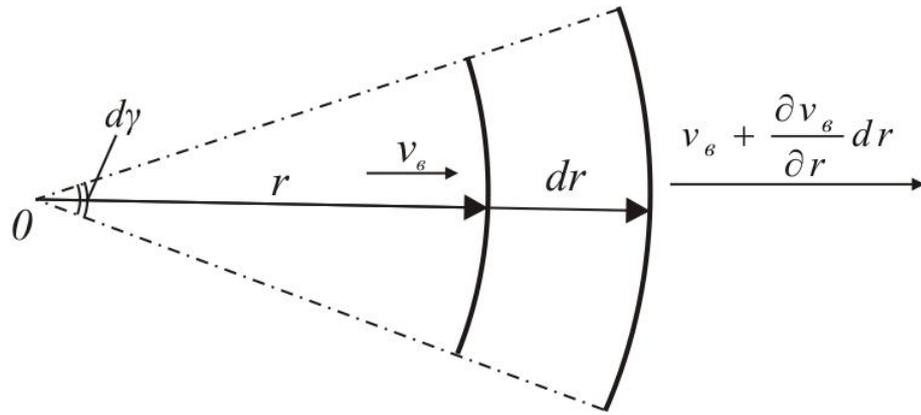


Рисунок 1.16 – Схема элементарного объема радиального пласта

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

$$2\pi r d\gamma h v_\epsilon dt - 2\pi(r + dr) d\gamma h \left(v_\epsilon + \frac{\partial v_\epsilon}{\partial r} dr \right) dt - 2\pi \cdot dr \cdot d\gamma \cdot mh \cdot ds = 0, \quad (1.60)$$

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

Раскрывая скобки в выражении (1.60), сокращая в нем соответствующие члены и вынося общие множители, получают

$$2\pi r d\gamma h dr dt \left[r \frac{\partial v_\epsilon}{\partial r} + v_\epsilon + \frac{\partial v_\epsilon}{\partial r} dr + mr \frac{\partial s}{\partial t} \right] = 0. \quad (1.61)$$

Это уравнение должно быть справедливым для любого объема пласта, поэтому выражение в квадратных скобках тождественно равно нулю.

Пренебрегая членом второго порядка малости $(\partial v_\epsilon / \partial r) dr$, получают

$$r \frac{\partial v_\epsilon}{\partial r} + v_\epsilon + mr \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial v_\epsilon}{\partial r} + \frac{v_\epsilon}{r} + m \frac{\partial s}{\partial t} = 0,$$

или

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r v_\epsilon) + m \frac{\partial s}{\partial t} = 0. \quad (1.62)$$

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

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (rv_n) - m \frac{\partial s}{\partial t} = 0. \quad (1.63)$$

Складывая уравнения (1.62) и (1.63), получают

$$v(t) \equiv \frac{q(t)}{2\pi rh} = v_e + v_n. \quad (1.64)$$

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 (1.37), и подставляя ее в (1.62) с учетом (1.64), получают одно дифференциальное уравнение для определения водонасыщенности s в виде

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + \frac{q(t)f'(s)}{2\pi rh} \frac{\partial s}{\partial r} = 0. \quad (1.65)$$

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

$$ds(r,t) = \frac{\partial s}{\partial r} dr + \frac{\partial s}{\partial t} dt = 0, \text{ или } \frac{\partial s}{\partial r} \frac{dr}{dt} + \frac{\partial s}{\partial t} = 0. \quad (1.66)$$

Из (1.65) и (1.66) найдется

$$\frac{\partial r}{\partial t} = \frac{q(t)f'(s)}{2\pi rhm}. \quad (1.67)$$

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

$$f'(s) \equiv \xi = \frac{r^2 hm}{Q_{зак}}, \quad Q_{зак} = \int_0^t q(t) dt. \quad (1.68)$$

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

$$\int_0^{r_{\phi\epsilon}} 2\pi h m s(r) r dr - \pi m s_{c\epsilon} h r_{\phi\epsilon}^2 = Q_{зак}, \quad (1.69)$$

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

Зная из уравнения из (1.60), что $f''(s)ds = \frac{2\pi m h r dr}{Q_{зак}}$, $f'(s_{\phi\epsilon}) = \frac{\pi m h r_{\phi\epsilon}^2}{Q_{зак}}$,

затем подставляя эти выражения в (1.69), приходим к интегральному

соотношению $\int_{s_{c\epsilon}}^{s_{\phi\epsilon}} f''(s)ds = 1 + s_{c\epsilon} f'(s_{\phi\epsilon})$, в точности совпадающему с

соответствующим соотношением (1.47) для случая вытеснения нефти водой из прямолинейного пласта. Поэтому при вытеснении нефти водой из радиального пласта полагают справедливой формулу (1.48), пригодную для нахождения водонасыщенности на фронте вытеснения нефти водой, а также описанный графический метод определения $s_{\phi\epsilon}$.

Время t_* безводной разработки элемента пласта радиусом r_{κ} определится из (1.68). Если полагать, что $Q_{зак} = qt$, то

$$t_* = \frac{\pi h r_{\kappa}^2 m}{q \cdot f'(s_{\phi\epsilon})}. \quad (1.70)$$

Аналогично по формулам (1.54) и (1.55) находят текущую обводненность $s_{скв}$ продукции, добываемой из пласта при $t > t_*$. Соответственно, текущую нефтеотдачу η вычисляют по формуле (1.59). 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 [24].

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 [14].

В работе [3] экспериментально показано, что нефтеотдача в неоднородном коллекторе немонотонно зависит от темпа вытеснения, тогда как в модели Раппопорта-Лиса эта связь монотонна, а модель Бакли-Леверетта 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.

ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 1

Таким образом, рассмотренные 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

др.). Далее семейство кривых ОФП имеет вогнутую форму, для получения выпуклости требуются специальные построения.

Применение нормированных величин [3] позволяет выявить общность или различие ОФП, но при переходе к единой системе единиц измерения проницаемости (в дарси или м^2) могут возникнуть значительные отличия, что не всегда приемлемо.

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 также базируется на модели двухфазной фильтрации [17].

Модель Бакли—Леверетта позволяет с определенной точностью описать распределение водонасыщенности в пласте, оценить коэффициент вытеснения нефти водой, но появляется неопределенность со временем в распределении водонасыщенности, связанная с неоднозначностью производной функции Бакли—Леверетта. Проблему этой неоднозначности решают введением скачка водонасыщенности, то есть функцию доопределяют, что физически необосновано.

Модель Раппопорта—Лиса не имеет такой неоднозначности, но решение сильно усложняется и приходится вводить различные упрощения, проводить линеаризацию дифференциального уравнения в частных производных второго порядка и в основном приходится решать только численно.

Ввиду важности основополагающих факторов при исследовании процессов вытеснения нефти водой в этом разделе уделено особое внимание выводам формул и промежуточным построениям.

РАЗДЕЛ 2. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И НОВАЯ МЕТОДИКА АППРОКСИМАЦИИ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

2.1. Разработка и исследование новой методики аппроксимации результатов лабораторных определений ОФП

В предыдущем разделе были рассмотрены различные методы аппроксимации относительных фазовых проницаемостей, которые имеют те или иные достоинства и недостатки. Для того чтобы устранить эти неточности, предлагается новая аппроксимация, на её выводе и применении остановимся ниже.

Рассмотрим функцию $f(s)$, функцию распределения потоков фаз Бакли—Леверетта. Функция насыщенности $f(s)$ имеет простой физический смысл, из (1.37) 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. Задача повышения нефте- и газоконденсатоотдачи 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 (1.37), функция $f(s)$ полностью определяется относительными фазовыми проницаемостями k_g 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

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

В работе [4] тщательно проанализированы зависимости ОФП, для примера рассмотрим типичные зависимости ОФП для нефти и воды (рис. 2.1).

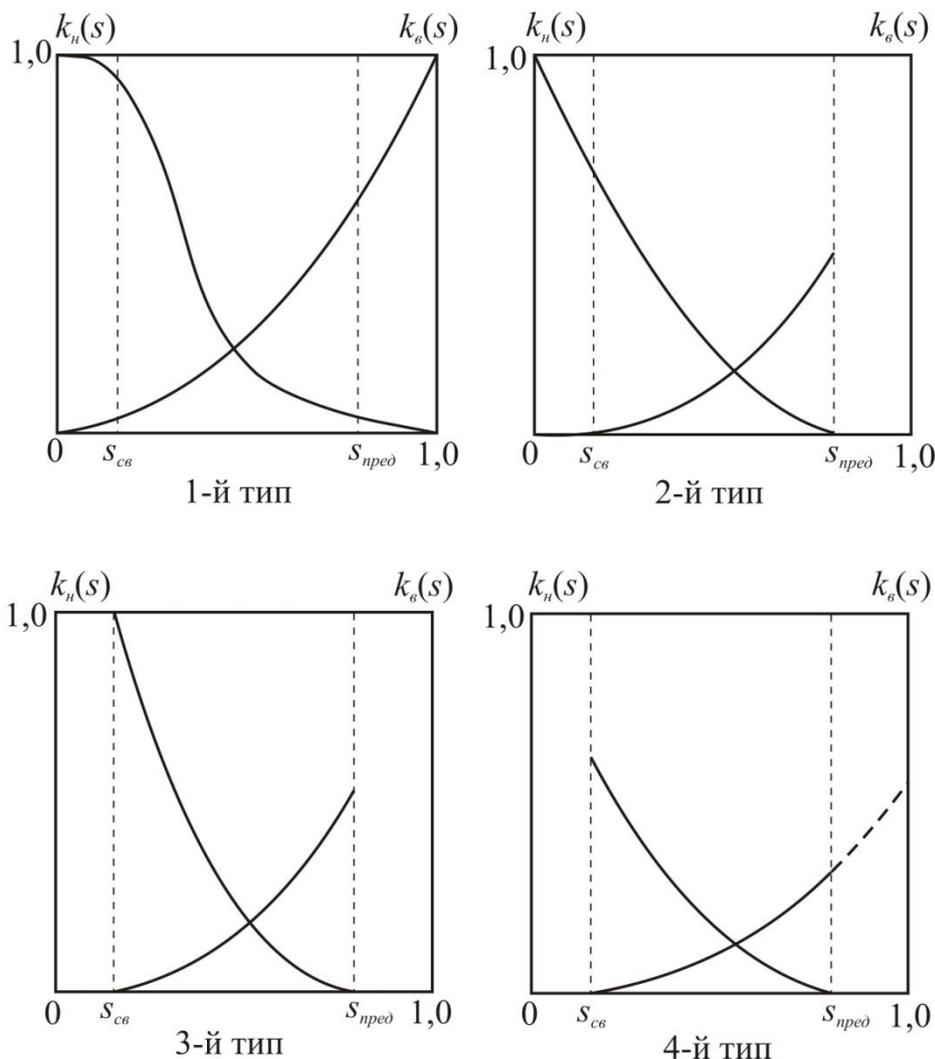


Рисунок 2.1 – Типичные зависимости ОФП для нефти и воды

Зависимости первого типа (рис. 2.1) приведены в работе М. Маскета [25]. Данный тип представляет собой эмпирическую экстраполяцию лабораторных исследований в областях $s_v < s_{св}$ и $s_v > s_{пред}$. Ошибочность этого типа зависимостей в том, что они не имеют физического смысла в областях $s_v < s_{св}$ и $s_v > s_{пред}$, 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 (рис. 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 (рис. 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, 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 [4] приведены результаты обработки лабораторных испытаний керна № 2а скважины 333 Оренбургского месторождения.

Таблица 2.1 – Результаты лабораторных испытаний керна

$s_g, \%$	$k_n, \%$	$k_g, \%$
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 табл. 2.1) ОФП относятся к 3 типу (рис. 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 $k_g = 1,45$ мД. Подставляя данные по керну в (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 (рис. 2.1) в виде аналитических функций, аппроксимируемых квадратичной параболой, часто используются в практических расчетах. Во многих случаях определение k_n и k_g аппроксимация квадратичной параболой не верна. При $s_g \rightarrow s_{св}$ или $s_g \rightarrow s_{пред}$ производная функций k_n и k_g по s не являются монотонно возрастающими, кривые k_n и k_g от s имеют точку перегиба $s_{кр}$ для каждой $k_n(s)$ и $k_g(s)$ свою.

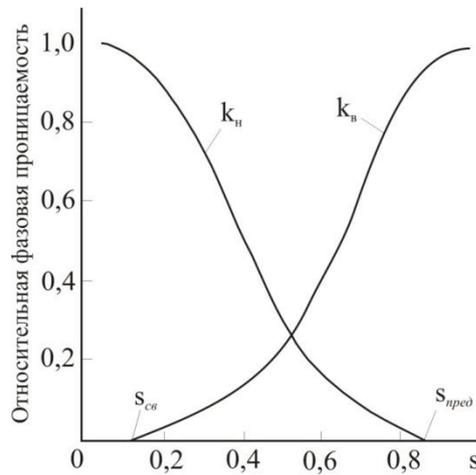


Рисунок 2.2 – Графики зависимости k_n и k_v от s

В работе [27] для построения зависимостей k_v и k_n (рис. 2.2), использовано дифференциальное уравнение второго порядка в виде

$$\frac{d^2 k_v(s)}{ds^2} = \alpha_v (s_{кр\ v} - s), \quad (2.2)$$

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

где α_v и α_n — коэффициенты; $s_{кр\ n}$ и $s_{кр\ v}$ — критическая водонасыщенность; при которой функция k_n или k_v 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 $s < s_{кр\ v}$ вторая производная положительна, функция $k_v(s)$ будет вогнутой, а при $s > s_{кр\ v}$ вторая производная отрицательна, $k_v(s)$ — выпуклая. При $s = s_{кр\ v}$ вторая производная в (2.2) равна нулю и кривая $k_v(s)$ имеет перегиб, где $k_v = k_v(s_{кр\ v})$.

После интегрирования получаем

$$\frac{dk_v(s)}{ds} = \alpha_v \left(s_{кр\ v} s - \frac{1}{2} s^2 \right) + c_1, \quad (2.4)$$

$$k_v(s) = \alpha_v \left(\frac{s_{кр\ v}}{2} s^2 - \frac{1}{6} s^3 \right) + c_1 \cdot s + c_2, \quad (2.5)$$

где α_6 — коэффициент; $s_{кр\ 6}$ — критическая водонасыщенность, при которой функция k_6 имеет точку перегиба; c_1 и c_2 — постоянные интегрирования, s — водонасыщенность.

Перепишем (2.5) как

$$k_6(s) = A + B \cdot s + C \cdot s^2 - D \cdot s^3, \quad (2.6)$$

где $A = c_2$, $B = c_1$, $C = (\alpha_6 \cdot s_{кр\ 6})/2$ 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 (2.7) методом подбора либо решить систему уравнений

$$\begin{cases} k_{61} = k_6(s_1) = A + B \cdot s_1 + C \cdot s_1^2 - D \cdot s_1^3 \\ k_{62} = k_6(s_2) = A + B \cdot s_2 + C \cdot s_2^2 - D \cdot s_2^3 \\ k_{63} = k_6(s_3) = A + B \cdot s_3 + C \cdot s_3^2 - D \cdot s_3^3 \\ k_{64} = k_6(s_4) = A + B \cdot s_4 + C \cdot s_4^2 - D \cdot s_4^3 \end{cases}. \quad (2.7)$$

Из системы (2.7) методом Гаусса определим коэффициенты

$$D = \frac{\frac{k_3 - k_1}{(s_3 - s_1)(s_3 - s_2)} - \frac{k_4 - k_1}{(s_4 - s_1)(s_4 - s_2)}}{s_4 + s_3 + 2 \cdot s_2 + 2 \cdot s_1} - \frac{(k_2 - k_1)(s_4 - s_3)}{(s_3 - s_1)(s_3 - s_2)}$$

$$C = \frac{k_3 - k_1}{(s_3 - s_1)(s_3 - s_2)} - \frac{k_2 - k_1}{(s_2 - s_1)(s_3 - s_2)} + D(s_1 + s_2 + s_3). \quad (2.8)$$

$$B = \frac{k_2 - k_1}{s_2 - s_1} - C(s_1 + s_2) + D(s_1^2 + s_1 s_2 + s_2^2)$$

$$A = k_1 - B s_1 - C s_1^2 + D s_1^3$$

Если брать во внимание то, что должны удовлетворяться граничные условия, тогда при решении уравнения (2.7) должны положить в точках экстремума

$$\frac{dk_{\epsilon}(s_{c\epsilon})}{ds} \equiv B + 2C \cdot s_{c\epsilon} - 3D \cdot s_{c\epsilon}^2 = \frac{dk_{\epsilon}(1)}{ds} \equiv B + 2C \cdot 1 - 3D \cdot 1^2 = 0, \quad (2.9)$$

$$k_{\epsilon}(s_{c\epsilon}) \equiv A + B \cdot s_{c\epsilon} + C \cdot s_{c\epsilon}^2 - D \cdot s_{c\epsilon}^3 = 0, \quad (2.10)$$

$$k_{\epsilon}(1) \equiv A + B \cdot 1 + C \cdot 1^2 - D \cdot 1^3 = k_{max \epsilon}, \quad k_{max \epsilon} < 1. \quad (2.11)$$

Решив систему четырех уравнений (2.9), (2.10) и (2.11), получим

$$A = \frac{(3 - s_{c\epsilon}) \cdot s_{c\epsilon}^2}{2} \cdot D, \quad B = 3 \cdot D - 2 \cdot C, \quad (2.12)$$

$$C = \frac{3 \cdot (1 + s_{c\epsilon})}{2} \cdot D, \quad D = \frac{2 \cdot k_{max \epsilon}}{(1 - s_{c\epsilon})^3}.$$

Варьируя параметрами $k_{max \epsilon}$ и $s_{c\epsilon}$, 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

$$\frac{dk_n(s)}{ds} = \alpha_n \left(\frac{1}{2} s^2 - s_{кр n} s \right) + c_1, \quad (2.13)$$

$$k_n(s) = \alpha_n \left(\frac{1}{6} s^3 - \frac{s_{кр n}}{2} s^2 \right) + c_1 \cdot s + c_2. \quad (2.14)$$

Перепишем последнее уравнение в виде

$$k_n(s) \equiv A_1 + B_1 \cdot s - C_1 \cdot s^2 + D_1 \cdot s^3 = 0. \quad (2.15)$$

где $A_1 = c_2$, $B_1 = c_1$, $C_1 = (\alpha_n \cdot s_{кр n})/2$ и $D_1 = \alpha_n/6$.

Используя соответствующие граничные условия, получим систему

$$\left\{ \begin{array}{l} k_n(s_{k \max n}) = A_1 + B_1 \cdot s_{npед} - C_1 \cdot s_{npед}^2 + D_1 \cdot s_{npед}^3 = K_1 \\ k_n(s_{npед}) = A_1 + B_1 \cdot s_{npед} - C_1 \cdot s_{npед}^2 + D_1 \cdot s_{npед}^3 = 0 \\ \frac{dk_n(s_{k \max n})}{ds} = B_1 - 2C_1 \cdot s_{k \max n} + 3D_1 \cdot s_{k \max n}^2 = 0, \\ \frac{dk_n(s_{npед})}{ds} = B_1 - 2C_1 \cdot s_{npед} + 3D_1 \cdot s_{npед}^2 = 0 \end{array} \right. , \quad (2.16)$$

которая дает следующие коэффициенты

$$\begin{aligned} A_1 &= -B_1 \cdot s_{npед} + C_1 \cdot s_{npед}^2 - D_1 \cdot s_{npед}^3, \\ B_1 &= 2 \cdot C_1 \cdot s_{k \max n} - 3 \cdot D_1 \cdot s_{k \max n}^2, \\ C_1 &= 3/2 \cdot (s_{k \max n} + s_{npед}) \cdot D_1, \\ D_1 &= \frac{2 \cdot k_{\max n}}{(s_{npед} - s_{k \max n})^3}. \end{aligned} \quad (2.17)$$

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

Уравнения (2.9; 2.10; 2.11) учитывают, что при $s = s_{св}$ и $s = 1$ относительные проницаемости имеют экстремальные значения. Например, по данным, полученным из работы [25], графики относительной проницаемости, построенные Леввереттом по керосину и воде, имеют вид, представленный на (рис. 2.3).

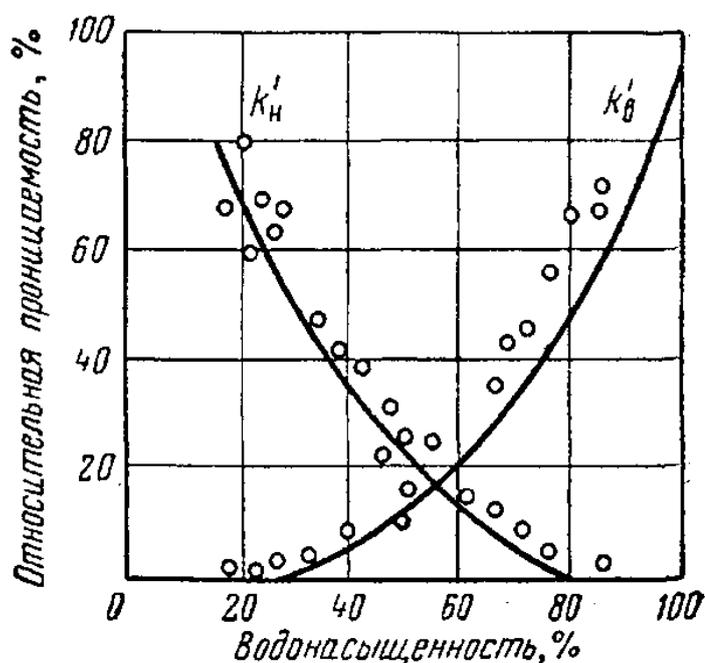


Рисунок 2.3 – Зависимость ОФП от водонасыщенности по Леверетту

Для построения кривых ОФП по новой аппроксимации необходимо рассчитать зависимости на основе уравнений (2.6) и (2.15), а также их коэффициенты (2.12) и (2.17). Для построения кривой ОФП для воды, используя те же исходные данные, что и в работе [25], были подобраны значения коэффициентов, при которых среднеквадратичное отклонение между экспериментальными и расчетными значениями минимальны. Их значения получились $s_{св} = 0,24$ и $k_{max\ c} = 0,74$, а коэффициенты $A = 0,2680$; $B = -2,4275$; $C = 6,2710$; $D = 3,3715$. Следовательно, $\alpha_c = 6 \cdot D = 20,2289$; $s_{кр\ c} = (2 \cdot C) / \alpha_c = 0,620$; $c_1 = B = -2,4275$ и $c_2 = A = 0,2680$. Для нефти значения коэффициентов получены равными $A_1 = 0,813$; $B_1 = 0$; $C_1 = 3,5065$ и $D_1 = 2,803$, из которых следует, что $\alpha = 16,818$; $s_{кр\ n} = 0,417$ и $k_{max\ n} = 0,4065$.

Для сравнения, на рис. 2.4 и 2.5 сплошными квадратами обозначены экспериментальные данные, белыми квадратами – расчетные данные по новой аппроксимации, дополнительно по ним проведены тренды, которые практически накладываются друг на друга, что означает хорошую сходимость. При сопоставлении данных эксперимента (рис. 2.3) и расчетных данных с учетом граничных условий, аппроксимирующая функция

показывает меньшее отклонение от экспериментальных данных (рис. 2.6 и 2.7).

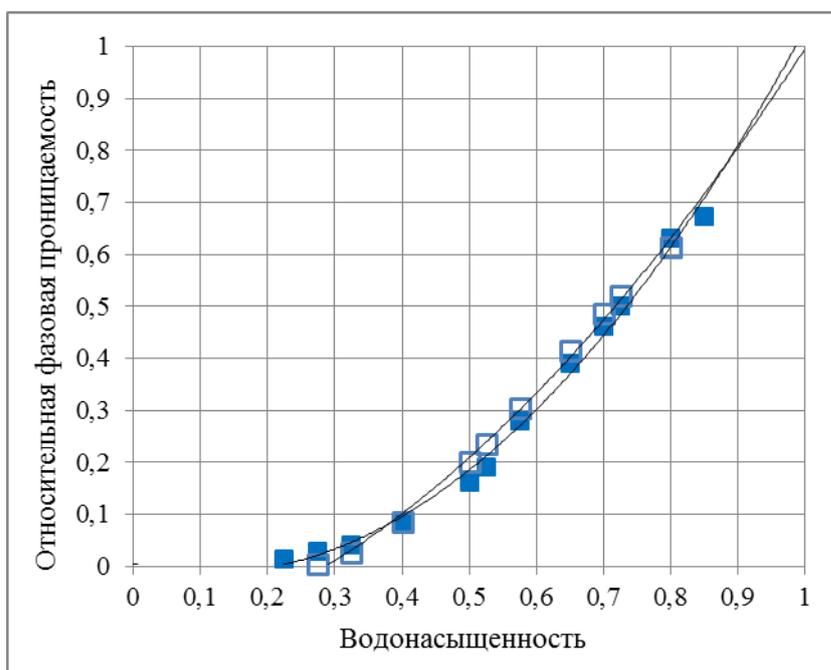


Рисунок 2.4 – Экспериментальные и расчетные значения ОФП по воде

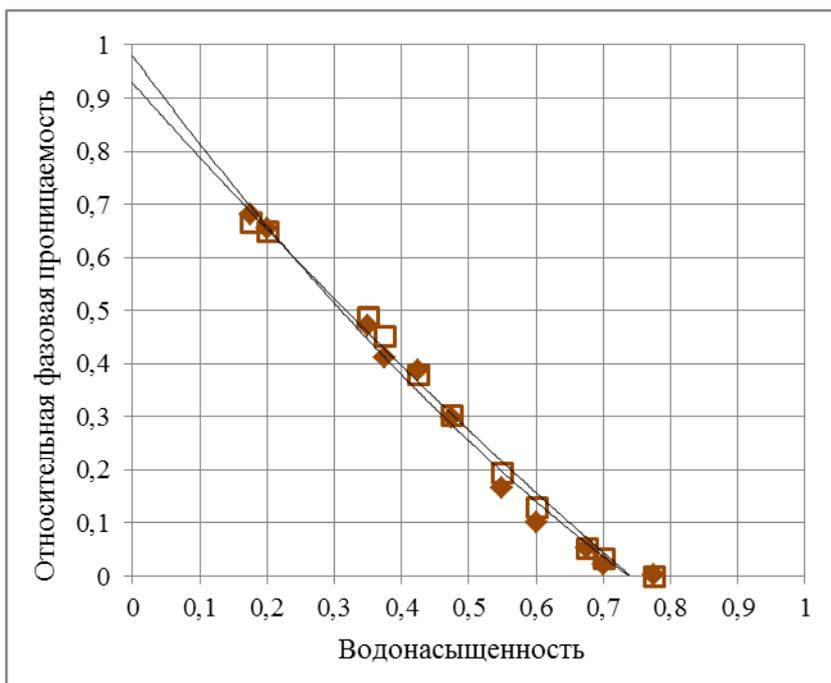


Рисунок 2.5 – Экспериментальные и расчетные значения ОФП по керосину

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

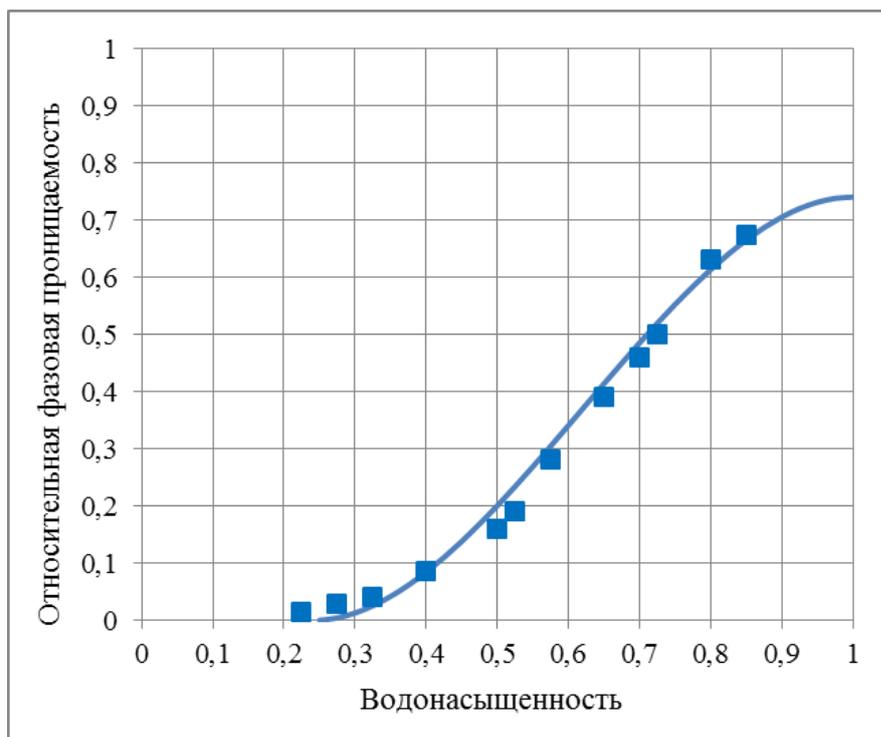


Рисунок 2.6 – Экспериментальные данные и аппроксимирующая функция ОФП

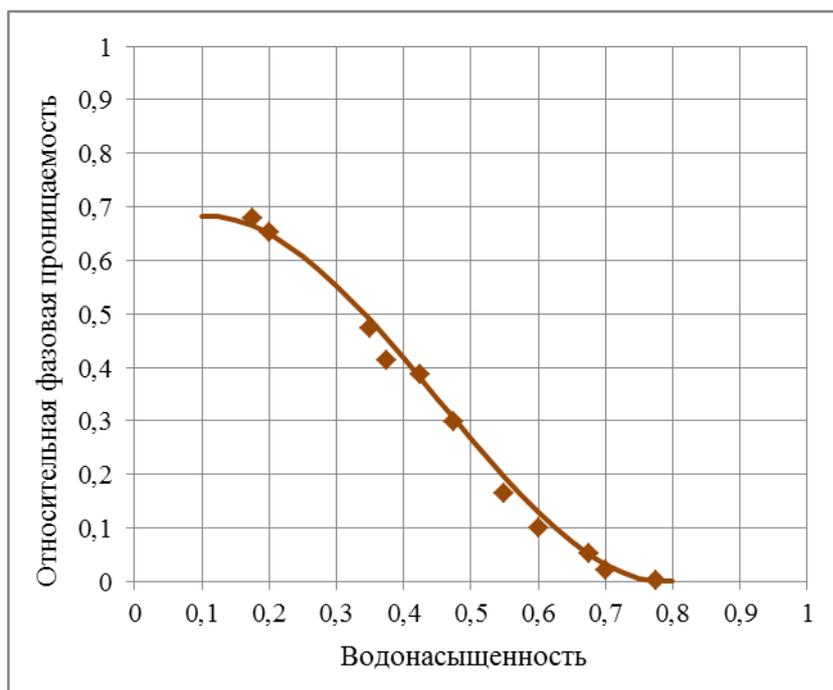


Рисунок 2.7 – Расчетная зависимость относительной проницаемости по воде

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 [26-30].

Сопоставление кривых относительных проницаемостей для различных пород показывает их приблизительную идентичность [25]. 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.

В приложениях 1, 3 приведены графики аппроксимации данных по керну пласта ЮВ₁ Западно-Пылинского месторождения [31] различными методами. Также приведены графики аппроксимации данных по керну пласта ВК₁ Пальяновской площади [32] в приложениях 2,3.

В приложениях 1, 2, 3 показаны примеры обработок опытов ОФП различными методами. Это методы Кори, Наара-Гендерсона, Эфроса-Кундина-Куранова, Стоуна, Чень Чжун-Сяна, Курбанова-Куранова, Хасанова-Булгаковой, Горбунова, ЛЭТ, а также новый метод кубической параболы с перегибом (КПП).

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 [31-36]. Для сравнения погрешностей рассмотренных методик использовали метод

среднеквадратичного отклонения. Результаты сравнения показаны в таблице приложения 4. Из таблицы видно, что в сравнении с другими аппроксимация КПП показывает значения погрешностей гораздо ниже.

Метод КПП имеет преимущества перед другими: он универсален и имеет физически обоснованное построение.

Универсальность его заключается в том что, что он:

- наиболее точно аппроксимирует лабораторные данные по исследованию керна, также может обрабатывать результаты интерпретации промысловых данных по определению относительной фазовой проницаемости, приведенных к известному виду;
- не только интерполирует полученные данные ОФП в пределах минимального и максимального значений, но и экстраполирует за их пределами, определяя их характерные граничные значения;
- дает возможность строить зависимость ОФП как для ячейки модели, так и для всего элемента разработки;
- минимизирует количество исследований для построения кривой ОФП без потери качества информации.

Вышеперечисленные особенности метода являются преимуществами перед другими методами, рассмотренными ранее, которые при экстраполяции не имеют экстремальных значений. Часто исследования по определению относительных фазовых проницаемостей не выполняют из-за их высокой стоимости. В работе [37] 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. При достаточном объеме статистических обобщений можно построить зависимости ОФП без проведения потоковых лабораторных экспериментов. Но таких зависимостей автор работы не приводит, так как их не было.

На основе зависимостей ОФП, построенных с помощью аппроксимации КПП, можно вычислить известную функцию Бакли-Левретта (1.37).

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 (1.37), 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.

Применив новую аппроксимацию КПП, сравним вид функции Бакли-Левретта по разработанному методу и по известным методам. На рис. 2.8 функция Бакли-Левретта и ее производная, построенные с помощью аппроксимации КПП, в приложении 5 (рис. П.5.1 – П.5.9) приведены

функция Бакли-Лeverетта и ее производная по другим методам аппроксимаций лабораторных исследований.

Как можно заметить, кривые функции имеют существенные различия по форме, кривизне и значениям. То есть процесс заводнения пластов будет сильно отличаться в зависимости от выбранной методики аппроксимации относительной фазовой проницаемости.

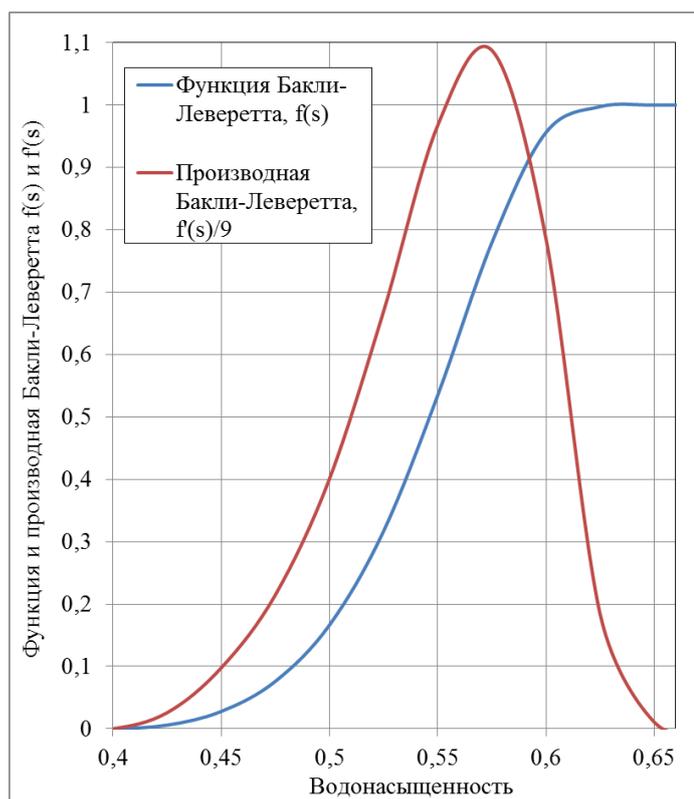


Рисунок 2.8 – Функция Бакли-Лeverетта и ее производная

На основе результатов исследования автором был получен патент на изобретение «Способ контроля за разработкой нефтяного месторождения» [38], а также разработан программный продукт для ЭВМ «Фаза» [39].

2.2. Программа «Фаза». Назначение и применение. Обработка результатов исследования керна с помощью программы «Фаза»

Для обработки данных, полученных в ходе проведения опытов указанных ранее, использовался новый метод КПП, который положен в основу программного продукта «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.

Приведем описание и способ применения программного продукта «Фаза». Программный комплекс «Фаза» (рис. П.6.1) написан на языке программирования Delphi.

Данный программный комплекс определяет критические точки, которые позволяют 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 .

Программа позволяет обработать данные в зависимости от вида флюида, который был исследован на керне, будь то нефть либо вода, строятся свои функции, описанные ранее. На рис. 2.9 и 2.10 приведены примеры обработки материалов данной программой.

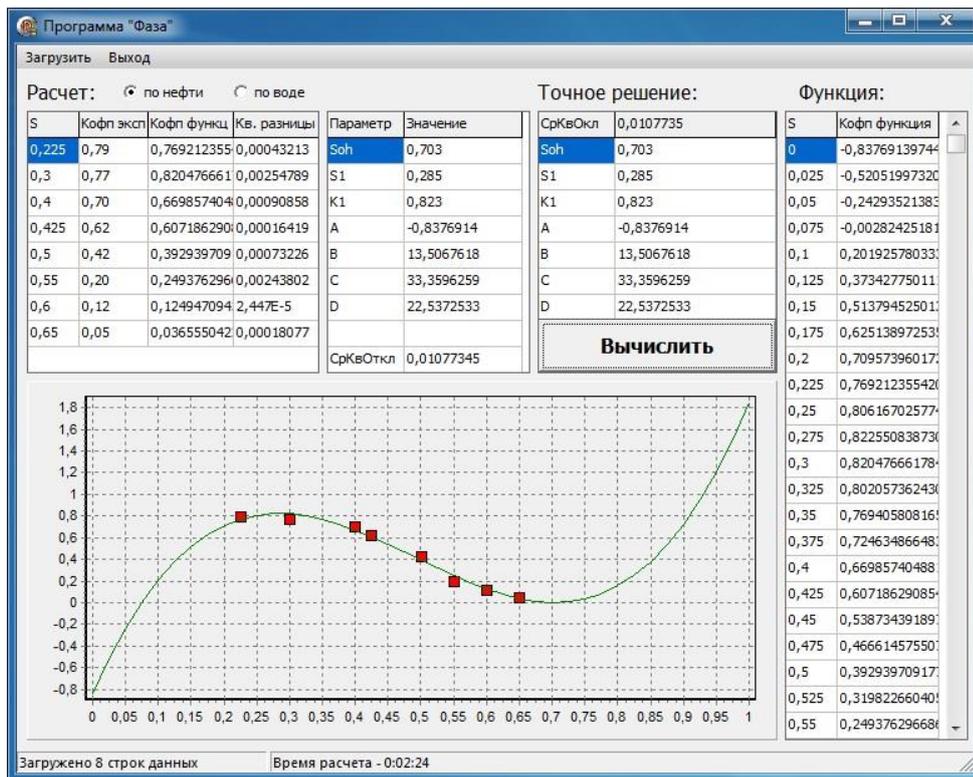


Рисунок 2.9 – Программа «Фаза». Пример обработки результатов определения ОФП по нефти

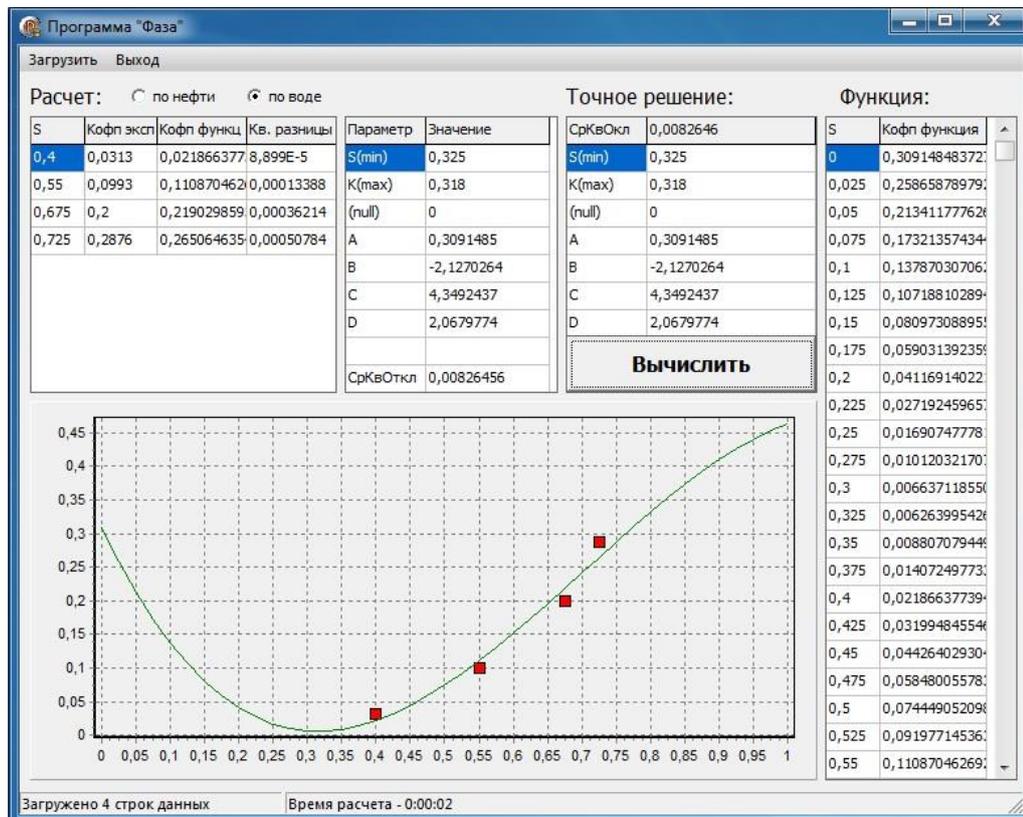


Рисунок 2.10 – Программа «Фаза». Пример обработки результатов определения ОФП по воде

Прежде чем программа обработает данные опытов, их необходимо загрузить в текстовый файл (рис. 2.11 и 2.12). 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».

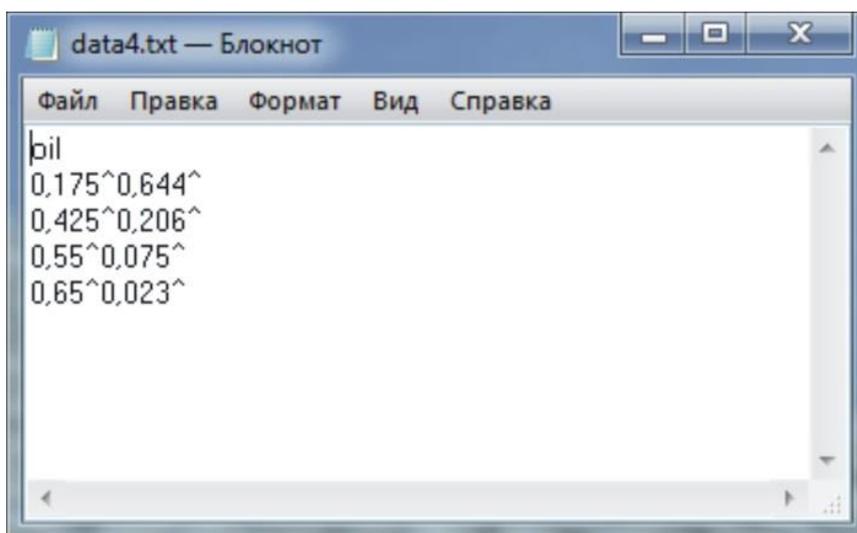


Рисунок 2.11 – Загрузочные данные по нефти

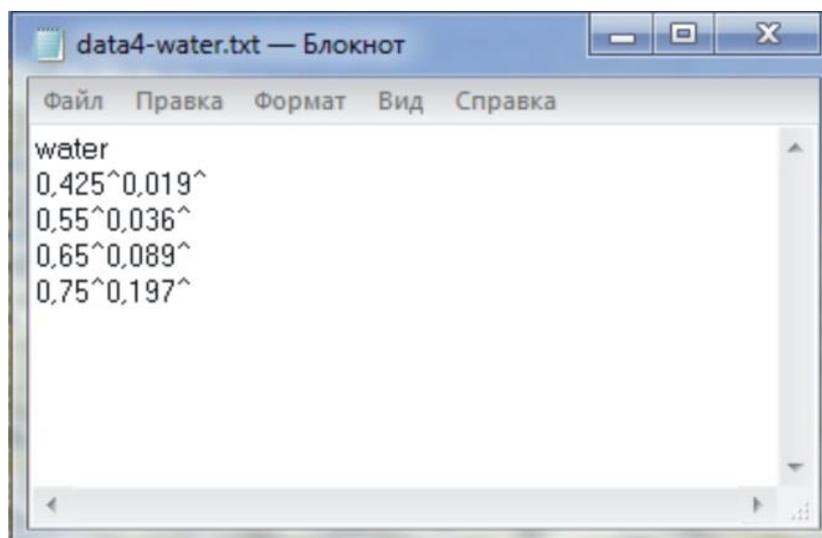


Рисунок 2.12 – Загрузочные данные по воде

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 нуждаются 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 (рис. 2.11 и 2.12):

- 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 и лабораторных данных.

Полученные критические точки можно использовать при построении аппроксимации КПП.

Основная работа 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} .

С помощью данного программного комплекса было обработано более 50 лабораторных опытов, приведенных в приложении 4, полученных из [31-36], среднеквадратичное отклонение по ним составило от 0,00023571 до 0,0068953, в среднем получено значение 0,00183949. Также показано среднеквадратичное отклонение функции, аппроксимирующей лабораторные

данные по исследованию керна, полученное для различных пластов месторождений Западной Сибири (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – 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	Вареягское	0,001369
БВ ₂ -БВ ₆ -БВ ₈	Вынгапуровское	0,003295
Ач ₁ -Ач ₂		0,002874
ЮВ ₁ -ЮВ ₂		0,000927

Для наглядности приведем результаты исследований, нормируя среднеквадратичные отклонения различных аппроксимаций по отношению к аппроксимации КПП (рис. 2.13), используя усредненные данные из таблицы приложения 4. Для этого используем формулу

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

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

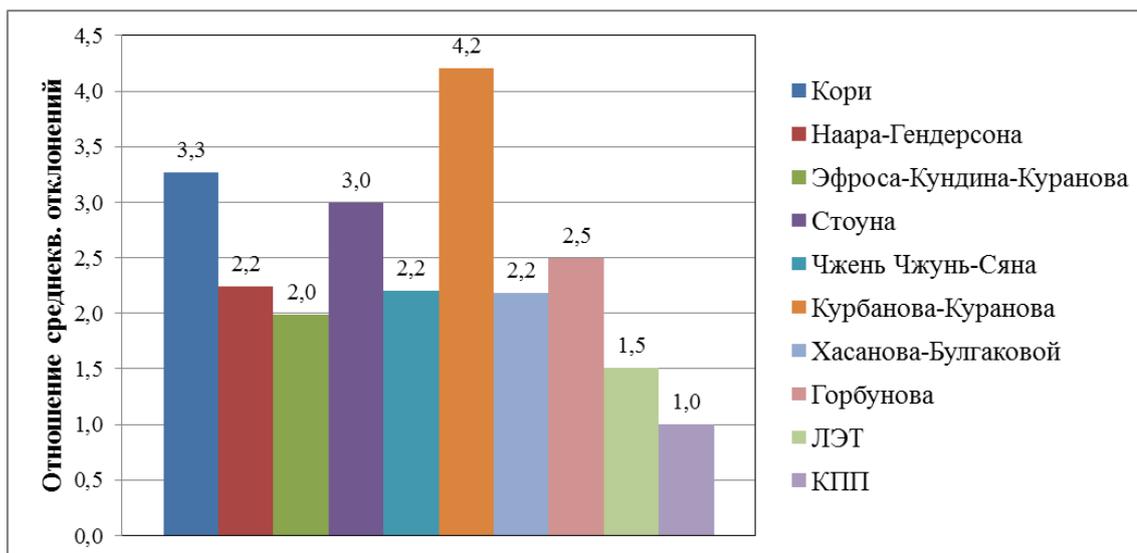


Рисунок 2.13 – Отношение среднев. отклонений аппроксимаций разными методами.

Из рис. 2.13 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.

Предлагаемая новая методика построения ОФП позволит точнее обрабатывать данные лабораторных исследований и тем самым — точнее строить функцию Бакли-Левретта и ее производную.

Уравнения (2.13) и (2.22) с соответствующими коэффициентами в виде (2.19) и (2.24) можем использовать при описании непоршневого вытеснения нефти водой. Эти уравнения удовлетворяют граничным условиям, что особенно важно при моделировании и теоретических исследованиях, связанных с воздействием на продуктивные пласты.

ВЫВОД ПО РАЗДЕЛУ 2

В разделе приведена новая методика аппроксимации ОФП и проведен сравнительный анализ с другими методами.

Таким образом, 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);
- Позволяет использовать при построении ОФП статистические зависимости начальных нефтенасыщенностей, остаточных водо- и нефтенасыщенностей от проницаемости пород, полученных обобщением геофизической, керновой, лабораторной и промысловой информации;
- Минимизирует объемы лабораторных потоковых экспериментов, поскольку может проводить замеры фазовых проницаемостей в динамике (достаточно определить конечную ОФП по вытесняющей фазе в присутствии остаточной вытесняемой). При достаточном объеме статистических обобщений, возможно построение ОФП без проведения лабораторных потоковых экспериментов.
- Позволяет построить ОФП для любого объема фильтрационной модели (вплоть до отдельной ячейки).
- Описана программа для обработки выходных лабораторных данных по исследованию процессов вытеснения в керне. Опыт применения программы «Фаза» при построении функций ОФП различных месторождений Западной Сибири показал высокую эффективность предложенного способа построения ОФП по нефти и воде.

РАЗДЕЛ 3. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ ПУТЕМ РАЗРАБОТКИ И ИССЛЕДОВАНИЯ МОДЕЛИ ДВУХФАЗНОГО НЕПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

3.1. Процесс заводнения и методы его исследования

В настоящее время наиболее эффективным и экономичным режимом эксплуатации нефтяных залежей является водонапорный, возникающий вследствие проявления естественной энергии водоносной области питания, окружающей залежь, или создаваемый искусственно путем нагнетания воды с поверхности.

Поэтому в ближайшие десятилетия водонапорный режим разработки нефтяных залежей будет оставаться одним из основных и наиболее эффективных, а процесс извлечения нефти на первых стадиях разработки будет развиваться по пути усовершенствования метода заводнения и наиболее полного использования всех его возможностей.

В условиях водонапорного режима разработки нефтяных залежей обводнение эксплуатационных скважин и продуктивных пластов – естественное и неизбежное следствие процесса извлечения нефти. Основная задача этого метода разработки нефтяных залежей заключается в вовлечении в разработку максимально возможной части нефтеносного пласта к моменту обводнения продукции, добываемой из всех скважин, до предельного экономически целесообразного уровня. При этом заводнение нефтеносного пласта тесно связано с понятием нефтеотдачи пласта, отражающего в общем виде в себе все явления и процессы, происходящие в пласте при извлечении нефти. Поэтому исследование процесса заводнения нефтяных пластов и обводнения эксплуатационных скважин, выявление и изучение факторов, влияющих на характер обводнения пластов и скважин в различных условиях, является одновременно и исследованием нефтеотдачи залежей, разрабатываемых при водонапорном режиме.

Процесс заводнения нефтяных пластов, результаты которого выражаются через величины нефтеотдачи, представляет сложное физическое явление, при изучении которого используются различные упрощенные схемы [3]. Так, например, при решении различных вопросов подземной гидромеханики широко используется схема непоршневого вытеснения нефти водой.

В связи с широкой постановкой и углублением работ по изучению схемы непоршневого вытеснения были введены понятия об охвате пластов заводнением и полноте вытеснения нефти из охваченного заводнением объема.

Охват заводнением – основной элемент процесса заводнения пластов. При изучении этого процесса 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.

В Западной Сибири имеются месторождения, которые в настоящее время находятся на III и IV стадии разработки. Однако конечные результаты вытеснения нефти по ним остаются неизвестными, поскольку месторождения однопластовые и в последующем бурение новых скважин не предполагается.

На основе проведенного исследования по вопросам вытеснения в процессе заводнения в работе предлагается новый способ контроля за разработкой нефтяных месторождений.

3.2. Разработка новой модели вытеснения

Главная проблема, интересующая нефтяников при исследовании процесса вытеснения, заключается в нахождении текущего и конечного КИНа от параметров пласта и жидкостей и от режима закачки вытесняющего агента, которую можно определить, если будет известно распределение водонасыщенности в пласте в каждый момент времени.

Основной задачей исследования является установление качественных закономерностей, устойчивых тенденций, а также количественных соотношений, устойчивых к вариации исходных данных. Целью выполненного на этой основе расчета является расширение совокупности

сведений, которые учитываются при выборе системы разработки месторождения или методов воздействия на пласт.

Таким образом, решающую роль играет постановка задачи и такой анализ результатов ее решения, который позволяет сделать некоторые общие, качественные заключения, увеличение точности которых оказывается ненужным. С развитием вычислительной техники и методов программирования, построения гидродинамических моделей познавательная ценность извлекаемых результатов стала выше, чем в домашнюю эру, определяются адекватностью модели, четкостью постановки задачи расчета и глубиной предварительного анализа имеющихся данных.

В работе Г. И. Баренблатта и др. [19] 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 работе [40] 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 [41]. При построении расчетных моделей для определения дебитов жидкостей используется функция Бакли—Левретта.

Функция Бакли—Левретта является исходной величиной для проведения дальнейших необходимых расчетов. Для определения технологических показателей разработки конкретных месторождений рекомендуется воспользоваться усредненными по месторождению кривыми фазовых проницаемостей.

Зависимости в виде кубической параболы, приведенные в [14], с точностью до обозначений ($\mu_n(s)$, $\mu_v(s)$ и s – водонасыщенность) совпадают с зависимостями относительных фазовых проницаемостей в виде полинома

третьей степени [26]. Предложенные методы обработки экспериментальных данных [26] 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 [1, 20, 24, 42], из профиля насыщенности (рис. 3.1) 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. Данная неоднозначность связана с тем, что производная функции Бакли—Левверетта 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.

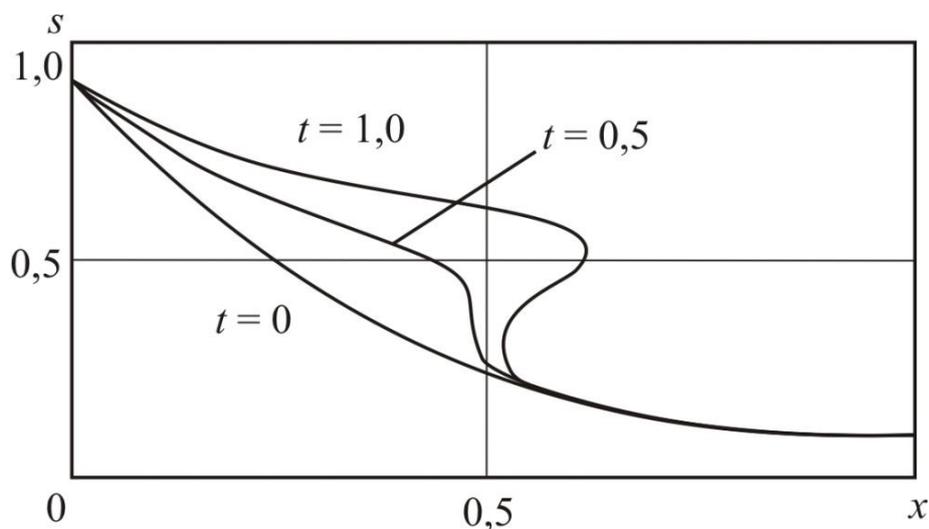


Рисунок 3.1 – Формирование неоднозначного распределения насыщенности в задаче Бакли—Левретта

Данная неоднозначность делает невозможной, начиная с этого момента времени, непосредственное применение известного уравнения [23]

$$x(s) = \frac{v}{m} f'(s) \cdot t + x_0. \quad (3.1)$$

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

$$P_n - P_e = P_k(s) = \alpha \cdot \cos \theta \cdot \sqrt{\frac{m}{K}} \cdot J(s). \quad (3.2)$$

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 [20].

Рассмотрим уравнение (3.1) и рис. 3.2, на котором $s_{\text{п}}$ точка перегиба функции Бакли-Левретта $f(s)$, а производная $f'(s_{\text{п}})$ – имеет максимальное значение, соответственно, вторая производная меняет знак, как показано в статье Грачева и др. [43]. 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 $x = x(s)$

$$x(s) = \frac{v}{m} f'(s) \cdot t_0, \quad (3.3)$$

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

Из производной функции Бакли—Левретта $f'(s)$, области I и II на рис. 3.2, путем зеркального отражения области II или III относительно оси $\underline{x}_{\text{п}}$, получим область IV для описания зависимости $s = s(\underline{x})$, причем \underline{x} с точностью до постоянного множителя совпадающую с $f'(s)$. Здесь использована приведенная величина $\underline{x} \equiv x/x_{\text{г}}$, где $x_{\text{г}}$ – граница начала вытеснения нефти водой, своего рода аналог фронта вытеснения $x_{\text{в}}$, введенного ранее.

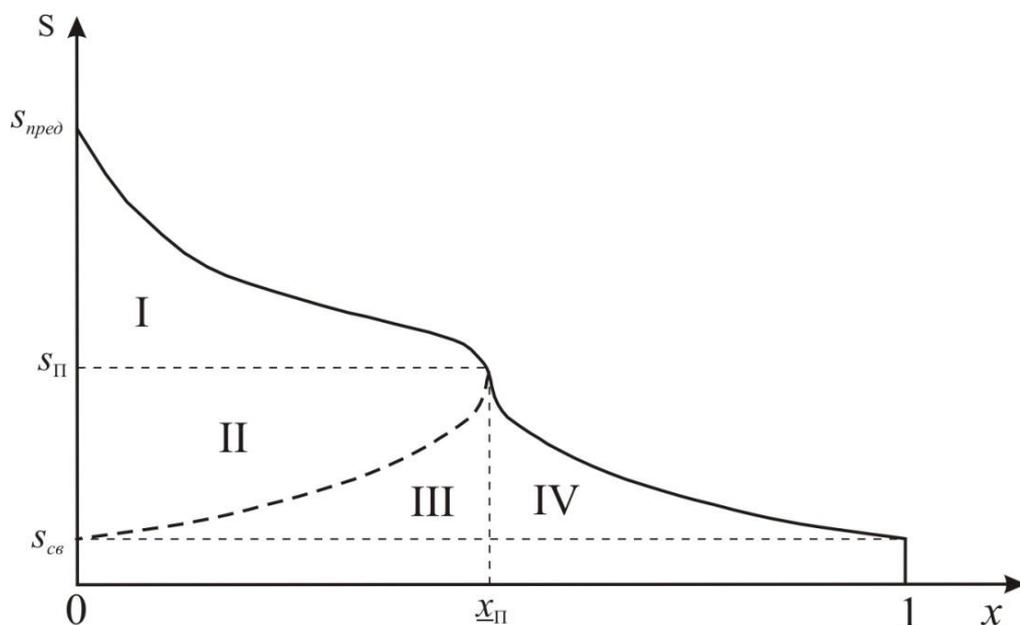


Рисунок 3.2 – Схема модифицированного распределения водонасыщенности

Положение координаты $\underline{x}(s)$ зависит от скорости, то есть $f'(s)$. В начале оси координат полагаем равным $s_{пред} = \text{const}$, то есть $f'(s_{пред}) = 0$, а на границе вытеснения $s = s_{св} \equiv \text{const}$, s_{II} – значение водонасыщенности в точке перегиба, \underline{x}_{II} – 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 \underline{x} скорость равнялась $v(\underline{x})$, 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 \underline{x}_{II} (слева на право, рис. 3.2). В этом случае неоднозначность типа рис. 3.1 устраняется.

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

$$x(s) = \frac{l}{mhb} f'(s) \cdot hb \int_0^t v(t) dt \equiv \frac{Q_{зак}(t)}{mhb} f'(s). \quad (3.4)$$

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

Выражение (3.4) в приведенных величинах примет вид

$$\underline{x}(s) \equiv \frac{x(s)}{Q_{зак}(t)/mhb} = f'(s). \quad (3.5)$$

В интервале $s \in [s_{св}, s_{п}]$ имеем распределение, условно, в гидрофобной (или близкой к гидрофобной) вытесняемой зоне, на рис. 3.2 область IV, а при $s \in [s_{п}, s_{пред}]$ — 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 $x_{фв}$. 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 (см. рис. 3.2).

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 (3.3) и (3.4) 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-Леверетта

$$f'(s(x,t)) = \frac{\partial f}{\partial s} \left(\frac{\partial s}{\partial x} \right)_{t=const} + \frac{\partial f}{\partial s} \left(\frac{\partial s}{\partial t} \right)_{x=const}$$

должна входить и в формулу

(3.4), то есть

$$x(s) = \frac{I}{m} \cdot \int_0^t f'(s) \nu(t) dt = \frac{I}{m} \cdot \int_0^t \nu(t) f'(s) \left(\frac{\partial s}{\partial x} \Big|_t + \frac{\partial s}{\partial t} \Big|_x \right) dt. \quad (3.6)$$

Возможно, такой зависимостью объясняется распределение в виде приведенном на рисунке 3.2. Использование зависимости (3.6) требует дополнительных исследований, и в данной работе ограничимся общими предположениями.

По лабораторным данным в работе [43] построена функция Бакли-Леверетта и её производная (рис. 3.3) для относительной вязкости $\mu_0 \equiv \mu_g/\mu_n = 0,5$. В рассматриваемой интерпретации метод Бакли-Леверетта не имеет скачка водонасыщенности, а характер поведения аналогичен методу Раппопорта-Лиса (рис. 3.4). При этом отпадает необходимость решения уравнения в частных производных с учетом функции Леверетта $J(s)$ (3.2). Распределение водонасыщенности (3.6) получается автомодельным, то есть при изменении $Q_{зак}(t)$ и $x(s_{св})$ вид распределения сохраняется [43-46].

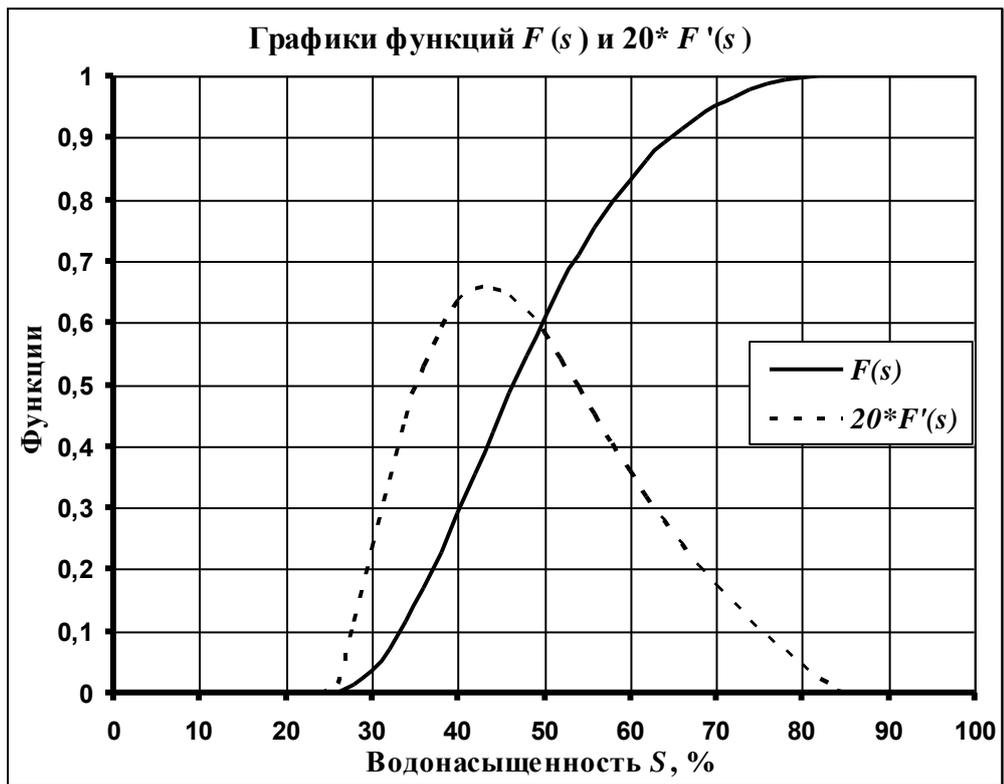


Рисунок 3.3 – Функция Бакли–Лeverетта и её производная

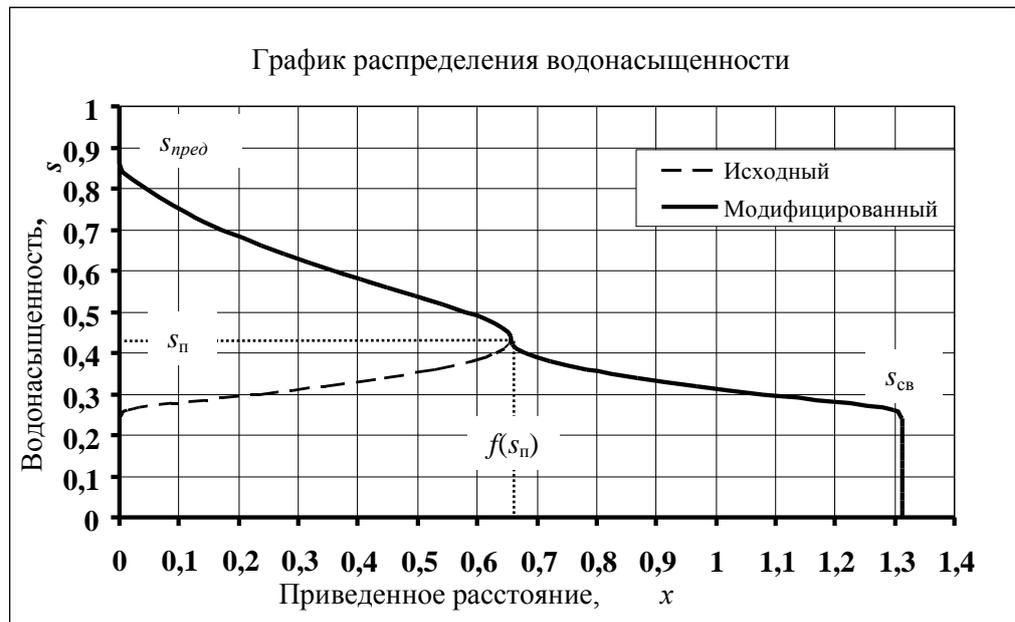


Рисунок 3.4 – Модифицированное численное распределение водонасыщенности

Для модифицированной функции Бакли-Лeverетта введем обозначение

$$L(s) = f'(s_{\Pi}) + \text{sign}(s_{\Pi} - s) \cdot [f'(s_{\Pi}) - f'(s)], \quad (3.7)$$

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

Тогда приведенное расстояние примет значение

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

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

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

Для наглядности метод построения кривой водонасыщенности показан на рисунках 3.5 и 3.6.

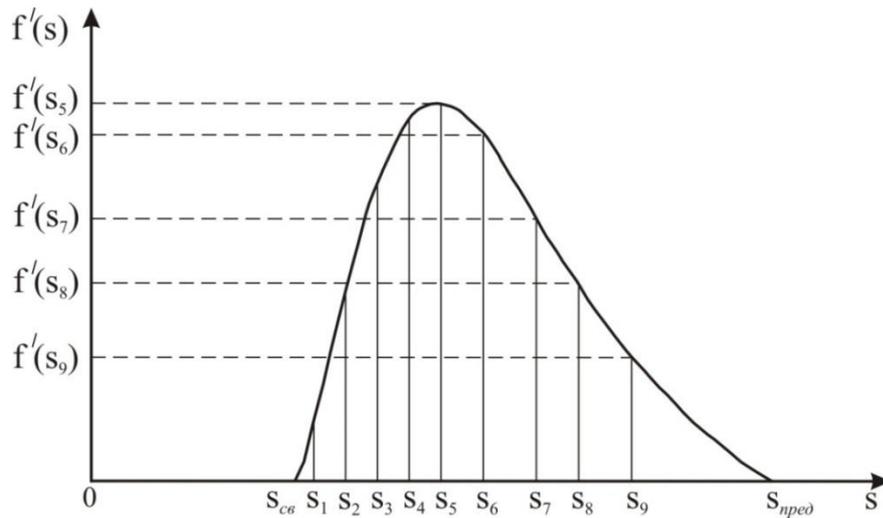


Рисунок 3.5 – Зависимость производной функции Бакли-Леввергта от насыщенности

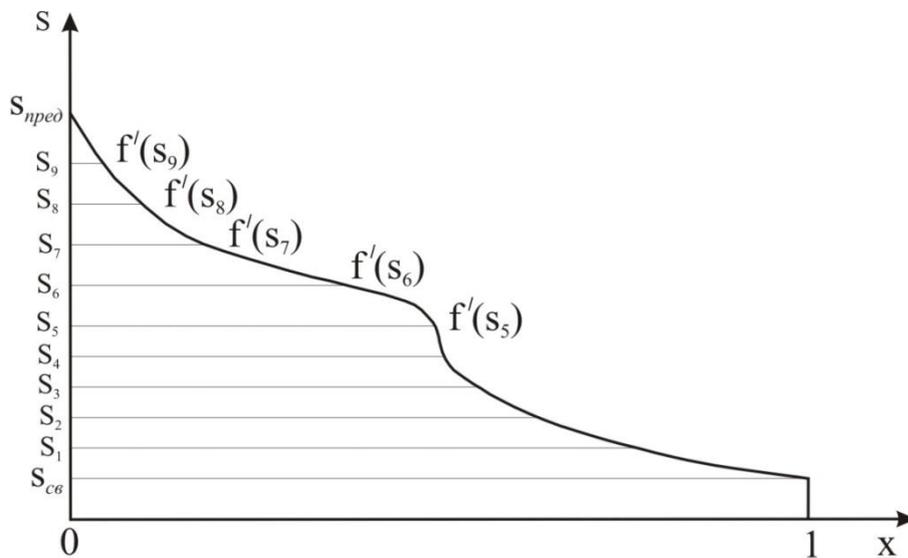


Рисунок 3.6 – Построение распределения водонасыщенности

Распределение водонасыщенности в безводный и водный периоды схематично показано на рисунках 3.7 и 3.8. 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 $x = l$ (см. рис. 3.7). Приведенная координата $\underline{x} \equiv x/l = 1$ (l – единица измерения) соответствует расстоянию до добывающих скважин (см. рис. 3.8), на которой наблюдается рост обводненности продукции, а при $\underline{x} > 1$ мы должны рассматривать фиктивные границы заводнения (рис. П. 7.1).

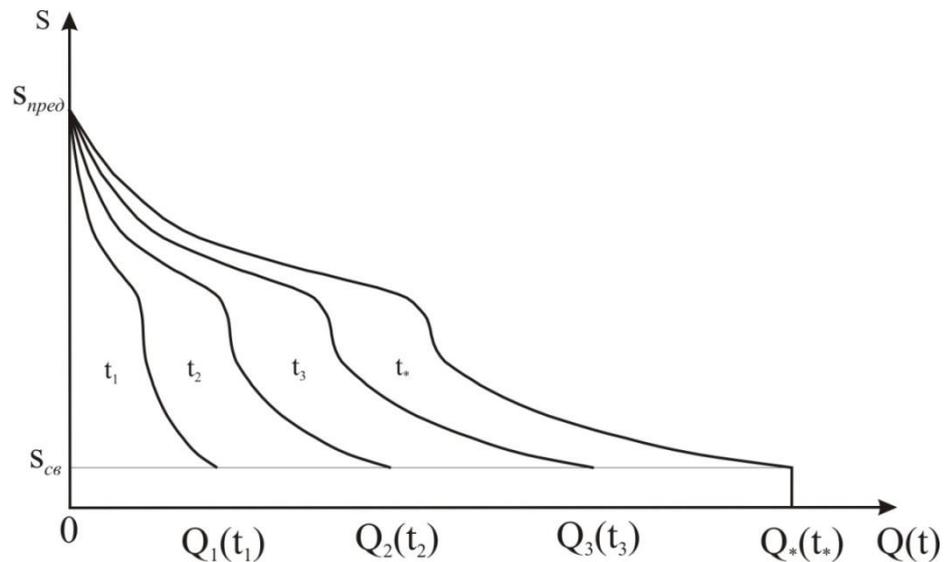


Рисунок 3.7 – Схема распределения водонасыщенности в пласте в безводный период при $\underline{x} \in [0;1]$ и $t \leq t_*$

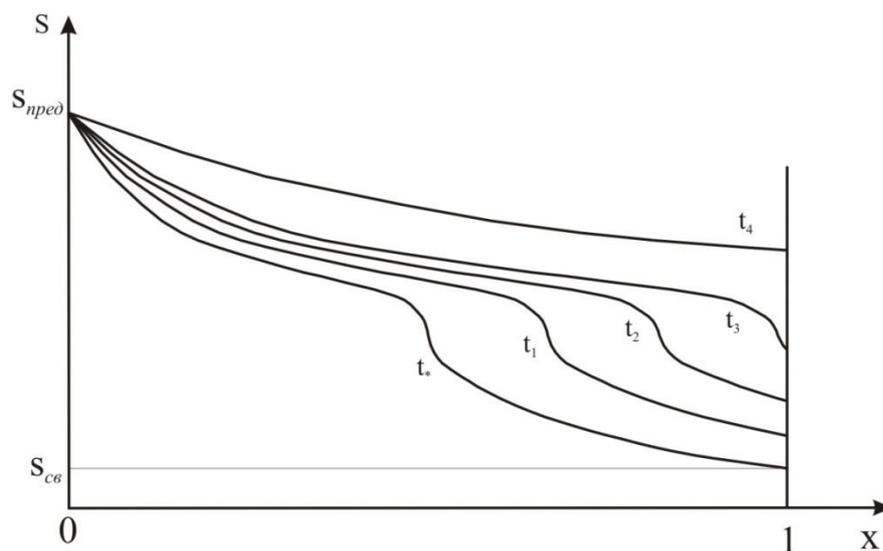


Рисунок 3.8 – Схема распределения водонасыщенности в пласте в водный период при $\underline{x} \in [0;1]$ и $t \geq t_*$

Таким образом, приведенная схема рассмотрения процесса заводнения, включающая модели Бакли—Левретта и Раппопорта—Лиса, в новой интерпретации позволяет более детально учитывать усредненные лабораторные данные по ОФП, яснее представляет кинетику заводнения. Более того, можно оценить коэффициент вытеснения в заводненной области по суммарному изменению водонасыщенности в этой области. Несомненно, что рассмотрение этого сложного процесса должно включать разные методы исследования, такие как гидродинамические, геофизические, сейсмические, компьютерное моделирование и т.п., учитывать свойства пластов и пластовых флюидов.

Проведенный анализ работ по этой тематике, приведенный в разделе 1, показал необходимость строгого определения рассматриваемых величин, сопоставления разных методик и методов исследования одного из ключевых параметров в разработке нефтяных месторождений – относительной фазовой проницаемости.

Несмотря на то, что усилия многих исследователей долгое время были направлены на рассмотрение процесса распределения водонасыщенности в пласте, нет полной уверенности в достоверности результатов. Это объясняется особенностью объекта исследования, поскольку сам объект недоступен непосредственному исследованию. 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 мы вынуждены прибегать к моделированию – физическому, электродинамическому, численному или математическому. При этом совпадения расчетных параметров с промысловыми являются, скорее всего, исключениями.

Как говорится, 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.

Лабораторные и особенно промысловые исследования процессов вытеснения нефти водой затратные как по времени, так и по финансированию. Поэтому, благодаря моделированию, можно рассмотреть некоторые особенности и способы применения предложенной двухфазной модели вытеснения нефти водой.

Для упрощения примем, что в какой-то момент времени (рис. 3.9) в прямолинейном пласте имеется линейное распределение водонасыщенности в безводный период, так как приведенное расстояние меньше единицы.



Рисунок 3.9 – Начальное распределение водонасыщенности в пласте

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% (рис. 3.10).

При дальнейшем заводнении (рис. П.8.1) водонасыщенность равна 40 % при приведенном объеме $V = 20$, при этом все еще происходит вытеснение.

Аналогичные графики представлены на рис. П.8.2 и П.8.3, при $V = 30$ и $V = 40$ здесь уже происходит «вымывание», соответствующие водонасыщенности 48 и 52 % соответственно.

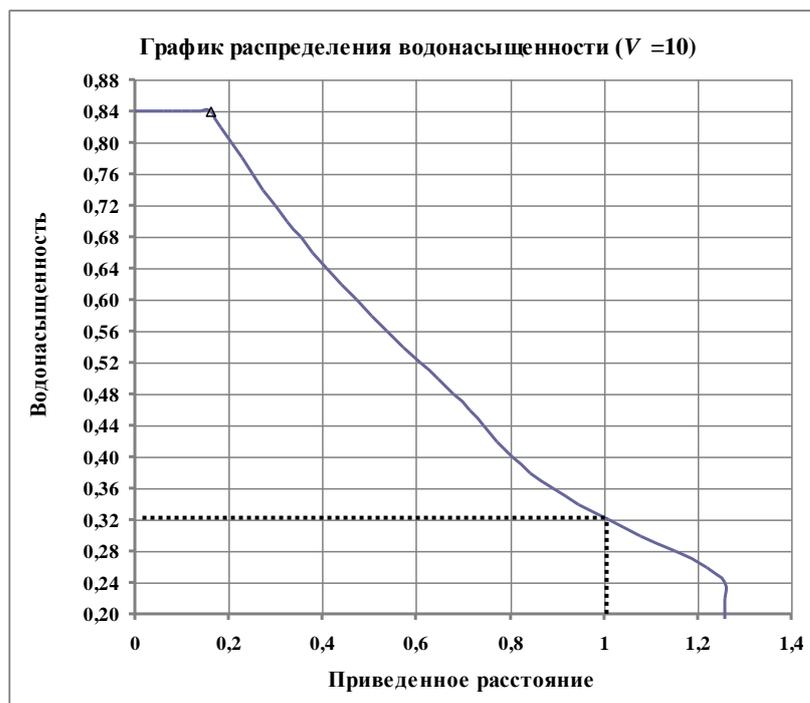


Рисунок 3.10 – Распределение водонасыщенности в пласте в водный период

Для сравнения представлено распределение водонасыщенности по модели Бакли-Левретта на следующих графиках (рис. П.9.1–П.9.5). На графиках изменение водонасыщенности происходит в интервале от 16 до 74 %. На рис. П.9.3 можно наблюдать состояние, после которого начинается неоднозначность в распределении водонасыщенности. На рис. П.9.4 возникает неоднозначность в распределении водонасыщенности, например, при приведенном расстоянии 0,8 имеются три значения водонасыщенности. В дальнейшем искривление распределения водонасыщенности еще сильнее, как на рис. П.9.5.

Для распределения водонасыщенности, представленной на графиках (рис. П.9.1–П.9.5), необходимо введение решения в виде, изображенном на рис. 3.1. 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 (рис. 3.11).

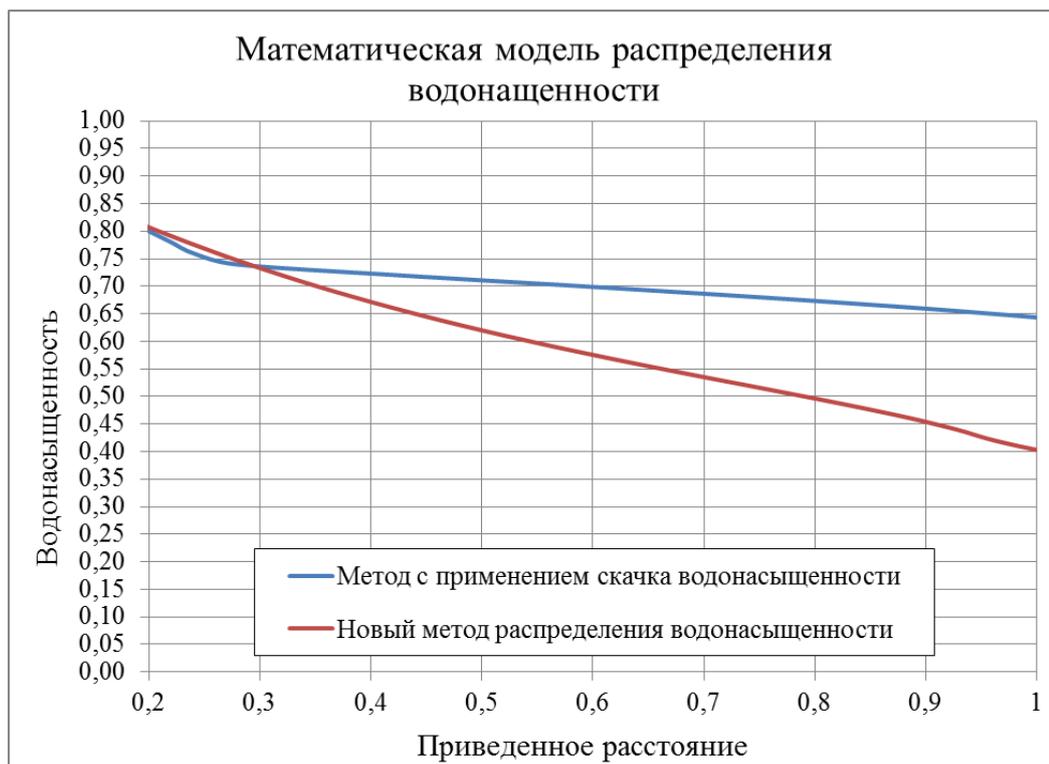


Рисунок 3.11 – Распределение водонасыщенности в момент прохождения фронта вытеснения в добывающей скважине

На рис. 3.11 приведена 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 рис. 3.11, 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.

ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 3

Обводнение продуктивных пластов и скважин – естественное следствие процесса разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме, который является в настоящее время и останется в ближайшие годы наиболее экономичным и эффективным режимом извлечения нефти из недр.

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-Левретта 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.

РАЗДЕЛ 4. ПРИМЕР ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НОВОЙ 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 работе [23] 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 $\mu_в = 10^{-3}$ 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 [23]

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

$$k_в(s) = \left(\frac{s_в - s_{св}}{s_{nped} - s_{св}} \right)^2, \quad \text{при } s_{св} \leq s_в \leq s_l, \quad (4.2)$$

$$k_{\epsilon}(s) = 0,8 \cdot \left(\frac{s_{\epsilon} - s_{c\epsilon}}{s_{n\text{пред}} - s_{c\epsilon}} \right)^{\frac{1}{2}}, \quad \text{при } s_1 \leq s_{\epsilon} \leq s_{n\text{пред}}. \quad (4.3)$$

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

$$\left(\frac{s_1 - s_{c\epsilon}}{s_{n\text{пред}} - s_{c\epsilon}} \right)^2 = 0,8 \left(\frac{s_1 - s_{c\epsilon}}{s_{n\text{пред}} - s_{c\epsilon}} \right)^{0.5} \Rightarrow \left(\frac{s_1 - s_{c\epsilon}}{s_{n\text{пред}} - s_{c\epsilon}} \right)^{3/2} = 0,8,$$

и

$$\left(\frac{s_1 - s_{c\epsilon}}{s_{n\text{пред}} - s_{c\epsilon}} \right)^3 = 0,64,$$

$$s_1 = (s_{n\text{пред}} - s_{c\epsilon}) \cdot 0,64^{1/3} + s_{c\epsilon}. \quad (4.4)$$

Подставив исходные данные в уравнение (4.4), получим значение $s_1 = 0,7170$. Тогда кривые функций ОФП примут вид, представленный на рис. 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.

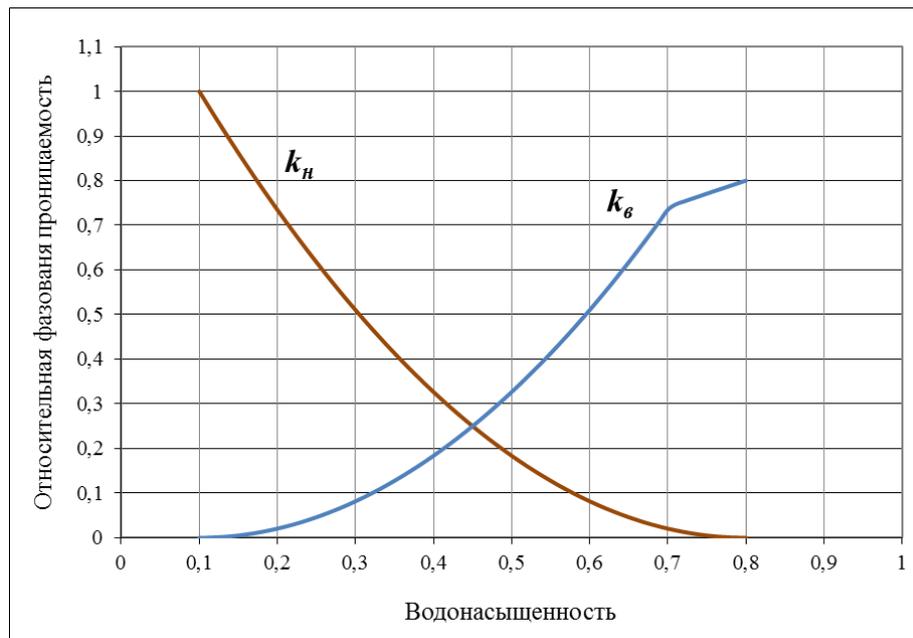


Рисунок 4.1 – ОФП по формулам (4.1)-(4.3)

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 (рис. 4.2) подбиралась с учетом максимального значения угла наклона прямой проходящей через начало функции Бакли-Лeverетта и точку на кривой.

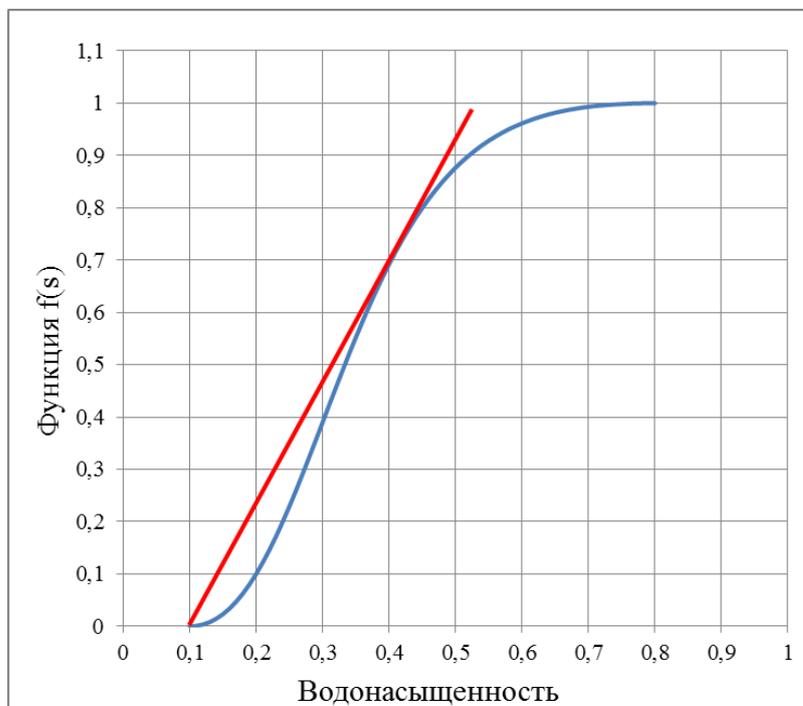


Рисунок 4.2 – Функция Бакли-Лeverетта

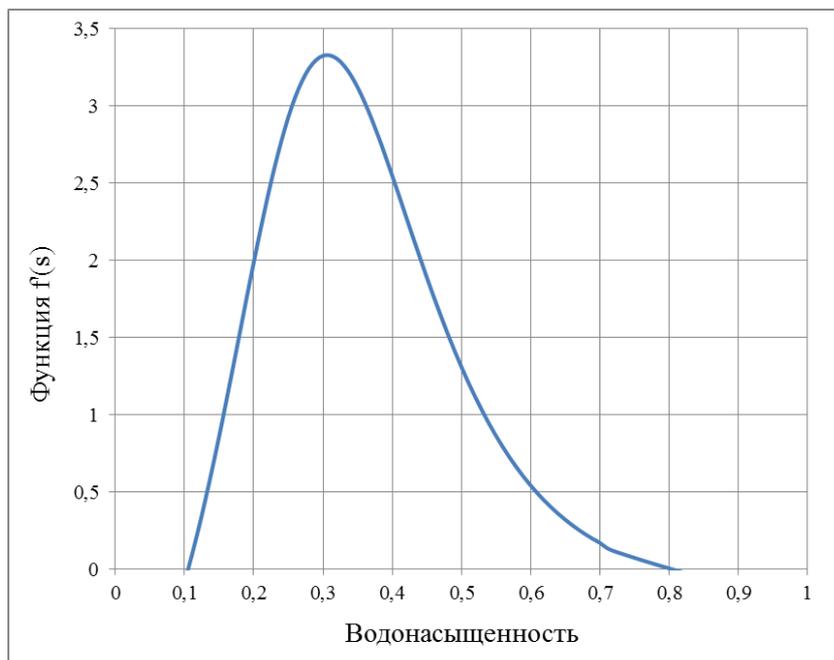


Рисунок 4.3 – Производная функции Бакли-Лeverетта

Для определения водонасыщенности на фронте вытеснения проводится касательная к кривой $f(s)$ из точки $s=s_{ce}$. В результате построения получаем, что $s_{\phi e}=0,470$; $f(s_{\phi e})=0,728$, 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 [23]

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

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

Накопленное количество добытой нефти за этот период разработки пласта составит

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

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

$$КИН = \frac{Q_{n*}}{G} = \frac{392}{1080} = 0,340,$$

где G – 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 (рис. 3.3), то есть координата $x(s_{ce})=x_2$, 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),

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

где \underline{V} – приведенный объем закачки, $Q_{зак}$ – объем закачанной жидкости, V_{II} – 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.

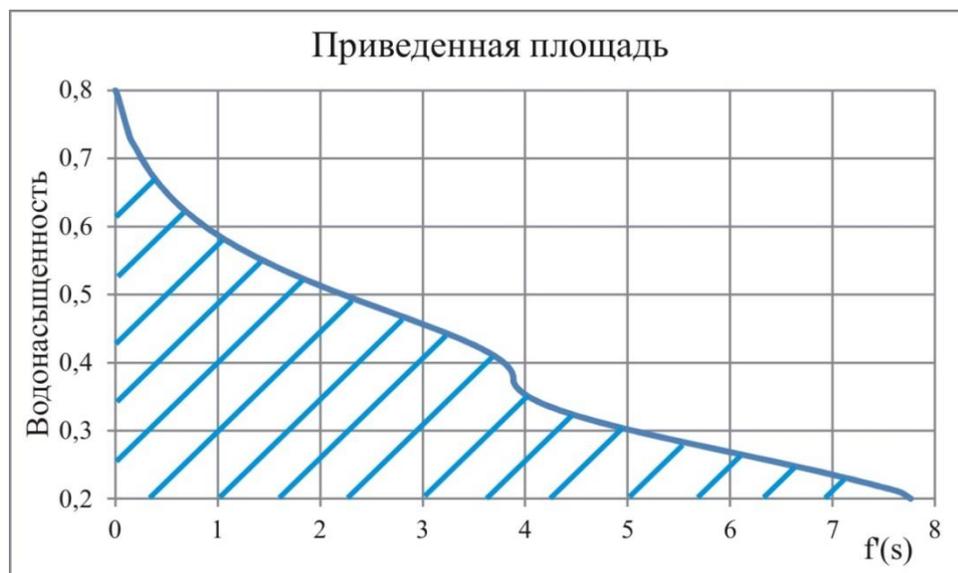


Рисунок 4.4 – Приведенная площадь \underline{K}

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-Лeverетта 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	$q_{в}, \text{ м}^3/\text{сут}$		$q_{в}, \text{ м}^3/\text{сут}$		Обв., %		$Q_{н \text{ накл}}, \text{ м}^3$		$Q_{зак \text{ накл}}, \text{ м}^3$		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.

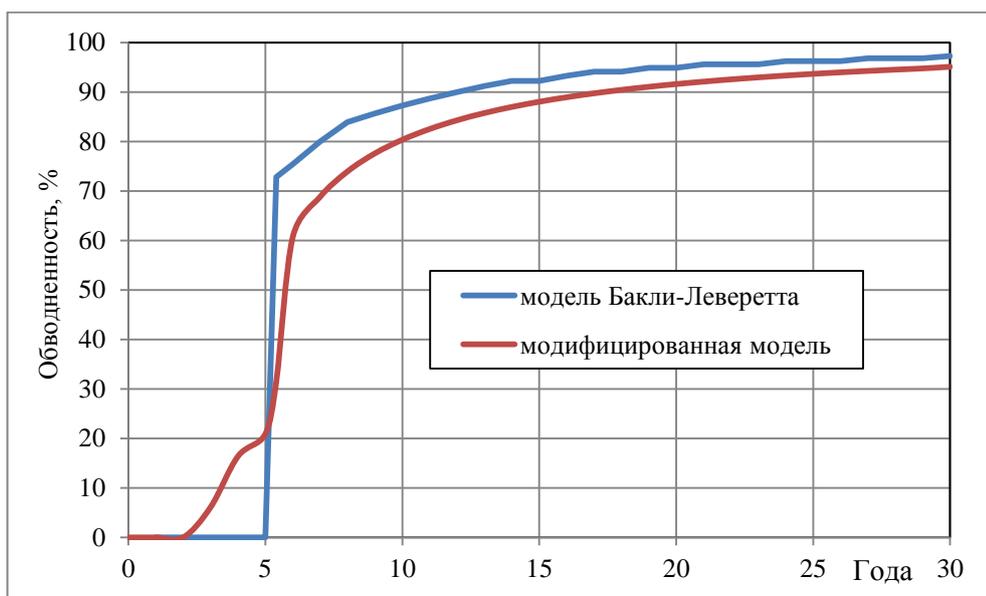


Рисунок 4.5 – Изменение обводненности по годам

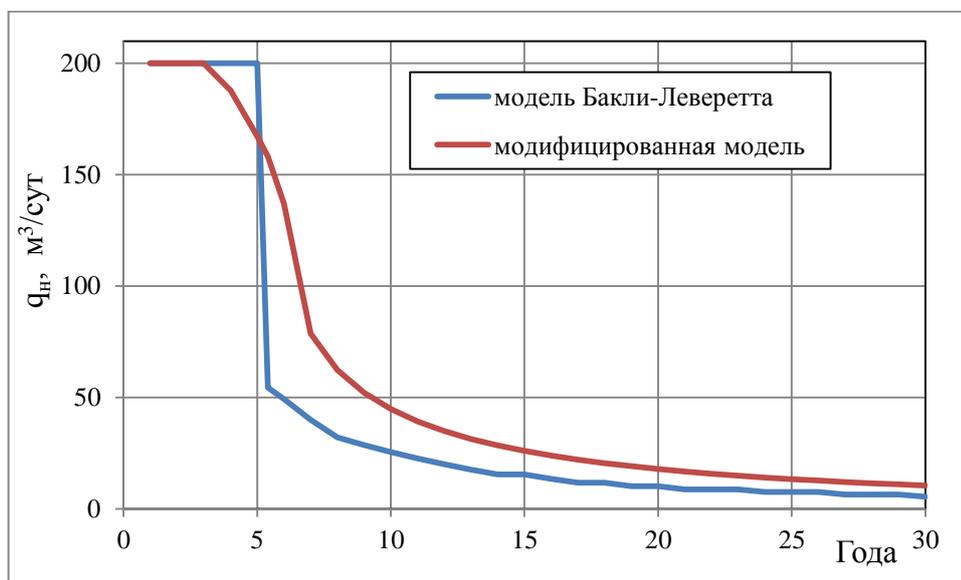


Рисунок 4.6 – Изменение дебита нефти по годам

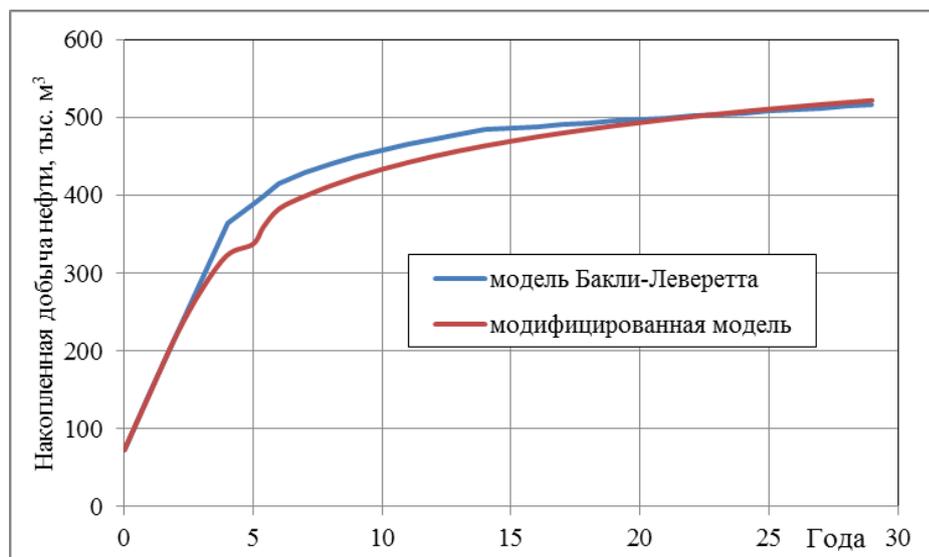


Рисунок 4.7 – Изменение накопленной добычи нефти по годам

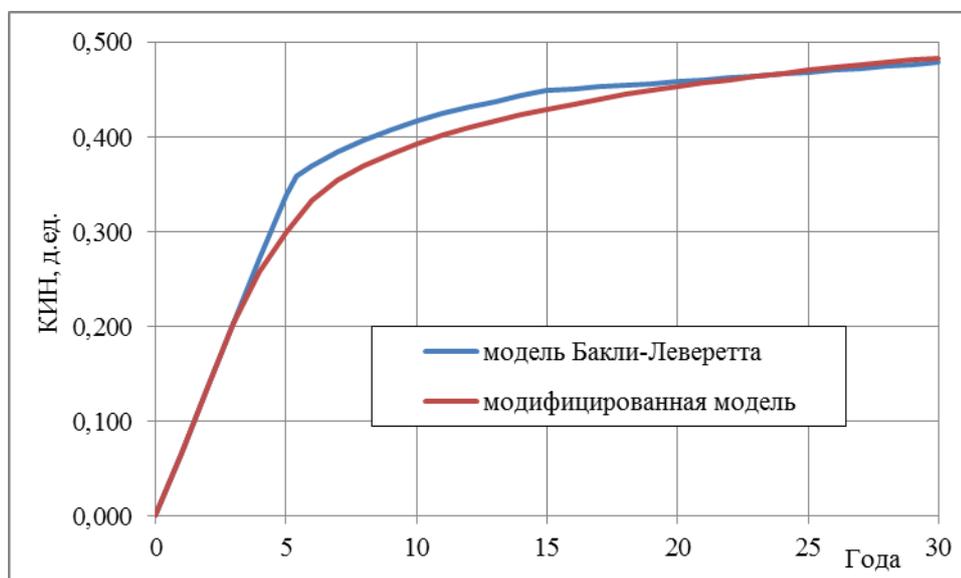


Рисунок 4.8 – Изменение КИН по годам

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

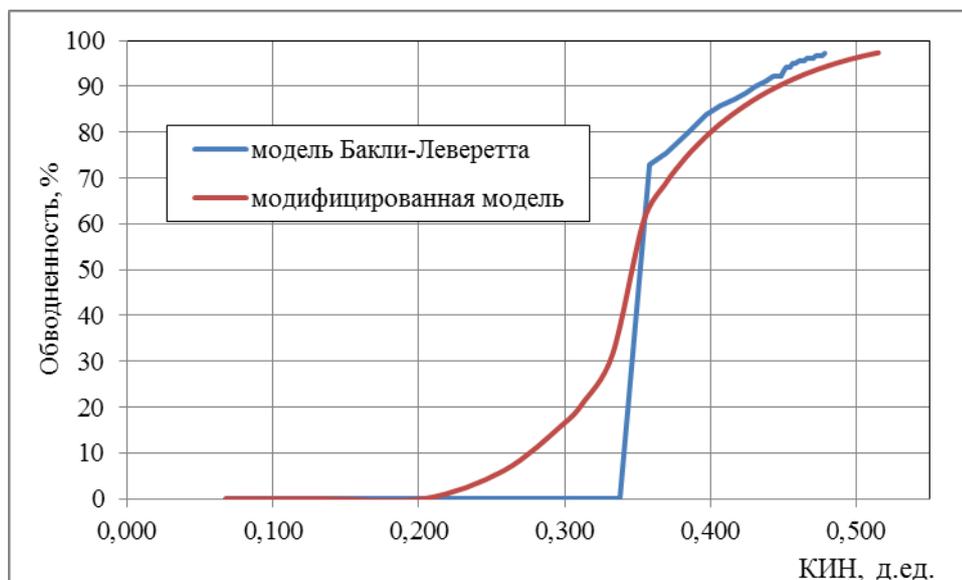


Рисунок 4.9 – Зависимость обводненности скважины от КИН

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 работы [47], рассмотрим Центральный участок №1 ЮЛТ объект АС₁₀₋₁₂, который характеризуется следующими геологическими параметрами (табл. 4.2).

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 %

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

Также были учтены следующие параметры: система разработки – однорядная; 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.

Данные для построения функций ОФП пластов получены ОАО «СибНИИ НП» [47]. 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 [38], подобраны коэффициенты $s_{пред} = 0,65$, $s_{св} = 0,1$, $k_{max \ n} =$

0,58, $k_{max \epsilon} = 0,39$ и построены функции ОФП для условий рассматриваемого месторождения (рис. 4.10.). Из рисунка видно хорошее наложение между лабораторными данными и аппроксимирующей функцией.

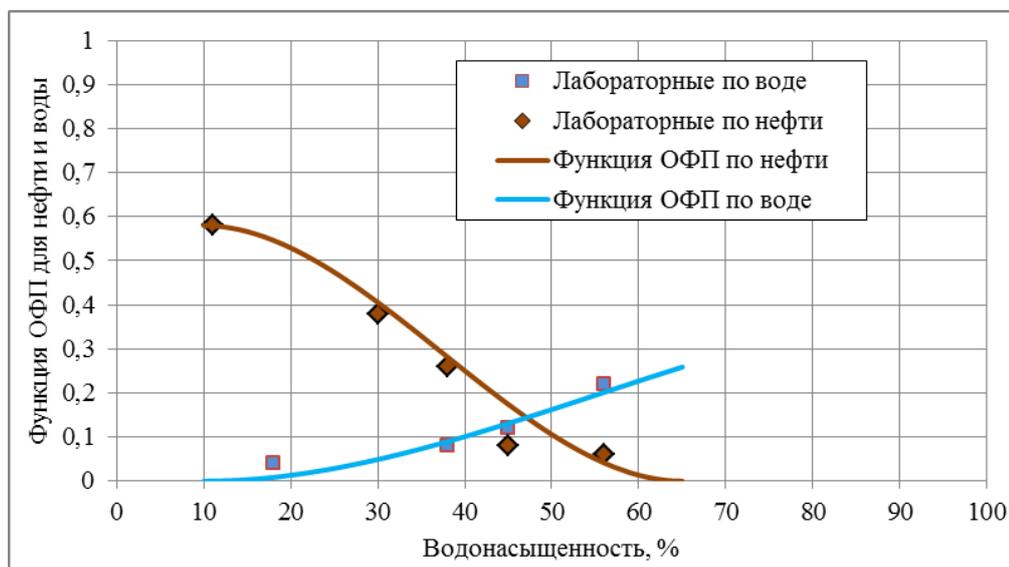


Рисунок 4.10 – Функции ОФП для ядра пласта АС₁₀₋₁₂ ЮЛТ Приобского месторождения

Далее построим функцию Бакли-Лeverетта, а также ее производную по данным ОФП [38, 47], 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 $s_{\phi\epsilon} = 0,570$; $f(s_{\phi\epsilon}) = 0,91$, 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%.

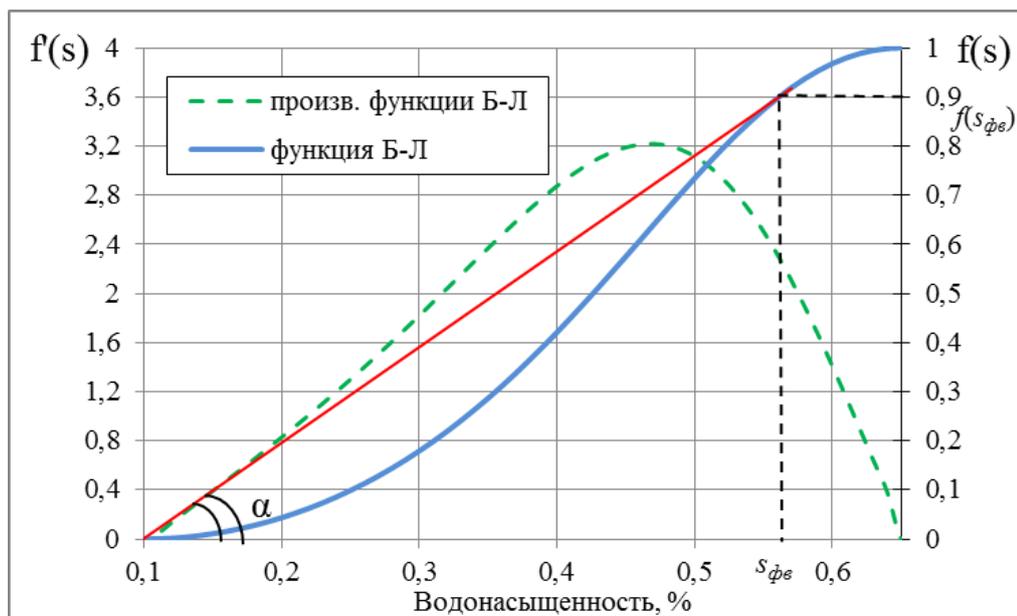


Рисунок 4.11 – Функция Бакли-Левретта и ее производная для объекта АС₁₀₋₁₂

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

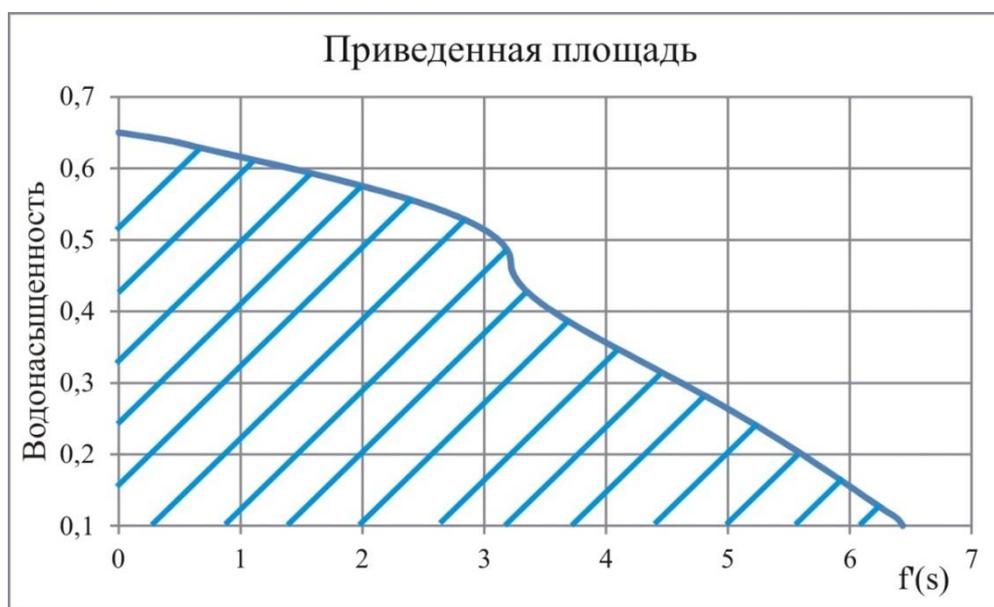


Рисунок 4.12 – Приведенная площадь Центрального участка №1 ЮЛТ

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. 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 модели Бакли-Левретта и модифицированной модели. Результаты гидродинамических расчетов проектных показателей отображены в таблице 4.3. Также в таблице приведено сравнение фактических 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-Левретта. Погрешности в определении параметров по новой модели не превышает 9% по обводненности, дебиту нефти, годовой добыче нефти и КИН.

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

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.

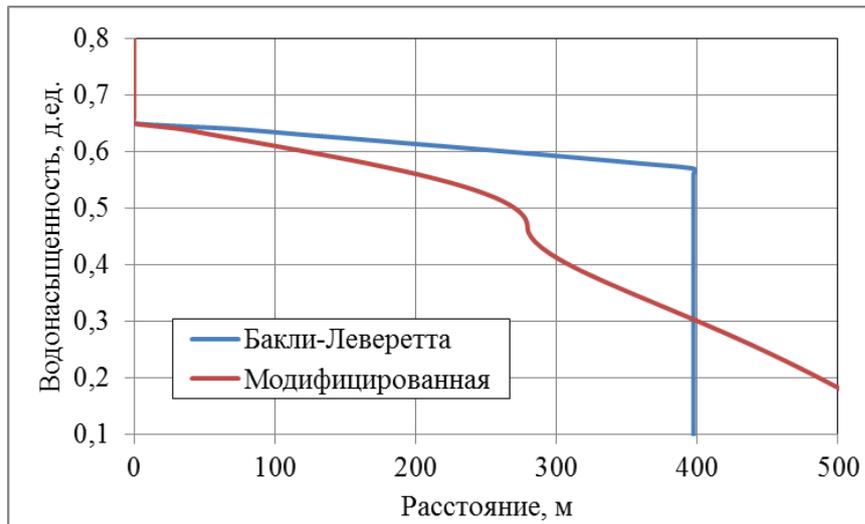


Рисунок 4.13 – Распределение водонасыщенности в пласте на 2003 год

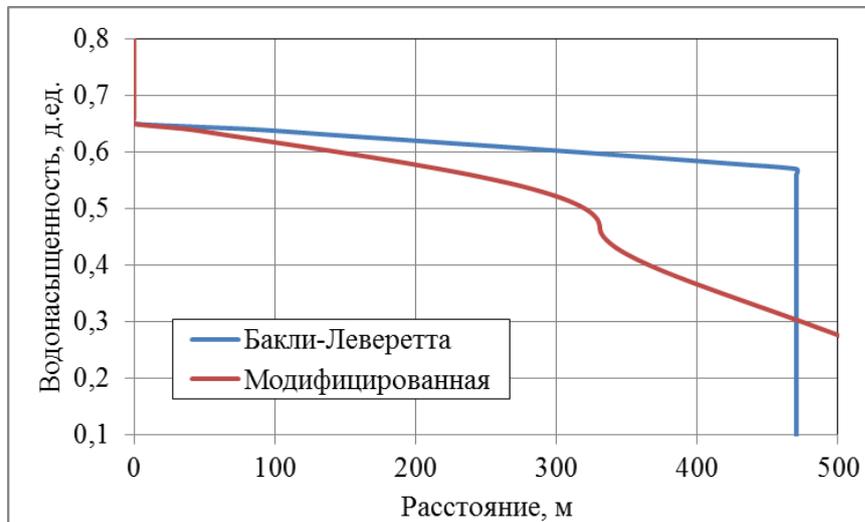


Рисунок 4.14 – Распределение водонасыщенности в пласте на 2007 год

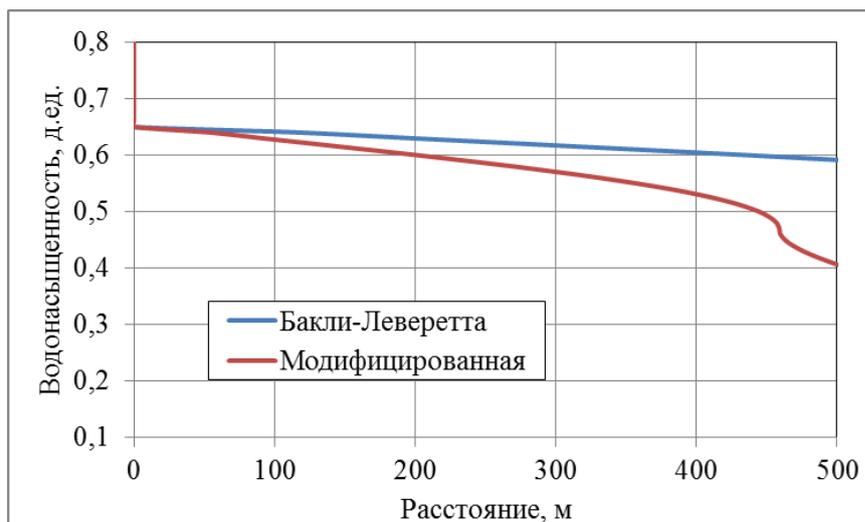


Рисунок 4.15 – Распределение водонасыщенности в пласте на 2011 год

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

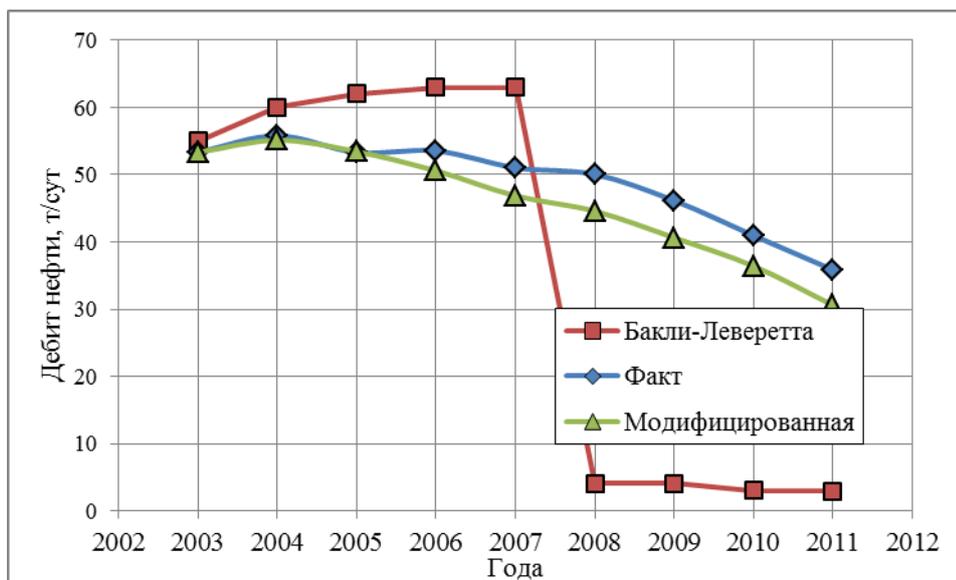


Рисунок 4.16 – Изменение дебита нефти по годам

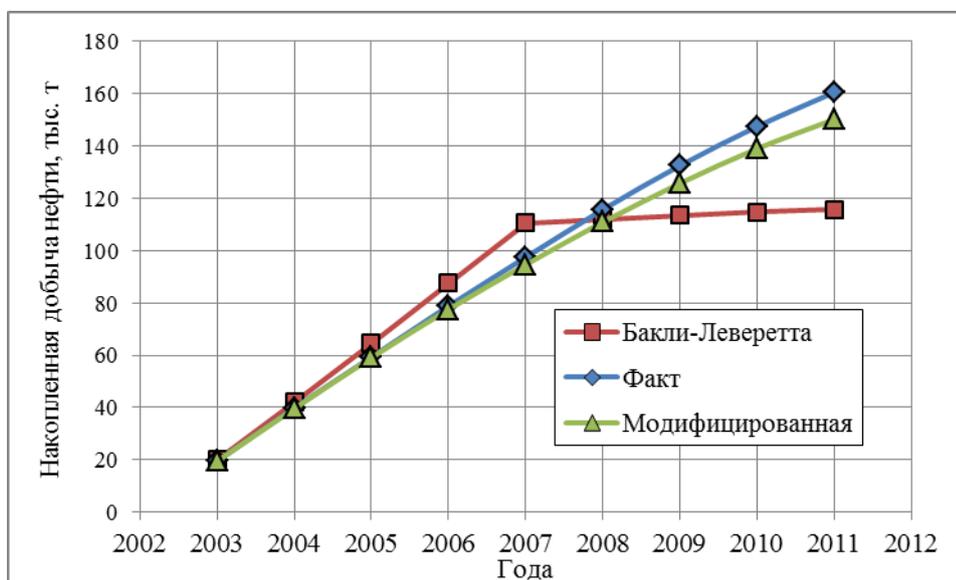


Рисунок 4.17 – Накопленная добыча нефти по годам

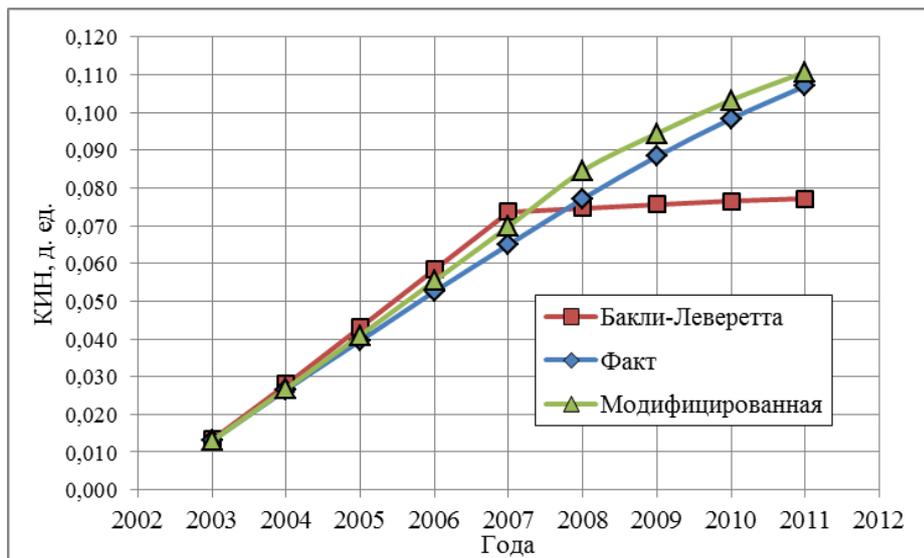


Рисунок 4.18 – Изменение КИН по годам

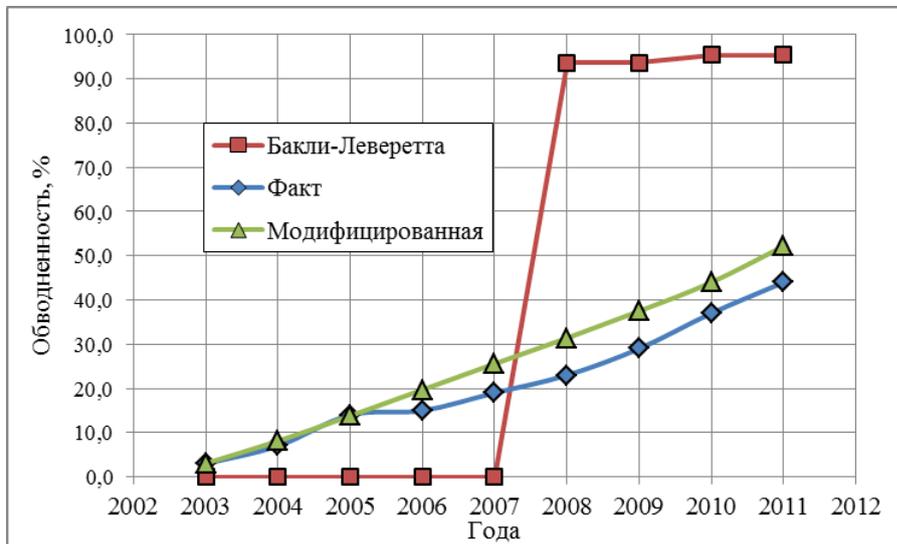


Рисунок 4.19 – Изменение обводненности продукции по годам

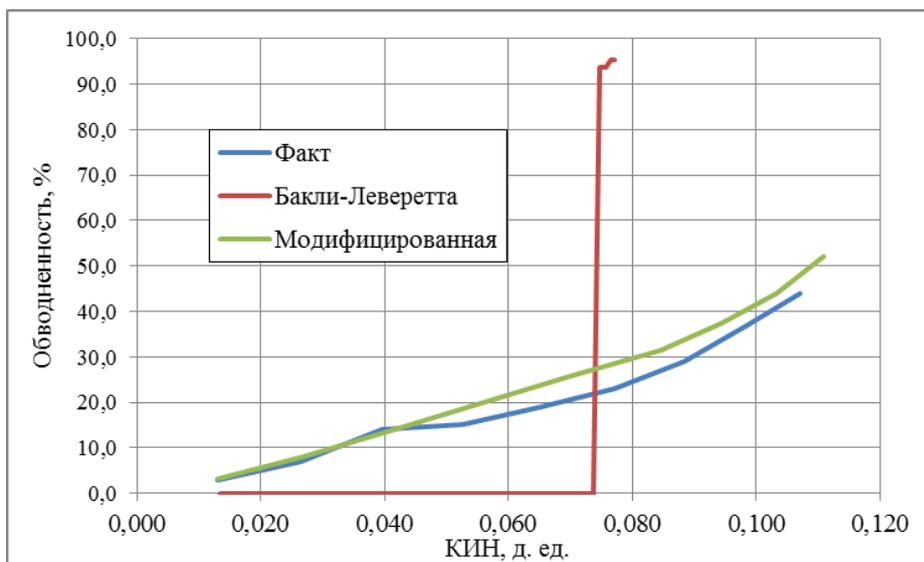


Рисунок 4.20 – Изменение обводненности от КИН

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 [48]. 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 [48] 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 ± 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 %.

ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 4

В математическую модель были загружены фактические данные по добыче нефти, жидкости и закачке воды, где управляющим параметром был дебит жидкости. Двумерная модель содержит продуктивные пласты AC_{10} и AC_{12} , обладающими средними параметрами представленные в табл. 4.2.

Используя данные по центральным скважинам добывающей и нагнетательной, учитывающие основные характеристики галерейного вытеснения нефти водой, были построены математические модели на основе классической модели Бакли-Левверетта и новой модифицированной модели.

В результате, проектные показатели, рассчитанные по модифицированной модели, показали лучшее согласование с фактическими показателями, чем по классической модели Бакли-Левверетта. Особенно выделяется показатель обводненность скважины, в момент достижения фронта вытеснения в добывающую скважину по модели Бакли-Левверетта 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.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

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 насыщенныхностей.

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 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_{nn} – начальный градиент давления для нефти.

g_{nv} – начальный градиент давления для воды.

G – геологические запасы нефти.

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

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

k_n – относительная проницаемость породы по нефти.

k_v – относительная проницаемость породы по воде.

$k_{v\phi}$ – относительная проницаемость породы для вытесняющей фазы.

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

k_{n+cv} – относительная проницаемость по нефти при связанной водонасыщенности.

k_{v+on} – относительная проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности.

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

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

$k_{фаз\ n}$ – фазовая проницаемость по нефти.

$k_{фаз\ v}$ – фазовая проницаемость по воде.

k_{abc} – абсолютная проницаемость.

$k_{abc\ v}$ – 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-Левретта.

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.

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

$s_{кр\ n}$, $s_{кр\ v}$ – 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_e – 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. Телков А.П. Подземная гидрогазодинамика. – Уфа: Уфимский нефтяной институт, 1975. – 224 С.
2. Дон Уолкот. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – М.: Schlumberger 2001. – 143 С.
3. Хасанов М.М., Булгакова Г.Т. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 288 С.
4. Закиров И.С. Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений. – М.– Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. – 365 С.
5. Добрынин В.М., Ковалев Л.Г., Кузнецов А.М. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа. М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – 55 С.
6. Шишигин С.И., Сарапулов В.В. Методика определения коэффициента вытеснения нефти из образцов пород коллекторов на аппарате УИПК. – Тюмень, 1972. – 19 С.
7. Кричлоу Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования. Пер с англ. М., Недра, 1979. – 303 С.
8. Corey А.Т. "The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities", Prod. Monthly, Nov. 1954. – 19 (1). pp. 38-41.
9. J. Naar, R. J. Wygal, and J."H. Henderson, «Imbibition Relative Permeability in Unconsolidated Porous Media», Soc. of Pet. Eng. Journal, АИМО 1962. – pp. 11–13.
10. Sigmund P.M., McCaffery F.G. «An improved Unsteady-state Procedure for Determining the Relative Permeability Characteristics of Heterogeneous Porous Media», SPEJ, February 1979. – pp. 15–28.
11. Chierici, G.L. «Novel Relations for Drainage and Imbibition Relative Permeabilities», SPEJ, June 1984. – pp. 275–276.

12. Эфрос Д.А. Исследования фильтрации неоднородных систем. – Л.:Гостоптехиздат, 1963. – 352 С.
13. Н. L. Stone «Probability Model for Estimating Three—phase Relative Permeability», J. Pet. Tech. 1970. – pp. 1–2, 14–18.
14. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. – М., Недра, 1981. – 237 С.
15. 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.
16. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 215 С.
17. 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.
18. Фатихов С.З. К вопросу вычисления относительных фазовых проницаемостей. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», №1, 2012. – 324–332 С.
19. 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.
20. Басниев К.С. Подземная гидравлика. К.С. Басниев, А.М. Власов, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М.: Изд-во Недра, 1986. – 303 С.
21. Щелкачев В.Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. – М.: Гостоптехиздат. – 1959. – 467 С.

22. Гиматутдинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта: Учеб. для ВУЗов – М.: изд-во Недра, 1982, – 311 С.
23. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. – 168 С.
24. Лялин В.Е., Сидельников К.А. Аналитические решения некоторых задач многофазной многокомпонентной фильтрации. – Нефтегазовое дело, Т. 3. Москва, 2005. – 79-92 С.
25. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. – Гостоптехиздат, 1949. – 606 С.
26. Грачев С.И., Хайруллин А.А., Хайруллин Аз.А. Аппроксимация относительных фазовых проницаемостей кубической параболой. – Известия вузов «Нефть и газ», №2, 2012. – С. 37–43.
27. Грачев С.И. Метод Грачева-Хайруллина для аппроксимации относительной фазовой проницаемости. С.И. Грачев, А.А. Хайруллин, Аз.А. Хайруллин, Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – №6.
28. 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». – В 2 т. Т. 1. – М.: Науч.-издат. центр «Академический», 2013. – С. 88–95.
29. Хайруллин А.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. – В 2 т. Т. 2. – М.: ОАО «Всерос. нефтегаз. науч.–исслед. ин-т», 2013. – С. 100–106.
30. 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. – С. 241–250.

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

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

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

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

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

36. Анализ разработки Вынгапуровского месторождения, ГеоНАЦ, 2003.

37. Батурин А.Ю. Геолого-технологическое моделирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – 116 С.

38. 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.

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

40. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность,

неравновесность, неопределенность. – Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 368 С.

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

42. Коновалов А.Н. Задачи фильтрации многофазной несжимаемой жидкости. – Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1988. – 166 С.

43. Грачев С.И. Новая модель двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой. С.И. Грачев, А.А. Хайруллин, Аз.А. Хайруллин, Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2013. №6.

44. Грачев С.И. Трансформация модели Бакли-Левретта в модель типа Раппопорта-Лиса/ Грачев С.И., Хайруллин А.А., Хайруллин Аз.А., Science in the modern information society: Мат. Междунар. науч.-практич. конференции «Наука в современном информационном обществе». – В 2 т. Т. 1. – М.: Науч.-издат. центр «Академический», 2013. – С. 95-100.

45. 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. – В 2 т. Т. 2. – М.: ОАО «Всерос. нефтегаз. науч.–исслед. ин-т», 2013. – С. 107-112.

46. Хайруллин А.А. Интерпретация модели Бакли–Левретта вытеснения пластовых флюидов при заводнении. А.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. – С. 250-259.

47. Барышников А.В., Янин А.Н. Регулирование разработки Приобского месторождения с применением технологии одновременно-раздельной закачки воды. Тюмень-Курган, Издательство «Зауралье», 2013. – 344 С.

48. Янин А.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Тюмень-Курган, Издательство «Зауралье», 2010. – 608 С.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Приложение 1 – Графики аппроксимации данных по керну пласта ЮВ₁ Западно-Пылинского месторождения

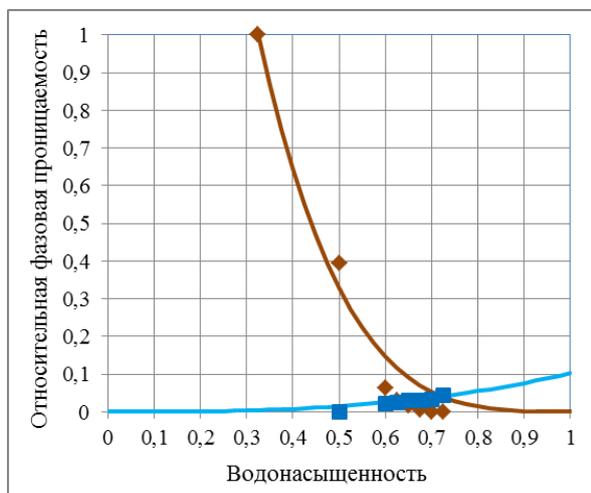


Рисунок – П.1.1 – Аппроксимация методом Кори

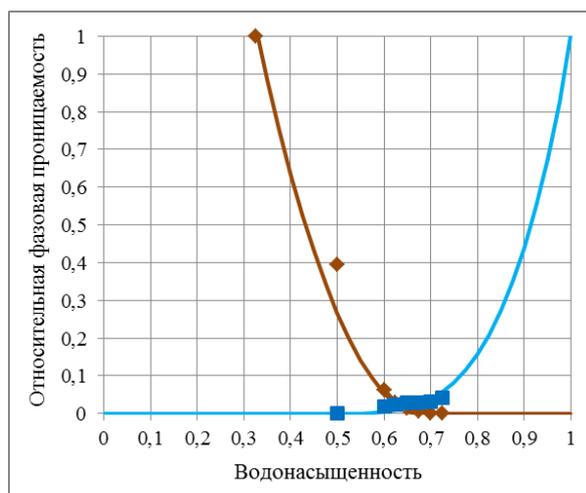


Рисунок П.1.2 – Аппроксимация методом Наара—Гендерсона

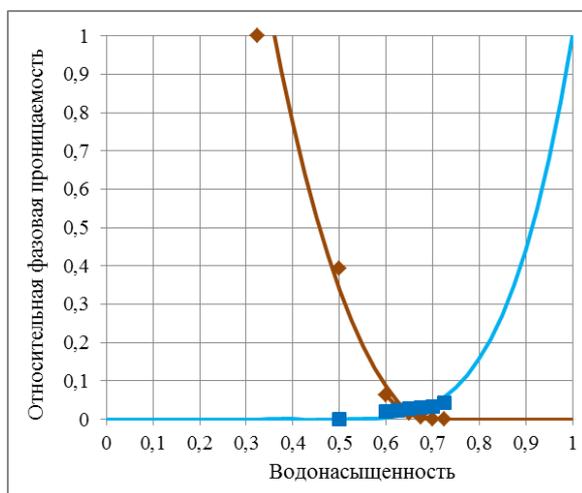


Рисунок П.1.3 – Аппроксимация Эфроса—Кундина—Куранова

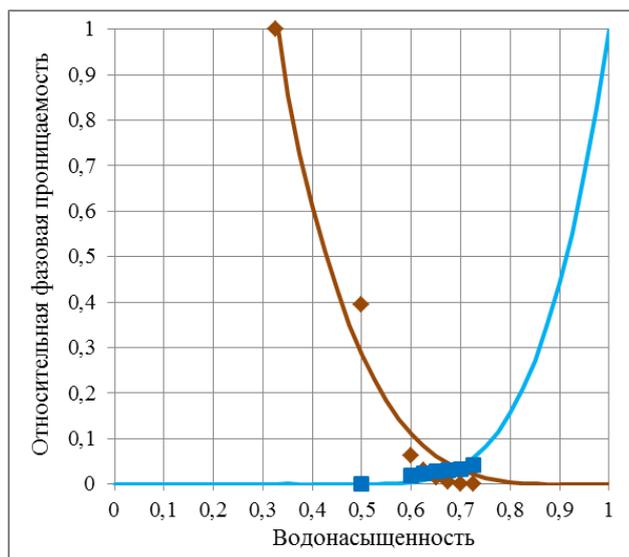


Рисунок П.1.4 – Аппроксимация Стоуна

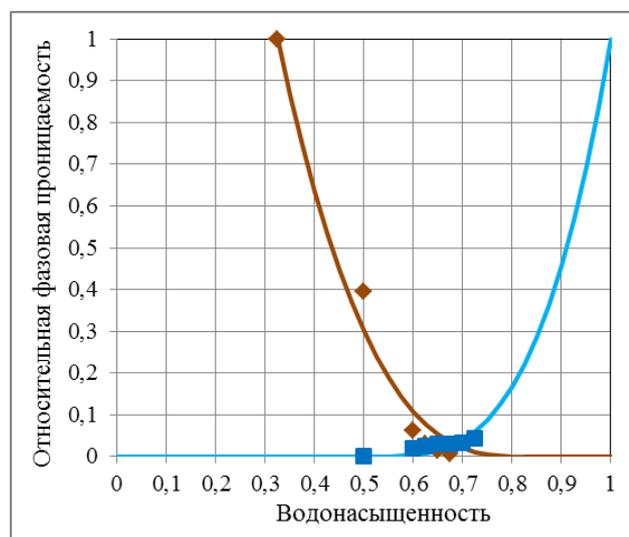


Рисунок П.1.5 – Аппроксимация Чень Чжун-Сяна

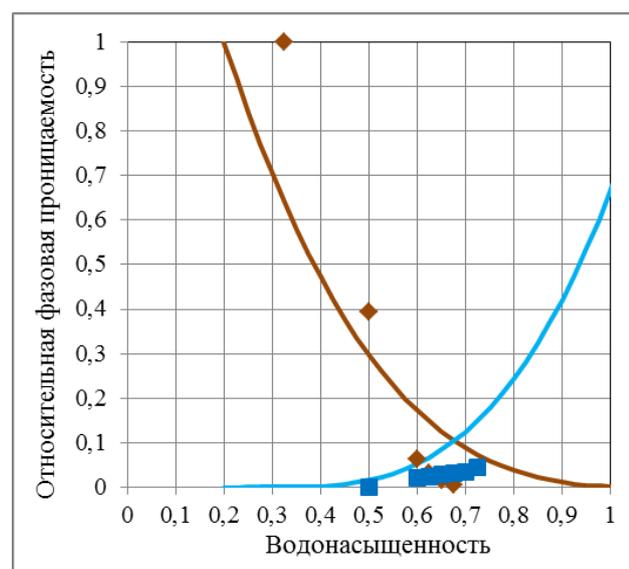


Рисунок П.1.6 – Аппроксимация Курбанова-Куранова

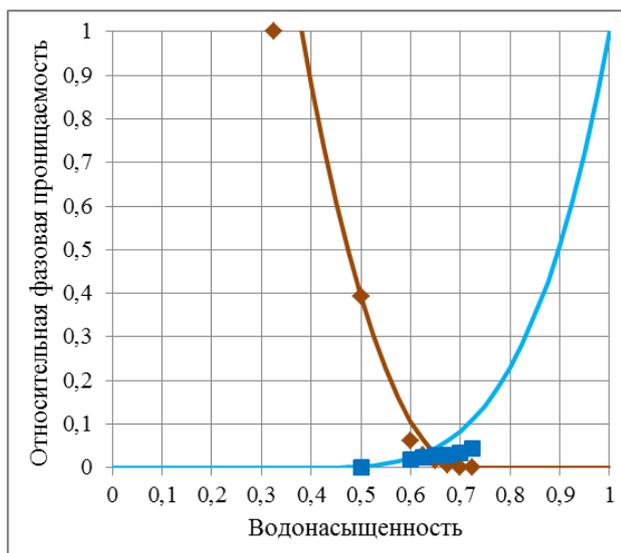


Рисунок П.1.7 – Аппроксимация Хасанова-Булгаковой

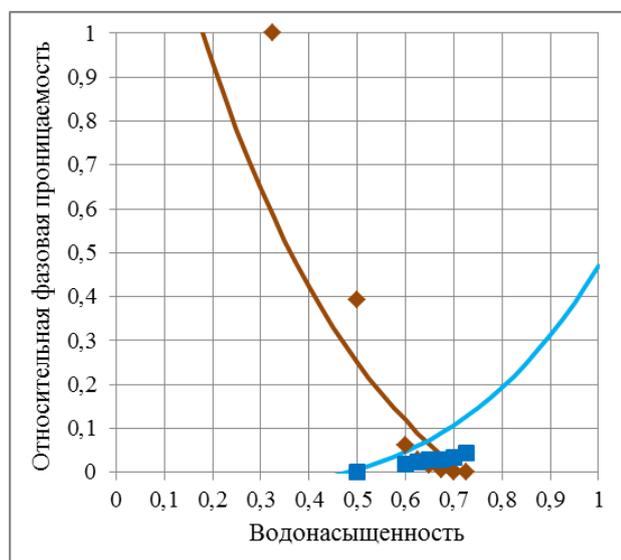


Рисунок П.1.8 – Аппроксимация Горбунова

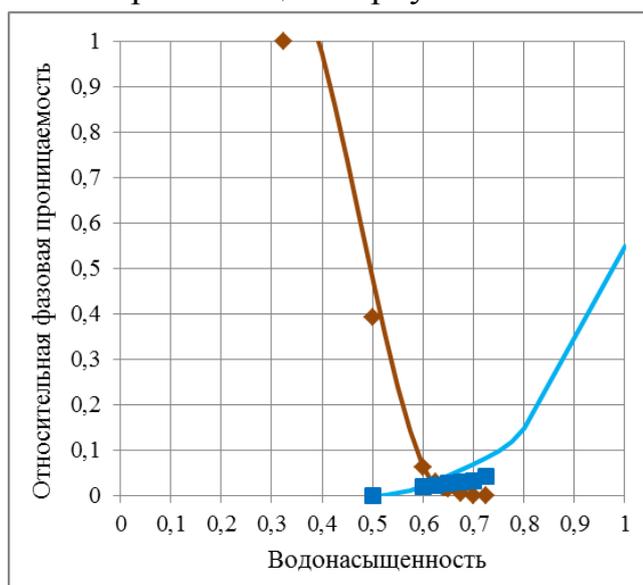


Рисунок П.1.9 – Аппроксимация Л&Т

Приложение 2 – Графики аппроксимации данных по керну пласта ВК₁

Пальяновской площади

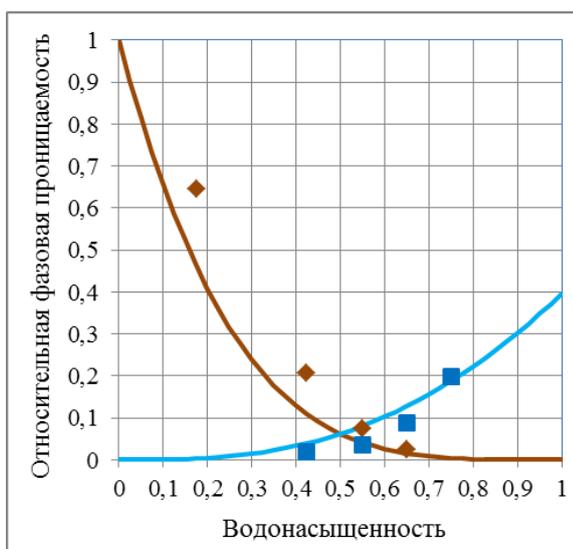


Рисунок П.2.1 – Аппроксимация методом Кори

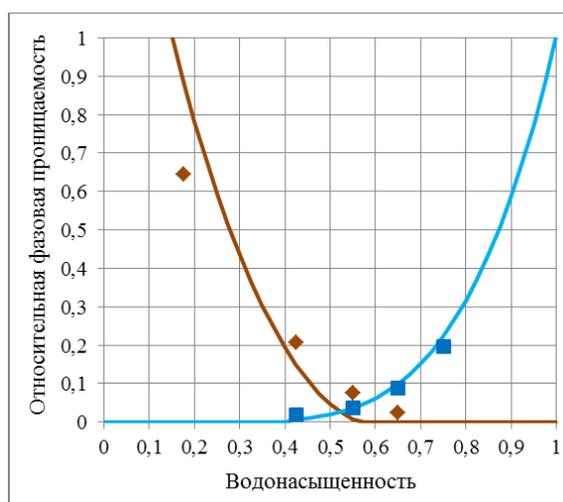


Рисунок П.2.2 – Аппроксимация методом Наара—Гендерсона

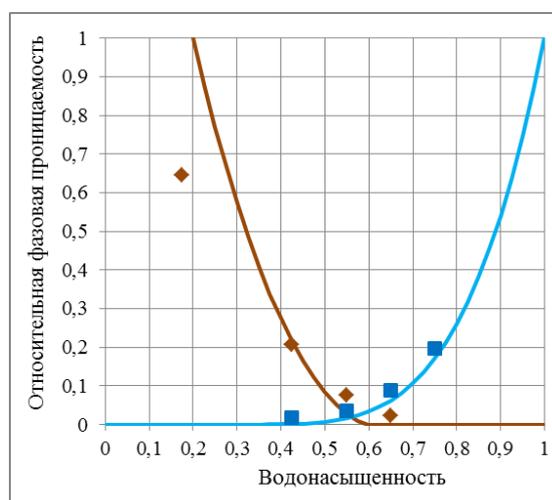


Рисунок П.2.3 – Аппроксимация Эфроса—Кундина—Куранова

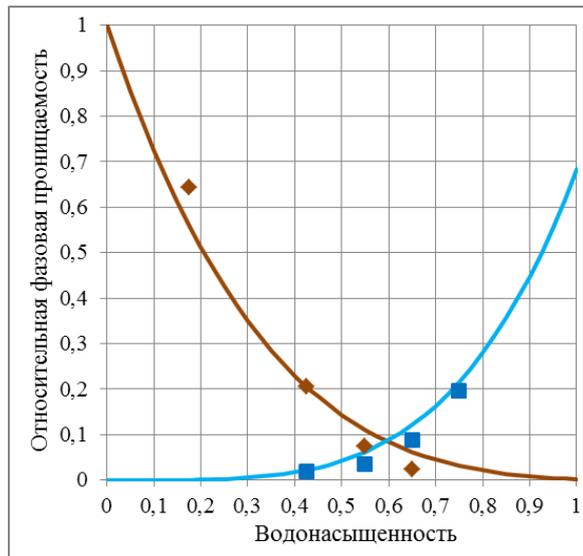


Рисунок П.2.4 – Аппроксимация Стоуна

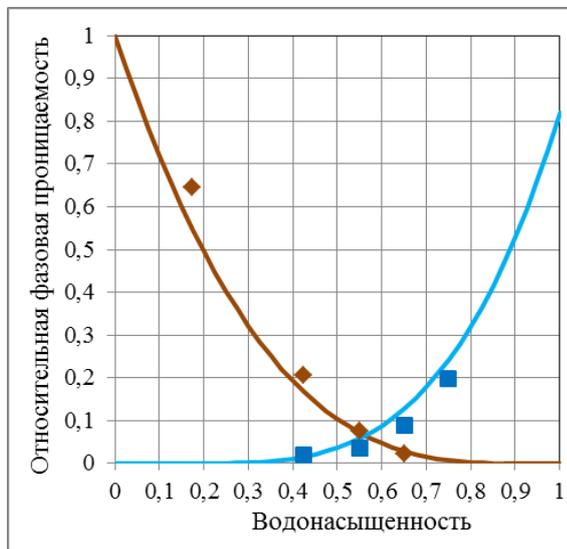


Рисунок П.2.5 – Аппроксимация Чень Чжун-Сяна

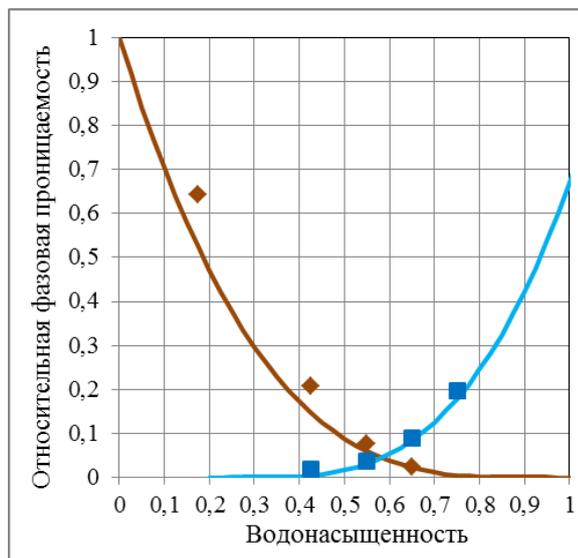


Рисунок П.2.6 – Аппроксимация Курбанова-Курбанова

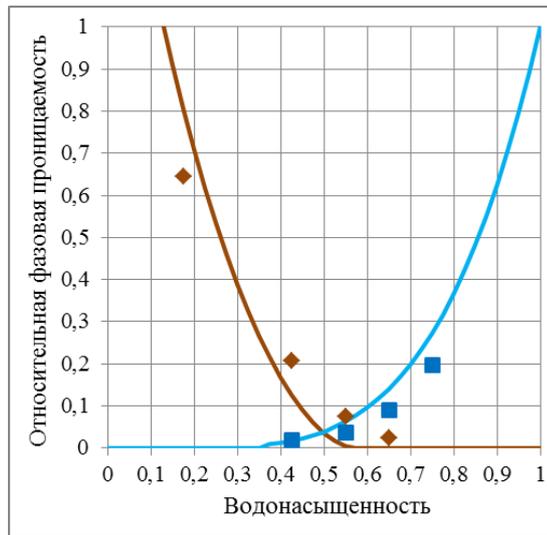


Рисунок П.2.7 – Аппроксимация Хасанова-Булгаковой

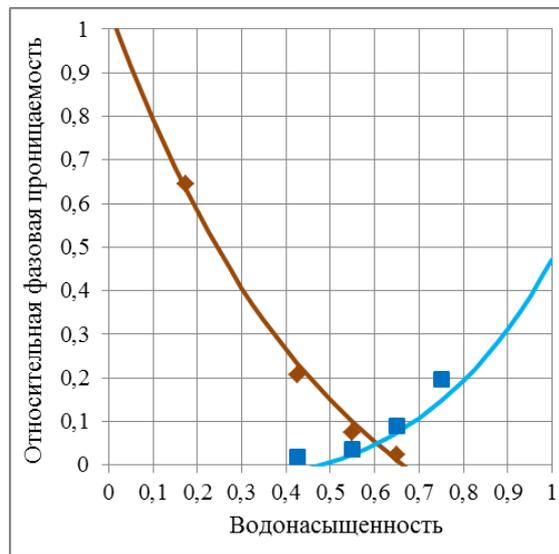


Рисунок П.2.8 – Аппроксимация Горбунова

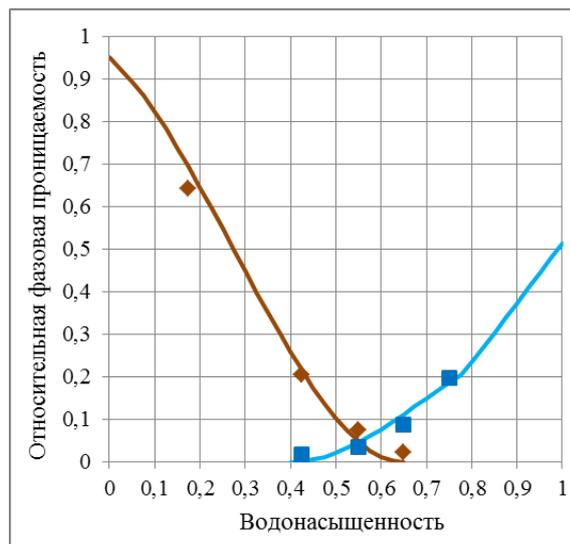


Рисунок П.2.9 – Аппроксимация ЛЭТ

Приложение 3 – Графики аппроксимации кубической параболой с перегибом данных по керну

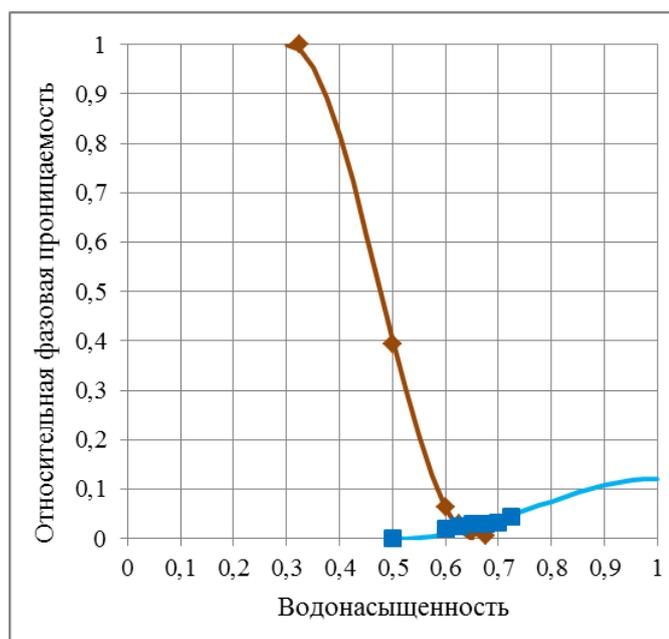


Рисунок П.3.1 – Пласта ЮВ₁ Западно-Пылинского месторождения

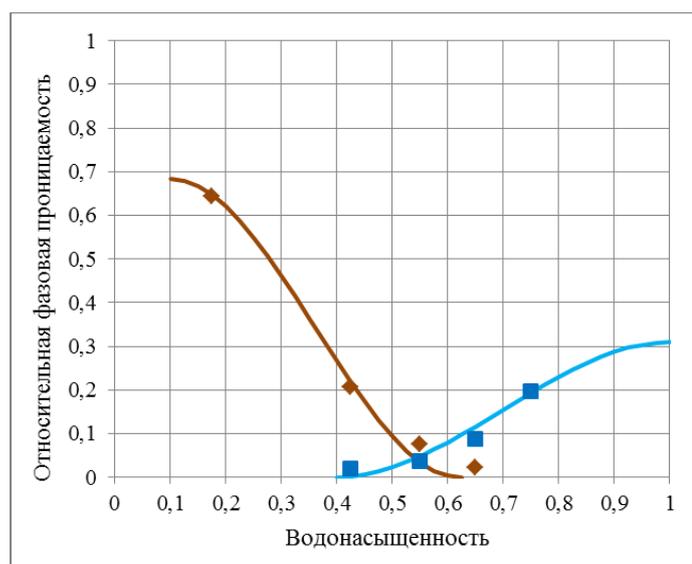


Рисунок П.3.2 – Пласта ВК₁ Пальяновской площади

Приложение 4 – Среднеквадратичное отклонение аппроксимирующих функций

Таблица П.4.1 – Среднеквадратичное отклонение

№№ 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.

Приложение 5 – Графики функции Бакли-Лeverетта и ее производной при различных аппроксимациях функции ОФП

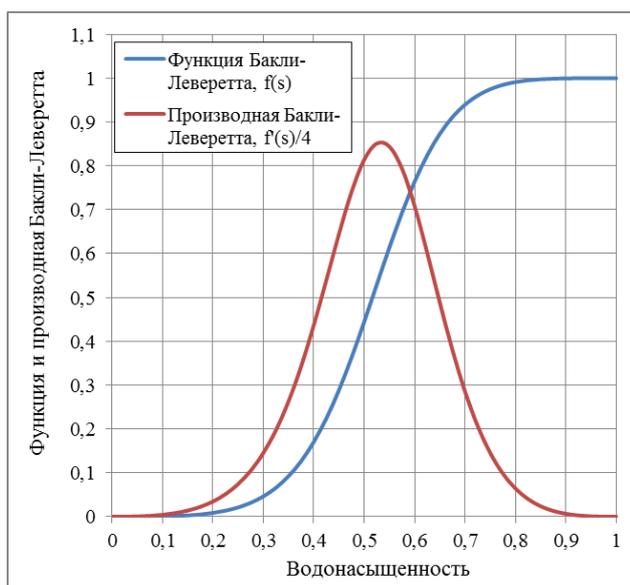


Рисунок П.5.1 – Методом Кори

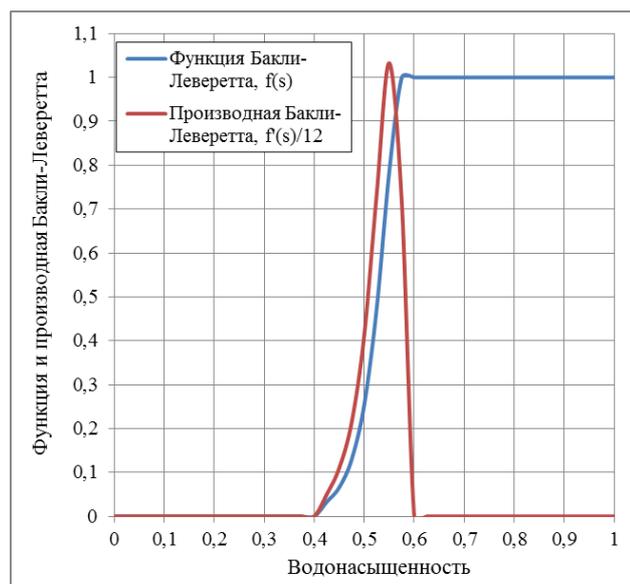


Рисунок П.5.2 – Методом Наара-Гендерсона

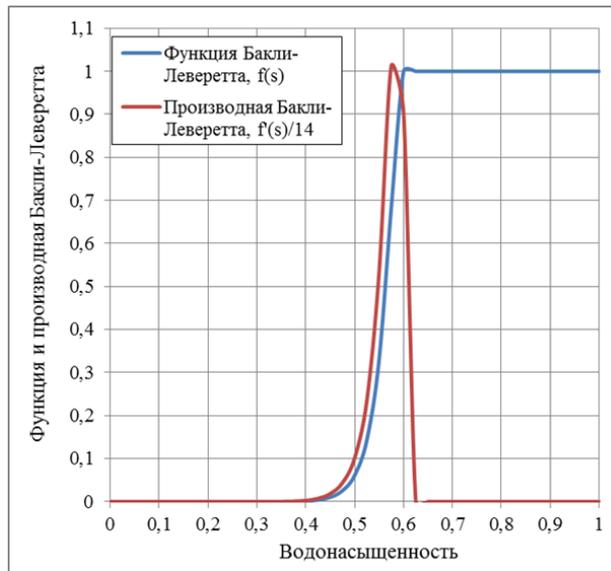


Рисунок П.5.3 – Методом Эфроса–Кундина–Куранова

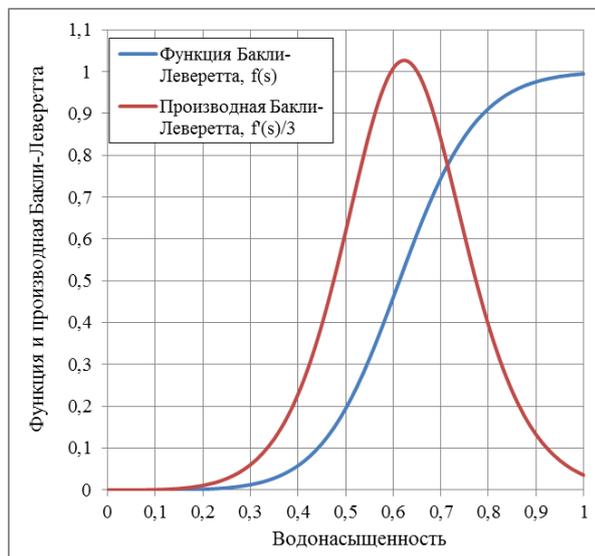


Рисунок П.5.4 – Методом Стоуна

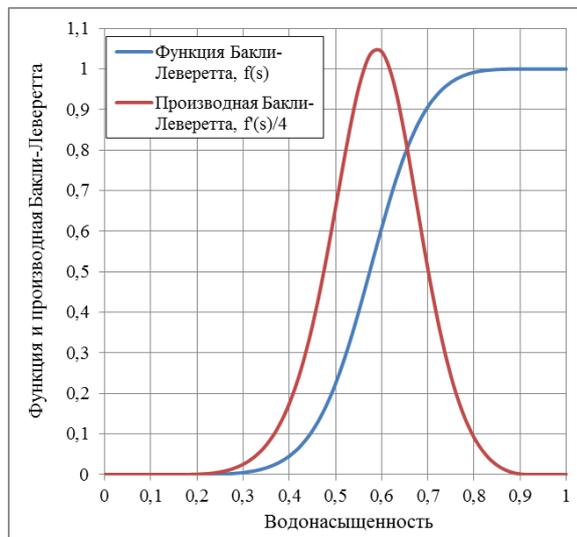


Рисунок П.5.5 – Методом Чень Чжун-Сяня

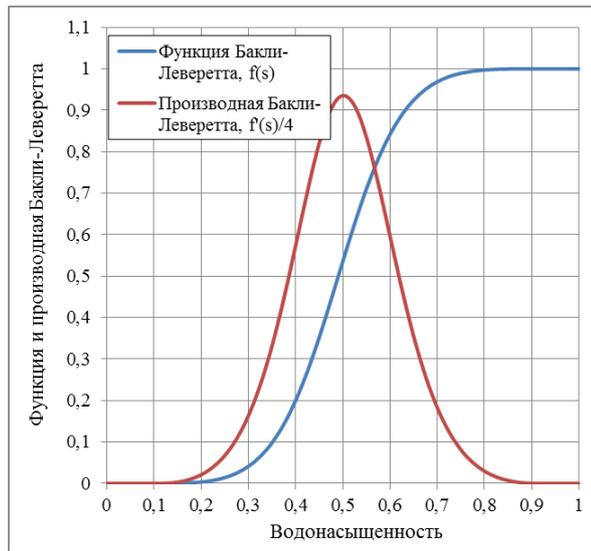


Рисунок П.5.6 – Методом Курбанова-Куранова

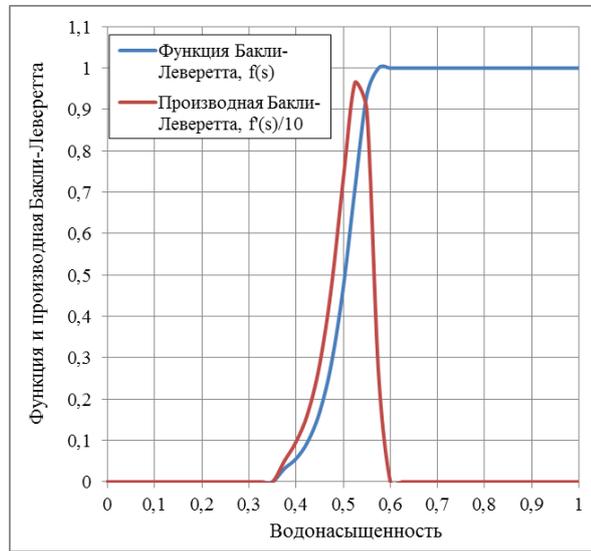


Рисунок П.5.7 – Методом Хасанова-Булгаковой

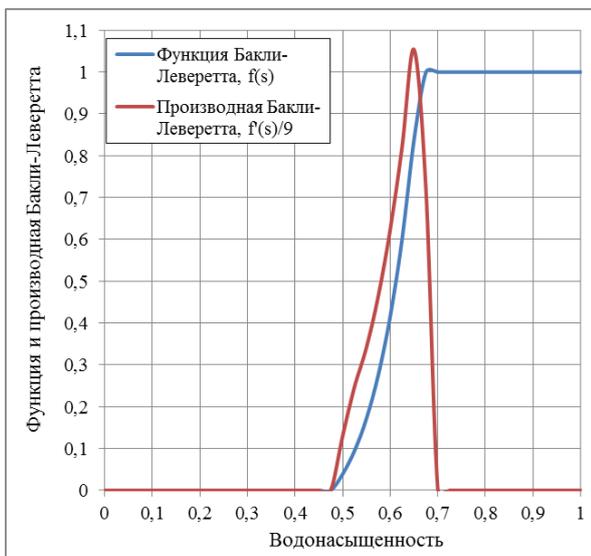


Рисунок П.5.8 – Методом Горбунова

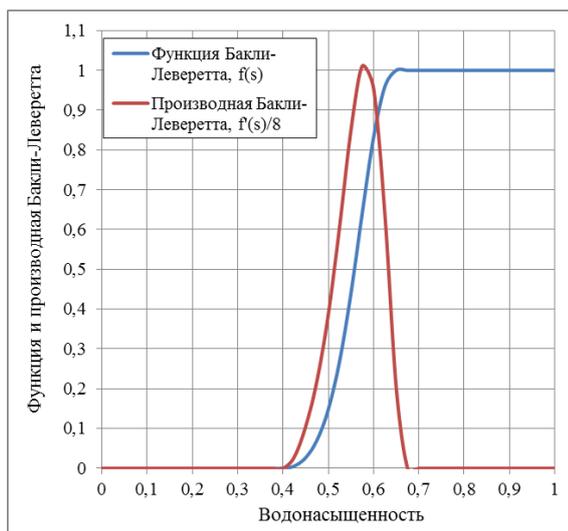


Рисунок П.5.9 – Методом ЛЭТ

Приложение 7 – Распределение водонасыщенности в пласте в водный период разработки

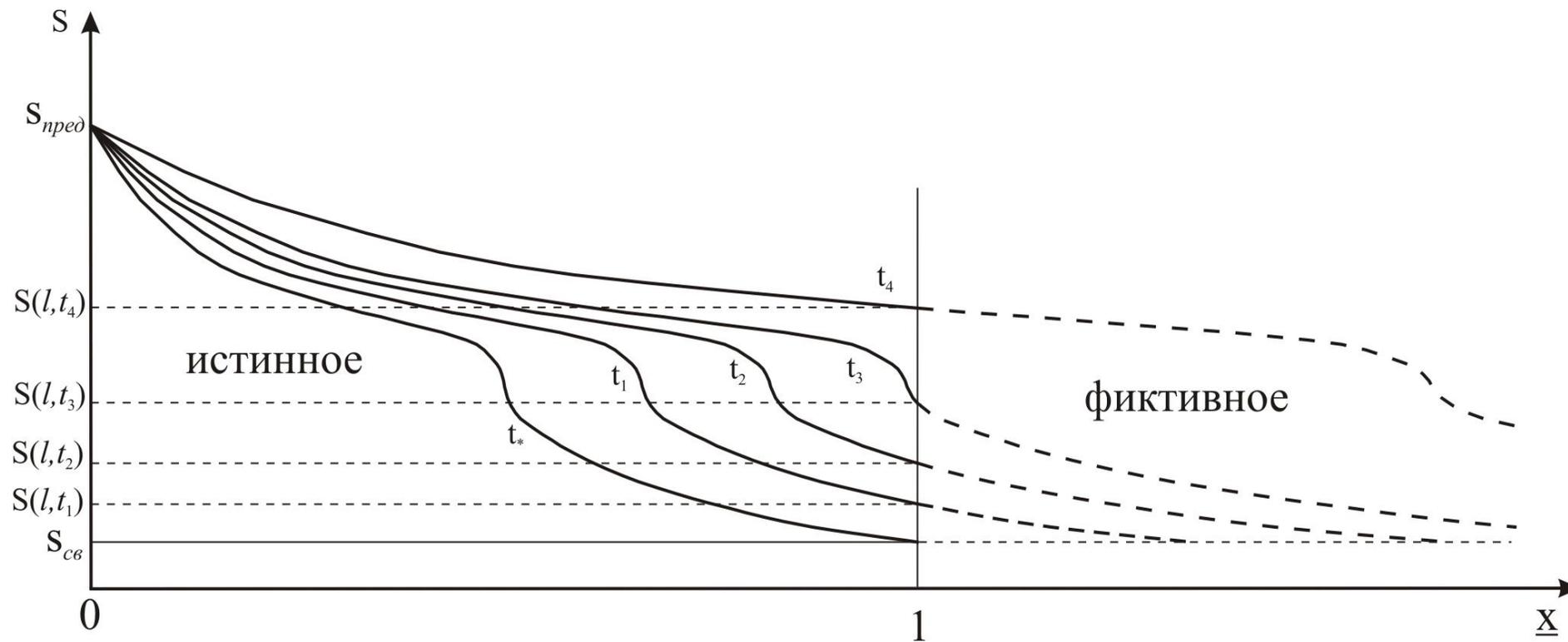


Рисунок П.7.1 – Распределение водонасыщенности в пласте в водный период разработки

Приложение 8 – Графики распределения водонасыщенности в пласте по модифицированной модели

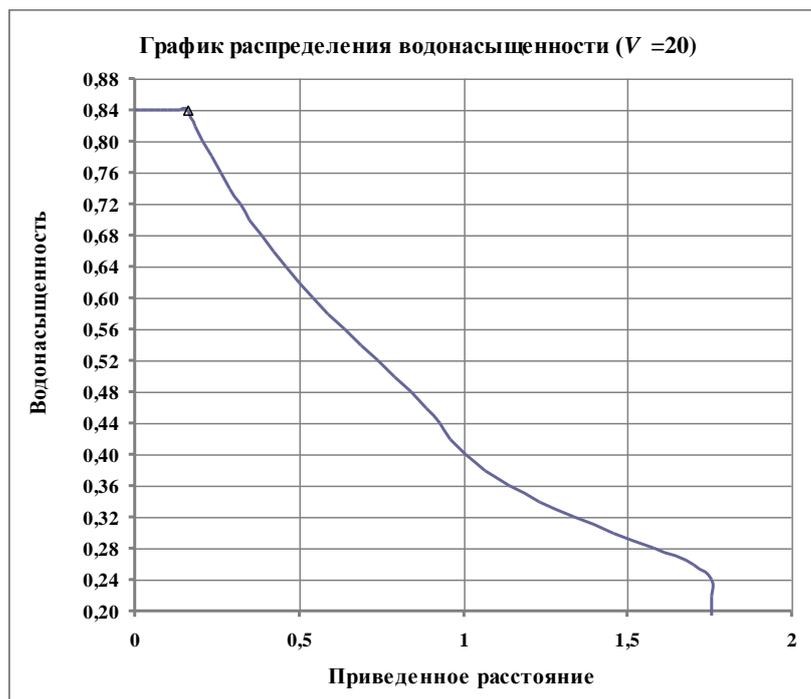


Рисунок П.8.1 – Распределение водонасыщенности в пласте в водный период при $V = 20$

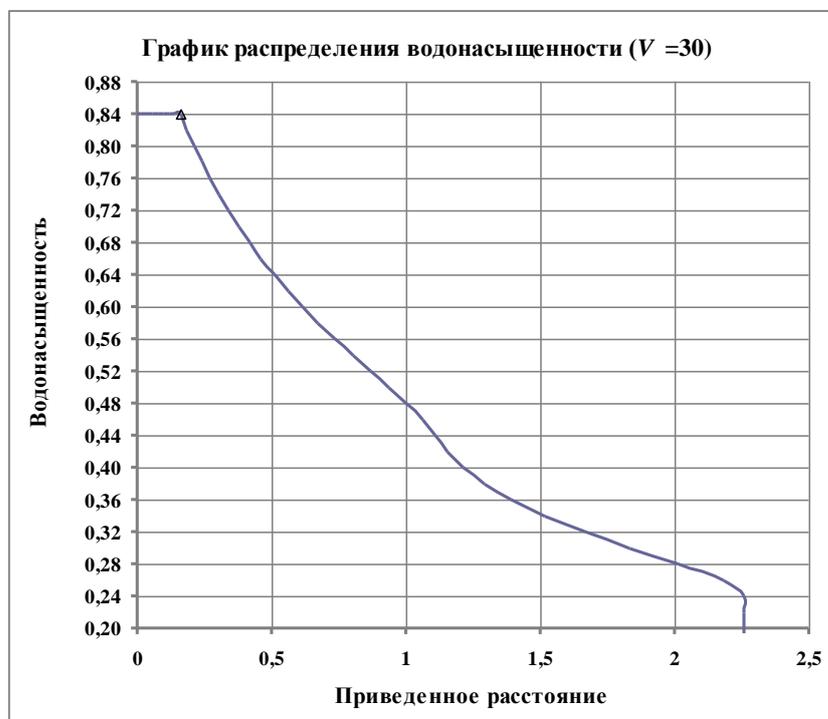


Рисунок П.8.2 – Распределение водонасыщенности в пласте в водный период при $V = 30$

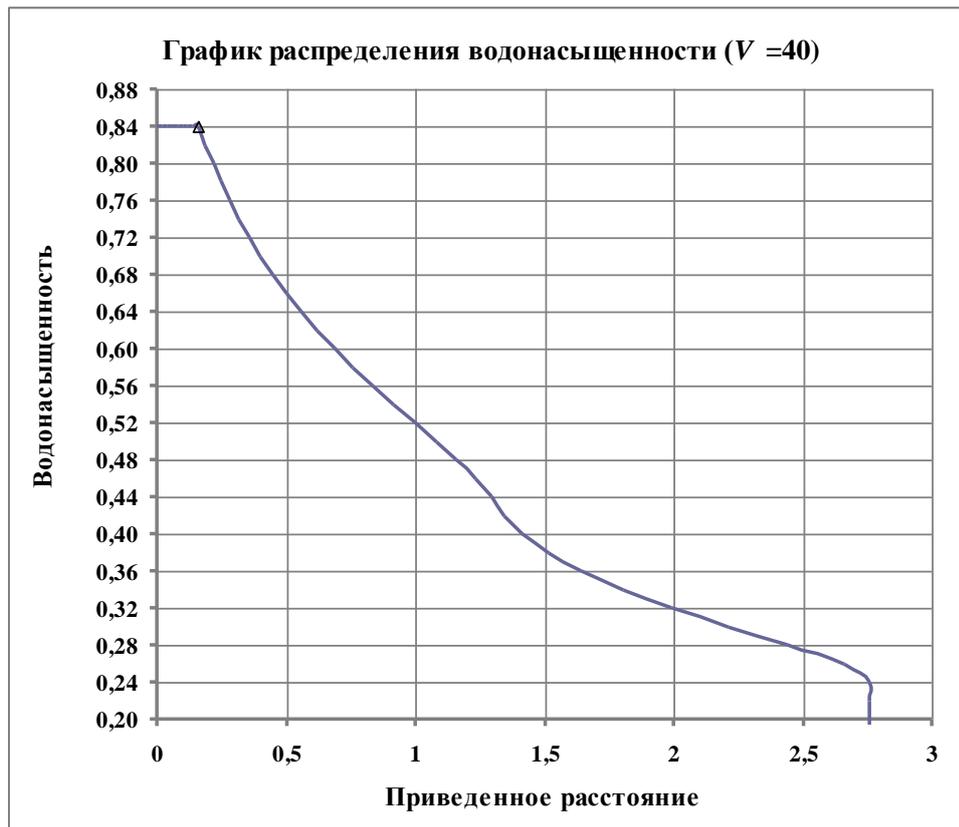


Рисунок П.8.3 – Распределение водонасыщенности в пласте в водный период при $V = 40$

Приложение 9 – Графики распределения водонасыщенности в пласте, в которых возникает неоднозначность

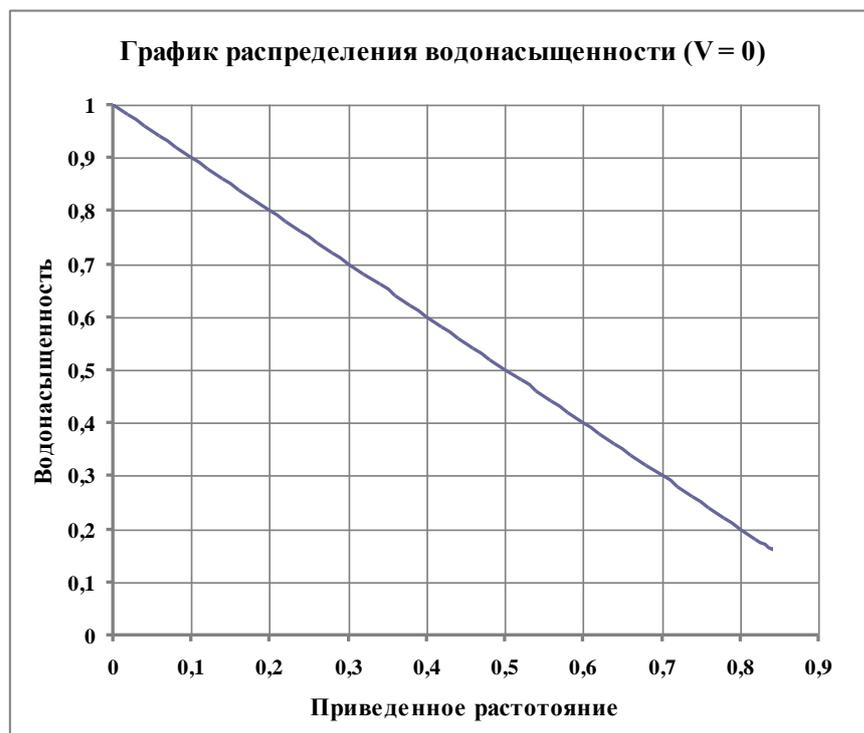


Рисунок П.9.1 – Начальное распределение водонасыщенности

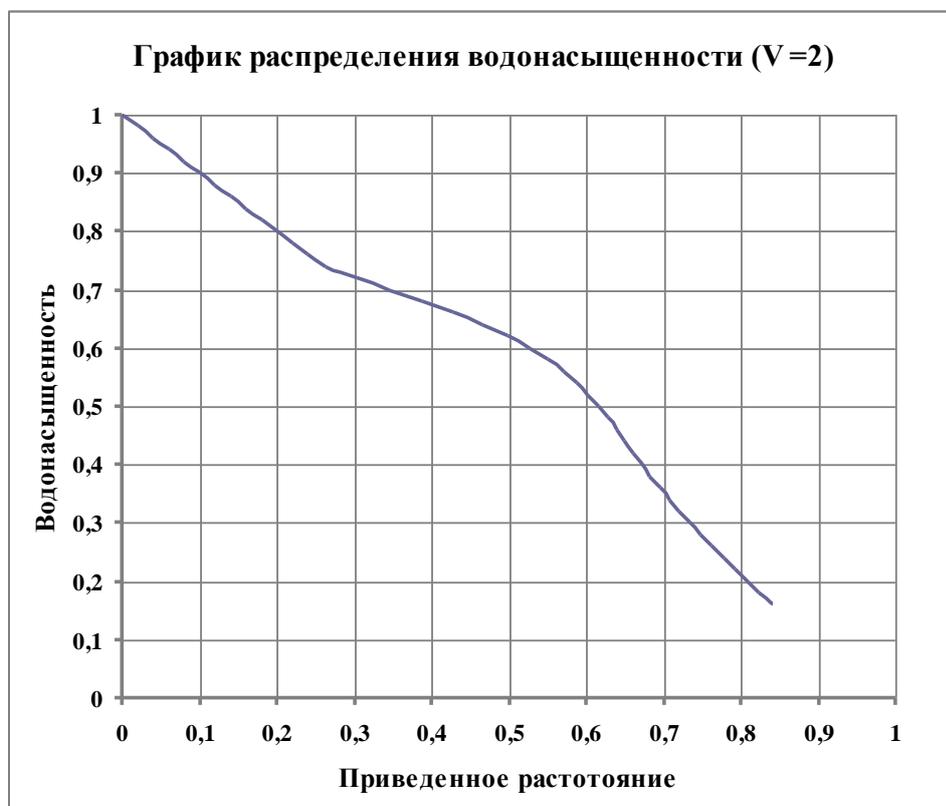


Рисунок П.9.2 – Распределение водонасыщенности при $V = 2$

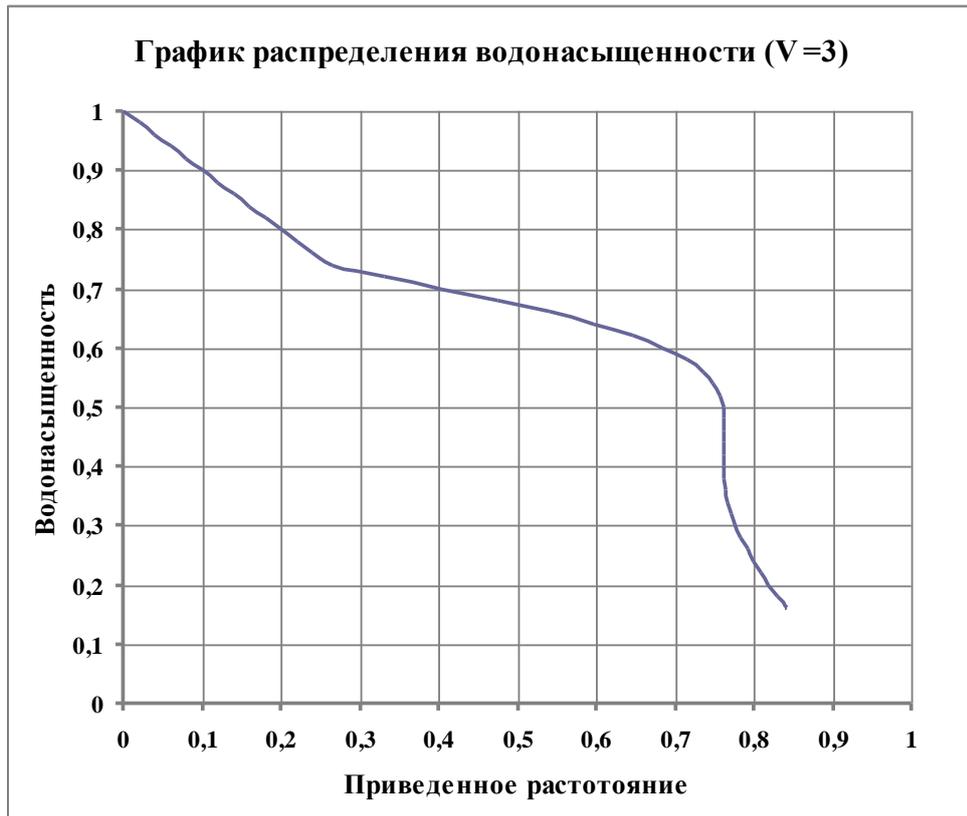


Рисунок П.9.3 – Распределение водонасыщенности при $V = 3$

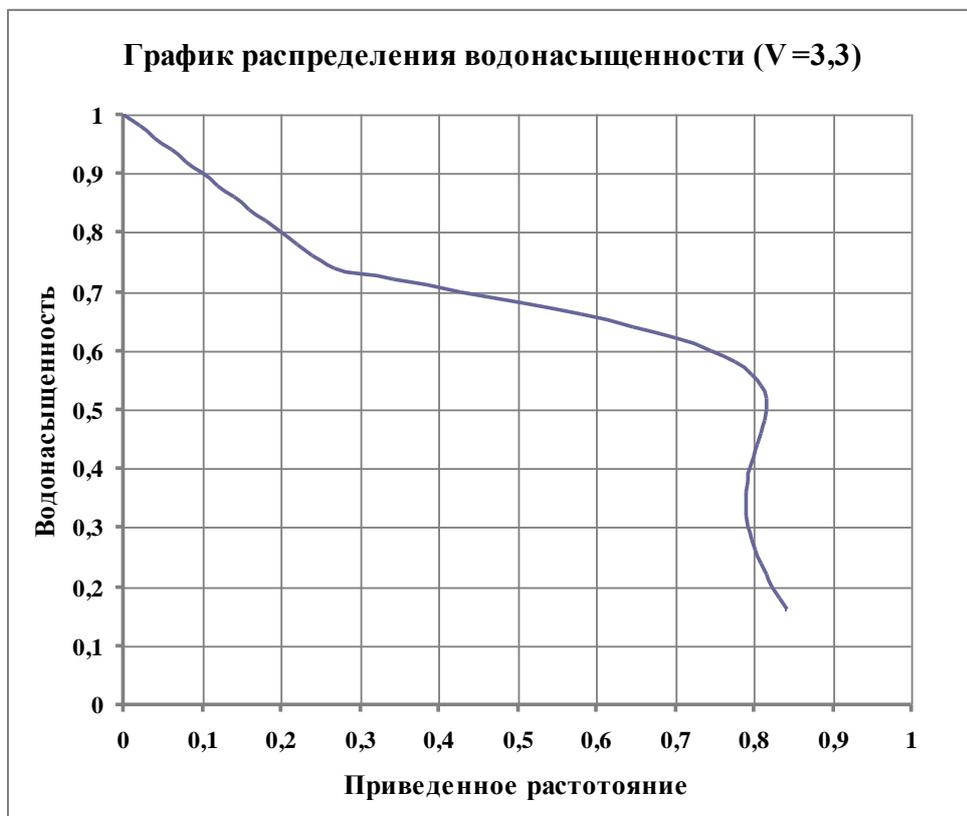


Рисунок П.9.4 – Распределение водонасыщенности при $V = 3,3$

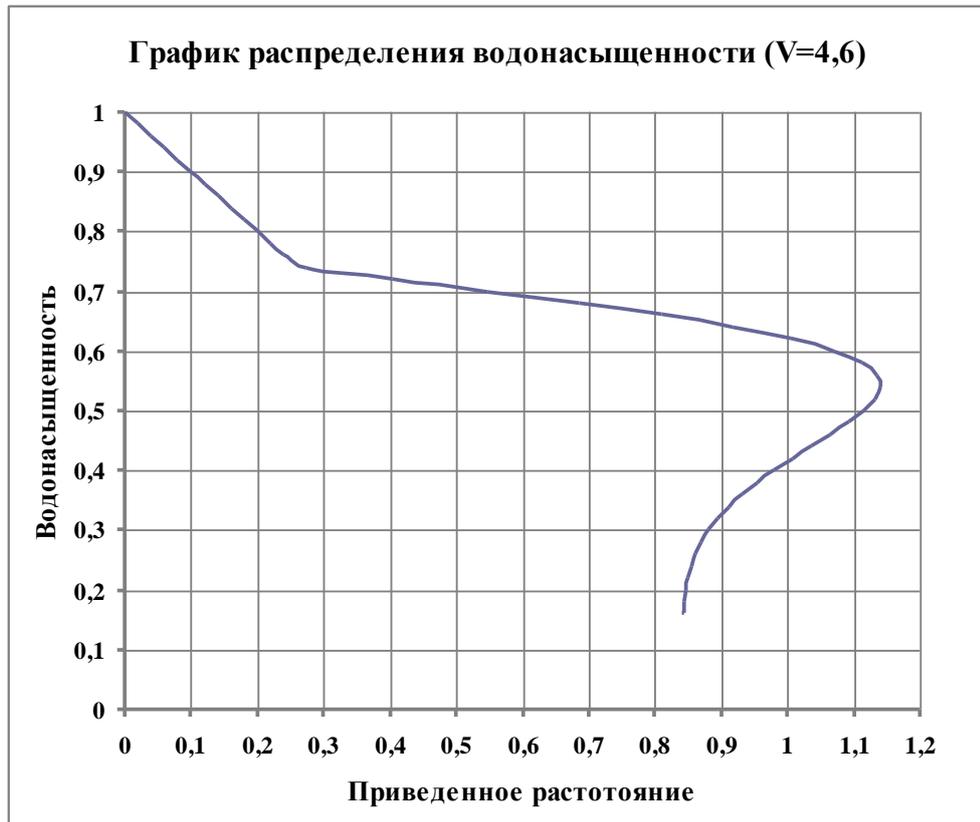


Рисунок П.9.5 – Распределение водонасыщенности при $V = 4,6$