

На правах рукописи



ХАЙРУЛЛИН АЗАТ АМИРОВИЧ

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

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень - 2022

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет» на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Научный руководитель **Стрекалов Александр Владимирович**,
доктор технических наук, доцент,
старший эксперт Экспертного отдела Экспертно-аналитического управления ООО «ТННЦ»

Официальные оппоненты: **Путилов Иван Сергеевич**,
доктор технических наук, доцент,
заместитель директора по научной работе в области геологии филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
«ПермНИПИнефть»

Насыбуллин Арслан Валерьевич,
доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

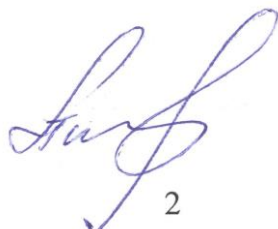
Ведущая организация ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа.

Защита состоится «17» марта 2022 года в 14:00 ч. на заседании диссертационного совета Д 24.2.419.03 при ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» по адресу: 625000, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70, ауд. 312.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-информационном комплексе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и на сайте www.tyuiu.ru.

Автореферат диссертации разослан «09» февраля 2022 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Пономарева Татьяна Георгиевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

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

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

адаптационных («ручных») коэффициентов, изменяющихся во времени, как это делается в настоящее время.

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

Степень разработанности темы исследования

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

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

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

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

Цель исследования

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

Основные задачи исследования

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

Объект и предмет исследования

Объектом исследования является процесс вытеснения нефти водой из пласта; предметом – методика определения ОФП и построение модели двухфазного непоршневого вытеснения с целью повышения достоверности оценки выработки запасов нефти.

Научная новизна выполненной работы

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

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

Теоретическая значимость работы

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

Практическая значимость работы

1. Разработана новая методика, позволяющая повысить точность аппроксимации лабораторных данных по исследованию ОФП на величину

относительного среднеквадратичного отклонения от 1,5 до 4,2 в зависимости от метода интерпретации.

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

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

Методология и методы исследования

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

Положения, выносимые на защиту

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

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

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

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

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Диссертационная работа автора по направленности решаемых задач соответствует паспорту специальности 25.00.17 (2.8.4.) - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, а именно: пункту 5 «Научные основы компьютерных технологий проектирования, исследования, эксплуатации, контроля и управления природно-техногенными системами, формируемыми для извлечения углеводородов из недр или их хранения в недрах с целью эффективного использования методов и средств информационных технологий, включая имитационное моделирование геологических объектов, систем выработки запасов углеводородов и геолого-технологических процессов».

Степень достоверности научных положений, выводов и рекомендаций

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

Апробация результатов работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на: Международном семинаре «Неньютоновские системы в нефтегазовой отрасли» (г. Уфа, 2012 г.); Международной научно-практической конференции «Наука в современном информационном обществе» (г. Москва, 2013 г.); IV Международном научном симпозиуме «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов» (г. Москва, 2013 г.); X Международной научно-практической конференции «Ашировские чтения» (г. Туапсе, 2013 г.); Международной научной конференции «Неньютоновские системы в нефтегазовой отрасли» (г. Баку, 2013 г.); Международном семинаре «Рассохинские чтения»

(г. Ухта, 2014 г., 2015 г.); Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии - нефтегазовому региону» (г. Тюмень, 2014 г.); Международная научно-практическая конференция, посвященная 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли материалы» (г. Альметьевск, 2016 г.); Межрегиональная научно-техническая конференция «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» (г. Ухта, 2016 г.); Международная научно-практическая конференция «Новая наука как результат инновационного развития общества» (г. Сургут, 2017 г.); Национальная научно-техническая конференция «Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А.П. Телкова И А.Н. Лапердина» (г. Тюмень, 2019 г.).

Публикации

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

Объем и структура работы

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

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

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы цель, задачи исследования, научная новизна и практическая значимость диссертационной работы, определены основные защищаемые положения.

В первом разделе выполнен обзор и анализ известных теоретических, лабораторных и экспериментальных работ в области построения и аппроксимаций фазовых проницаемостей.

Наиболее известными способами описания экспериментальных данных ОФП являются методы Кори и Стоуна, которые основаны на простых функциях степенного закона с эмпирическим параметром степени. Значения остаточной нефтенасыщенности, начальной водонасыщенности не рассматриваются как регулируемые и изменяемые параметры. Эти методы охватывают лишь 5–15 % всего диапазона исследования. Аналогичные кривые семейства ОФП, в той или иной степени, имеют и другие аппроксимации, рассмотренные в разделе.

На основании проведенного анализа автором сделан вывод о том, что рассмотренные степенные модели имеют ограниченный интервал применимости, за пределами которого наблюдаются значительные отклонения. Кроме того, переменные в аппроксимациях не всегда имеют физический смысл, то есть не соблюдается размерность слева и справа от равенства. Далее, семейство кривых ОФП имеет вогнутую форму, для получения выпуклой части требуются специальные построения. Важность зависимостей ОФП заключаются в том, что они часто являются исходными параметрами для расчетов показателей разработки и используются при численном моделировании.

Во втором разделе рассматриваются лабораторные методы исследований керна, предлагается новая методика аппроксимации относительной фазовой проницаемости, приводится аналитический вывод аппроксимации ОФП кубической параболой с перегибом (КПП).

Выявлено, что при отсутствии прямых определений ОФП на образцах керна изучаемой залежи для расчетов технологических показателей используются эмпирические формулы или данные, полученные для одновозрастных отложений близлежащих месторождений. При этом выбор той

или иной формулы для определения фильтрационных характеристик часто осуществляется на основе аналогов, а значения рассчитанных относительных проницаемостей при последующей настройке модели не всегда достоверно отражают динамические процессы, происходящие в пласте.

Использование данных об ОФП, полученных не для условий изучаемого пласта, приводит к значительным ошибкам в гидродинамических расчетах, поскольку на динамику добычи нефти существенное влияние оказывает индивидуальный характер течения несмешивающихся жидкостей в пористых средах. В работах Н. Н. Михайлова показано, что сложное взаимодействие между породой и фильтрующимися через нее жидкостями даже при совпадении литолого-физических и структурно-генетических типов пород предопределяет своеобразие относительных проницаемостей в каждом конкретном случае.

Представление эмпирических зависимостей значений относительной фазовой проницаемости от насыщенности в виде аналитических функций, аппроксимируемых квадратичной параболой, часто используется в практических расчетах. Но такая функция является только вогнутой и не учитывает выпуклости в верхних частях кривых относительных проницаемостей.

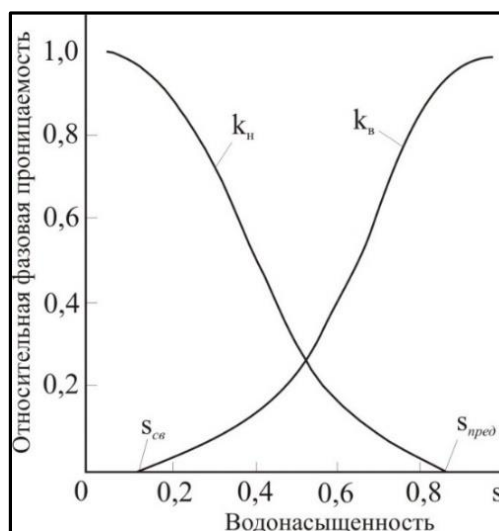


Рисунок 1 – Классическое представление зависимости ОФП

Для учета таких особенностей поведения k_v и k_n , как на представленном графике, предлагается создание новой функции ОФП в виде кубического уравнения:

$$k_{\varepsilon}(s) = A_1 + B_1 \cdot s + C_1 \cdot s^2 - D_1 \cdot s^3. \quad (1)$$

Это уравнение ОФП для воды содержит четыре неизвестных — A_1 , B_1 , C_1 и D_1 . Значения этих неизвестных находим из системы четырех уравнений с постоянными коэффициентами по экспериментальным данным, в результате получаем коэффициенты вида:

$$\begin{aligned} A_1 &= D_1 \cdot s_{св}^3 - C_1 \cdot s_{св}^2 - B_1 \cdot s_{св}; & B_1 &= 3 \cdot D_1 \cdot s_{св}^2 - 2 \cdot C_1 \cdot s_{св}; \\ C_1 &= \frac{3 \cdot D_1 (s_{пред} + s_{св})}{2}; & D_1 &= \frac{2 \cdot k_{max\varepsilon}}{(s_{пред} - s_{св})^3}, \end{aligned}$$

где $s_{св}$ — связанная водонасыщенность; $k_{max\varepsilon}$ — максимальное значение относительной фазовой проницаемости по воде; $s_{пред}$ — предельная водонасыщенность, при которой нефть перестает фильтроваться.

Аналогично получим ОФП для нефти

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

Коэффициенты соответственно:

$$\begin{aligned} A_2 &= -B_2 \cdot s_{пред} + C_2 \cdot s_{пред}^2 - D_2 \cdot s_{пред}^3; & B_2 &= 2 \cdot C_2 \cdot s_{св} - 3 \cdot D_2 \cdot s_{св}^2; \\ C_2 &= \frac{3 \cdot D_2 (s_{пред} + s_{св})}{2}; & D_2 &= \frac{2 \cdot k_{maxn}}{(s_{пред} - s_{св})^3}, \end{aligned}$$

где $s_{пред}$ — предельная водонасыщенность, при которой нефть перестает фильтроваться ($s_{пред} = 1 - s_{он}$); k_{maxn} — максимальное значение относительной проницаемости по нефти; s_{kmaxn} — значение водонасыщенности k_{maxn} .

Известно, что данные об относительных проницаемостях обычно получают при лабораторных исследованиях кернов. Однако данные могут отсутствовать, и в этом случае используют различные приближенные формулы, зависящие от процессов, происходящих в пласте. Одни формулы используются для пропитки, другие — для дренирования. Известны также модифицированные уравнения для вытесняющей и вытесняемой фаз, но, несмотря на то, что имеются аппроксимации кубическими полиномами, они являются только вогнутыми. В аппроксимации кубической параболой с перегибом эти недостатки устранены.

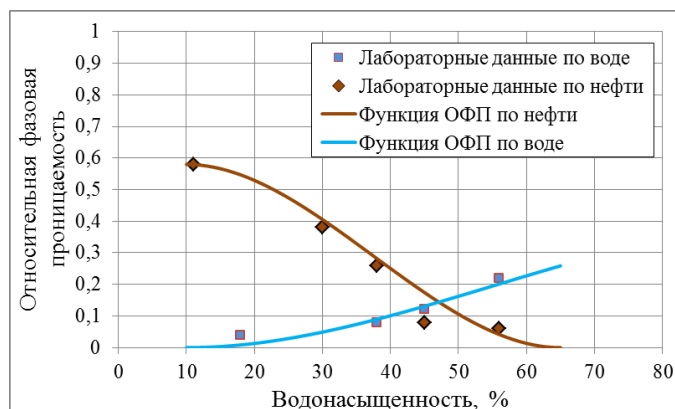


Рисунок 2 – Функции ОФП для пласта АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения

Преимущества аппроксимации КПП заключаются в том, что она универсальна и имеет физически обоснованное построение, так как:

- аппроксимирует как лабораторные данные по исследованию керна, так и промысловые данные по определению относительной фазовой проницаемости, интерпретированные в характерные координаты;
- не только интерполирует полученные данные в пределах минимального и максимального значений, но и экстраполирует за их пределами;
- 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.

Полученная аппроксимация легла в основу разработанного программного продукта «Фаза». В разделе приведено его описание, назначение, алгоритм принятия решения и применение. Для вычисления коэффициентов A , B , C и D , по методу наименьшего среднеквадратичного отклонения, программный продукт «подбирает» как максимальные значения ОФП по воде и нефти, так и соответствующие им водонасыщенности автоматически в окончательном варианте. Программный продукт «Фаза» рассчитывает точки начала и окончания двухфазной фильтрации, строит функцию, аппроксимирующую лабораторные данные. Для построения аппроксимации ОФП по воде определяются точки $s_{св}$ – связанная вода и $k_{max\ v}$ – максимальная ОФП воды. Для построения аппроксимации ОФП по нефти определяются точки $s_{он}$ – остаточная нефтенасыщенность, $k_{max\ n}$ – максимальная ОФП нефти, $s_{k\ max\ n}$ –

водонасыщенность $k_{max n}$.

«Фаза» позволяет обработать данные по флюиду, который был исследован на керне, будь то углеводороды либо вода, и построить соответствующие зависимости ОФП. Основная функция программы заключается в подборе таких значений переменных, при которых среднеквадратичное отклонение между лабораторными данными и аппроксимирующей функцией будет минимальным. Для этого в программный продукт загружаются результаты лабораторных опытов в цифровом формате. По окончании работы программа выдает значения критических точек, значения среднеквадратичного отклонения, коэффициентов А, В, С, D кубической функции, а также в окне программы строится сама функция и отображаются лабораторные данные, ранее загруженные, для того, чтобы показать их сходимость и наложение.

С помощью разработанного программного комплекса было обработано более 50 лабораторных опытов по исследованию ОФП на кернах месторождений Западно-Пылинское, Нижне-Шапшинское, Варягское, Вынгапуровское и Пальяновской площади. Продукт показал эффективность аппроксимации кубической параболой с перегибом, в сравнение с методами обработки Кори, Наара–Гендерсона, Эфроса–Кундина–Куранова, Стоуна, Чень Чжун-Сяна, Курбанова–Куранова, Хасанова–Булгаковой, Горбунова, Лоумланда–Эбельтофта–Томаса.

В третьем разделе рассмотрены известные методики расчета процесса разработки нефтяных месторождений с учетом непоршневого вытеснения нефти водой, основанные на теории совместной фильтрации неоднородных жидкостей. Классическими моделями двухфазной фильтрации Бакли-Левретта и Раппопорта-Лиса предполагаются зависимости функций фазовых проницаемостей и капиллярного давления только от величины насыщенности. Модель Раппопорта-Лиса отличается учетом капиллярного «скачка» давления, которое задается в виде эмпирической функции насыщенности. 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 велики градиенты насыщенностей, приводящих к «размытию» фронта вытеснения нефти водой. Поэтому при их учете «скачок» насыщенности в модели Раппопорта-Лиса отсутствует, а насыщенность изменяется непрерывно.

На основании изучения положительных и отрицательных сторон существующих моделей предложен новый подход интерпретации производной функции Бакли-Левретта, позволяющий получить профиль распределения водонасыщенности в пласте, как в методе Раппопорта-Лиса. Из производной функции Бакли-Левретта $f'(s)$ построим монотонно возрастающий профиль распределения функции $s(x;t)$ с таким условием, что водонасыщенность с наименьшим значением оказывается в начале границы вытеснения, а следующая по величине осуществляет движение только после неё.

Для модифицированной модели распределения водонасыщенности введем обозначение $L(s)$ и запишем её уравнение в виде

$$L(s_i) = f'(s_{II}) + \text{sign} \cdot (s_{II} - s_i) \cdot [f'(s_{II}) - f'(s_i)], \quad (3)$$

где $s = s(x, t)$ – функция от двух переменных, а $\text{sign}(s_{II} - s)$ — определяет знак: если $s_{II} - s > 0$, то $\text{sign}(s_{II} - s) = 1$; если $s_{II} - s = 0$, то $\text{sign}(s_{II} - s) = 0$; если $s_{II} - s < 0$, то $\text{sign}(s_{II} - s) = -1$.

Применение полученной модификации приводит к необходимости введения новых уравнений для построения профиля распределения насыщенностей в системе координат, связанной с движущимся фронтом или границей вытеснения.

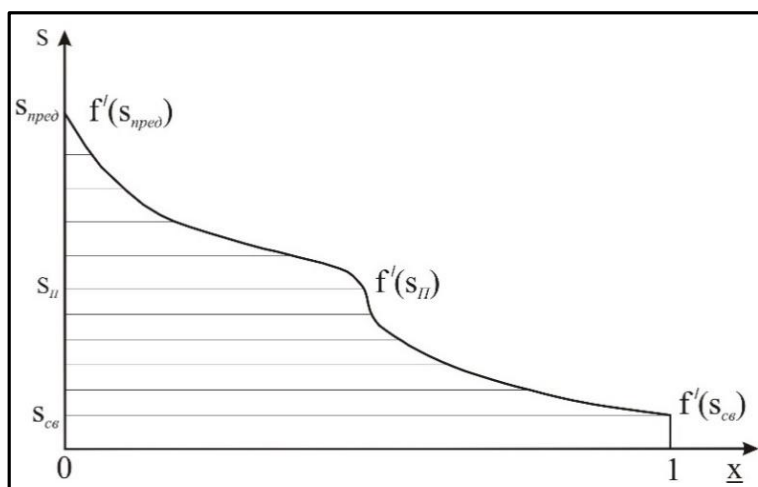


Рисунок 3 – Модифицированное распределение водонасыщенности $L(s)$ в приведенных координатах

Для расчета автомодельного распределения координаты необходимо использовать приведенное расстояние вида:

$$\underline{x}(s) \equiv \frac{x(s)}{Q_3(t)/mhb} \equiv L(s) \quad (4)$$

где $x(s)$ – расстояние между скважинами или рассматриваемым блоком пласта; $Q_3(t)$ – количество воды, закачанной на момент времени t ; для определения в приведенных координатах расположения связанной и предельной водонасыщенности учитываем равенства $\underline{x}(s_{св}) \equiv L(s_{св}) = f'(s_{II}) + 1 \cdot [f'(s_{II}) - 0] \equiv 2f'(s_{II})$ $\underline{x}(s_{нред}) \equiv L(s_{нред}) = f'(s_{II}) - 1 \cdot [f'(s_{II}) - 0] \equiv 0$. Положение координаты $x(s)$ зависит от скорости, т.е. $f'(s)$. В начале оси координат значение водонасыщенности полагаем равным $s_{нред} = \text{const}$, т.е. $f'(s) = 0$, а на границе вытеснения – $s = s_{св} = \text{const}$, такое представление $f'(s)$ удовлетворяет граничным условиям. По аналогии с кинематикой, в этом случае, параметр s соответствует времени, а движение происходит с переменной скоростью. Сначала скорость возрастает от нуля и достигает максимального значения, затем уменьшается до нуля. Тогда зная полное время движения, определим, что на расстоянии x скорость равнялась $v(x)$, а скорости соответствует $f'(s)$.

Важной задачей при решении уравнений становится определение времени достижения фронта или границы заводнения к галерее добывающих скважин, тем самым обозначается наступление водного периода разработки месторождения и начала активного роста обводненности в скважине добываемого флюида. Для расчета времени безводного периода для модифицированной модели необходимо определить количество закачиваемой воды $Q_3(t)$, соответствующей достижению $x(s_{св})$ до добывающей скважины, которое зависит от объема порового пространства рассматриваемого объекта. Начало водного периода характеризуется достижением $x(s_{св+1})$ к добывающей скважине, а по мере роста в ней $s_i = s_{св} + n$ будет увеличиваться обводненность σ , равная $f(s_i)$, т.е. значению функции Бакли-Левретта при соответствующей s_i .

В отличие от классической модели со «скачком» насыщенности, расчетная обводненность скважины по модифицированной модели наступает раньше ввиду особенности профиля распределения при заводнении. Однако, при

достижении «скачка» к линии отбора величина σ возрастает до 80-85 %, по модифицированной модели величины σ и s_{nl} будут ниже на 15-20 % при равных значения $Q_3(t)$, т.к. раньше произошел прорыв воды, и отбор осуществляется из пласта воды системы поддержания пластового давления.

Таким образом, представленная трактовка модели функций Бакли-Левретта и ее производной имеет большое практическое значение для поиска локализаций невыработанных запасов нефти на различных участках залежей в зависимости от показателей закачки, для рекомендаций по проведению мероприятий повышения нефтеотдачи пластов.

В четвертом разделе рассматривается применение новых аппроксимаций ОФП и математической модели непоршневого вытеснения. На примере расчета показателей элемента однорядной системы разработки и участка Центрального участка № 1 Южной лицензионной территории объекта АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения по классической модели Бакли-Левретта и модифицированной доказывается утверждение о том, что введение скачка водонасыщенности на фронте вытеснения существенно снижает прогнозируемый коэффициент охвата пласта вытеснением.

Были построены модельные показатели распределения водонасыщенности в пласте от нагнетательной скважины в добывающую на основе модели Бакли-Левретта и модифицированной модели. Получены проектные показатели: дебиты нефти и жидкости, обводненность, КИН, годовые и накопленные показатели добычи нефти и жидкости.

Дополнительно проведено сопоставление аналитической и цифровой гидродинамической модели с фактическими показателями разработки Приобского месторождения. Исходными для фильтрационной модели служат статические цифровые геологические модели и дополнительные данные, характеризующие движение флюидов в пластах-коллекторах. На завершающей стадии создается фильтрационная модель как численное решение системы уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов в залежи.

Для сравнительного анализа в столбцах таблицы 1 отражены параметры, полученные для гидродинамической модели с МОФП и модели Стоуна, а также

приведены фактические показатели, полученные по промышленным данным.

Таблица 1 – Основные технологические показатели

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

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

Из приведенной таблицы видно, что практически равные показатели годовой и накопленной добычи жидкости, закачки воды, а также фактические показатели по этим данным не гарантируют совпадение по остальным. Показатели годовой и накопленной добычи нефти, обводненность имеют значительные отличия.

Сопоставление фактических и расчетных текущих и накопленных показателей добычи нефти и жидкости, средняя обводненность добывающих скважин приведены на рисунке 4.

Как видно из представленных зависимостей, адаптированная модель модифицированных относительных фазовых проницаемостей с достаточной точностью описывает фактические показатели разработки рассматриваемого участка Приобского месторождения. ОФП по модели Стоуна прогнозные показатели добычи нефти оказались значительно выше фактических, а

обводненность продукции гораздо ниже. Представленные графики позволяют сравнить и оценить реальную эффективность технологии заводнения в зависимости от выбранных ОПП.

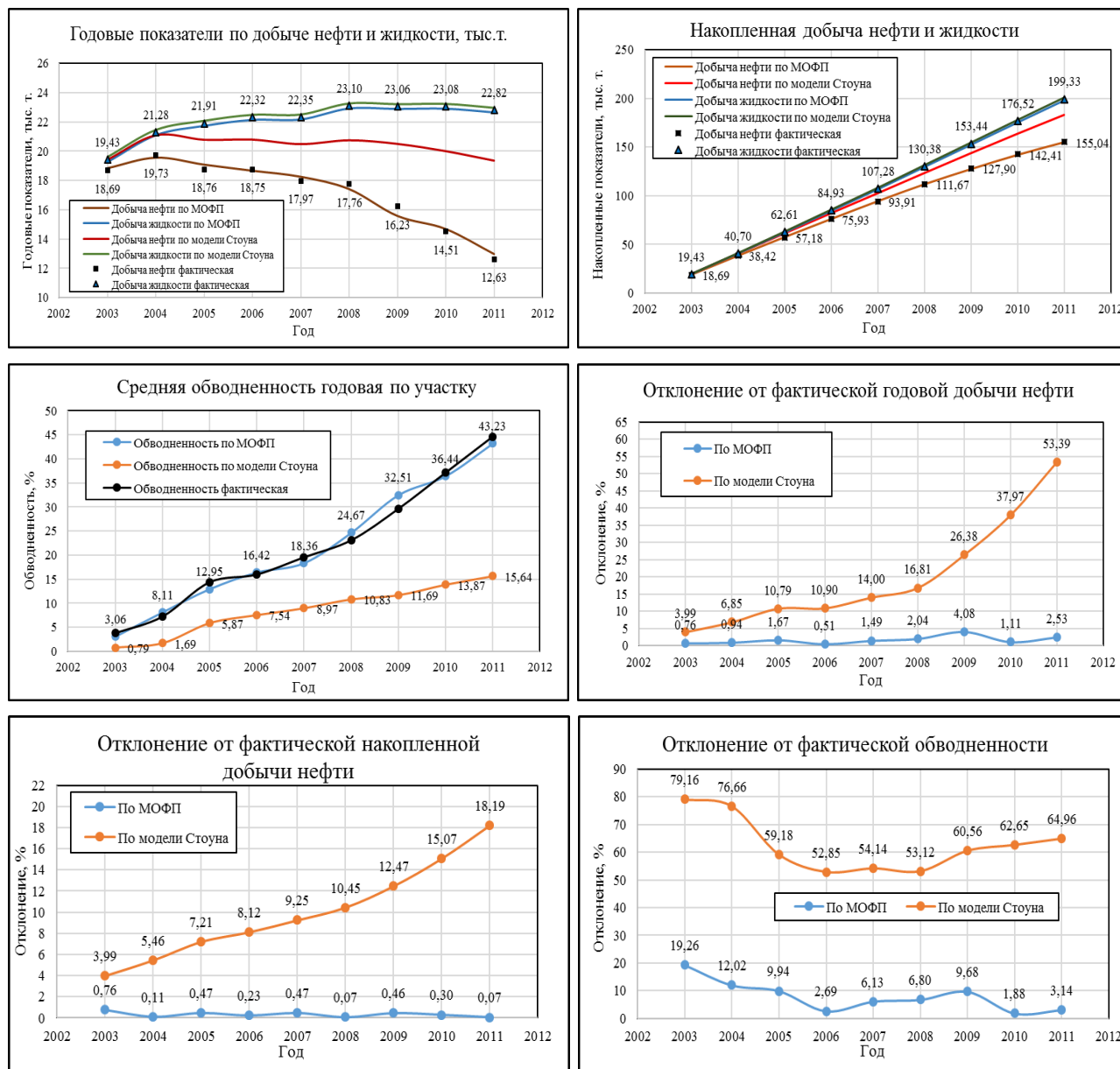


Рисунок 4 – Графики фактических и расчетных текущих и накопленных показателей добычи нефти и жидкости, средняя обводненность, отклонений от фактических показателей

3D моделирование процесса заводнения как инструмент оценки его эффективности, так и поиска остаточных подвижных запасов во многом зависит от целого ряда факторов, поэтому пренебрежение даже небольшими изменениями ОПП окажет существенное влияние. Результаты исследования подтвердили наибольшую эффективность прогнозирования модели с

применением модифицированных относительных фазовых проницаемостей по новым предложенным зависимостям. Даже при сильном упрощении расчетных схем обводнения пластов и скважин по сравнению с реальными условиями решение задач оказывается очень сложным. Поэтому выводы аналитических методов исследований обводнения нефтеносных пластов и скважин являются достаточно ценными, в том числе и для тестирования численных моделей.

Таким образом, используя основные показатели разработки по центральным скважинам (добывающей и нагнетательной), учитывающие основные характеристики галерейного вытеснения нефти водой, численное моделирование процесса разработки участка Южной лицензионной территории Приобского месторождения показало, что даже при недостаточном количестве исходных данных и большой неопределенности можно создать адекватную технологическому процессу модель, которая достаточно точно выполнит прогноз основных показателей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

уравнения в частных производных второго порядка и необходимо решать только численно.

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

3. Разработан программный продукт «Фаза» для обработки лабораторных данных по определению ОФП. Описан алгоритм работы программы. Опыт применения программы «Фаза» при построении функций ОФП различных месторождений Западной Сибири показал высокую эффективность 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-Левретта. 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-Левретта.

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-Левретта. Особенно выделяется показатель обводненность скважины, в момент достижения фронта вытеснения в добывающую скважину по модели Бакли-Левретта 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 %.

Основные положения диссертации нашли отражение в следующих печатных работах.

В изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. Хайруллин Аз. Ам. Аппроксимация относительных фазовых проницаемостей кубической параболой / С. И. Грачев, Ам. Ат. Хайруллин, Аз. Ам. Хайруллин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 2. – С. 37–43.

2. Хайруллин Аз. Ам. Метод Грачева-Хайруллина для аппроксимации относительной фазовой проницаемости / С. И. Грачев, Ам. Ат. Хайруллин, Аз. Ам. Хайруллин // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2013. – № 5. – С. 152-159.

3. Хайруллин Аз. Ам. Новая модель двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой / С. И. Грачев, Ам. Ат. Хайруллин, Аз. Ам. Хайруллин // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2013. – № 5. – С. 160-169.

4. Хайруллин Аз. Ам. Аппроксимация производной функции Бакля-Левретта / Аз. Ам. Хайруллин, С. И. Грачев, Ам. Ат. Хайруллин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 2. – С. 44-48.

5. Хайруллин Аз. Ам. Влияние закачки высокотемпературного агента на фазовые проницаемости продуктивного пласта / А. В. Стрекалов, Ам. Ат. Хайруллин, Аз. Ам. Хайруллин // Естественные и технические науки. 2019. – № 12. – С. 183-185.

В других изданиях:

6. Хайруллин Аз. Ам. Движение смешивающихся жидкостей в пористой среде / С. И. Грачев, Ам. Ат. Хайруллин, Аз. Ам. Хайруллин // Материалы Международной научно-практической конференции «Наука в современном информационном обществе». – В 2 т. Т.1. – М.: Научно-издательский центр «Академический», 2013. – С. 88-95.

7. Хайруллин Аз. Ам. Трансформация модели Бакли-Левретта в модель типа Раппопорта-Лиса / С. И. Грачев, Ам. Ат. Хайруллин, Аз. Ам. Хайруллин // Материалы Международной научно-практической конференции «Наука в современном информационном обществе». – В 2т. Т.1. – М.: Научно-издательский центр «Академический», 2013. – С. 95-100.

8. Хайруллин Аз. Ам. Метод определения остаточной нефтенасыщенности и связанной водонасыщенности по экспериментальным исследованиям / Аз. Ам. Хайруллин, С. И. Грачев, В. А. Коротенко, Ам. Ат. Хайруллин // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Материалы IV Международного научного симпозиума. – В 2 т. Т.2. – М.: ОАО «ВНИИнефть», 2013. – С. 100-106.

9. Хайруллин Аз. Ам. Обобщение моделей Бакли-Левретта и Раппопорта-Лиса вытеснения пластовых флюидов / Ам. Ат. Хайруллин, С. И. Грачев, В. А. Коротенко, Аз. Ам. Хайруллин // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Материалы IV Международного научного симпозиума – В 2т. Т.2. – М.: ОАО «ВНИИнефть», 2013. – С. 107-112.

10. Хайруллин Аз. Ам. О необходимости использования кубической параболы при описании относительных фазовых проницаемостей / Аз. Ам. Хайруллин, С. И. Грачев, В. А. Коротенко, Ам. Ат. Хайруллин // Ашировские чтения: Сборник трудов Международной научно-практической конференции. Том 1. СамГТУ, 2014. – С. 241-250.

11. Хайруллин Аз. Ам. Интерпретация модели Бакли–Левретта вытеснения пластовых флюидов при заводнении / Ам. Ат. Хайруллин, С. И. Грачев, В. А. Коротенко, Аз. Ам. Хайруллин // Ашировские чтения: Сборник трудов Международной научно-практической конференции. Том 1. СамГТУ, 2014. – С. 250-259.

12. Хайруллин Аз. Ам. Использование синтезированной модели двухфазной фильтрации для условий месторождений высоковязкой нефти / Аз. Ам. Хайруллин, Ам. Ат. Хайруллин // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов. Материалы межрегиональной научно-технической конференции. УГТУ, 2016. – С. 37-39.

13. Хайруллин Аз. Ам. Модифицированные функции относительных фазовых проницаемостей в гидродинамическом моделировании / Аз. Ам. Хайруллин, С. И. Грачев, С. А. Леонтьев // Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан. АГНИ, 2016. – С. 357-358.

14. Хайруллин Аз. Ам. Применение методического подхода А. П. Телкова для обработки результатов исследований относительных фазовых проницаемостей / Аз. Ам. Хайруллин, А. В. Стрекалов, Ам. Ат. Хайруллин, С. Н. Есиков // Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А.П. Телкова и А.Н. Лапердина: материалы Национальной научно-технической конференции. ТИУ, 2019. – С. 140-143.

15. Свидетельство 201361530 РФ об официальной регистрации программы для ЭВМ. Фаза / Грачев С. И., Хайруллин Аз. Ам. // Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 04.06.2013.

16. Способ контроля за разработкой нефтяного месторождения: пат. 2522494 РФ: МПК Е 21 В 49/00 / Грачев С. И., Хайруллин Ам. Ат., Хайруллин Аз. Ам. // заявитель и патентообладатель Тюменский государственный нефтегазовый университет. – №2013101211/03; заявлено 10.01.2013; опубликовано 20.06.2014, Бюллетень № 17.

17. Свидетельство 2018617842 РФ об официальной регистрации программы для ЭВМ. Пластовая система. / Хайруллин Аз. Ам., Хайруллин Ам. Ат., Хайруллина Аз. Ам. // Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 03.07.2018.

18. Свидетельство 2020662808 РФ об официальной регистрации программы для ЭВМ. Автомодельное решение одномерной двухфазной фильтрации по схеме Бакли-Левретта / Хайруллин Аз. Ам., Хайруллин Ам. Ат., Стрекалов А. В., Мамчистова Е. И., Назарова Н. В., Насырова А. И // Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 19.10.2020.