

На правах рукописи



**МЕЛЬНИКОВ ВИТАЛИЙ НИКОЛАЕВИЧ**

**ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ  
НА ОСНОВЕ ФУНКЦИЙ  
ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ  
И ОПЫТА ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ-АНАЛОГОВ**

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Тюмень – 2023

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 «Тюменский нефтяной научный центр».

Официальные оппоненты: **Родионов Сергей Павлович**,  
доктор физико - математических наук, доцент, СО РАН, Тюменский филиал ФГБУН Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича, главный научный сотрудник Лаборатории нефтегазовой механики;

**Пятибратов Петр Вадимович**,  
кандидат технических наук, доцент, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений».

Ведущая организация ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», г. Пермь.

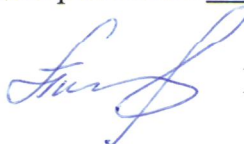
Защита состоится «21» сентября 2023 года в 12 часов 00 минут на заседании диссертационного совета 24.2.419.03, созданного на базе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70, ауд. 312.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-издательском комплексе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и на сайте [www.tyuiu.ru](http://www.tyuiu.ru).

Автореферат диссертации разослан «20» июля 2023 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета



Пономарева Татьяна Георгиевна

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность темы исследования**

Государственная программа «Воспроизводства и использования природных ресурсов» Ханты-Мансийского автономного округа (постановление Правительства ХМАО-Югры от 31 октября 2021 г. № 475-п; далее – Программа Правительства ХМАО-Югры) ставит своей задачей эффективное воспроизводство минерально-сырьевой базы и вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов. В рамках выполнения данной задачи были обозначены целевые значения ключевых показателей, характеризующих эффективность разработки нефтяных месторождений. К 2030 году правительством региона планируется достигнуть: значения проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) – 0,375 д. ед.; значения текущего коэффициента извлечения нефти – 0,240 д. ед.; объема добычи нефти из залежей с трудноизвлекаемыми запасами – 65 млн тонн; количество новых участков недр углеводородного сырья, предлагаемых для лицензирования – 20 шт.

Данная Программа Правительства ХМАО-Югры сформирована в общей канве с «Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года» (распоряжение Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г.; далее - Стратегия). В Стратегии обозначен целевой ориентир значения проектного коэффициента извлечения нефти на 2035 год – 0,387 д. ед.

Успешность геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на увеличение КИН, в том числе на залежах с трудноизвлекаемыми запасами, во многом обусловлена тем, насколько достоверно выполнена оценка извлекаемых запасов. Известно, что геолого-физические параметры (ГФП) пласта, свойства нефти и пластовой воды оказывают решающее воздействие на процессы нефтеизвлечения. Достоверность и точность определения значений начальной и остаточной нефтенасыщенности определяет предельно-извлекаемые запасы нефти, которые отражают «идеальные условия» выработки. Однако, относительные фазовые

проницаемости (ОФП), непосредственно определяющие результаты прогнозирования показателей разработки и эксплуатации месторождений, зависят от динамики распределения насыщенностей, которая в свою очередь, определяется интенсивностью массообменных процессов. Вследствие этого, усложняется точность определения извлекаемых запасов нефти в условиях технико-экономических ограничений. Извлекаемые запасы, безусловно, будут ниже предельно-извлекаемых запасов, оцененных на основе остаточной нефтенасыщенности по результатам исследований керна.

Анализ разработки нефтяных месторождений должен быть системным и обеспечивать: выявление зон остаточных запасов по площади, а также невыработанных интервалов по разрезу пласта; расчет интегральных потенциально-извлекаемых запасов; анализ данных фактической эксплуатации скважин, осложненный наличием геологической неоднородности разрабатываемых пластов (как по латерали, так и по разрезу), в сочетании с водопроявлениями и проведением ГТМ, влияющими как на интенсивность выработки запасов, так и на КИН.

Оценка выработки запасов с использованием геолого-гидродинамического моделирования требует значительных вычислительных и временных затрат на проведение вычислительных экспериментов при прогнозе и адаптации. Последняя, с позиции математики, всегда имеет существенную неопределенность вследствие кратного превышения подбираемых параметров над количеством измеряемых (фактических) параметров.

Различие физических процессов вытеснения нефти водой от его математического выражения в виде эмпирических зависимостей ОФП обуславливает невозможность корректной настройки гидродинамической детализированной модели продуктивных пластов и, как следствие, выполнение достоверного прогноза показателей разработки.

В связи с вышеизложенным, наиболее сбалансированным и удобным инструментом оценки качества выработки запасов и прогноза ключевых

показателей разработки, могут являться некие характеристики вытеснения нефти водой, например, в виде зависимостей накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости, но с учетом результатов испытаний керн на ОФП. Такого рода инструмент делает возможным проведение оперативного стохастического анализа выработки запасов, в том числе подсчет эффективности проведенных ГТМ и прогноз добычи нефти с возможностью зональной детализации.

Актуальность представленной работы связана с поиском комплексных решений для повышения эффективности разработки путем объективной оценки выработки запасов на качественном и на количественном уровне, с учетом геологической неоднородности.

Таким образом, рассмотренные выше проблемы точности прогнозирования показателей разработки и конечного КИН согласуются с задачами Программы Правительства ХМАО и Стратегией Российской Федерации, что подчеркивает актуальность представленной диссертационной работы.

#### **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, М. Леверетта, Г. И. Баренблатта, М. Маскета, А. Х. Мирзаджанзаде и других. Работы по изучению многофазной фильтрации были отражены в работе таких ученых как Д. А. Эфрос, Д. Уолкотт, В. Н. Щелкачев, К. С. Басниев, А. П. Крылов, А. П. Телков, И. А. Чарный и других авторов.

Вопросам моделирования процессов вытеснения нефти водой посвящены труды А. Т. Кори, Э. Сеттари, С.В. Степанова, А. Т. Горбунова, С. И. Грачева, А. В. Стрекалова, А. Б. Шабарова, Х. Азиза, Р. Д. Каневской, И. С. Закирова, М. М. Хасанова, Г. Т. Булгаковой, К. М. Фёдорова, В. М. Добрынина, А. А. Казакова.

Об основных направлениях анализа выработки запасов методом заводнения следует отметить труды таких авторов, как В. Ф. Базив, Б. Т.

Баишев, Ю. Е. Батурин, В. Е. Гавура, О. П. Иоффе, А. Ю. Коршунов, Н. Н. Лисовский, В. И. Подлапкин, Б. Ф. Сазонов, Л. Н. Свиридова, Р. Т. Фазлыев, А. Н. Юрьев, Ю. Н. Яшин, С. И. Грачёв, С. Ф. Мулявин, Р. Х. Муслимов, М. М. Иванова и другие.

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 точности прогноза показателей выработки запасов нефти для месторождений, при недостаточности информации о их геолого-физических характеристиках, на основании преобразований функций относительных фазовых проницаемостей и данных эксплуатации объектов-аналогов.

### **Основные задачи исследования**

1. Установить основные существующие подходы анализа выработки запасов нефти и определить используемые закономерности при прогнозировании динамики доли воды в продукции.

2. Разработать метод прогнозирования обводненности в зависимости от степени выработки извлекаемых запасов нефти на основе функций относительных фазовых проницаемостей.

3. Обосновать возможность уточнения объема извлекаемых запасов нефти с помощью установленных закономерностей динамики обводненности от степени выработки объекта разработки.

4. Установить возможность учета влияния начальной нефтенасыщенности и вязкости нефти на динамику обводненности продукции на терригенные коллектора месторождений Западной Сибири.

## **Объект и предмет исследования**

Объектом исследования являются месторождения нефти с терригенными коллекторами. Предметом исследования являются методы анализа выработки запасов нефти в условиях недостаточной геологической изученности.

## **Научная новизна выполненной работы**

1. При анализе современного состояния рассматриваемой проблемы оценки эффективности выработки запасов, установлены преимущества и недостатки основных применяемых подходов анализа выработки запасов нефти и существующих закономерностей при прогнозировании динамики доли воды в продукции.

2. Разработана новая ргоху-модель прогнозирования обводненности продукции скважин в процессе эксплуатации нефтяных месторождений, отличающаяся от известных методов прогнозирования тем, что основана на уточнении и использовании относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде, что позволяет перейти от качественной к количественной оценке эффективности выработки запасов.

Обоснована возможность уточнения извлекаемых запасов нефти путем сопоставления результатов расчетов и фактических данных по обводненности и доли выработки запасов.

3. Сопоставление прогнозов предложенного количественного метода с промысловыми данными разработки месторождений Западной Сибири (Урьевского и Западно-Котухтинского), выявило удовлетворительную сходимость.

4. Разработанная ргоху-модель учитывает все основные геолого-технологические параметры разработки месторождений, определяющие особенности разработки конкретных объектов и залежей (начальной нефтенасыщенности, вязкости нефти, подошвенной воды, гидравлического разрыва пласта, постепенного ввода скважин в эксплуатацию), и позволяет прогнозировать динамику обводненности продукции терригенных коллекторов Западной Сибири.

## **Теоретическая значимость работы**

1. Разработан расчетно-экспериментальный метод, позволяющий, на основе фазовых проницаемостей по нефти и воде, полученных через керновые испытания и решение обратной задачи подземной гидродинамики, прогнозировать параметры разработки нефтяных месторождений.

2. Обоснована возможность уточнения объема извлекаемых запасов нефти на основе сопоставления расчетной и фактической обводненности продукции скважин в процессе эксплуатации месторождений.

3. Показана возможность определения влияния вязкости и начальной нефтенасыщенности пласта на характеристику вытеснения нефти водой на основе разработанной расчетной модели.

## **Практическая значимость работы**

1. Разработан ряд технологических приемов позволяющих на основе применения разработанных математических моделей и алгоритмов, повысить эффективность разработки объектов за счет более качественной оценки выработки запасов нефти.

2. Разработанные расчетные модели и алгоритмы позволяют устанавливать влияние основных геолого-технологических параметров разработки месторождений (начальной нефтенасыщенности, вязкости нефти, подошвенной воды, гидравлического разрыва пласта, постепенного ввода скважин в эксплуатацию) на динамику обводненности продукции скважин.

3. Разработанный метод уточнения извлекаемых запасов нефти путем сопоставления результатов расчетов и фактических данных по обводненности и доли выработки запасов позволяет прирастить извлекаемые запасы на месторождениях, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», в объеме до 62 млн т.

## **Методология и методы исследования**

Методологической основой для проведения исследования послужили труды отечественных и зарубежных авторов в области двухфазной



фильтрации, а также практический опыт разработки залежей нефти. При проведении исследования использовался общенаучный подход и следующие методы научного познания: факторный, корреляционно-регрессионный анализ, анализ петрофизических исследований, а также геолого-гидродинамическое моделирование.

### **Положения, выносимые на защиту**

1. Проху-модель расчета показателей выработки запасов нефти может быть построена на основе зависимостей относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде.

2. Разработанная модель применима для уточнения извлекаемых запасов нефти на основе сопоставления результатов численного эксперимента и фактических данных обводненности продукции скважин в процессе разработки месторождений.

3. Результаты сопоставления выполненных расчетов с фактическими данными по параметрам разработки на месторождениях Западной Сибири (Урьевском, Повховском и Западно-Котухтинском) позволяют устанавливать влияние начальной нефтенасыщенности и вязкости нефти на динамику обводненности продукции скважин.

### **Соответствие диссертации паспорту научной специальности**

Область исследования соответствует паспорту специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений в части п. 1. – «Изучение промыслово-геологического (горно-геологического) строения месторождений углеводородного сырья, кислых газов и водорода, закономерностей распределение вещественного состава пород-коллекторов и пластовых флюидов в залежах месторождений и подземных хранилищах жидких и газообразных углеводородов и водорода; свойств насыщающих их флюидов с целью развития научных основ геолого-информационного обеспечения разных стадий промышленной эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода» и п. 2 – «Геолого-физические, геомеханические, физико-химические, теплообменные и биохимические процессы, протекающие в естественных

и искусственных пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр и подземном хранении жидких и газообразных углеводородов и водорода известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для развития научных основ создания эффективных систем разработки, обустройства и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода, захоронения кислых газов, включая диоксид углерода».

### **Степень достоверности научных положений, выводов и рекомендаций**

Корректность выводов подтверждается результатами апробации фактическими промысловыми данными на действующих месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Среднеквадратичное отклонение расчетных значений обводненности от фактической обводненности составило не более 6,1 %.

### **Апробация результатов исследования**

Результаты диссертационной работы и ее основные положения докладывались и обсуждались на научно-технических советах в проектном институте ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (Тюмень, 2019), а также на следующих научно-практических конференциях: XIX научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры» (Ханты-Мансийск, 2015); международной конференции «Новые технологии – нефтегазовому региону» (Тюмень, 2019); всероссийской конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (Адлер, 2019); национальной научно-практической конференции «Нефть и газ. Технологии и инновации» (Тюмень, 2020); 74-й международной молодежной научной конференции «Нефть и газ - 2020» (Москва, 2020); международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону» (Тюмень, 2021); международной научно-практической конференции «Новые технологии ТЭК-2022» (Тюмень, 2022).

Результаты диссертационной работы использовались и успешно внедрены:

– при выполнении 5 проектных документов на разработку (Урьевское, Повховское, Нивагальское, Усть-Котухтинское и Ватьеганское месторождения);

– при технико-экономическом обосновании приобретения 25 лицензионных участков (Восточно-Таймырский, Юганский, Восточно-Иусский, Восточно-Янчинский, Гавриковский, Демьянский, Западно-Новомолодежный, Западно-Талинский, Западно-Чумпасский, Каркасный, Марталлеровский, Назымский, Никольский-1, 2, 3, Отдельный, Пултыинский, Северо-Комариный, Нижнелумкойский, Северо-Ягунский, Тангинский, Урабор-Яхинский, Экутальский, Эргинский, Южно-Холмогорский).

### **Публикации**

Результаты выполненных исследований отражены в 18 печатных работах, в том числе в 6 изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ.

### **Объем и структура работы**

Диссертация состоит из введения, трех разделов, заключения и приложения. Список использованных источников включает 113 наименований. Работа изложена на 126 страницах машинописного текста, содержит 6 таблиц, 76 рисунков.

Автор благодарит своего научного руководителя, д.т.н. А.В. Стрекалова, а также выражает благодарность Ю.Д. Земенкову, А.Б. Шабарову, С.И. Грачёву и К.М. Фёдорову за ценные замечания и практические советы.

### **Личный вклад**

Заключается в решении поставленных задач исследования, разработке метода прогнозирования обводненности продукции в зависимости от степени выработки запасов, проведении расчетов параметров разработки на трех месторождениях, участии в обработке опытных данных, выполнении расчетов параметров разработки, оформлении результатов. Написании выводов и текста диссертации и подготовке к публикации научных статей.

## КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

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

**Первая глава** посвящена аналитическому обзору специальной научно-технической литературы по вопросам состояния изученности существующих методик оценки выработки запасов. Описаны методические подходы, применяемые в нефтяной отрасли. Обоснованы геологические параметры и условия залегания пластов, влияющие на изменчивость динамики выработки запасов нефти, прогноз добычи нефти и других параметров разработки нефтяных месторождений. Приведены результаты анализа динамики обводненности, на примере фактически разрабатываемых объектов разработки и отдельных скважин, работающих в различных геолого-физических условиях, подтверждающие полученные выводы.

Основные направления анализа выработки запасов изложены в регламентирующем документе «Правила подготовки технических разделов разработки месторождений углеводородного сырья» (утверждены Минприроды от 20.09.2019, № 639) и «РД 153-39.0-110-01 Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений», написанные творческими коллективами, в состав которых вошли такие авторы как В. Ф. Базив, Б. Т. Баишев, Ю. Е. Батурин, В. Е. Гавура, О. П. Иоффе, А. Ю. Коршунов, Н. Н. Лисовский, В. И. Подлапкин, Б. Ф. Сазонов, Л. Н. Свиридова, Р. Т. Фазлыев, А. Н. Юрьев, Ю. Н. Яшин и др. В данных рекомендациях указано, что одним из основных методов анализа выработки запасов является анализ эффективности разработки нефтяной залежи методом сравнения характеристик вытеснения. В соответствии с этим методом предлагается сопоставлять фактические и прогнозные характеристики вытеснения с уже разрабатываемыми месторождениями/объектами-аналогами.

В то же время, авторами отмечается, что часть параметров залежей значительно влияет на характеристику вытеснения и определяет ее отличие

от характеристики вытеснения пласта-аналога, а именно: соотношения вязкостей нефти и воды в пластовых условиях, проницаемости пласта, коэффициента песчаности, начальной нефтенасыщенности пласта, доли запасов нефти, расположенных в водонефтяной зоне.

Существуют три основных направления оценки выработки запасов нефти, которые взаимно дополняют друг друга: 1) анализ выработки запасов по площади простирания; 2) анализ выработки по разрезу; 3) анализ с использованием характеристики вытеснения.

Согласно «Требованиям к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти», для анализа выработки запасов нефти пластов необходимо применять построенные геолого-гидродинамические модели (ГГДМ) эксплуатационных объектов и результаты адаптации расчетных показателей в этой модели к истории разработки.

Для анализа выработки запасов по площади простирания на основе анализа геолого-промыслового материала и выполненных с использованием ГГДМ расчетов строятся карты остаточных подвижных запасов и текущей нефтенасыщенности на различные даты. В первую очередь, сопоставляются карты на начало разработки и на текущую дату.

Одной из первых задач, которая обнаруживается при решении комплекса вопросов, связанных с анализом выработки запасов нефти из пластов, является оценка эффективности разработки залежи и оценка потенциальных извлекаемых запасов, исходя из сложившейся динамики выработки.

Общий вид характеристик вытеснения следующий:

$$V_n(t) = f(t, a, V_{жс}(t), V_e(t)), \quad (1)$$

где  $a$  – постоянный коэффициент, вектор параметров модели.

Таким образом, в первой главе проанализированы основные подходы к анализу выработки запасов и прогнозированию показателей разработки. Установлено, что наиболее обоснованными для прогнозирования

показателей разработки являются закономерности, учитывающие взаимосвязь накопленных отборов нефти и накопленной добычи жидкости.

**Во второй главе** разработан метод расчета зависимости обводненности продукции скважин ( $f$ ) от степени выработки запасов ( $Q_0$ ) в процессе эксплуатации нефтяных месторождений, основанный на уточнении и использовании относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде.

Основные допущения при определении обводненности продукции:

1) ОФП по нефти и воде принимаются средние по объекту разработки, полученные на основе решения обратной задачи подземной гидродинамики;

2) Увеличение относительной выработки запасов (отношение накопленной добычи нефти ко всему извлекаемому объему запасов) пропорционально увеличению водонасыщенности;

3) Расчетные значения обводненности определяются в «эталонных» условиях – без учета осложнений и геолого-технических мероприятий.

Метод расчета зависимости обводненности от степени выработки запасов состоит из нескольких основных этапов.

**Этап 1.** Обработка результатов керновых исследований по данному объекту разработки (приведенная к одинаковым водонасыщенностям).

**Этап 2.** Создание осредненной по площади участков объекта табличной зависимости фазовых проницаемостей от водонасыщенности.

**Этап 3.** Адаптация с помощью гидродинамического симулятора зависимостей ОФП по нефти и воде минимизацией средне-квадратичного отклонения текущей фактической добычи нефти и жидкости от расчетных значений (обратная задача подземной гидродинамики).

**Этап 4.** Расчет функции Бакли-Левретта  $f(S^B)$  в реперных точках:

$$f(S^B) = \frac{\frac{K(S^B)}{\mu^B}}{\frac{K^B(S^B)}{\mu^B} + \frac{K^H(S^B)}{\mu^H}} \quad (2)$$

где  $K^H(S^e)$ ,  $K^B(S^e)$  – относительные фазовые проницаемости по нефти и воде, д. ед;  $\mu^H$ ,  $\mu^e$  – вязкость нефти и воды соответственно, мПа\*с.

По таблице ОФП (таблица 1) определяется:

- значение первой точки водонасыщенности (в нашем примере – 0,44), при которой вода в пласте еще остается неподвижной в пласте. Данная точка водонасыщенности называется критической водонасыщенностью ( $S_{кр}$ , рисунок 1). По умолчанию, эта точка условно соответствует той стадии разработки, когда отбор от начальных извлекаемых запасов (отбор от НИЗ) равен 0 %, т. е. нефть в пласте еще не начала замещаться закачиваемой водой;

- значение точки водонасыщенности  $S^e$  соответствующей  $f(S^e)=1$  (функция Бакли-Левретта, в нашем примере 0,69), условно соответствует отбору от НИЗ, равном 100 %:  $f(S^e)=1$  означает, что доля подвижной воды в пласте составляет 100 %, что свидетельствует о том, что все подвижные запасы нефти отобраны и отбор от НИЗ составляет 100 %.

Таблица 1 – Таблица относительных фазовых проницаемостей. Объект ЮВ<sub>1</sub> Урьевского месторождения

Водонасыщенность, д. ед	Фазовые проницаемости, д. ед		Функция Бакли- Левретта, д. ед	Проводимость, мД/(мПа*с)
	вода	нефть		
0,44	0	0,52	0	0,59
0,47	0,01	0,32	0,08	0,40
0,51	0,03	0,08	0,44	0,17
0,53	0,03	0,04	0,67	0,14
0,55	0,04	0,02	0,82	0,14
0,57	0,04	0,01	0,92	0,15
0,61	0,06	0	1,00	0,20
0,69	0,10	0	1,00	0,33
1,00	0,25	0	1,00	0,81

Учитывая тот факт, что значения функции  $f(S^e)$  – это доля воды в общем потоке жидкости, фактически обводненность, измеренная в долях единиц, несложно промасштабировать  $f(S^e)$  в единицы измерения обводненности в процентах.

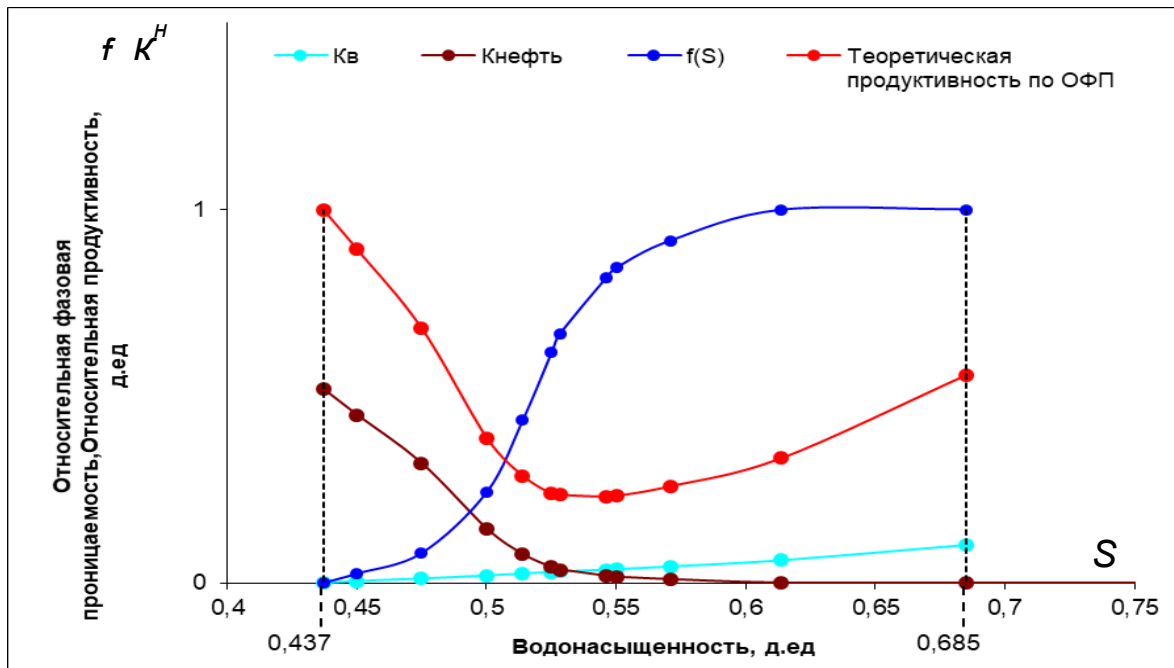


Рисунок 1 – Относительные фазовые проницаемости.

Объект ЮВ<sub>1</sub> Урьевского месторождения

**Этап 5.** Определение безразмерной величины относительной выработки запасов (относительно начальных) нефти  $Q_i^0$  при реперных значениях водонасыщенности  $S_i^B$ :

$$Q_i^0 = \frac{S_i^B - S_{кр}^B}{S_{пр}^B - S_{кр}^B} \cdot 100\%, \quad (3)$$

где  $S_i^B$  – текущая,  $S_{кр}^B$  – критическая,  $S_{пр}^B$  – предельная водонасыщенности, д.ед;  $Q^0$  – отбор от НИЗ, %.

Расчет по вышеприведенному алгоритму позволяет перевести график зависимости из координат  $(f(S_e); S_e)$  в координаты  $(Q^0; f)$  (рисунок 2).

Если концевые точки (критическая водонасыщенность соответствует нулевому отбору от НИЗ; предельная водонасыщенность соответствует 100 % отбору от НИЗ, когда в коллекторе не осталось подвижной нефти) не вызывают вопросов при масштабировании, то промежуточные точки следует сопоставить с известными характеристиками вытеснения, представляющими из себя регрессионные уравнения. Всего в работе выполнены расчеты по методу Н. В. Сипачева-Пасевича, С. Г. Камбарова, А. М. Пирвердяна, Медведского, Б. Ю. Сазонова и Н. И. Абызбаева.



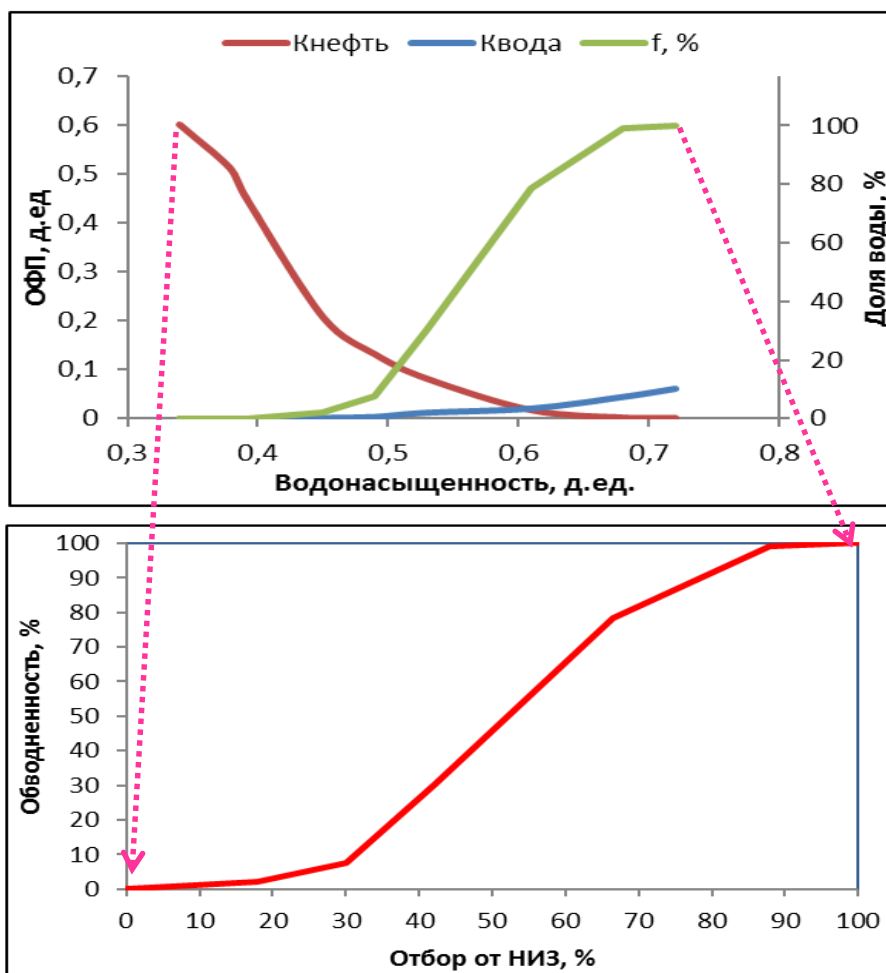


Рисунок 2 - Получение зависимости «Отбор от НИЗ – Обводненность» через функцию Бакли-Левретта

Пример сопоставления характеристик вытеснения по предлагаемому методу масштабирования и по зависимости Н. В. Сипачева-Пасевича (4) показан на графике (рисунок 3).

$$\frac{V_{\text{ж}}}{V_{\text{н}}} = a \cdot V_{\text{ж}} + b, \quad (4)$$

где  $a$  и  $b$  – постоянные коэффициенты регрессии.

На рисунка 3 видно, что характеристика вытеснения Н.В. Сипачева-Пасевича при схожей тенденции имеет более «сглаженный» вид, что объясняется наличием двух постоянных коэффициентов на всей области.

Для проверки точности прогнозирования, был выбран объект одного из месторождений Западной Сибири с высокой выработкой (отбор от НИЗ 84 %) и высокой текущей обводненностью (92 %).

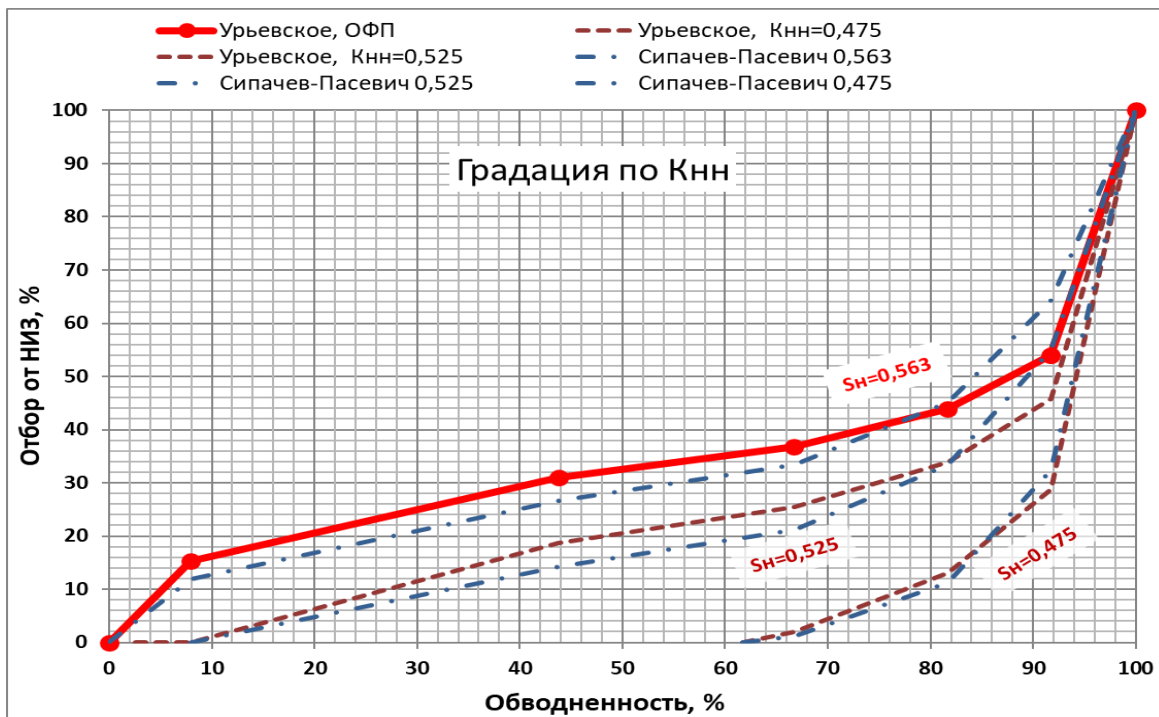


Рисунок 3 – Сопоставление характеристик вытеснения предложенным методом и по зависимости Н. В. Сипачева-Пасевича

Выполнены ретроспективные расчеты на прогноз от обводненности 60 %, 70 % и 80 % по различным характеристикам вытеснения. На графике (рисунок 4) показан пример расчета по методу Н. В. Сипачева-Пасевича.

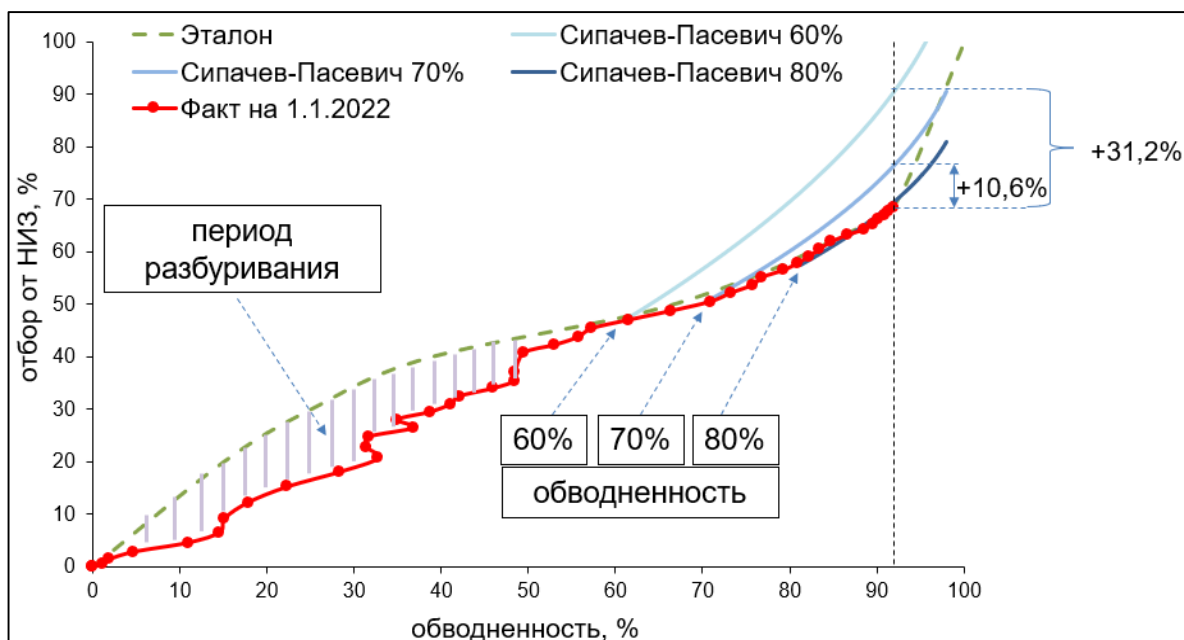


Рисунок 4 – Сопоставление фактической динамики выработки запасов и прогноза выработки запасов по «эталонной» динамике и зависимости Н. В. Сипачева-Пасевича

Необходимо отметить, что отклонение от последней фактической точки закономерно уменьшается с увеличением обводненности, от отметки которой рассчитывается прогноз. Отклонение сводится практически к нулевому для прогноза, рассчитанного от обводненности 80 %. Если проанализировать прогноз до достижения предельной обводненности 100 %, то ни одна линия полностью не совпала с «эталонной», полученной по методике масштабирования функции Бакли-Левретта (рисунок 4). Данное расхождение связано с ограничениями применяемых математических моделей, которые «сглаживают» зависимости.

**Этап 6.** Расчет коэффициента степенной зависимости обводненности продукции от относительной выработки запасов.

Общий вид уравнения аппроксимации:

$$f(S^B) = c_0 + c_1 \cdot Q^0 + c_2 \cdot Q^{0^n}, \quad (5)$$

где  $c_0$ ,  $c_1$ ,  $c_2$  и  $n$  – постоянные коэффициенты аппроксимации, которые находятся из условий:

- 1) Экспериментальная линия зависимости делится на две части в точке «перегиба» (для упрощения аппроксимации, рисунок 5);
- 2) Производная функции с левой и правой стороны точки «перегиба» одинаковая.

Таким образом, исходя из принятых условий, для левой части графика, были определены коэффициенты:

$$3) \quad c_0 = 0, c_1 = \frac{Q_p}{f_p} \cdot f_1, c_2 = 1 - c_1, n = \log_{1/2} \left( \frac{f_1 - c_1}{2 \cdot f_p \cdot (1 - c_1)} \right). \quad (6)$$

Для правой части графика:

$$4) \quad c_0 = 0, c_1 = \frac{1 - Q_p}{1 - f_p}, c_2 = 1 - c_1, n = \log_{1/2} \left( \frac{f_2 - f_p}{(1 - f_p)} - \frac{c_1}{2} \right) \cdot (1 - c_1). \quad (7)$$

- 5) **Этап 7.** Определение прогнозных значений обводненности продукции в предстоящий период эксплуатации месторождения по формуле (5).
- 6) **Этап 8.** Уточнение извлекаемых запасов нефти объекта  $Q^0$  на основе расчетных и фактических данных обводненности продукции скважин.

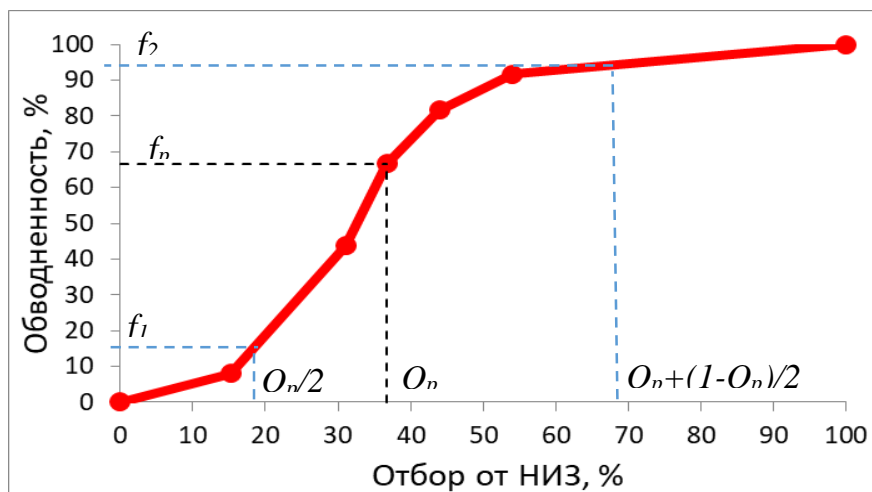


Рисунок 5 – Обозначение точки «перегиба» ( $Q_p; f_p$ ) на графике зависимости обводненности от степени выработки запасов

В работе выполнена оценка извлекаемых запасов объекта группы пластов «БВ» одного из месторождений Западной Сибири (рисунок 6).

Участок разбурен, с длительной историей разработки и высокой текущей обводненностью.

На дату анализа, фактическая обводненность - 92 %, а отбор от НИЗ составляет 84 % (рисунок 6). Начальные извлекаемые запасы – 273 млн т (приняты на государственный баланс).

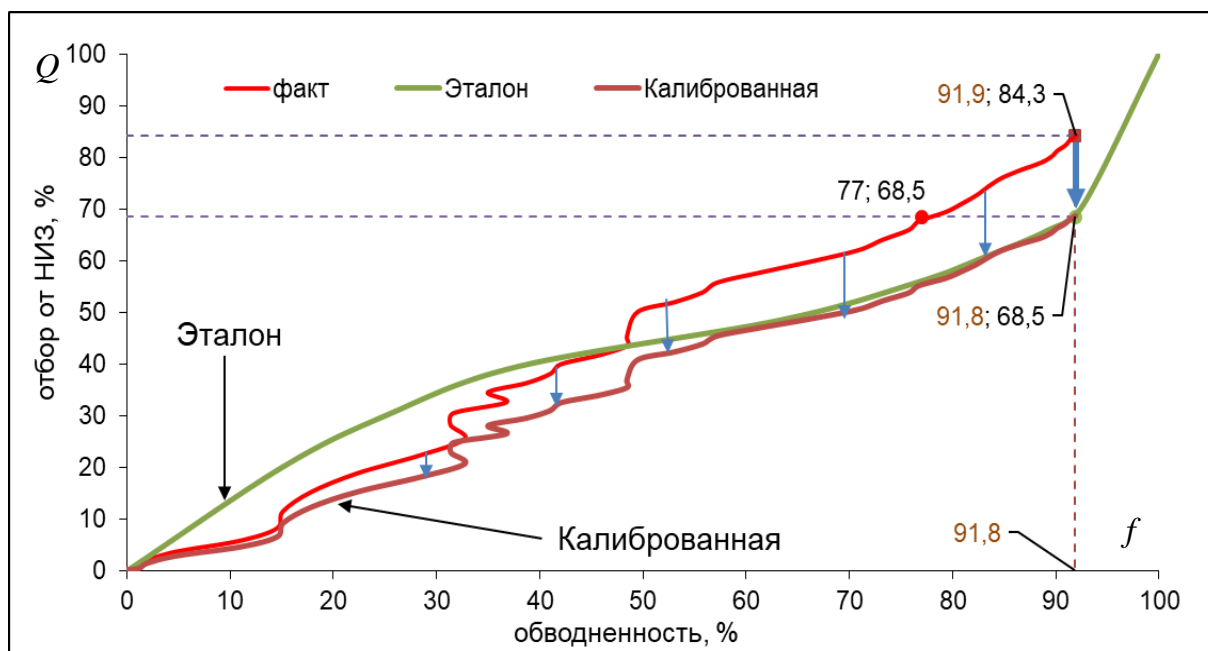


Рисунок 6 – Калибровка характеристики вытеснения под «эталон»

Очевидно, что выработка запасов в целом по объекту не может идти

по характеристике вытеснения, качественно лучшей, чем обоснованная через фазовые проницаемости, определенные в идеальных лабораторных условиях. На графике «эталонная» кривая выделена зеленым цветом.

Необходимо найти коэффициент калибровки  $K$  значений отбора от НИЗ. Для этого воспользуемся либо простейшим методом математических пропорций по конечным точкам  $N$  (8), либо определением коэффициента  $K_{И}$  через интегральное соотношение (9).

$$K_N = \frac{Q^3(f_N)}{Q^\Phi(f_N)}, \quad (8)$$

$$K_{И} = \frac{\sum_{i=1}^{N_2-1} [(f_{i+1}-f_i) \cdot \frac{1}{2} [Q^3(f_{i+1})+Q^3(f_i)]]}{\sum_{i=N_1}^{N-1} [(f_{i+1}-f_i) \cdot \frac{1}{2} [Q^\Phi(f_{i+1})+Q^\Phi(f_i)]]}, \quad (9)$$

где  $Q^3$ ,  $Q^\Phi$  – отбор от НИЗ по эталонной и фактической кривой соответственно, %;  $f$  – обводненность, %.

В случае (9) появляется возможность управлять выбором интервала оценки, вплоть до анализа за всю историю разработки.

Если 273 млн т должны соответствовать 68 % отбора от НИЗ (рисунок б), то  $x$  млн т должен соответствовать отбору от НИЗ равному 84 %, тогда  $x = 273 \times 84 / 68 = 335$  млн т. Таким образом, дополнительно дренируется  $335 - 273 = 62$  млн т неучтенных извлекаемых запасов.

**Этап 9.** Проводится уточнение обводненности продукции скважин с учетом следующих факторов (по мере необходимости их учета):

- различные значения начальной нефтенасыщенности;
- различные значения вязкости нефти;
- наличие подошвенной воды;
- проведение массивованного гидравлического разрыва пласта (ГРП);
- постепенный ввод разрабатываемого объекта/залежи в разработку.

Рассмотрим алгоритм решения задачи расчета «эталонной» кривой вытеснения на примере поэтапного разбуривания объекта/залежи.

Имеется характеристика вытеснения, взятая по объекту-аналогу, либо полученная через фазовые проницаемости.

Кривая построена по  $n$  точкам: обводненность изменяется от  $f_1$  до  $f_n$ ; отбор от НИЗ изменяется от  $Q_1$  до  $Q_n$ .

Следует отметить, что для случая если залежь или объект разбуриваются равномерно в течение  $k$  лет: каждый год (временные промежутки могут быть любые: месяц, квартал и т.д.) вводится примерно одинаковый, сопоставимый объем запасов. Очевидно, что для каждой вновь введенной части залежи, обводненность будет увеличиваться в зависимости от отбора от извлекаемых запасов по одной и той же зависимости, определенной по ОФП.

В этом случае, для каждой отдельной части залежи, зависимость «эталонной кривой» абсолютно применима, только с той поправкой, что отбор от НИЗ считается от запасов этой части. Если залежь с извлекаемыми запасами  $Q^0$ , разбуривается в течение  $k$  лет, то отбор от извлекаемых запасов для одной части залежи считается уже от запасов равных  $Q^0/k$ .

Очевидно, чтобы получить итоговую характеристику вытеснения по залежи в целом, необходимо сложить в сумму текущие значения накопленной добычи по всем  $k$  частям залежи, так как вся залежь разбуривается в течение  $k$  лет.

**Этап 10.** Расчет зависимости относительного дебита жидкости от степени выработки (рисунок 7).

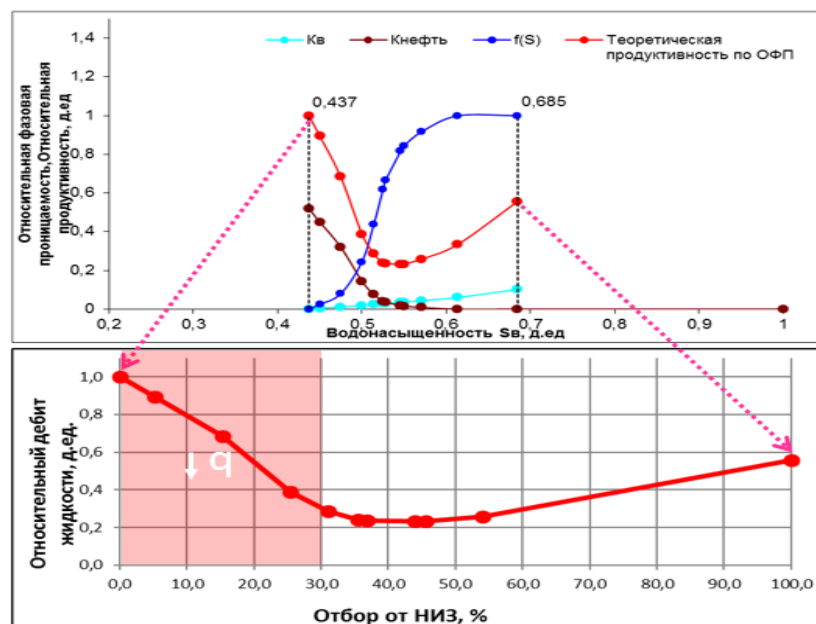


Рисунок 7 - Расчет относительного дебита жидкости

Путем нормирования осей из координат зависимости суммарной подвижности от водонасыщенности в координаты зависимости относительного дебита жидкости от Отбора от НИЗ, получается зависимость относительного дебита жидкости от степени выработки запасов и обводненности (рисунок 7).

Таким образом, во второй главе обоснован метод расчета зависимости динамики обводнения продукции от степени выработки запасов нефти и возможности его применения.

**В третьей главе** приведены результаты практического применения предложенного метода на конкретных месторождениях.

Всего данный подход внедрен на объектах пяти месторождений, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (Нивагальское, Урьевское, Повховское, Усть-Котухтинское и Ватьегаснкое).

Кривые вытеснения, полученные с применением метода, используются как для оценки выработки запасов, так и для прогноза выработки запасов.

На примере трех объектов двух месторождений ( $AB_{1-2}$  и  $ЮВ_1$  Урьевского,  $ЮВ_1$  Западно-Котухтинского) показано, что среднеквадратичное отклонение расчетных значений обводненности от фактической, при текущей степени выработки (для периода с момента после полного разбуривания объекта), составляет по объектам:  $AB_{1-2}$  Урьевского месторождения – 3,1 %;  $ЮВ_1$  Урьевского месторождения – 3,4 %;  $ЮВ_1$  Западно-Котухтинского месторождения – 6,1 %.

Таким образом, в третьей главе показаны результаты внедрения предложенного метода расчета зависимости динамики обводненности от степени выработки запасов на действующих месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», которые свидетельствуют о его положительном практическом применении.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Существующий метод интегральной оценки выработки запасов путем сопоставления характеристик вытеснения с месторождениями-аналогами имеет качественный, а не количественный характер, что не дает возможности достоверно прогнозировать показатели разработки, что выявило необходимость разработать и реализовать новый метод количественной оценки параметров разработки.

2. Разработана ргоху-модель расчета зависимости динамики обводнения продукции от степени выработки извлекаемых запасов, позволяющая использовать фазовые проницаемости в качестве гибкого инструмента для проведения объективной оценки текущего состояния и прогноза показателей разработки с учетом следующих факторов: различные значения начальной нефтенасыщенности; различные значения вязкости нефти; наличие подошвенной воды; проведение массивированного гидравлического разрыва пласта (ГРП); постепенный ввод разрабатываемого объекта/залежи в разработку.

Разработан алгоритм уточнения объема извлекаемых запасов нефти с помощью предложенного метода.

3. В результате апробации модели установлено, что на примере Урьевского месторождения: уменьшение средней начальной нефтенасыщенности  $S^n$  с 0,56 д. ед. до 0,47 д. ед. увеличивает начальную обводненность продукции с 0 % до 62 %; изменение вязкости нефти  $\mu_n$  с 0,9 мПа\*с до 3 мПа\*с уменьшает текущую выработку запасов до 10% при равных значениях текущей обводненности.

4. Использование результатов диссертационного исследования показало успешность, подтвержденную в ФБУ «ГКЗ» в 5 проектных документах на разработку и технико-экономическом обосновании приобретения 25 лицензионных участков, прирост извлекаемых запасов для месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» составит до 62 млн т.



**Основные положения диссертации опубликованы в работах:**

*Статьи в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК РФ:*

1. Мельников, В. Н. Оценка прогнозирующих способностей многослойного персептрона с различными функциями активации и алгоритмами обучения / Ю. В. Андронов, В. Н. Мельников, А. В. Стрекалов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – №9. – С. 18-20.

2. Мельников, В. Н. Использование инженерных методик для прогноза технологических показателей разработки / В. Н. Мельников, В. В. Вахрушев, С. А. Москвитин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – №11. – С. 53-58.

3. Мельников, В. Н. Оценка применимости различных методик расчета дебита горизонтальной скважины в условиях низко- и высокопроницаемых пластов / В. Н. Мельников, В. В. Вахрушев, С. А. Москвитин, Д. А. Кутельникова // Нефтепромысловое дело. – 2019. – №9. – С. 52-58.

4. Мельников, В. Н. Оценка плотности сетки скважин при реализации систем разработки с применением скважин различной конструкции / В. Н. Мельников, В. В. Вахрушев, С. А. Москвитин // Нефтепромысловое дело. – 2019. – №1. – С. 12-17.

5. Мельников, В. Н. Теоретическое обоснование недовыработки запасов на основании анализа динамики режимов скважин и зависимостей относительных фазовых проницаемостей / В. Н. Мельников, В. В. Вахрушев, А. В. Стрекалов // Нефтепромысловое дело. – 2021. – №5. – С. 26-28.

*В журналах, индексируемых в международной реферативной базе Scopus:*

6. Мельников, В. Н. Обобщение опыта разработки объекта ЮВ1 месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» для повышения обоснованности прогноза технологических показателей / В. Н. Мельников, В. В. Вахрушев, С. А. Москвитин // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №8. – С. 44-47.

*Публикации в прочих научных изданиях:*

7. Мельников, В. Н. Оценка влияния значений геолого-физических параметров нефтяных залежей на показатели разработки/ В. В. Вахрушев, В. Н. Мельников, С. А. Москвитин // В сборнике: Новые технологии - нефтегазовому региону. Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Отв. редактор П.В. Евтин. – 2019. – С. 192-195.

8. Мельников, В. Н. Применение методов математического анализа для оценки влияния нагнетательных скважин на добывающие для оптимизации процессов разработки месторождений / В. Н. Мельников, А. О. Кутырев // В сборнике: Нефть и газ - 2020. Сборник трудов 74-й Международной молодежной научной конференции. Москва. – 2020. – С. 228-234.

9. Мельников, В. Н. Теоретическое обоснование недовыработки запасов на основании анализа динамики режимов скважин и зависимостей относительных фазовых проницаемостей / В. В. Вахрушев, В. Н. Мельников, А. В. Стрекалов // В сборнике: Нефть и газ: технологии и инновации. Материалы Национальной научно-практической конференции. В 3-х томах. Отв. редактор Н.В. Гумерова. – 2020. – С. 154-156.

10. Мельников, В. Н. Теоретическое обоснование недовыработки запасов на основании анализа динамики режимов скважин и зависимостей относительных фазовых проницаемостей / В. В. Вахрушев, В. Н. Мельников, А. В. Стрекалов // В сборнике: Новые технологии - нефтегазовому региону. Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Тюмень. – 2021. – С. 68-71.

11. Мельников, В. Н. Количественная оценка объема дренируемых запасов нефти через фактические режимы работы скважин на пластах с граничными ФЕС / В. Н. Мельников, А. В. Стрекалов // В сборнике: Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2022. Материалы VI Международной научно-практической конференции. Отв. редактор С.Н. Нагаева. Тюмень. – 2022. – С. 121-125.

Подписано в печать 11.07.2023. Формат 60x90 1/16. Усл. авт. л. 1,05.  
Тираж 100 экз. Заказ № 2680.

Библиотечно-издательский комплекс  
федерального государственного бюджетного образовательного  
учреждения высшего образования  
«Тюменский индустриальный университет».  
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.  
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.