

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

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

Диссертация

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Стрекалов Александр Владимирович

Тюмень – 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1 ОБЗОР И АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ В ПРОЦЕССЕ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	11
1.1 Анализ выработки запасов по площади простирания.....	13
1.2 Анализ выработки запасов по разрезу	24
1.2.1 Анализ работы разреза по данным ПГИ.....	24
1.2.2 Анализ работы разреза по данным ГГДМ.....	29
1.3 Анализ с использованием характеристики вытеснения.....	30
2 РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ АНАЛИЗА И ПРОГНОЗА ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ.....	44
2.1 Метод, позволяющий через фазовые проницаемости пласта-аналога адаптировать характеристики вытеснения, под конкретные значения параметров ГФХ и геологические условия	44
2.2 Выводы по разделу 2	76
3 ПРИМЕНЕНИЕ РАЗРАБОТАННОГО МЕТОДА ПРОГНОЗА ВЫРАБОТКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА ЮВ₁ УРЬЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	79
3.1 Геолого-физическая характеристика объекта.....	79
3.2 Характеристика текущего состояния разработки.....	82
3.3 Построение кривой выработки запасов через относительные фазовые проницаемости.....	95
3.4 Практическая адаптация кривой выработки запасов под различные геологические условия.....	97
3.5 Решение задачи количественной оценки объема дренируемых запасов, через динамику фактических режимов работы объекта	106
3.6 Прогноз выработки запасов с помощью характеристик вытеснения.....	109
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	112
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	113
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	126

Введение

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 трудно-извлекаемыми 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 извлека-

емых 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 керна 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 вы-

работки 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 исследования 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 ис-

пользовании 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 проху-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 распределения 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, тепломассообменные 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, Пулытьинский, 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. Александра Владимировича Стрекалова, а также выражает благодарность Юрию Дмитриевичу Земенкову, Александру Борисовичу Шабарову, Сергею Ивановичу Грачёву и Константину Михайловичу Фёдорову за ценные замечания и практические советы.

1 ОБЗОР И АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ В ПРОЦЕССЕ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Начало исследованиям в области вытеснения нефти закачиваемой водой было положено в классических трудах отечественных и зарубежных авторов, таких как И. Бакли, М. Леверетт, Г. И. Баренблатт, М. Маскет, 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.

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 указано в «Правилах подготовки технических разделов разработки месторождений углеводородного сырья» (утверждены Минприроды от 20.09.2019, приказ № 639) [1] и «РД 153-39.0-110-01 Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» [2], составленные творческими коллективами, в состав которых вошли такие авторы как В. Ф. Базив, Б. Т. Баишев, Ю. Е. Батулин, 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, М. М. Иванова, Ю. Н. Яшин и другие. В рекомендациях данных авторов указано, что одним из методов анализа эффективности выработки запасов является анализ эффективности разработки нефтяной залежи методом графического сравнения характеристик вытеснения (рисунок 1.1).

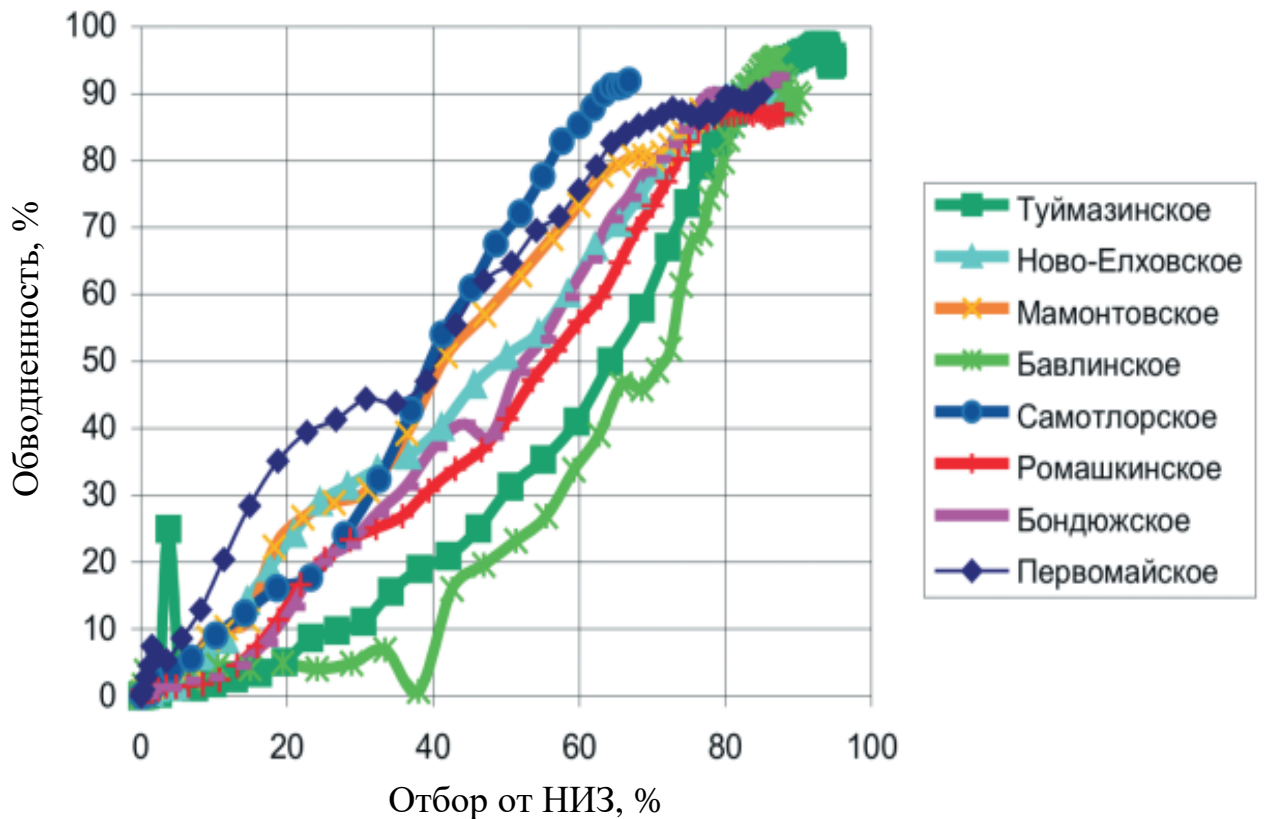


Рисунок 1.1 – Сравнительные характеристики вытеснения по ряду месторождений Российской Федерации [3]

В методе предлагается сопоставлять фактические и прогнозные характеристики вытеснения с уже разрабатываемыми месторождениями/пластами-аналогами.

В то же время, авторами отмечается, что часть геолого-физических параметров залежей значительно влияет на характеристику вытеснения и определяет ее отличие от характеристики вытеснения пласта-аналога. К таким параметрам относятся: соотношения вязкостей нефти и воды в пластовых условиях, проницаемость пласта, коэффициент песчаности, начальная нефтенасыщенность пласта, доля запасов нефти, расположенных в водонефтяной и чистонефтяной зоне.

Существуют три основных направления оценки выработки запасов нефти [1, 2], которые взаимно дополняют друг друга:

1. Анализ выработки запасов по площади простираения;
2. Анализ выработки по разрезу;

3. Анализ с использованием характеристики вытеснения.

Анализ выполняется как на основе фактических промысловых данных, так и на основании материалов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин по контролю за разработкой. Кроме того, в настоящее время, обязательным инструментарием по анализу и прогнозу выработки запасов является геолого-гидродинамическое моделирование.

Анализируются эффективность применяемой системы разработки с точки зрения выработки запасов нефти пластов, а также мероприятий, направленных в предшествующий период на совершенствование системы воздействия на пласт, увеличение нефтеотдачи и интенсификации добычи.

При объединении в один эксплуатационный объект нескольких продуктивных пластов выполняется оценка доли их участия в работе скважин.

1.1 Анализ выработки запасов по площади простираения

Оценка выработки запасов, прежде всего, базируется на положениях утвержденных в «Методических указаниях по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» [2].

Для анализа выработки запасов нефти пластов по площади необходимо применять построенные геолого-гидродинамические модели (ГГДМ) эксплуатационных объектов и результаты адаптации этой модели на историю разработки.

На основе анализа геолого-промыслового материала и выполненных с использованием ГГДМ расчетов строятся карты остаточных подвижных запасов (рисунок 1.2, рисунок 1.3) и текущей нефтенасыщенности (рисунок 1.4) на различные даты. В первую очередь, сопоставляются карты на начало разработки и на текущую дату.

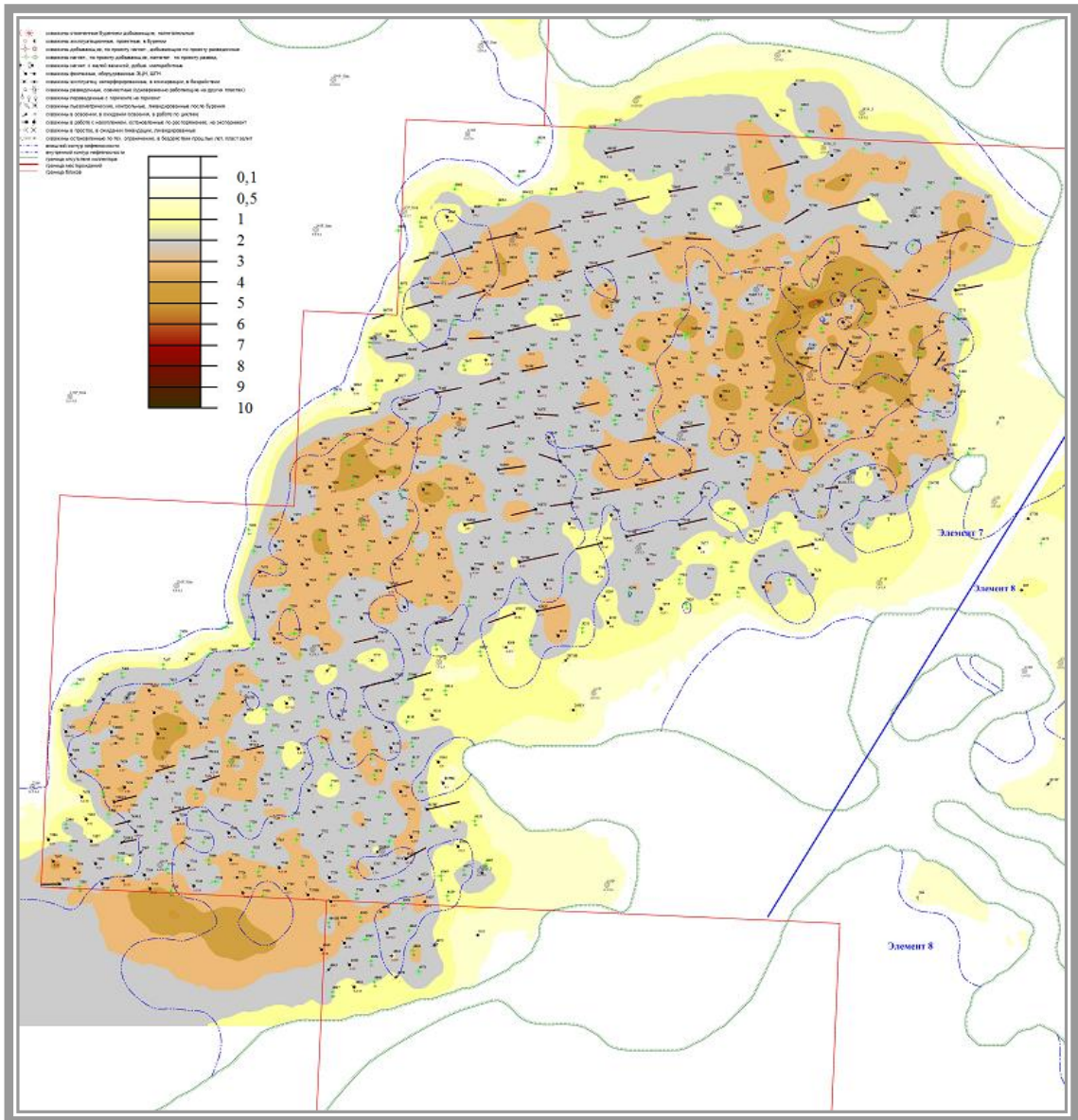


Рисунок 1.2 – Выкопировка карты плотности начальных подвижных запасов.

Объект ЮВ₁. Западно-Урьевский участок

На примере Западно-Урьевского участка [4] объекта ЮВ₁ видно (рисунок 1.3), что в центральной части залежи запасы выработаны наиболее сильно (плотность запасов 0,1–2 тыс. т/га), и остаточные запасы сосредоточены преимущественно в северной части (плотность запасов 1–4 тыс. т/га).

Кроме того, для объективности анализа, необходимо использовать карты нефтенасыщенных толщин объекта анализа [5–10].

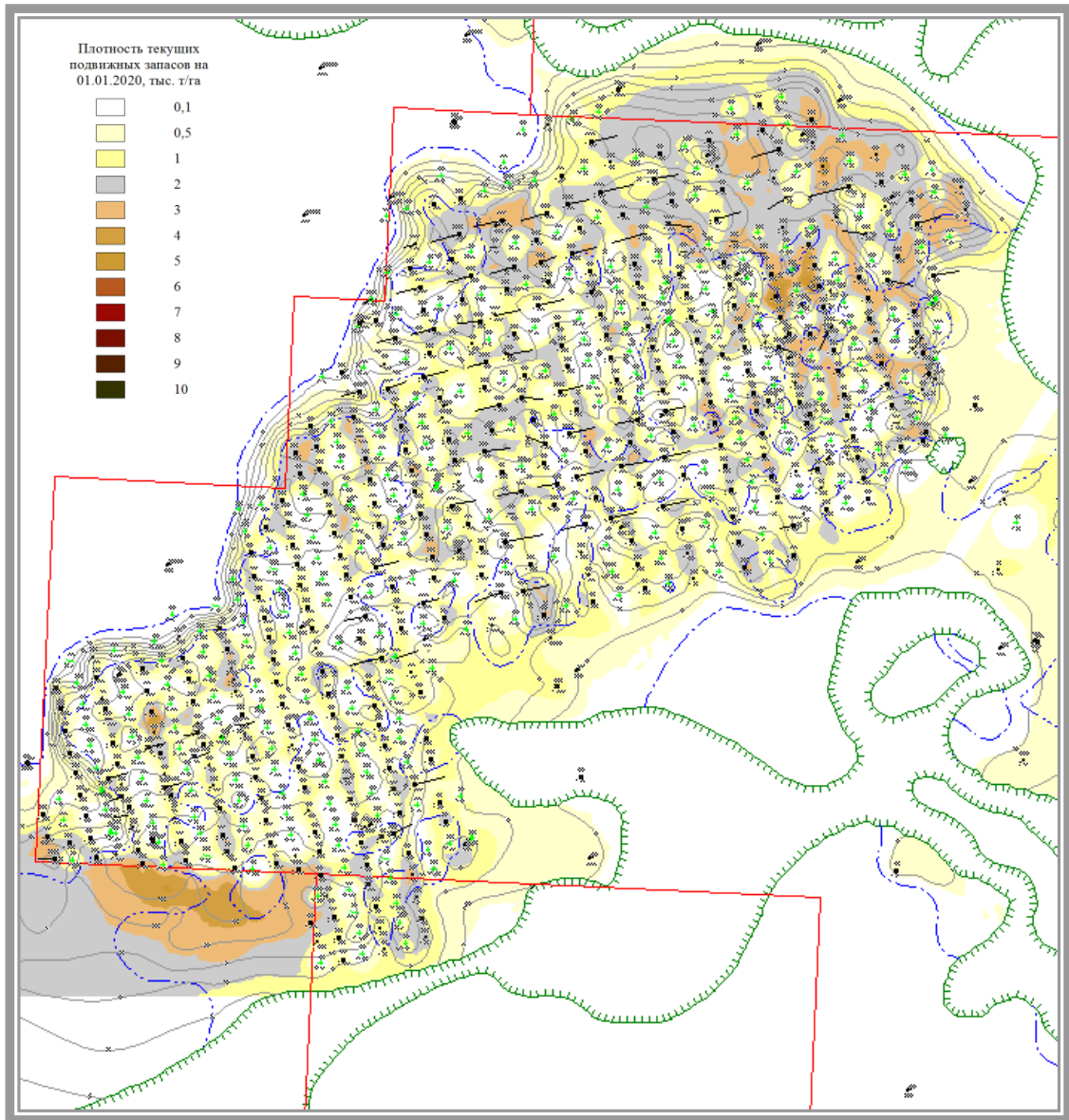


Рисунок 1.3 – Выкопировка карты плотности текущих подвижных запасов по состоянию на 01.01.2020. Объект ЮВ₁. Западно-Урьевский участок

Карты нефтенасыщенных толщин и карты текущей нефтенасыщенности необходимо использовать совместно, для того, чтобы уточнить качество остаточных извлекаемых запасов: если текущая нефтенасыщенность на каком-либо участке низкая, при большой плотности запасов, это означает, что запасы выработаны достаточно сильно, но из-за большой нефтенасыщенной толщины суммарно по толщине запасы складываются в более высокие, относительно средних по объекту, абсолютные значения. И наоборот, если при невысоких значениях плотности запасов, текущая нефтенасыщенность остается высокая, то это свидетельствует о

том что мы, вероятнее всего, имеем дело с низкими нефтенасыщенными толщами, которые слабо подвергнуты выработке (рисунок 1.3).

Например, на объекте ЮВ₁ Урьевского месторождения видно, что северная часть Западно-Урьевского участка, которая наименее выработана по карте плотности запасов (рисунок 1.2, рисунок 1.3), по карте текущей нефтенасыщенности имеет те же значения, что и центральная наиболее выработанная часть (в интервале от 0,3 до 0,4 ед.) (рисунок 1.4).

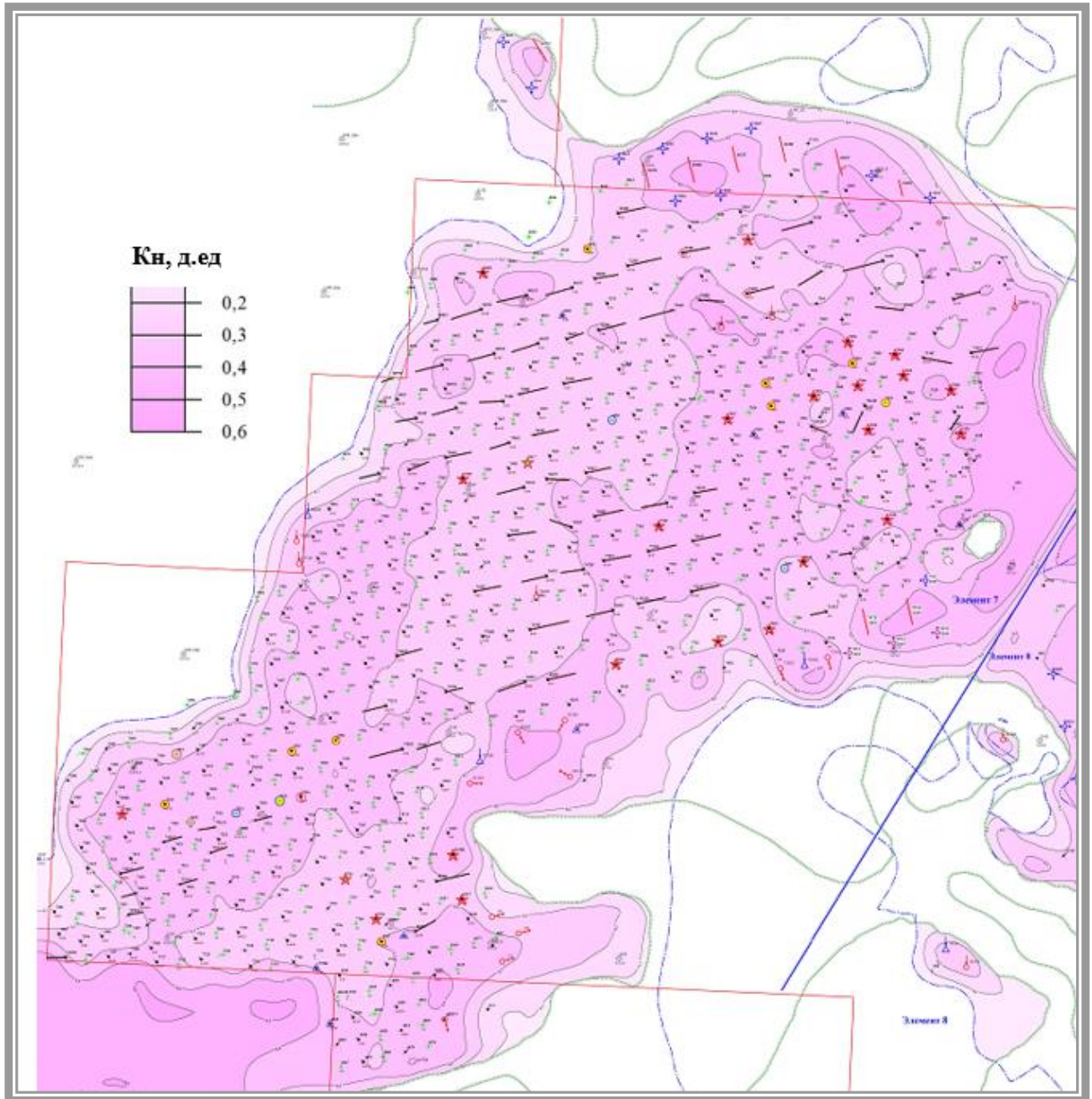
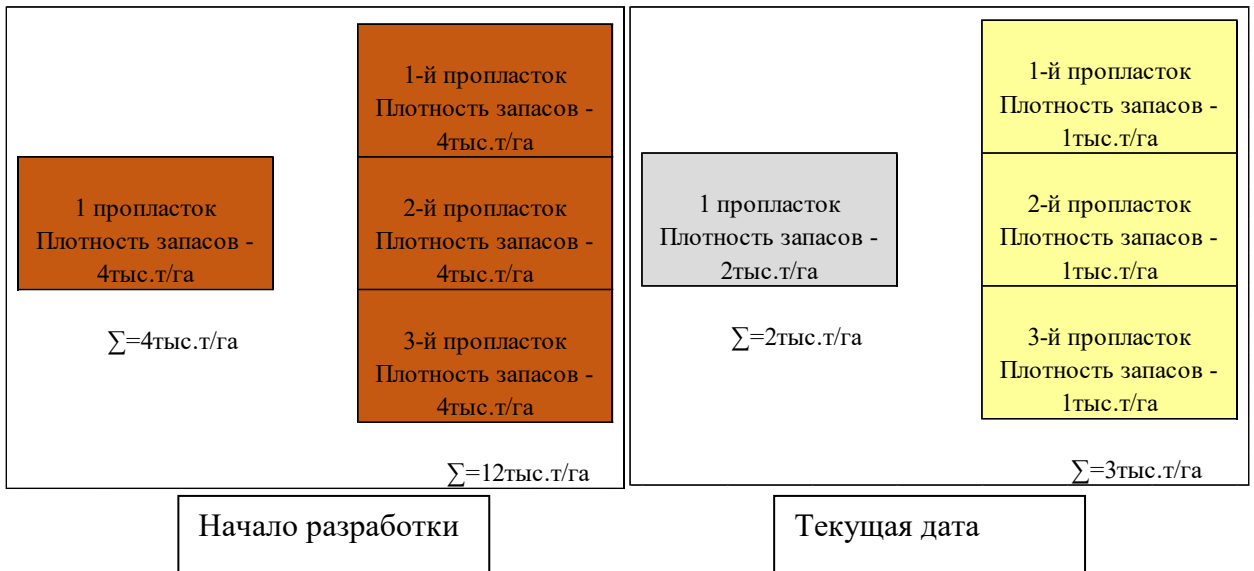


Рисунок 1.4 – Карта текущей нефтенасыщенности по состоянию на 01.01.2020.

Объект ЮВ₁. Западно-Урьевский участок



Условные обозначения:

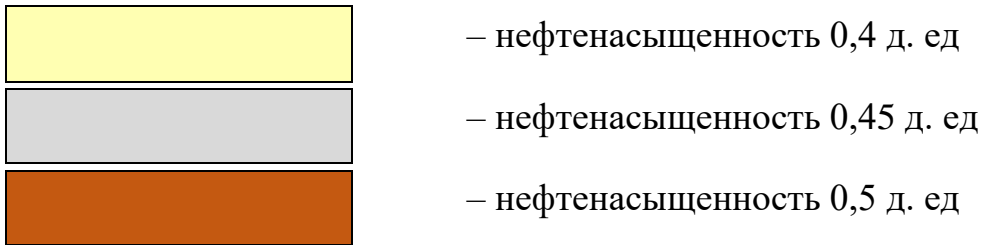


Рисунок 1.5 – Схема выработки запасов на участках пласта с различной нефтенасыщенной толщиной

Для определения степени влияния закачки на нефтяной пласт И. П. Чоловским и М. М. Ивановой [11, 12] было предложено строить карты влияния охвата заводнением по площади. Пример построения таких карт можно рассмотреть на примере Ромашкинского нефтяного месторождения.

Данный метод предполагает следующий алгоритм построения карты охвата заводнением. На одну из карт, которая отображает распространение пласта по площади, например, карту эффективной или общей нефтенасыщенной толщины, необходимо нанести работающие нагнетательные скважины с отображением накопленной закачки по ним. По каждой добывающей скважине указывается количество накопленной добычи нефти и жидкости и способ их эксплуатации. Для расчета коэффициента охвата, участки эксплуатации можно разделить на три основные группы:

1. зоны пласта, в которых наблюдается воздействие закачки нагнетательных

скважин на добывающие в такой степени, что вполне достаточен фонтанный способ эксплуатации добывающих скважин;

2. зоны пласта, в которых наблюдается воздействие закачки нагнетательных скважин на добывающие в такой степени, что вполне достаточен механизированный способ эксплуатации добывающих скважин;

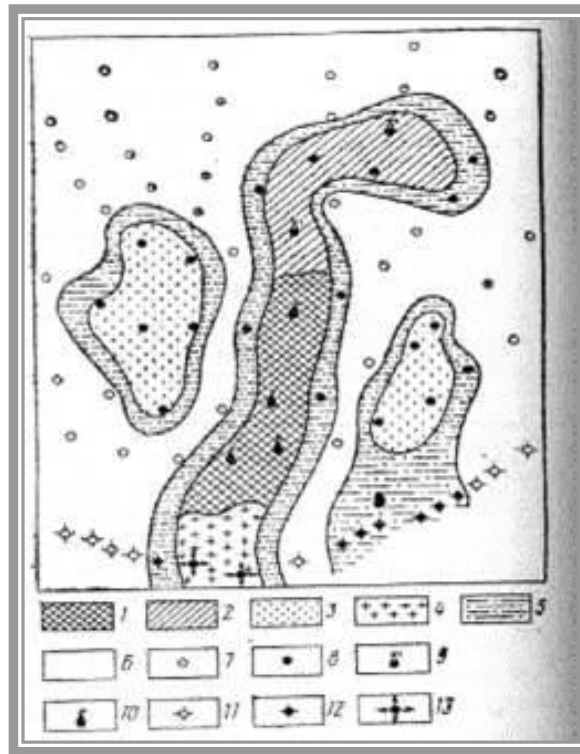
3. зоны пласта, в которых не наблюдается воздействие закачки нагнетательных скважин на добывающие.

При классификации участков разработки по одному из трех типов, необходимо смотреть эксплуатацию каждой скважины, т.к. это обеспечит полноту анализа.

При использовании данного метода, главной задачей является выявление интервалов пласта, принимающих воду (анализ профиля приемистости нагнетательных скважин). Для определения профиля приемистости можно использовать различные виды исследований, например, закачку радиоактивных веществ или определение профиля приемистости специальным глубинным инструментом, изучение фактических данных о разобщении продуктивных интервалов с помощью пакеров, учет проведения ГРП, ОПЗ, дострелов и других методов, влияющих на профиль притока. При обобщении всей имеющейся информации, становится возможным определить объем закачки и работающие интервалы пласта, охваченные заводнением.

В результате вышеописанного анализа фактических данных, следуя вышеприведенному алгоритму, необходимо выполнить анализ выработки интервалов коллектора в эксплуатационных скважинах. Главным образом, необходимо понимание какой объем нефти добывался в каждом из продуктивных нефтенасыщенных интервалов. Инструменты для определения профиля притока стандартные: специальное глубинное оборудование, позволяющее измерять дебит жидкости по разрезу (например, по технологии Y-TOOL), использование методов ГДИ, по фактическим данным по проведенной перфорации, дострелам пластов и ГРП [3].

На схеме ниже представлена карта охвата заводнением по площади (рисунок 1.6).



Зонирование по степени охвата заводнением: 1 – наблюдается воздействие закачки нагнетательных скважин на добывающие в степени достаточной для фонтанной эксплуатации, 2 – влияние, достаточное для добычи механизированным способом, 3 – отсутствует влияние закачки; 4 – зоны, охваченные заводнением; 5 – зоны с низким охватом заводнением; 6 – участки пласта; вскрытые добывающими скважинами скважины, в которых интервалы по разрезу: 7 – не вскрыты перфорацией, 8 – вскрыты перфорацией, но не имеющие притока, 9 – добывающие скважины работают механизированным способом, 10 – добывающий фонд работает фонтаном; нагнетательный фонд, в котором: 11 – продуктивный интервал не перфорирован, 12 – перфорирован, но профиль приемистости не фиксируется на приток, 13 – профиль притока фиксирует приток

Рисунок 1.6 – Схематичное картирование охвата заводнением по площади [11]

Основываясь на многочисленных исследованиях, проведенных на предмет профиля притока и приемистости в скважинах, И. П. Чоловский с соавторами убедительно доказали, что из всей исследованной выборки на одной из площадей Ромашкинского месторождения, только часть из них были охвачены активным заводнением, больше половины объектов охвачены заводнением менее чем на половину [11].

Нельзя не отметить развитие предложенного И. П. Чоловским с соавторами подхода в работах как ученых отечественной школы [13-14, 16-26, 28-43], так и

зарубежных специалистов [15, 27, 28], основные положения которых аккумулированы в методических рекомендациях [12] коллектива авторов (Иванова М.М., Базив В.Ф., Лисовский Н.Н., Филиппов С.А., Пономарев Н.С. и др.) и сведены к следующему.

Предлагается выполнять оценку эффективности выработки запасов с применением вторичных методов разработки (закачка воды в нагнетательные скважины) на основе факторного анализа фактических показателей разработки, в особенности:

- степени промывки пласта;
- значений текущего КИН, в сопоставлении с прокачкой жидкости, измеряемой в количестве объемов нефтенасыщенных пор (начальных геологических запасов);
- годовых фактических темпов отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов и темпов промывки пласта.

Для оценки эффективности вытеснения нефти водой рекомендуется ввести в оборот такое понятие как «показатель эффективности выработки запасов» - это значение КИН, соответствующее определенному количеству начальных нефтенасыщенных объемов разрабатываемого пласта. При использовании предложенного факторного анализа показателей учитываются как естественные факторы реликтового происхождения, так и создаваемые человеческим вмешательством техногенные факторы, все вместе объединенные в единый комплекс взаимовлияющих и взаимодополняющих осложняющих факторов. Отклонение от проектных решений сказывается на отклонении по добыче флюидов объекту разработки, что приводит к некоторой разбалансировке системы «скважины-пласт» и, как следствие, приводит к необходимости корректировки проектных решений: например, появляется необходимость сдвигать контуры закачки, проводить трансформацию системы заводнения, уплотнять сетку скважин в зонах с высокой текущей нефтенасыщенностью, учитывать общее ухудшение структуры остаточных запасов. Очевидно, что невыполнение проектных решений приводит к снижению не только текущей добычи углеводородов: также уменьшается конечный КИН объекта разработки, что особенно сильно сказывается на месторождениях со сложными геологическими

условиями.

Практическое применение описанного подхода позволяет интегрально оценить текущее состояние разработки. Авторы методики описывают перечень природных и технологических факторов, определяющих эффективность системы разработки объекта:

- запасы, приходящиеся на одну проектную скважину (удельные запасы на скважину);
- соотношение между добывающим и нагнетательным фондом;
- промывка (текущая и накопленная);
- сетка скважин, их размещение по квадратной, треугольной или избирательной системе;
- геолого-физические параметры;
- наличие водопроявлений.

Перечисленные выше факторы влияют на разработку в комплексе, и предложенный алгоритм анализа подразумевает, что определить весовой коэффициент какого-то одного параметра практически невозможно, по причине проявления синергетического комплексного эффекта сразу нескольких как независимых, так и зависимых факторов.

Особо необходимо отметить важность того момента разработки, когда прокачка по объекту разработки достигает одного объема порового нефтенасыщенного пространства. Очевидно, что в этот момент в пласт закачано столько воды, сколько гипотетически хватило бы чтобы вытеснить всю нефть. Показатели разработки на этот момент характеризуют эффективность работы всей системы «скважины-пласт» и служат индикатором для сопоставления с другими месторождениями-аналогами. Например, если по месторождению-аналогу при прокачке одного порового объема воды отбор от НИЗ существенно выше, чем по рассматриваемому объекту, то необходимо ответить на вопрос: какие осложняющие факторы привели к ухудшению выработки, по сравнению с месторождениям-аналогом.

Также необходимо отметить, метод сопоставления объекта разработки с месторождениями-аналогами, является одним из самых распространенных, простых,

и в то же время обоснованных инструментов оценки эффективности разработки. Вышеприведенный список факторов – запасы, приходящиеся на одну проектную скважину (удельные запасы на скважину), соотношение между добывающим и нагнетательным фондом, промывка (текущая и накопленная), сетка скважин, их размещение по квадратной, треугольной или избирательной системе, геолого-физические параметры, наличие водопроявлений, – позволяет сделать максимально объективный анализ эффективности методом прямых аналогий со схожими по значениям геологических параметров месторождениями.

Сложно однозначно сказать какой конкретно вклад в разработку вносит каждый параметр на конкретном месторождении, но можно оценить характер влияния каждого из них.

Запасы, приходящиеся на одну проектную скважину (удельные запасы на скважину) – удельные запасы на одну скважину, определенные, в том числе, с помощью метода триангуляции и построения диаграмм Вороного [70, 71, 104]. Очевидно, что с точки зрения экономической рентабельности разработки актива, чем больше извлекаемых запасов отберет скважина, тем лучше. Учитывая, что экономическая эффективность проекта разработки месторождения является обязательным условием, то очевидно, что неподтверждение проектных удельных запасов ставит дальнейшую эффективную разработку актива в ситуацию, когда необходим пересмотр технологических решений.

Соотношение между добывающим и нагнетательным фондом – для различных систем разработки имеет разное значение. Для самых распространенных систем заводнения соотношение добывающих к нагнетательным скважинам изменяется от 1:1 (однорядная система, пятиточечная система) до 3:1 (обращенная 9-ти точечная система). Очевидно, что увеличение нагнетательного фонда повышает охват заводнением и конечный КИН, но в случае выдержанных продуктивных монолитных коллекторов «жесткая» система заводнения может быть избыточной и приводить в преждевременным прорывам закачиваемой воды.

Промывка (прокачка) – чем выше объем прокачанной через пласт воды, тем выше вытеснение.

Сетка скважин, их размещение по квадратной, треугольной или избирательной системе – с позиции проектирования.

Наиболее принципиальными являются следующие моменты:

- квадратная сетка, по сравнению с треугольной, имеет преимущество в возможности дальнейшей трансформации системы заводнения: например, 9-ти точечная система разработки, в случае необходимости более «жесткой» системы заводнения, может быть легко преобразована в 5-ти точечную;

- избирательная система позволяет размещать проектный фонд скважин с учетом геологических особенностей объекта;

- уменьшение сетки (расстояния между скважинами) приводит к увеличению КИН, но, с другой стороны, к уменьшению запасов на одну скважину, поэтому при выполнении проектных документов рекомендуемым является «перегибный» вариант, при котором сетка скважин обеспечивает как эффективную разработку, так и экономическую рентабельность.

Геолого-физические параметры – повышенные значения проницаемости и пористости позволяют получать высокую продуктивность скважин и увеличивать интенсивность добычи нефти. Увеличение вязкости нефти приводит к осложнению процесса вытеснения водой, так как при значительном превышении вязкости нефти, закачиваемая вода начинает прорываться, что нарушает фронт вытеснения [27].

Наличие водопроявлений – является осложняющим фактором, который необходимо обязательно учитывать при проектировании разработки. Основная причина осложнения – проявление конусообразования подошвенной воды. Одним из примеров решения проблемы конусообразования является отказ от вскрытия нижнего водонасыщенного интервала путем бурения горизонтальных скважин только на верхний нефтенасыщенный продуктивный пласт с минимально-обоснованной депрессией на забое. В случае высокой расчлененности пласта, конусообразование может сдерживаться естественными глинистыми перемычками.

Таким образом, наиболее распространенная на текущее время предложенная

методика оценки эффективности разработки основывается на сопоставлении различных параметров разработки, и имеет сравнительный характер.

1.2 Анализ выработки запасов по разрезу

1.2.1 Анализ работы разреза по данным ПГИ

Охват промыслово-геофизическими исследованиями (ПГИ) по определению профиля притока/поглощения на нефтяных месторождениях за межпроектный период разработки должен выполняться в соответствии с РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» [48], согласно которому решается задача определения интервалов и профиля поглощения. Попутно решается задача выявления нарушения технического состояния скважин.

Параметры, определенные по ПГИ.

По данным промыслово-геофизических исследований, эффективность выработки запасов по разрезу характеризуют следующие основные показатели: коэффициент заводняемой толщины, коэффициент вторичного вскрытия, коэффициент работающей толщины и коэффициент охвата толщины процессом вытеснения.

1. Коэффициент работающей толщины ($K_{раб}$) – это отношение работающей толщины ($h_{раб}$) к эффективной нефтенасыщенной перфорированной толщине ($h_{эф.перф.}$) пласта и может быть определена по данным профиля притока и профиля приемистости:

$$K_{раб} = \frac{\sum h_{раб.}}{\sum h_{эф.перф.}} \quad (1.1)$$

2. Коэффициент вторичного вскрытия ($K_{вскр}$) – это отношение эффективной

перфорированной толщины ($h_{\text{эф.перф.}}$) к общей эффективной нефтенасыщенной толщине пласта ($h_{\text{эф.нефт.}}$):

$$K_{\text{вскр}} = \frac{\sum h_{\text{эф.перф.}}}{\sum h_{\text{эф.нефт.}}} \quad (1.2)$$

3. Коэффициент заводненных толщин ($K_{\text{зав}}$) - отношение заводненных по ПГИ толщин ($h_{\text{зав}}$) ко всей эффективной нефтенасыщенной толщине ($h_{\text{эф.нефт.}}$) пласта. За заводненные принимались толщины работающие составом «вода» или «вода+нефть»:

$$K_{\text{зав}} = \frac{\sum h_{\text{зав.}}}{\sum h_{\text{эф.нефт.}}} \quad (1.3)$$

4. Коэффициент охвата толщины пласта процессом вытеснения ($K_{\text{охв}}$) - отношение работающей толщины ($h_{\text{раб}}$) ко всей эффективной нефтенасыщенной толщине ($h_{\text{эф.нефт.}}$) пласта:

$$K_{\text{охв}} = \frac{\sum h_{\text{раб.}}}{\sum h_{\text{эф.нефт.}}} \quad (1.4)$$

Как правило, на одной скважине, за историю ее эксплуатации, может быть проведено несколько промыслово-геофизических исследований, несколько этапов перфорации и дострелов. Необходимо учитывать всю историю исследований по каждой скважине. Расчеты выше указанных параметров проводятся по каждой фактической скважине.

Современные методы исследований позволяют получить сведения также и по составу притока.

Например, для объекта разработки ЮВ₁ Урьевского месторождения были построены диаграммы изменения состава притока по годам (рисунок 1.7). В исследовании использованы фактические исследования (более трехсот) в более чем двухсот скважинах [4]. По диаграмме можно сделать вывод, что за первые семь лет анализа доля толщин с чисто нефтяным притоком составляла не более 15 %. Доля толщин с притоком нефти с водой составила около трети. В последующие семь лет доля толщин с притоком только по нефти составляла незначительную часть, сопоставимую с погрешностью. Естественно, что доля воды и притока нефти с водой

постоянно увеличивалась. В последний год доля толщин, работающих нефтью, практически не фиксировалась. Основной состав притока классифицировался как «вода+нефть».

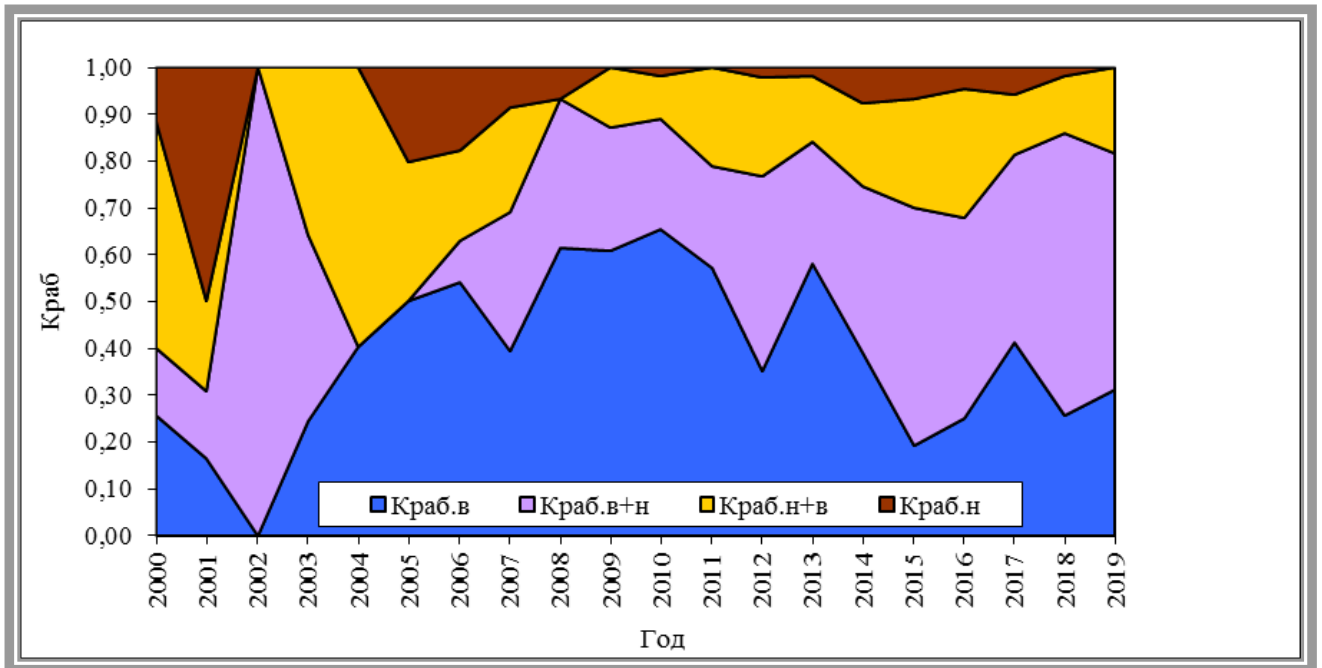


Рисунок 1.7 – Исследование динамики по составу флюида по годам по объекту разработки ЮВ₁ Урьевского месторождения

Для объекта ЮВ₁ рассматриваемого Урьевского месторождения, построены сводные диаграммы по профилю притока и приемистости относительно кровли пласта ЮВ₁. На диаграмме можно определить, какие интервалы пласта наиболее подверглись заводнению, а какие больше выработаны по нефти и какое соответствие между интервалами добычи и закачки. Основная добыча зафиксирована в верхней части разреза по толщине (рисунок 1.8). Основная закачка воды зафиксирована в средней части разреза. В целом, исходя из сводной диаграммы, можно отметить высокую корреляцию между интервалами добыч и закачки.

На диаграмме ниже (рисунок 1.9) отображена доля фаз по нефти и воде в общей интенсивности притока пласта ЮВ₁. В верхней части пласта: в интервале 0-8 м от кровли пласта доля притока с составом «нефть» и «нефть+вода» составляет около 30 %. Ниже, в интервале 8-15 м от кровли пласта доля притока с составом «нефть» и «нефть+вода» снижается до 20 %.

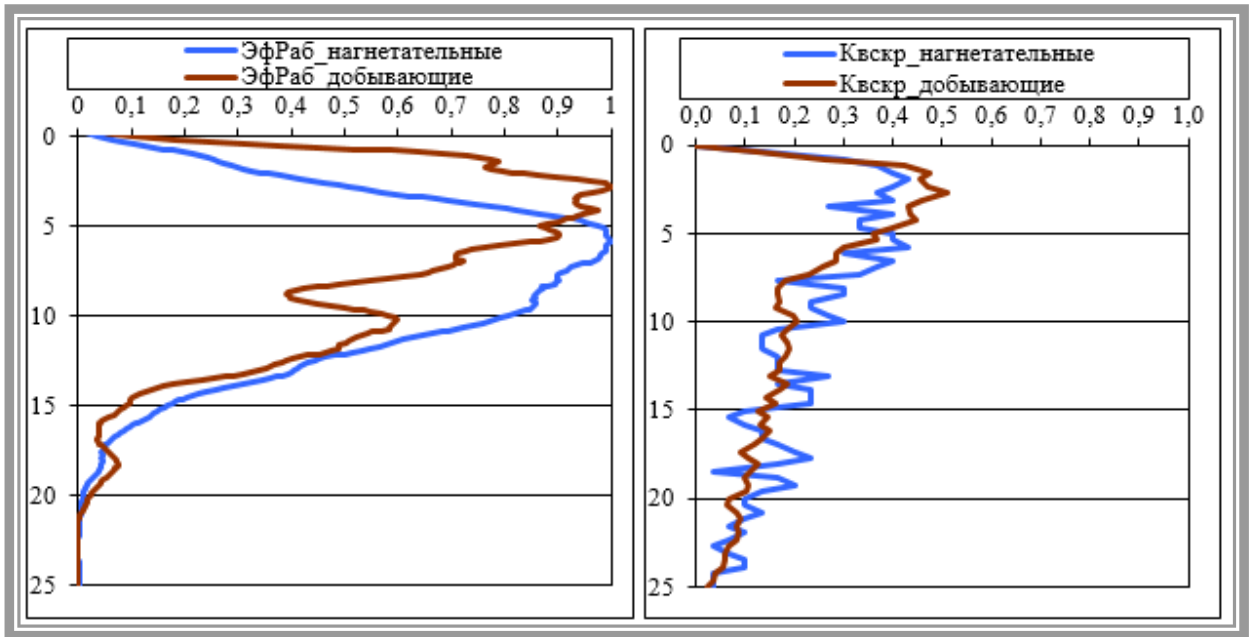


Рисунок 1.8 – Сводный статистический разрез по данным промыслово-геофизических исследований на профиль притока и профиль приемистости объекта ЮВ₁

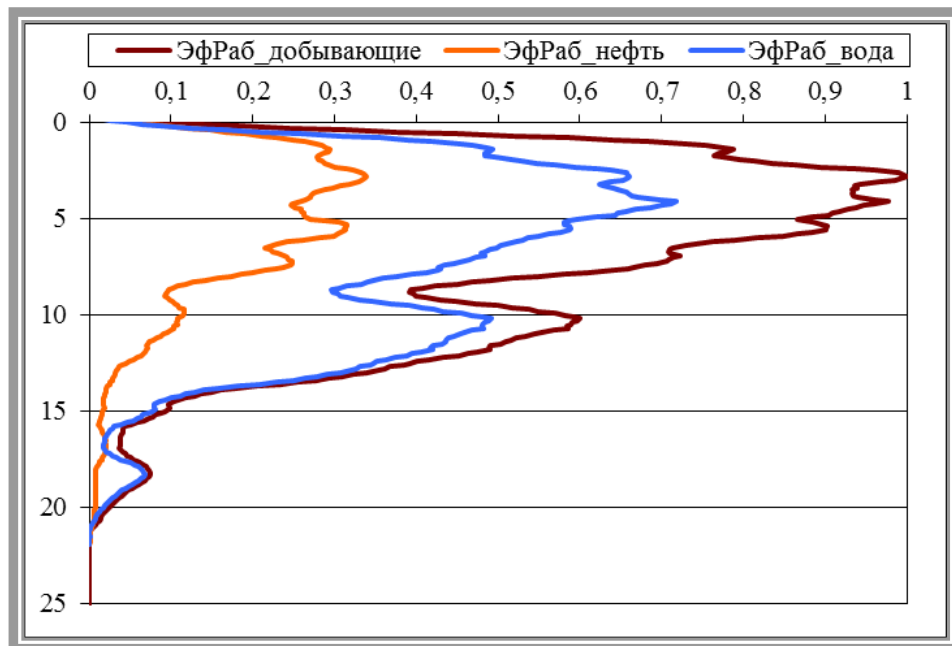


Рисунок 1.9 – Сводный статистический разрез по данным промыслово-геофизических исследований на профиль притока и профиль приемистости с учетом состава притока

Проведение исследований по оценке текущей нефтенасыщенности.

В целях оценки текущей нефтенасыщенности скважины исследуются различ-

ными методами, в частности, в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» широкое распространение получили методы углеродно-кислородного каротажа (С/О-каротажа) и наноэлектрического каротажа (НЭК).

По результатам проведенных исследований начальной ($K_{\text{нач}}$, д.ед) и текущей нефтенасыщенности ($K_{\text{тек}}$, д.ед) производится расчет коэффициента вытеснения $K_{\text{выт}}$ [44–46]:

$$K_{\text{выт}} = \frac{K_{\text{нач}} - K_{\text{тек}}}{K_{\text{нач}}} \quad (1.5)$$

На диаграмме ниже (рисунок 1.10) показан пример использования данных определения нефтенасыщенности в динамике на объекте ЮВ₁ Урьевского месторождения.

На диаграмме показывается изменение доли исследованных пропластков в диапазонах нефтенасыщенности. Очевидно, что в начальный период разработки распределение имеет более равномерный характер, в то время как к концу разработки на объекте наблюдается сдвиг распределения нефтенасыщенности к наименьшим значениям, т.е. основная доля исследованных пропластков имеет нефтенасыщение ближе к остаточным значениям (менее 0,3 д.ед).

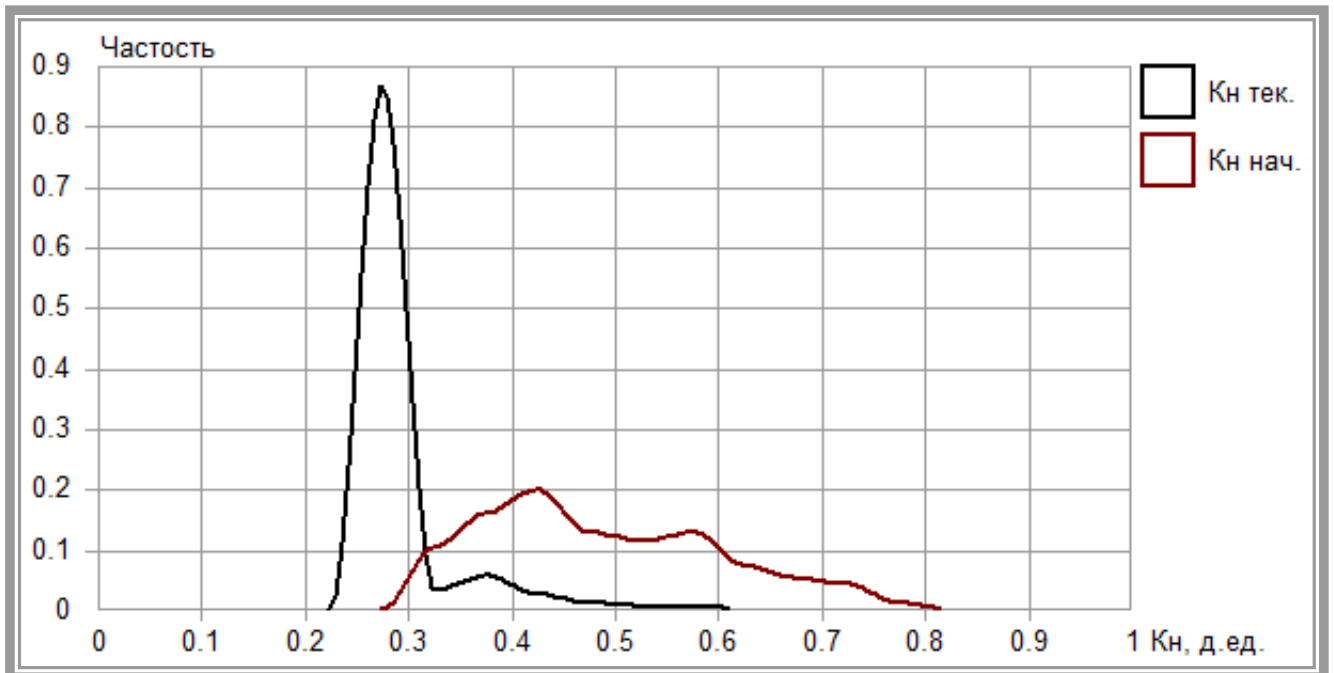


Рисунок 1.10 – Динамика изменения нефтенасыщенности по результатам ПГИ на Урьевском месторождении. Объект ЮВ₁

1.2.2 Анализ работы разреза по данным ГГДМ

Выделяется два основных направления применения ГГДМ при анализе выработки запасов по разрезу (по толщине):

1. применение геолого-статистических разрезов (ГСР);
2. использование разрезов по линиям скважин.

Применение геолого-статистических разрезов

Геолого-статистический разрез – это срез средних или суммарных значений параметров по слоям модели, выполненный на различные даты разработки [2].

Анализ выработки запасов по данным геолого-гидродинамического моделирования крайне полезен в случае неравномерного строения объекта разработки по разрезу, а также при неравномерной перфорации разреза.

Наглядным примером является геолого-статистический разрез объекта Ач Урьевского месторождения, представленного набором нескольких продуктивных пластов (рисунок 1.11).

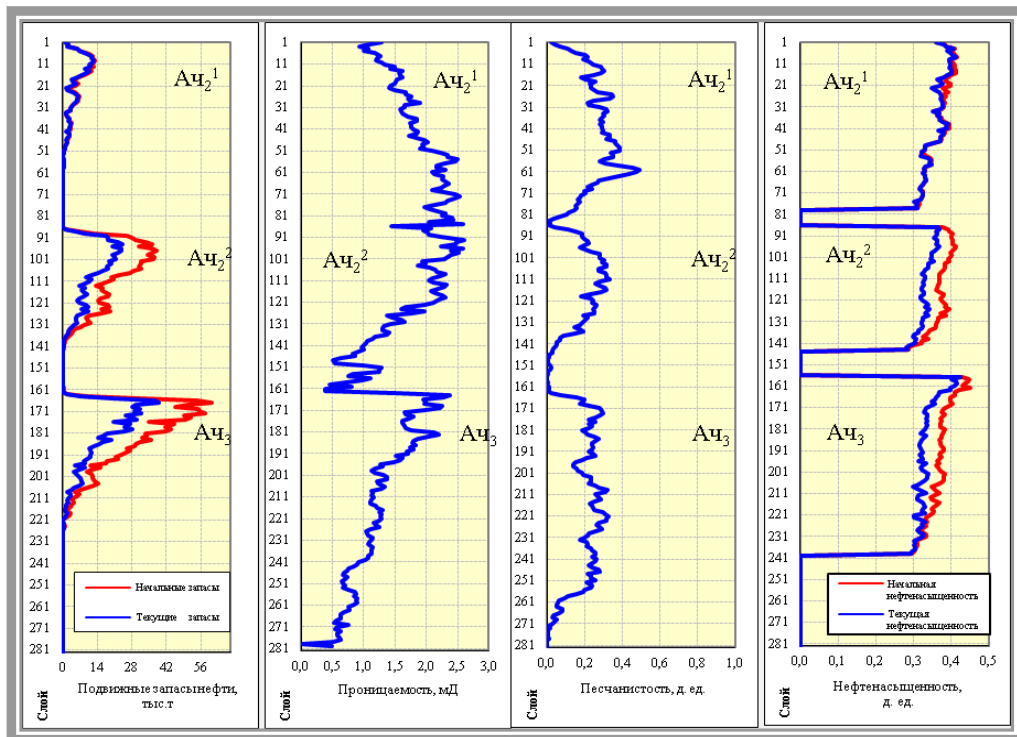


Рисунок 1.11 – Геолого-статистические разрезы по параметрам гидродинамической модели. Объект Ач. Основная залежь

Использование разрезов по линиям скважин

Разрез по линии скважин полезен в случаях, когда необходимо более детальное понимание структуры запасов углеводородов в конкретном участке пласта, особенно в межскважинной зоне. В случае, когда пласт характеризуется крайне неоднородным строением по толщине и простиранию, с течением времени разработки выявляются интервалы пласта с наихудшей выработкой, на которые необходимо направить дополнительное воздействие адресными геолого-техническими мероприятиями. Например, на разрезе по линии скважин 4167-253-1077 объекта БВ₈ Повховского месторождения (рисунок 1.12) наглядно видно, что нижние тонкослоистые интервалы пласта не вырабатываются, из чего можно сделать вывод, что основные остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ) приурочены к нижним интервалам, характеризующимся переслаиванием тонких нефтенасыщенных пропластков и глины.

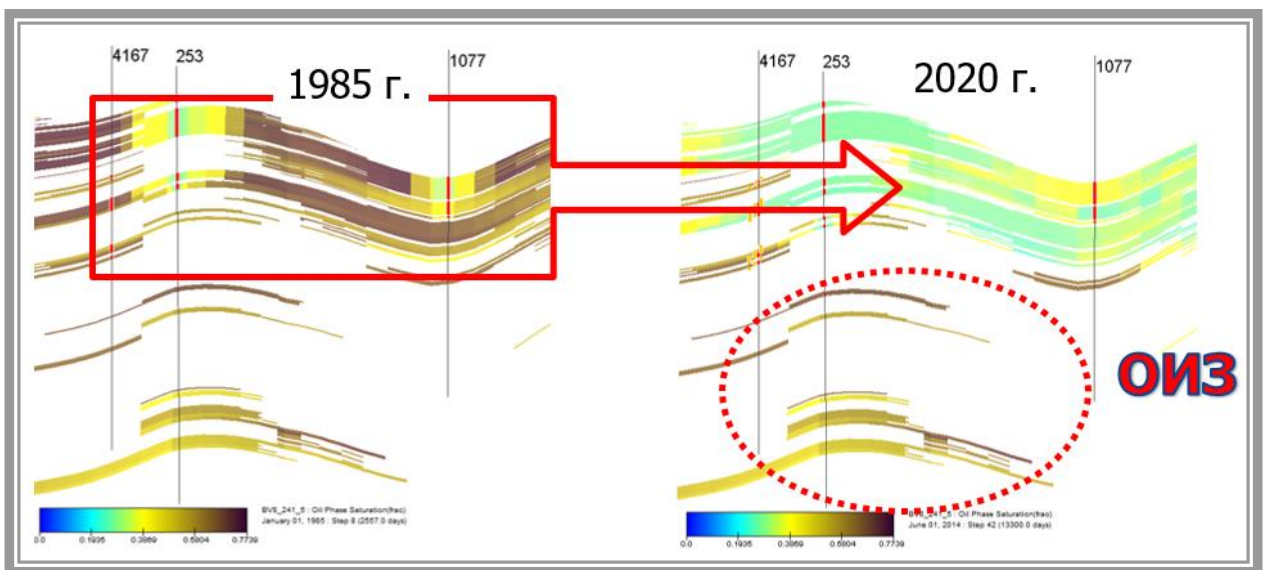


Рисунок 1.12 – Разрез по линии скважин 4167-253-1077 куба текущей нефтенасыщенности. Объект БВ₈ Повховского месторождения

1.3 Анализ с использованием характеристики вытеснения

Одной из первоочередных задач, возникающих при анализе эффективности разработки объектов и месторождений, является интегральная оценка эффективности разработки залежи и оценка потенциальных извлекаемых запасов исходя из

сложившейся динамики выработки. Для этого используют характеристики вытеснения [2, 49–52].

Характеристики вытеснения нефти водой – математические модели зависимости накопленной добычи нефти $V_n(t)$, изменяющейся во времени, и зависящие от накопленного отбора жидкости $V_{ж}(t)$ или воды $V_{в}(t)$ [49–51]. Разные источники [2, 49–52] утверждают различные значения обводненности продукции, после которой возможно корректное применение характеристик вытеснения. Минимальное значение обводненности продукции, при котором возможно корректное практическое применение таких зависимостей, по данным различных исследователей, составляет не менее 40 %. При этом, чем более высокое текущее значение обводненности, тем целесообразнее применение характеристик вытеснения. Причина влияния обводненности продукции на корректность расчетов по характеристикам вытеснения имеет следующие физические предпосылки: чем больше обводненность, тем, как правило, больше выработка запасов. В свою очередь, большая степень выработки запасов характеризуется падающей, а иногда, стабильно падающей добычей нефти (третья и четвертая стадия разработки), что, с точки зрения математической обработки, значительно увеличивает точность как интерполяции, так и экстраполяции. Очевидно, что с применением упрощенных одно- и двухпараметрических зависимостей, с наличием постоянных коэффициентов, намного сложнее делать прогноз добычи при растущей стадии добычи, так как в какой-то момент разработки должно быть последующее ее снижение.

Общий вид характеристик вытеснения следующий:

$$V_n(t) = f(t, \alpha, V_{ж}(t), V_{в}(t)), \quad (1.6)$$

где α – постоянный коэффициент, вектор параметров модели.

Примеры часто используемых формул, интерпретирующих характеристики вытеснения [50] через различные эмпирические зависимости, которые применяются при анализе эффективности разработки объектов представлены в таблице ниже (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Различные формулы характеристик вытеснения

№	Эмпирическая модель	Формула	Метод
1	$\frac{dV_{\text{ж}}}{dV_{\text{н}}} = ae^b V_{\text{н}}^{a-1}$	$\ln(V_{\text{н}}) = a + b \ln(V_{\text{ж}})$	Абызбаев Н.И. (1981)
2	$\frac{dV_{\text{ж}}}{dt} = \frac{-2b^2}{(V_{\text{н}} - a)^3} (a + 2b) \frac{dV_{\text{н}}}{dt}$	$V_{\text{н}} = a + b/\sqrt{V_{\text{ж}}}$	Пирвердян А.М. (1970)
3	$\frac{dV_{\text{ж}}}{dt} = (a + 2bV_{\text{н}}) \frac{dV_{\text{н}}}{dt}$	$\ln(V_{\text{ж}}) = a + bV_{\text{н}}$	Сазонов Б.Ю. (1973)
4	$\frac{dV_{\text{ж}}}{dt} = \frac{-b}{(V_{\text{н}} - a)^2} (a + 2b) \frac{dV_{\text{н}}}{dt}$	$V_{\text{н}} = a + b/V_{\text{ж}}$	Камбаров С.Г. (1974)
5	$\frac{dV_{\text{ж}}}{dV_{\text{н}}} = \frac{1}{b}$	$V_{\text{н}} = a + bV_{\text{ж}}$	Метод постоянного нефтенасыщения

До того, как, по мере развития нефтепромыслового дела, начали появляться все новые математические эмпирические зависимости, применение характеристик вытеснения при анализе эффективности разработки, имело чисто графический характер, которое, несмотря на простоту применения, имеет широкие возможности практического применения и сегодня. Например, характеристика вытеснения в графическом представлении может легко дать ответ на вопрос: какой эффект оказывает применение конкретного геолого-технического мероприятия: по нефтеотдаче или по интенсификации притока?

На рисунке ниже (рисунок 1.13) показана динамика показателей разработки по скважине 305Б Повховского месторождения. На скважине в марте 2019 г был выполнен ГРП, в сентябре 2018 г и июне 2020 г выполнена обработка призабойной зоны (ОПЗ).

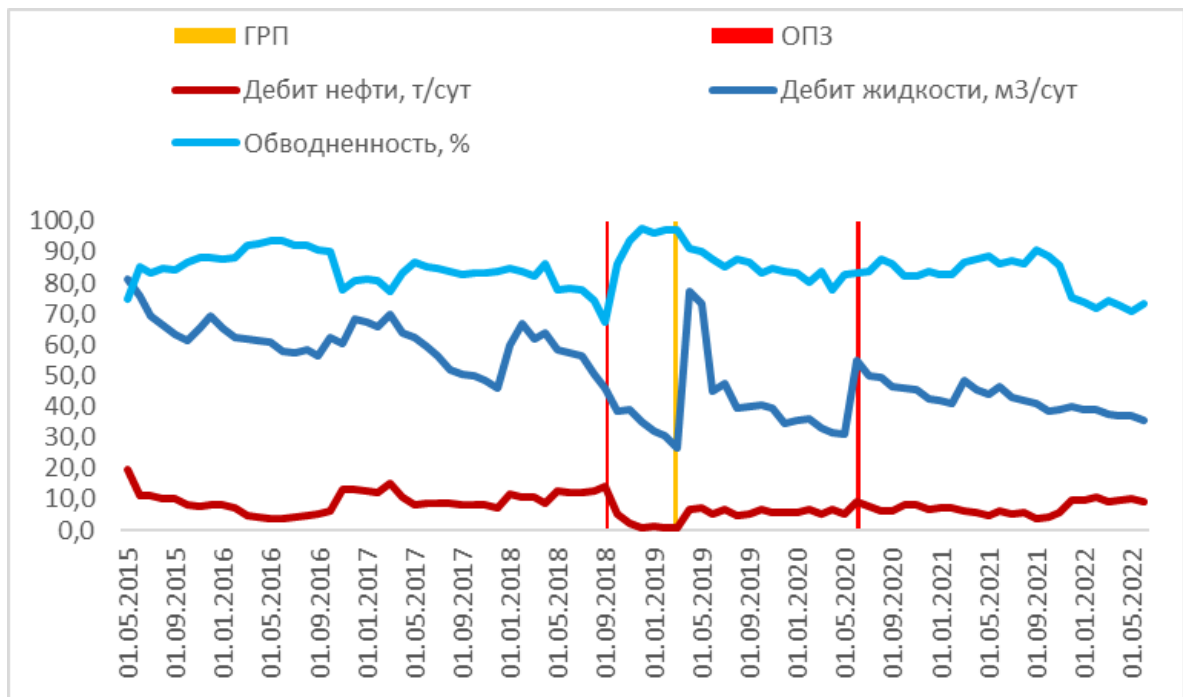


Рисунок 1.13 – Динамика показателей разработки по скв. 305Б Повховского месторождения

Третичные виды ГТМ делятся на две категории: 1) влияющие на интенсификацию и 2) повышающие нефтеотдачу [57, 62–67]. К первым часто относят ГРП и ОПЗ, ко второй группе – потокоотклоняющие физико-химические технологии. Но однозначно относить воздействие на призабойную зону добывающих и нагнетательных скважин сложно, так как часто имеет место комплексный эффект: например, ГРП создаёт трещины повышающие интенсивность притока, но при этом трещина может подключать к работе ранее недренируемые пропластки, что повышает охват по разрезу и увеличивает конечную нефтеотдачу [62, 63].

Рассмотрим фактическую кривую вытеснения по рассматриваемой скважине (рисунок 1.14).

Как видно из характеристики вытеснения, после первого ОПЗ угол кривой сместился в сторону оси переменной, что свидетельствует о том, что жидкость увеличивается без существенного увеличения добычи нефти. После ГРП и второго ОПЗ угол кривой сместился в сторону оси ординат, что свидетельствует о том, что в фильтрацию подключилась дополнительная нефть, что может свидетельствовать о повышении нефтеотдачи либо за счет повышения охвата по разрезу, либо за счет

повышения коэффициента вытеснения (за счет доотмывающих компонентов технологии ОПЗ).

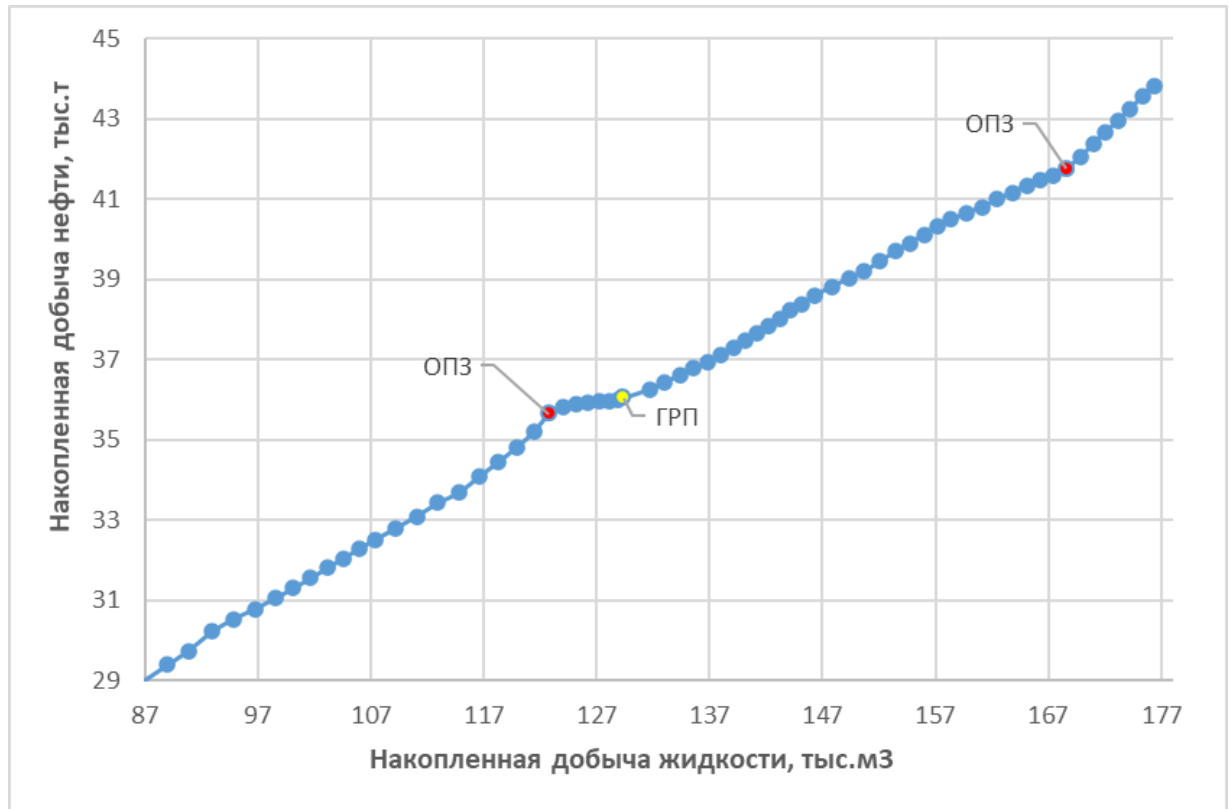


Рисунок 1.14 – Характеристика вытеснения по скважине 305Б в координатах (накопленная нефть; накопленная жидкость)

С помощью характеристик вытеснения делается оценка потенциальных извлекаемых запасов нефти базового варианта разработки объекта, когда делается предположение, что добыча ведется существующим фондом, с исторически сложившимся объемом геолого-технических мероприятий. В РД 153-39.0-110-01 данный метод называется «Метод определения остаточных запасов нефти в зоне дренирования скважин с помощью характеристик вытеснения» [2, 90–93].

На графике ниже (рисунок 1.15) показан результат прогноза, опираясь на факт, для одного из основных объектов крупного месторождения, расположенного в Западной Сибири.

По методу С. Г. Камбарова был получен прогноз накопленной добычи нефти и жидкости по годам, по которому легко можно пересчитать годовые объемы добычи и прогнозную обводненность (рисунок 1.15). На графике показан пример расчета до достижения значения обводненности 98 % включительно.

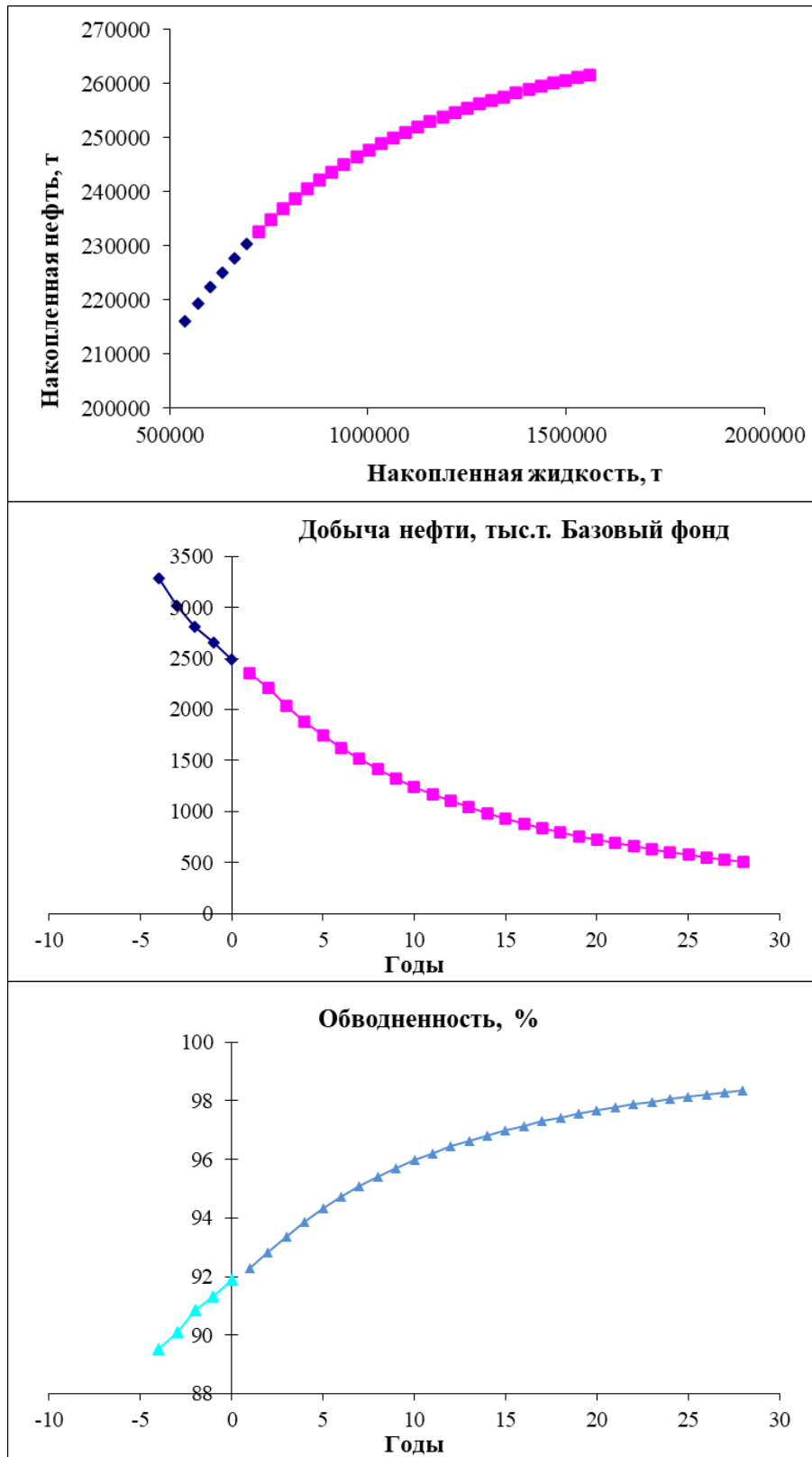


Рисунок 1.15 – Применение характеристик вытеснения для прогноза добычи нефти базового варианта разработки

Отдельно необходимо отметить важное явление, которое наблюдается при вытеснении пластовой нефти закачиваемой водой на практике – явление отклика

изменения параметров закачки в нагнетательных скважинах на изменения показателей соседних добывающих. Такой отклик часто называют временным лагом.

Важность учета, при анализе разработки, указанного явления следующая: закономерности фильтрации, получаемые в лабораторных условиях, ввиду малых размеров образцов керна и, фактически, жесткого поршневого режима вытеснения одного флюида другим, получаются в условиях практически мгновенной реакции вытеснения на параметры закачки. В реальности, в промысловых условиях, как правило, такие осложняющие факторы, как неоднородность пласта и низкая проницаемость, приводят к тому, что изменения давления закачки или приемистости нагнетательных скважин, сказываются на работе добывающих через несколько дней или несколько месяцев [105].

Для того, чтобы показать пример расчета временного лага, а также выявления пар гидродинамически связанных нагнетательных и добывающих скважин, далее рассмотрим пример по Залежи 2 объекта ЮВ₁ Повховского месторождения.

В целях анализа эффективности реализуемой системы заводнения, необходимо понимание степени влияния нагнетательных скважин на добывающие. Кроме того, актуальным является понимание какие именно нагнетательные скважины на какие добывающие скважины влияют и каков характер влияния. На качественном уровне важно знать положительное или отрицательное влияние оказывает закачка нагнетательных на ближайшие окружающие. На количественном уровне необходима оценка степени корреляции изменения параметров закачки (приемистость, устьевое давление закачки) с изменением параметров добычи (дебит жидкости, обводненность, динамический уровень).

Для ответа на поставленные вопросы необходим попарный анализ изменения показателей между нагнетательными и соседними добывающими скважинами.

Охватить аналитическими исследованиями крупный объект целиком, на первоначальном этапе, довольно трудозатратно. В связи с чем целесообразно отработать алгоритм на небольшом участке, со своими сложностями разработки, и, в частности, низкой эффективностью фактических геолого-технических мероприятий.

В качестве такого участка выбрана одна из залежей объекта ЮВ₁ Повховского нефтяного месторождения.

Основные особенности рассматриваемой залежи пласта ЮВ₁:

- наличие проявлений гидрофобности, при этом, неравномерное по площади залежи, что приводит к отсутствию влияния закачки на добывающие скважины при небольших давлениях закачки и к непрогнозируемому прорыву закачиваемой воды при повышении давления закачки выше некоторых критических значений;

- залежь представлена различными типами условий формирования: а) регрессивный тип, б) монолитный разрез, в) трансгрессивный тип;

- прослеживается влияние от нагнетательных скважин, расположенных в пониженной зоне структуры пласта на добывающие скважины, расположенные выше по структуре;

- интенсивное формирование системы ППД привело к перекомпенсации по ряду участков залежи (текущая компенсация доходила до 250 %), вследствие чего дальнейшее увеличение закачки нередко приводит к росту обводненности.

Несмотря на невысокую выработку запасов (отбор от НИЗ менее 60 %), текущая обводненность составляет 87 %. Большая часть пробуренного фонда на дату анализа выведена в неработающие категории. Текущие удельные извлекаемые запасы нефти превышают 26 тыс. т.

Очевидно, что залежь отмечена существенным списком проблем. Текущий фонд скважин и текущие подходы не работают достаточно эффективно. Есть существенный риск невовлечения больших объемов запасов нефти.

Опытно-промышленные работы не дали положительного результата: бурение боковых стволов и проведение ГРП привело к росту обводненности. На текущий момент нет понимания обводненных зон и сформировавшихся путей прорыва воды.

В 2019 году выполнялся проектный документ по Повховскому месторождению, где на первом этапе была выполнена оценка скорости влияния закачки через формулу времени (τ , с) выхода скважин на установившийся режим фильтрации с помощью параметра пьезопроводности (χ , м²/с) и радиуса дренирования (R , м):

$$\tau = R^2 / \chi \quad . \quad (1.7)$$

Несмотря на вышеперечисленные геологические сложности, средние подсчетные параметры достаточно высокие (пористость – 16 %, проницаемость – 40 мД, начальная нефтенасыщенность – 0,65 д.ед), в связи с чем время установления стационарного режима эксплуатации составило всего 3,0 сут.

При высоких средних параметрах, в том числе высокой теоретической пьезопроводности, остается актуальной проблема оптимизации системы ППД. Длительная история разработки и эксплуатация нагнетательных скважин на различных ресурсах (рисунок 1.16) является представительной базой входной информации для анализа.

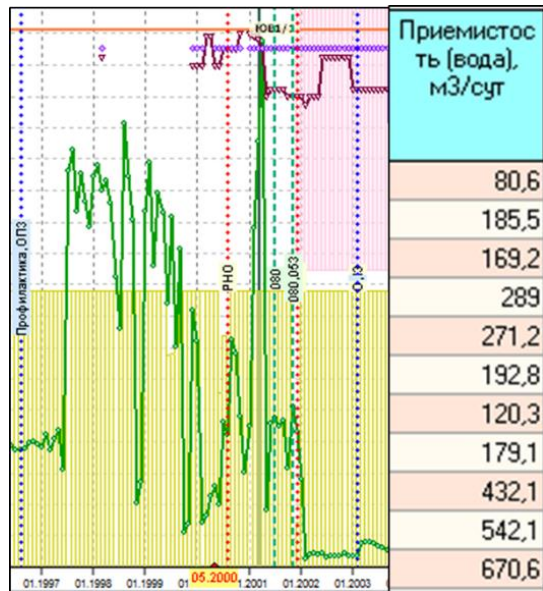


Рисунок 1.16 – История закачки для одной из нагнетательных скважин

Для оценки степени влияния работы нагнетательных скважин на показатели добывающих, был использован коэффициент корреляции r_{xy} между случайными величинами x и y с количеством измерений n [72–76], рассчитываемый по формуле:

$$r_{xy} = \frac{n \sum xy - (\sum x) * (\sum y)}{\sqrt{[n \sum x^2 - (\sum x)^2] * [n \sum y^2 - (\sum y)^2]}} \quad . \quad (1.8)$$

В качестве одного из входных условий решения поставленной задачи, анализ был ограничен определённым периодом времени. Кроме того, был определен временной лаг – один месяц. Анализировалась корреляция для сдвигки показателей друг относительно друга до двух лет (рисунок 1.17).

Другими словами, проводилось корреляционное сопоставление параметров

нагнетательной скважины с добывающей. Потом то же при сдвигке показателей нагнетательной скважины и добывающей относительно друг друга на 1 месяц, 2 месяца и так далее, до тех пор пока не определялся максимальный коэффициент корреляции между ними.

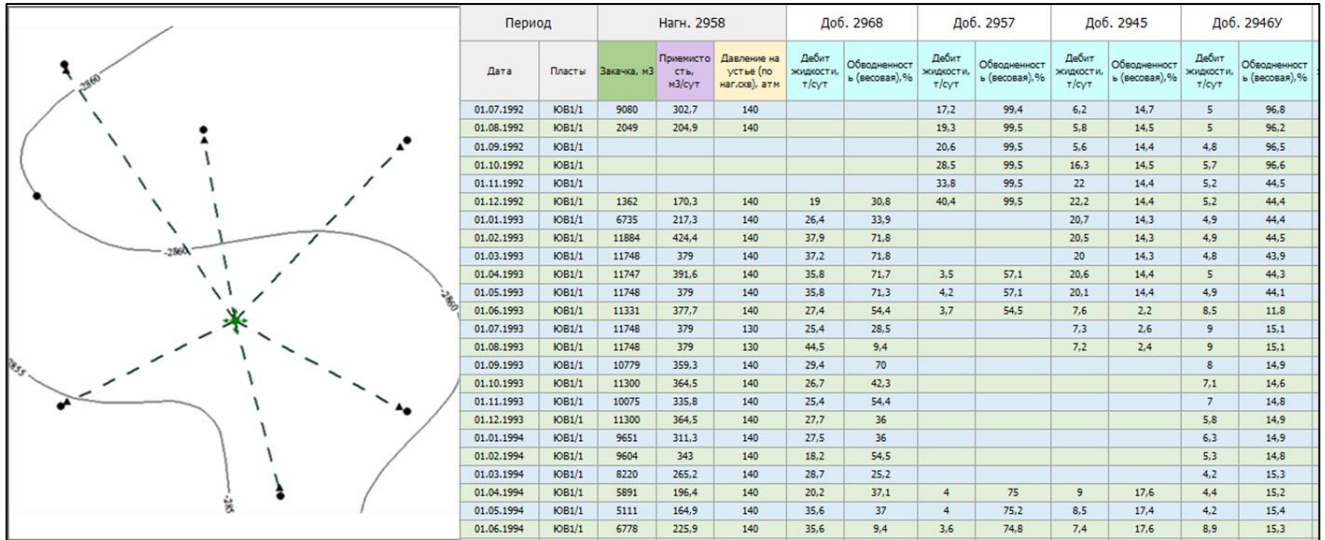


Рисунок 1.17 – Таблица динамики показателей по анализируемым скважинам

Основные показатели, которые анализировались для нагнетательных скважин:

- приёмистость;
- закачка;
- давление на устье.

Основные показатели, которые анализировались для добывающих скважин, следующие:

- обводнённость;
- дебит жидкости.

По результатам попарных расчетов добывающих и нагнетательных скважин, появляется возможность табличного и графического отображения степени влияния закачки по направлениям (рисунок 1.18).

Для удобства графического анализа, когда показатели добывающих и нагнетательных скважин нанесены на один график, можно применять логарифмирование кривых, что позволяет нивелировать различие в единицах измерения.

Свод		Нагн. 2958			нагн.2958 1 мес			нагн.2958 2 мес		
		Закачка, м3	Приемистость, м3/сут	Давление на устье (по наг.сква), атм	Закачка, м3	Приемистость, м3/сут	Давление на устье (по наг.сква), атм	Закачка, м3	Приемистость, м3/сут	Давление на устье (по наг.сква), атм
Доб. 2968	Дебит жидкости, т/сут	0,68	0,68	0,34	0,66	0,67	0,34	0,65	0,67	0,35
	Обводненность (весовая),%	-0,50	-0,51	-0,22	-0,52	-0,53	-0,27	-0,59	-0,58	-0,27
Доб. 2957	Дебит жидкости, т/сут	-0,57	-0,53	-0,26	-0,57	-0,56	-0,23	-0,56	-0,54	-0,17
	Обводненность (весовая),%	-0,70	-0,64	-0,29	-0,71	-0,67	-0,31	-0,71	-0,67	-0,33
Доб. 2945	Дебит жидкости, т/сут	-0,43	-0,44	0,13	-0,44	-0,45	0,10	-0,45	-0,45	0,07
	Обводненность (весовая),%	-0,54	-0,56	-0,04	-0,55	-0,56	-0,04	-0,54	-0,56	-0,06
Доб. 2946У	Дебит жидкости, т/сут	0,19	0,18	0,18	0,20	0,18	0,20	0,20	0,19	0,23
	Обводненность (весовая),%	-0,70	-0,69	-0,47	-0,71	-0,70	-0,46	-0,71	-0,71	-0,46
Доб. 2947	Дебит жидкости, т/сут	-0,80	-0,85	-0,99	-0,78	-0,84	-0,99	-0,83	-0,81	-0,99
	Обводненность (весовая),%	0,00	-0,14	-0,27	0,09	-0,10	-0,24	-0,16	-0,14	-0,21
Доб. 2970У	Дебит жидкости, т/сут	-0,29	-0,27	0,22	-0,43	-0,43	0,24	-0,52	-0,54	0,15
	Обводненность (весовая),%	-0,57	-0,56	0,58	-0,55	-0,57	-0,15	-0,58	-0,56	-0,10




-  – отрицательный коэффициент корреляции
 – низкий коэффициент корреляции
 – высокий коэффициент корреляции

Рисунок 1.18 – Матрица расчетной корреляции

(выкопировка из расчетного модуля, реализованного в макросе Excel)

В качестве примера, на рисунке ниже приведен график, на котором показано изменение приемистости нагнетательной скважины и ее влияние на динамику обводнённости соседних добывающих скважин (рисунок 1.19). На графике можно сделать вывод о том, что величина приемистости очевидно имело влияние на изменение обводненности. Кроме того, во времени, по мере выработки запасов, влияние возрастало.

Как уже упоминалось выше, проведение расчетов делает возможность отображения степени влияния закачки на картах.

На карте ниже различными линиями отрисованы различные связи, в том числе, направления имеющие высокий коэффициент влияния (рисунок 1.20).

Анализ пар скважин с положительным опытом работы, был сделан вывод, что главным фактором повышения эффективности разработки на этих участках стал комплексный подход, когда одновременно проводились мероприятия на добывающих и нагнетательных скважинах [29, 30].

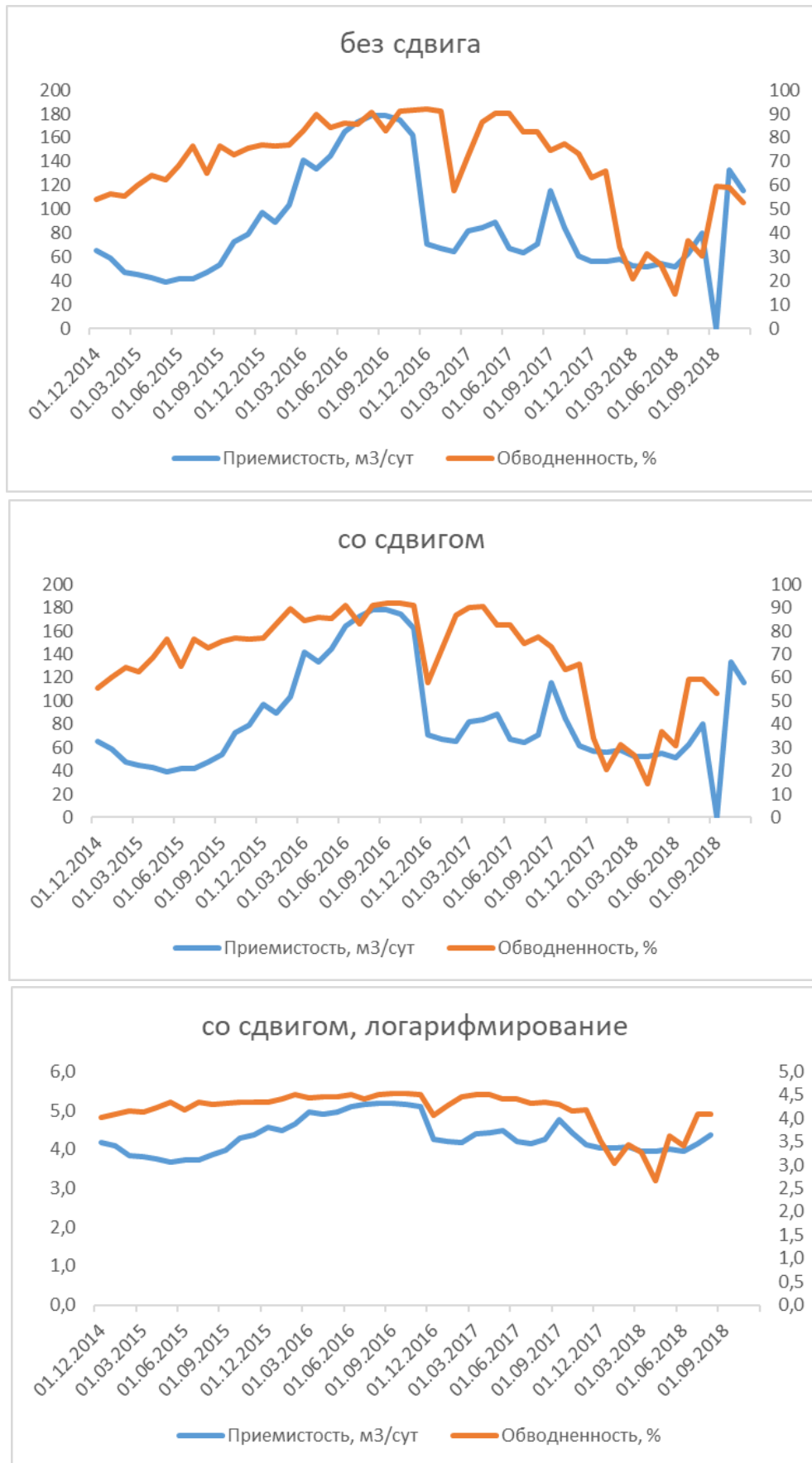


Рисунок 1.19 – Выявление зависимости обводненности добывающей скважины от изменения приемистости на соседней нагнетательной скважине

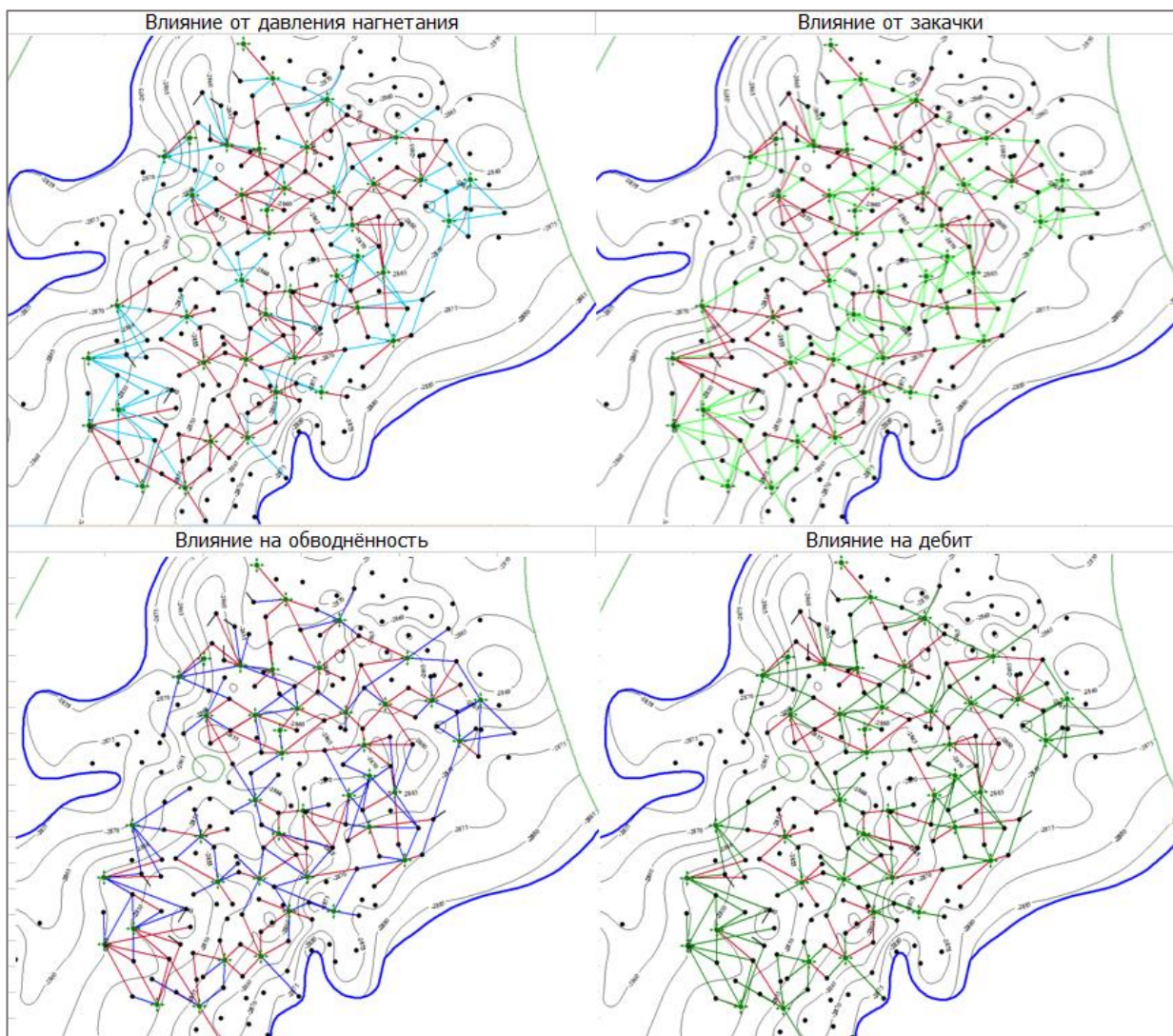


Рисунок 1.20 – Схема степени влияния закачки. Попарные связи

В рекомендуемом варианте проектного документа впоследствии были приняты следующие рекомендации (рисунок 1.21):

- трансформация системы ППД путем вывода из неработающих категорий нагнетательных скважин, перевода под закачку скважин, которые обеспечат увеличение охвата заводнением, организация ППД вокруг структурных поднятий [86–88];
- уплотнение сетки скважин в зонах неохваченных заводнением.

Комплексные проектные решения позволяют повысить эффективность довыработки запасов и поддерживать добычу нефти на протяжении долгого времени с помощью обоснованного распределения объёмов закачки и контроля распространения фронта нагнетания [77–82].

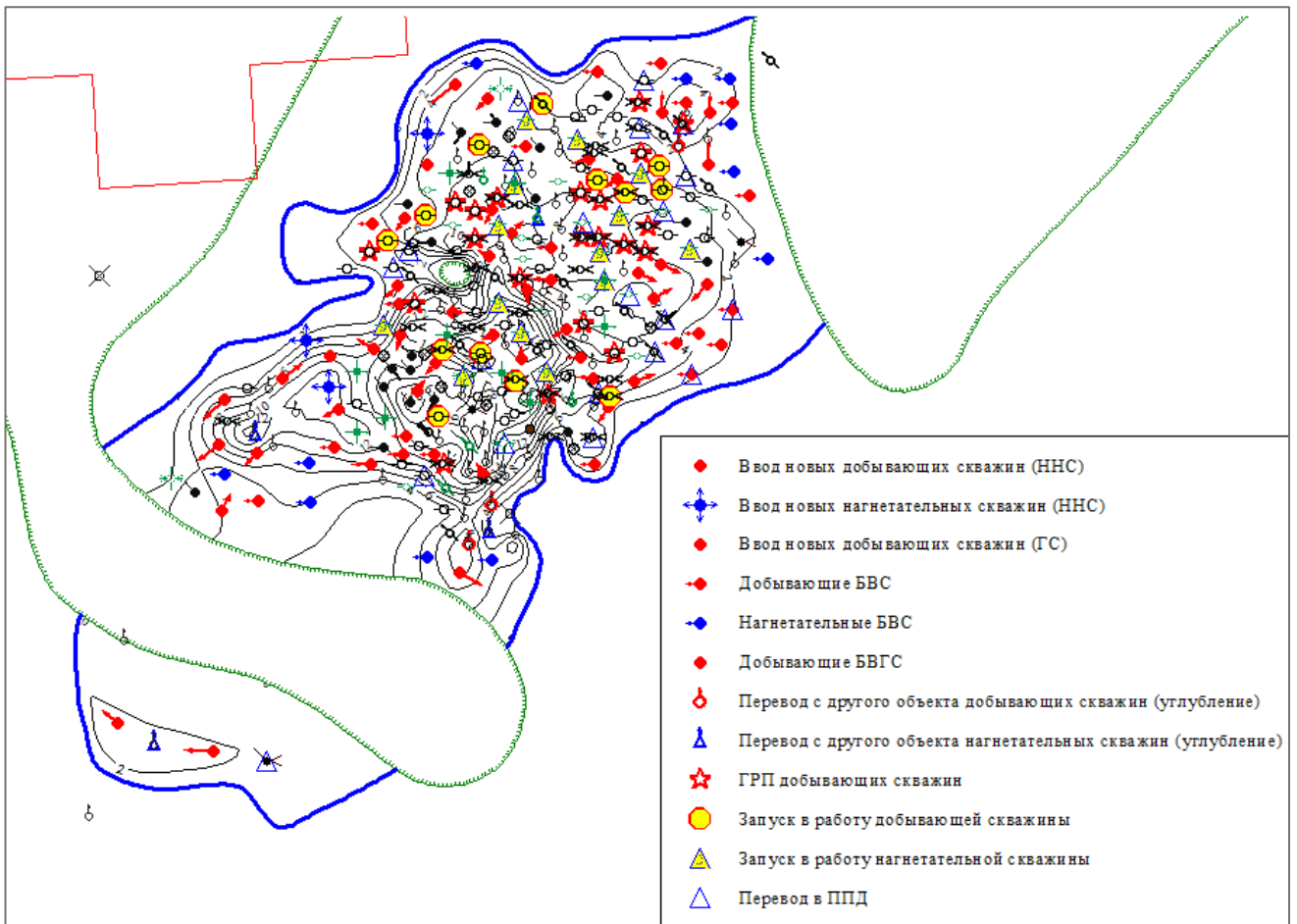


Рисунок 1.21 – Программа геолого-технических мероприятий для объекта исследования

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.

2 РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ АНАЛИЗА И ПРОГНОЗА ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

2.1 Метод, позволяющий через фазовые проницаемости пласта-аналога адаптировать характеристики вытеснения, под конкретные значения параметров ГФХ и геологические условия

Разработан метод (проху-модель) 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.

Отметим, что помимо собственных лабораторных исследований керна, существует несколько методов расчета относительных фазовых проницаемостей (ОФП), которые подробно описаны в работах Шабарова А.Б. и других авторов [106]:

- экспериментальное определение ОФП;
- расчетно-экспериментальное определение ОФП;
- определение ОФП на основе промысловых данных и рассмотрения обратных задач;
- расчет ОФП с помощью эмпирического подхода.

Несмотря на такое разнообразие методов, необходимо отметить, что единая аналитическая теория расчета ОФП в настоящее время не разработана [106]. Основная проблема – недостаточная точность аналитического описания экспериментальных данных.

Основные допущения при определении обводненности продукции в предложенном методе:

- 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 [92-102, 107-109].

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 (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Таблица относительных фазовых проницаемостей. Объект ЮВ₁ 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

Этап 3. Адаптация с помощью гидродинамического симулятора зависимостей ОФП по нефти и воде минимизацией среднеквадратичного отклонения текущей фактической добычи нефти и жидкости от расчетных значений (обратная задача подземной гидродинамики). Данное требование минимизации отклонения расчета от факта также продиктовано требованием «Временного регламента оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по

УВС» (принят на расширенном заседании ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012; протокол №5370), в котором отклонение расчетной годовой добычи жидкости и нефти не должно превышать 10 % по сравнению с историей.

Этап 4. Расчет функции Бакли-Лeverетта $f(S^B)$ в реперных точках (таблица 1.1):

$$f(S^B) = \frac{\frac{K(S^B)}{\mu^B}}{\frac{K^B(S^B)}{\mu^B} + \frac{K^H(S^B)}{\mu^H}} \quad (2.1)$$

где $K^H(S^e)$, $K^B(S^e)$ – относительные фазовые проницаемости по нефти и воде, д.ед (рисунок 2.1); μ^H , μ^e – вязкость нефти и воды соответственно, мПа*с.

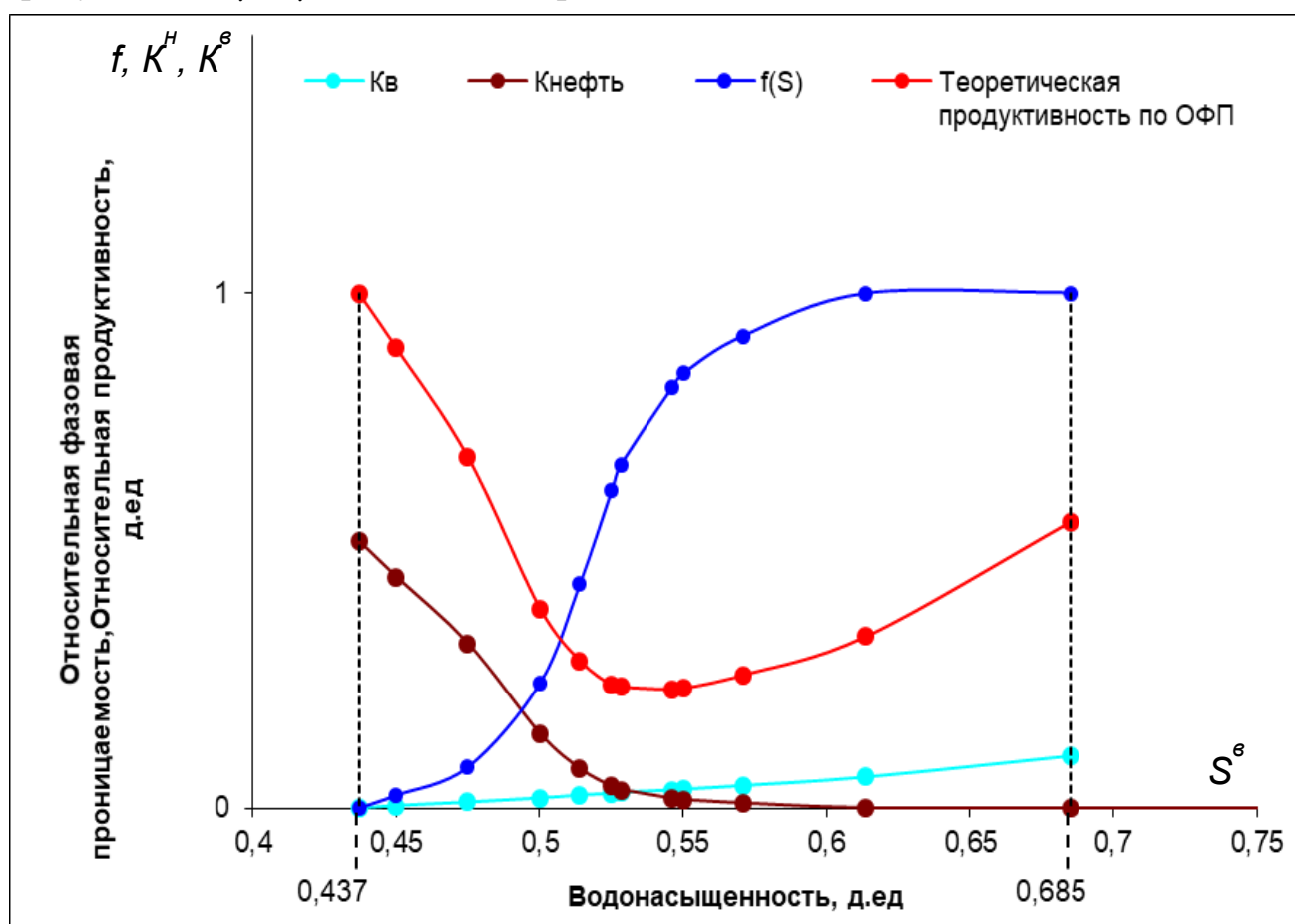


Рисунок 2.1 – Относительные фазовые проницаемости.

Объект ЮВ₁ Урьевского месторождения

По таблице ОФП определяется:

- значение первой точки водонасыщенности (в нашем примере – 0,44 д.ед),

при которой вода в пласте еще остается неподвижной в пласте. Данная точка водонасыщенности называется критической водонасыщенностью ($S_{кр}$, рисунок 2.1). 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 $f(S^e)=1$ д.ед (функция Бакли-Левверетта, в нашем примере 0,61 д.ед), 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 в породе отобраны и отбор от НИЗ составляет 100 %.

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

Этап 5. Определение безразмерной величины относительной выработки запасов (относительно начальных) нефти Q_i^0 при реперных значениях водонасыщенности S_i^B определяется через формулу «min-max нормирования»:

$$Q_i^0 = \frac{S_i^B - S_{кр}^B}{S_{пр}^B - S_{кр}^B} \cdot 100\%, \quad (2.2)$$

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

Значения параметров в реперных точках приведены в таблице 2.1.

Расчет по вышеприведенному алгоритму позволяет перевести график зависимости из координат $(f(S_e); S_e)$ в координаты $(Q^0; f)$ (рисунок 2.2).

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.

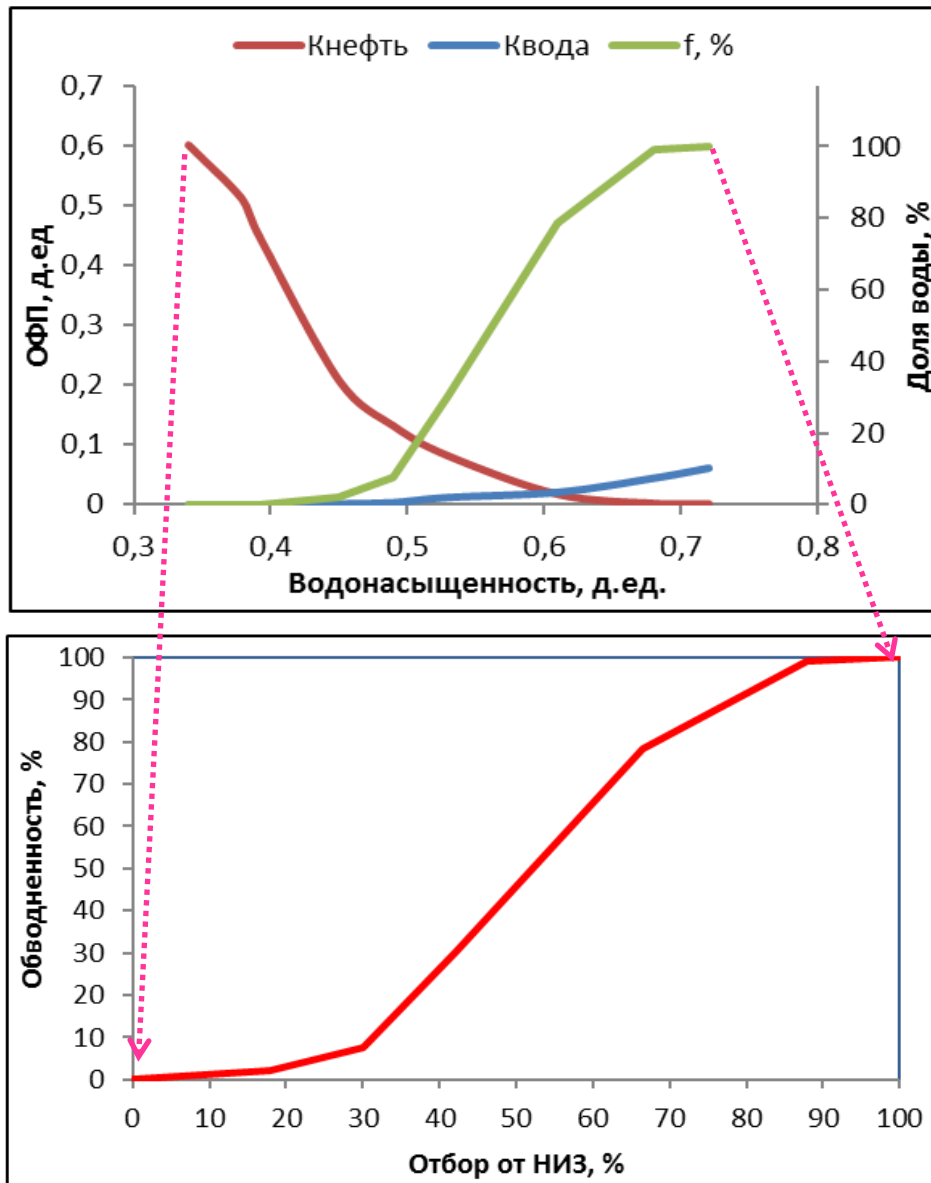


Рисунок 2.2 - Получение зависимости «Отбор от НИЗ – Обводненность»
через функцию Бакли-Левретта

При анализе были сделаны расчеты по характеристикам вытеснения Н. В. Сипачева-Пасевича, С. Г. Камбарова, А. М. Пирвердяна, Медведского, Б. Ю. Сазонова и Н. И. Абызбаева. Пример сопоставления характеристик вытеснения по предлагаемому методу масштабирования и по зависимости Н. В. Сипачева-Пасевича (2.3), как наиболее близкой к фактической динамике рассматриваемых объектов, показан на графике (рисунок 2.3).

$$\frac{V_{\text{ж}}}{V_{\text{н}}} = a \cdot V_{\text{ж}} + b, \quad (2.3)$$

где a и b – постоянные коэффициенты регрессии.

На рисунке 2.3 видно, что характеристика вытеснения Н. В. Сипачева-Пасевича при схожей тенденции имеет более «сглаженный» вид, что объясняется наличием двух постоянных коэффициентов на всей области определения.

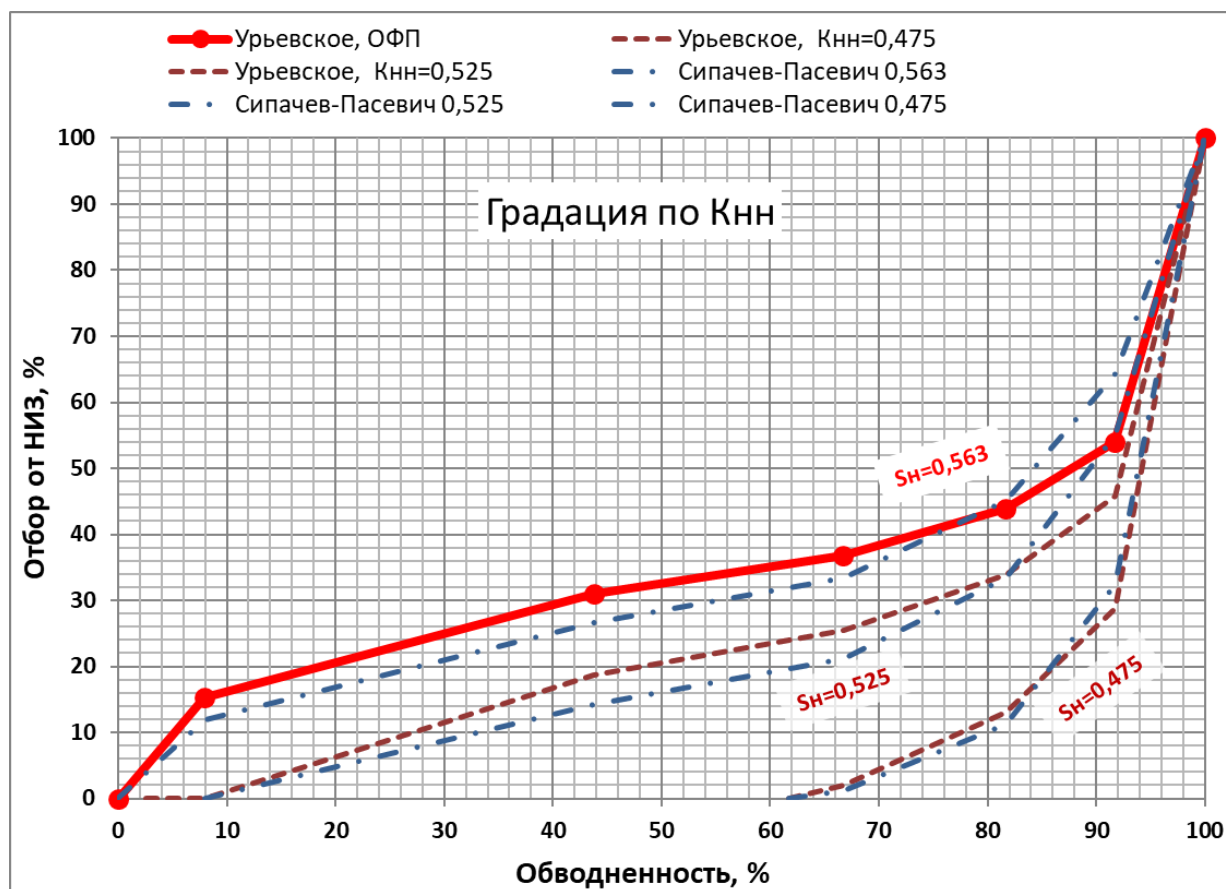


Рисунок 2.3 – Сопоставление характеристик вытеснения предложенным методом и по зависимости Н. В. Сипачева-Пасевича

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

Были выполнены ретроспективные расчеты на прогноз от обводненности 60 %, 70 % и 80 % по различным характеристикам вытеснения.

На графике (рисунок 2.4) показан пример расчета для зависимости Н. В. Сипачева-Пасевича в ретроспективном сопоставлении с фактическими данными.

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 расчета на основе функции Бакли-Левретта (рисунок 2.4). Данное расхождение связано с ограничениями применяемых математических моделей, которые «сглаживают» зависимости.

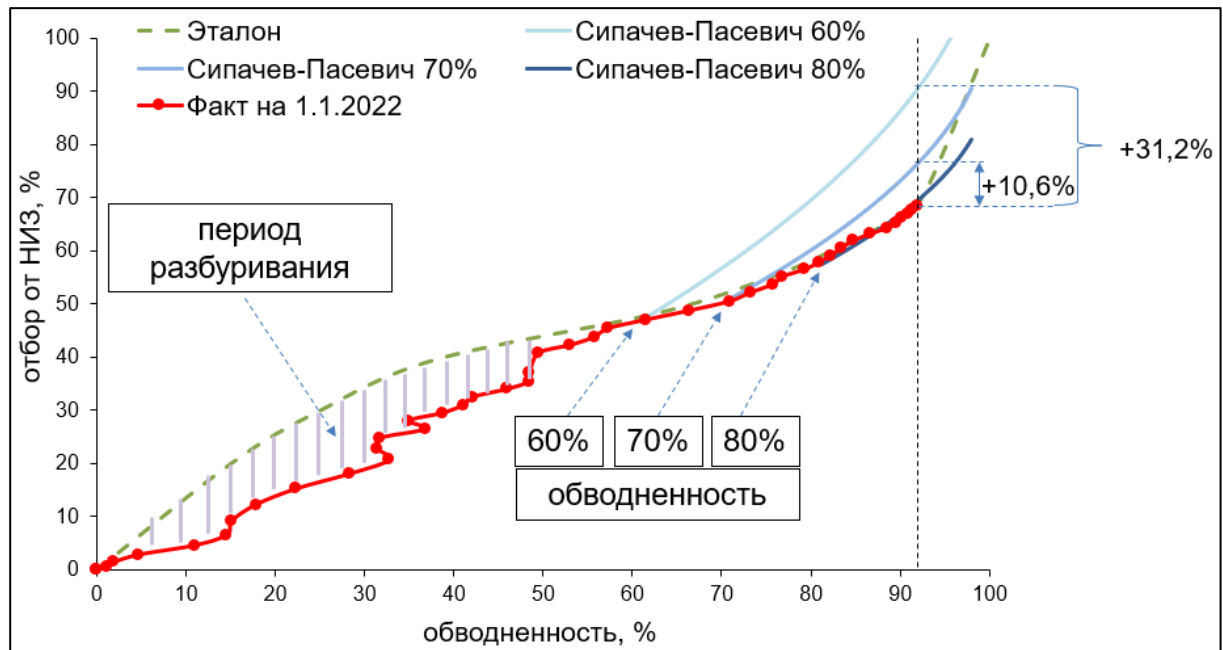


Рисунок 2.4 – Сопоставление фактической динамики выработки запасов и прогноза выработки запасов по «эталонной» динамике и зависимости

Н. В. Сипачева-Пасевича

Таким образом, относительное отклонение от текущего значения отбора от НИЗ, при прогнозировании характеристикой Н. В. Сипачева-Пасевича от значений обводненности 60 % составляет 31,2 %, при обводненности 70 % составляет 10,6 %, при обводненности 90 % составляет 0,1 %. Как видно из графика (рисунок 2.4), Рассчитанная «эталонная» кривая выработки запасов практически совпадает с фактической линией. Расхождение для интервала значений текущей обводненности до 60 % связано с периодом разбуривания объекта разработки.

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

По алгоритму описанному выше, возможно построение «эталонной» кривой характеристики вытеснения по реперным точкам из таблицы ОФП.

На текущем этапе предлагается построение степенной функции зависимости

текущей обводненности от степени выработки запасов.

Общий вид уравнения аппроксимации:

$$f(S^B) = c_0 + c_1 \cdot Q^0 + c_2 \cdot Q^{0^n}, \quad (2.4)$$

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 2.5);
- 2) Производная функции с левой и правой стороны точки «перегиба» одинаковая.

Таким образом, исходя из принятых условий, для левой части графика (слева от точки перегиба), были определены коэффициенты:

$$3) \quad c_0 = 0, \quad c_1 = \frac{Q_p}{f_p} \cdot f_1, \quad c_2 = 1 - c_1, \quad n = \log_{1/2} \left(\frac{f_1 - c_1}{2 \cdot f_p \cdot (1 - c_1)} \right). \quad (2.5)$$

Для правой части графика:

$$4) \quad c_0 = 0, \quad c_1 = \frac{1 - Q_p}{1 - f_p}, \quad c_2 = 1 - c_1, \quad n = \log_{1/2} \left(\frac{f_2 - f_p}{(1 - f_p) - \frac{c_1}{2}} \right) \cdot (1 - c_1), \quad (2.6)$$

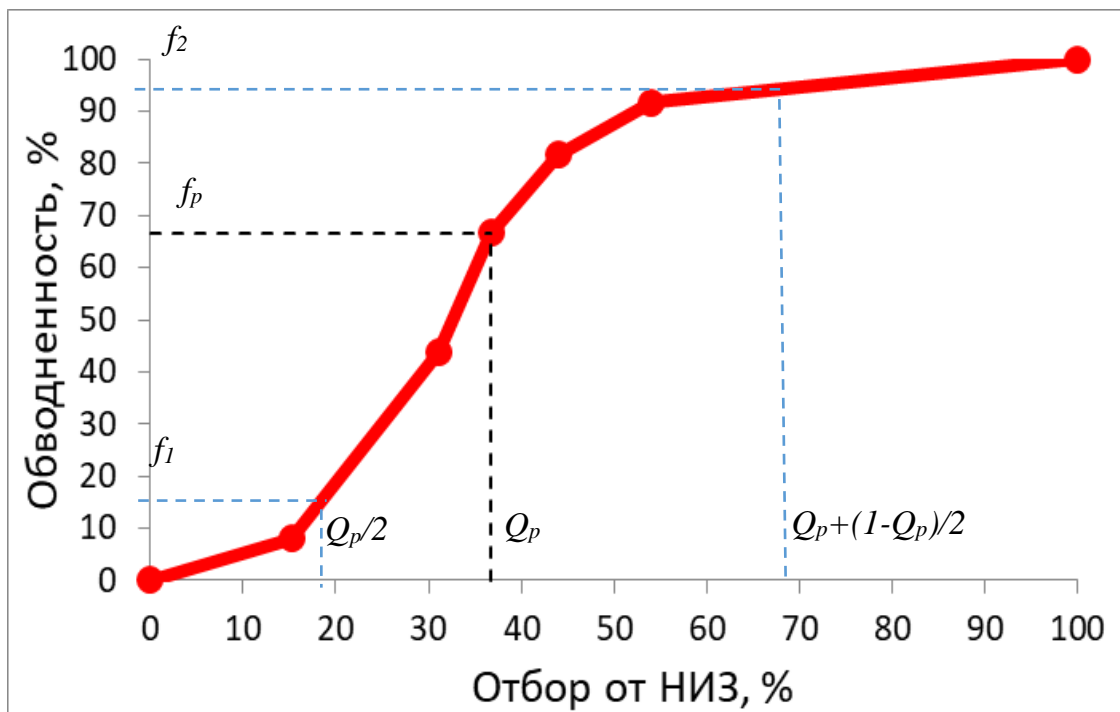


Рисунок 2.5 – Обозначение точки «перегиба» ($Q_p; f_p$) на графике зависимости обводненности от степени выработки запасов

где $(Q_p; f_p)$ – координаты точки «перегиба»; $(Q_p/2; f_1)$ – координаты точки, соответствующей абсциссе $Q_p/2$; $(Q_p + (1-Q_p)/2; f_2)$ – координаты точки, соответствующей абсциссе $Q_p + (1-Q_p)/2$ при расчете обводненности и отбора в д.ед.

Выкладки по решению уравнения (2.4) можно существенно упростить, если принять, что степень n равна 3. В этом случае зависимость для левой и правой части принимает параболический вид, что соответствует характеру кривой на графике. В этом случае зависимость можно получить простым перебором коэффициентов c_1 и c_2 .

Этап 7. Определение прогнозных значений обводненности продукции в предстоящий период эксплуатации месторождения по зависимости (2.4) или по упрощенной схеме, опираясь на реперные точки.

Этап 8. Уточнение извлекаемых запасов нефти объекта Q^0 на основе расчетных и фактических данных обводненности продукции скважин.

В работе выполнена оценка извлекаемых запасов объекта группы пластов «БВ» одного из месторождений Западной Сибири (рисунок 2.6).

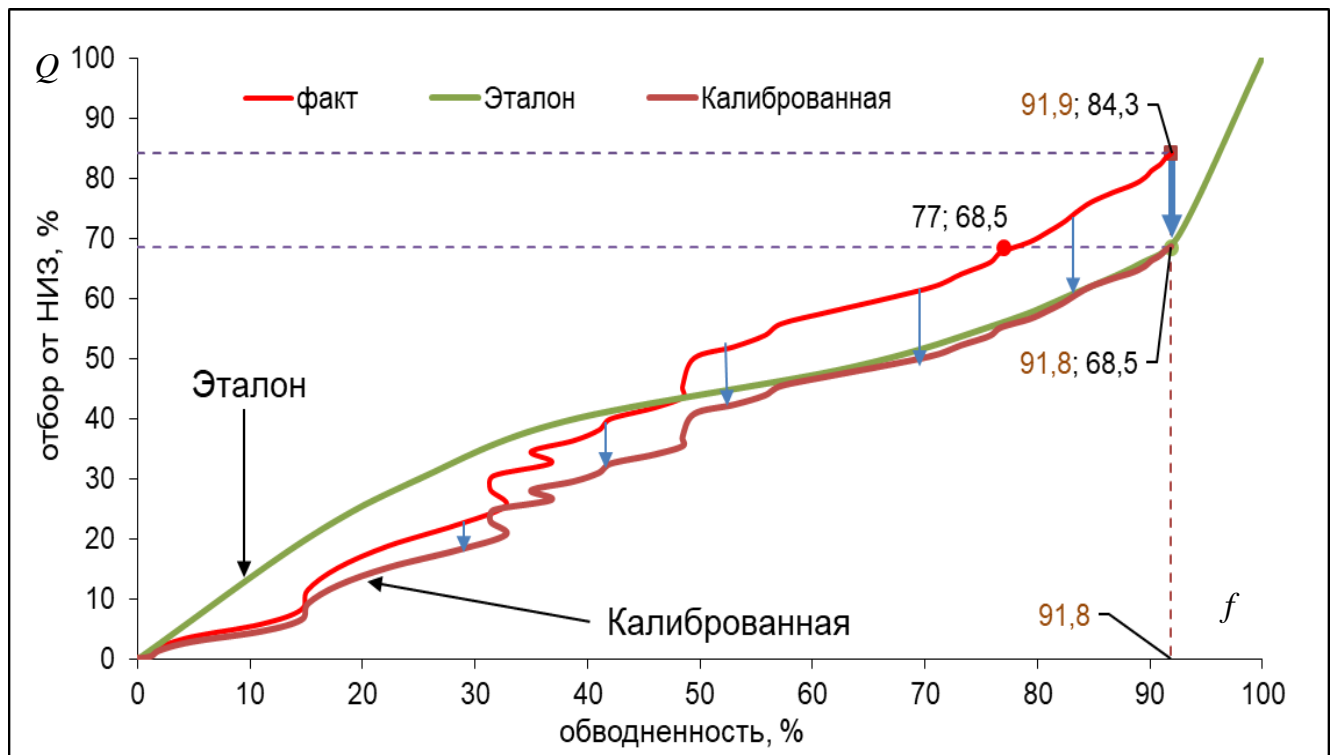


Рисунок 2.6 – Калибровка характеристики вытеснения под «эталон»

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

На дату анализа, фактическая обводненность - 92 %, а отбор от НИЗ составляет 84 % (рисунок 2.6). Начальные извлекаемые запасы – 273 млн т (приняты на государственный баланс).

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 (2.7), либо определением коэффициента K_{II} через интегральное соотношение (2.8) [109].

$$K_N = \frac{Q^3(f_N)}{Q^\Phi(f_N)}, \quad (2.7)$$

$$K_{II} = \frac{\sum_{i=1}^{N_2-1} \left[(f_{i+1} - f_i) \cdot \frac{1}{2} [Q^3(f_{i+1}) + Q^3(f_i)] \right]}{\sum_{i=N_1}^{N-1} \left[(f_{i+1} - f_i) \cdot \frac{1}{2} [Q^\Phi(f_{i+1}) + Q^\Phi(f_i)] \right]}, \quad (2.8)$$

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

В случае (2.8) появляется возможность управлять выбором интервала оценки, вплоть до анализа за всю историю разработки.

Если 273 млн т должны соответствовать 68 % отбора от НИЗ (рисунок 2.6), то x млн т должен соответствовать отбору от НИЗ равному 84 %, тогда по (2.7) $x = 273 \times 84 / 68 = 335$ 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.

Алгоритм модификации ХВ под различные значения начальной нефтенасыщенности

Исходные данные:

Имеется характеристика вытеснения, полученная по относительным фазовым проницаемостям для значений начальной нефтенасыщенности пласта ($S_n - 0,56$ д. е.), полученная при подсчете запасов нефти в среднем по всему пласту (рисунок 2.7).

Задача:

Необходимо выполнить модификацию имеющейся ОФП, определенной в целом для объекта, для краевых участков, в которых начальная нефтенасыщенность меньше средней ($<0,56$ д. е.), принятой при подсчете запасов.

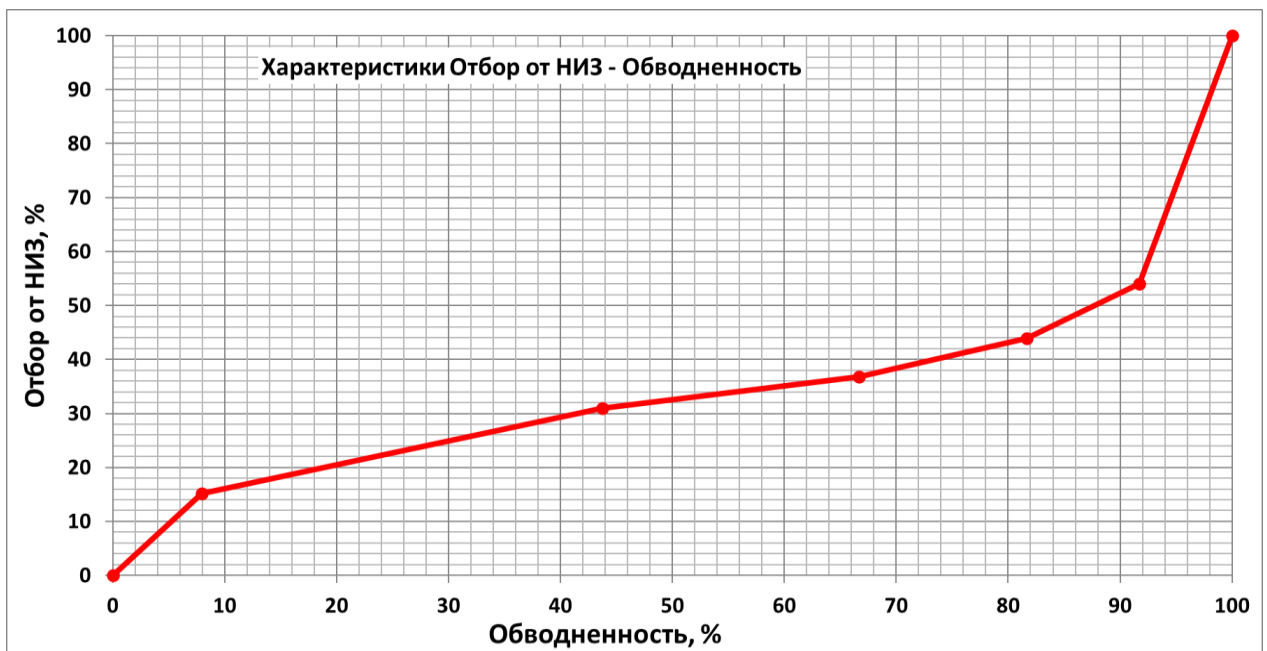


Рисунок 2.7 – Характеристика вытеснения для объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения. Западно-Урьевский участок

Решение:

Алгоритм тот же, что и в алгоритме построения характеристик вытеснения по кривым ОФП, только Отбору от НИЗ = 0 % будет соответствовать другая точка водонасыщенности [93, 96] и $f(S_e)$.

Пример: краевой участок пласта характеризуется начальной нефтенасыщенностью 0,50 д. е., что ниже средней по пласту – 0,56 д. е.

В этом случае в исходную таблицу ОФП необходимо добавить промежуточную интересующую нас точку водонасыщенности S_e (0,50) и графически определить какие значения функции $f(S_e)$ ей соответствуют (рисунок 2.8, рисунок 2.9).

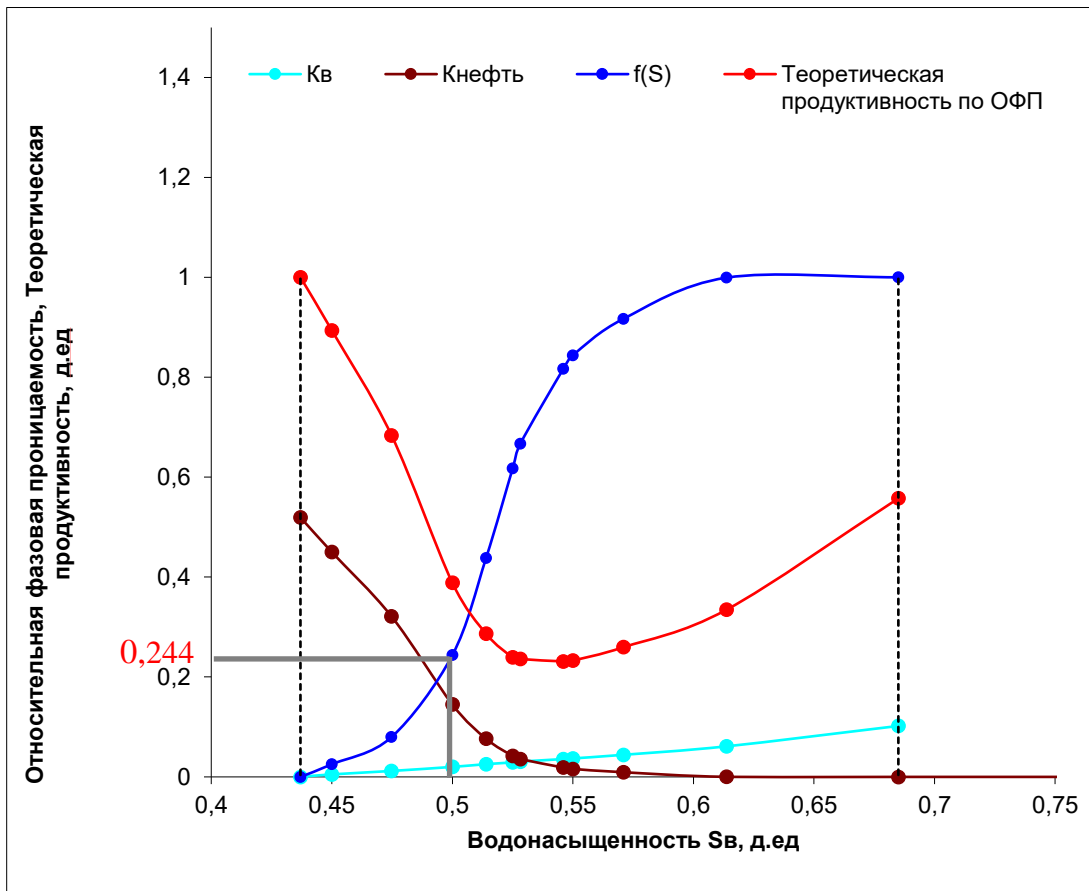


Рисунок 2.8 – Определение значения функции Бакли-Лeverетта для значения водонасыщенности равном 0,50 д. ед.

S_B	$f(S)$
0,437	0
0,47477	0,08
0,51397	0,438
0,52822	0,667
0,54603	0,817
0,57098	0,917
0,61374	0,999
0,685	1
1	1

S_B	$f(S)$
0,437	0
0,47477	0,08
0,5	0,244
0,51397	0,438
0,52822	0,667
0,54603	0,817
0,57098	0,917
0,61374	0,999
0,685	1
1	1

Рисунок 2.9 – Схема добавления промежуточной целевой точки в зависимости $f(S_e)$ от S_e

Используем дополненную новой точкой таблицу значений $f(S_e)$ для вычисления обводненности (рисунок 2.9, рисунок 2.10).

$f(S_B)$		Обводненность, %
0		0
0,08		8
0,244	$\times 100 =$	24,4
0,438		43,8
0,667		66,7
0,817		81,7
0,917		91,7
0,999		99,9
1		100

Рисунок 2.10 – Нормирование функции Бакли-Левретта в обводненность

Поскольку начальная нефтенасыщенность сместилась с 0,563 до 0,500 д. ед., то нулевому отбору от НИЗ соответствует S_e равная 0,500 д. ед. (S_n также равна 0,500 д. ед.) (рисунок 2.11).

1)	S_B		S_n
	0,437		0,563
	0,47477		0,52523
	0,5	начальная нефтенасыщенность для краевой части \rightarrow	0,5
	0,51397	$1 - 0,51397 =$	0,48603
	0,52822	$1 - 0,52822 =$	0,47178
	0,54603	0,45397
	0,57098	0,42902
	0,61374	0,38627
0,685	0,315	
2)	S_n		Отбор от НИЗ, %
	0,563		0
	0,52523		0
	0,5		0
	0,48603	$(0,5 - 0,48603) / (0,500 - 0,315) \times 100\%$	= 7,5
	0,47178	$(0,48603 - 0,47178) / (0,500 - 0,315) \times 100\% + 7,5$	= 15,3
	0,45397		24,9
	0,42902		38,4
	0,38627		61,5
0,315		100	

Рисунок 2.11 – Схема масштабирования водонасыщенности, взятой из таблицы ОФП, в значения Отбора от НИЗ

Сопоставление графиков выработки запасов в осях (Отбор от НИЗ; Обводненность) для объекта в целом (начальная нефтенасыщенность равна 0,563 д. ед.) и краевой части пласта с более низкой начальной нефтенасыщенностью (0,500 д. ед.) видно, что для краевой части характеристика вытеснения имеет худший вид: главным образом за счет более высокой начальной обводненности, более 20 %. Очевидно, что поскольку пласт в краевой части недонасыщен (начальная нефтенасыщенность меньше средней принятой при подсчете запасов, 0,563 д. ед), то в пласте присутствует подвижная вода. Методика, по которой построена характеристика вытеснения для описываемого случая, позволила вычислить конкретные значения как входной обводненности, так и значения обводненности на всех этапах выработки запасов, вплоть до достижения 100 %-й выработки (рисунок 2.12).

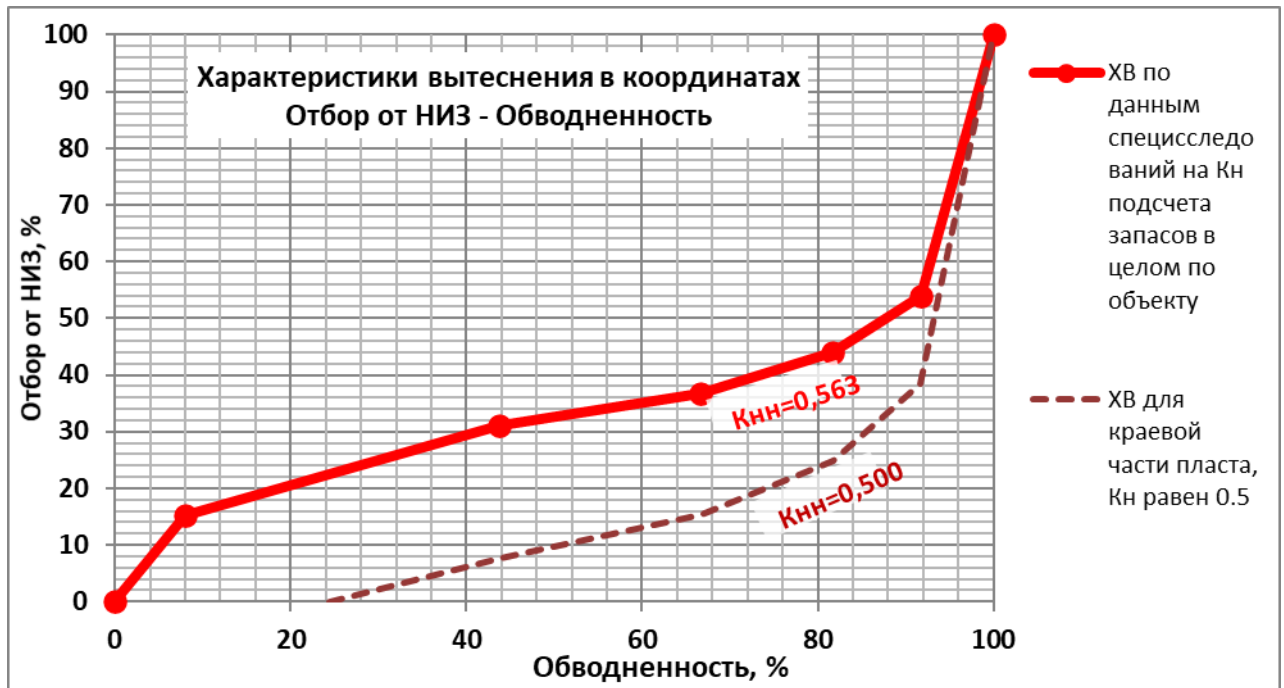


Рисунок 2.12 – Сопоставление характеристики вытеснения для объекта в целом (полученная по ОФП) при $K_n = 0,563$ д. ед., и для краевой недонасыщенной части пласта с $K_n = 0,5$ д. ед

Учитывая, что проектный фонд на Западно-Урьевском участке объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения размещается на площадях с начальной нефтенасыщенностью до 0,450 д. ед., были выполнены расчеты для построения характеристик вытеснения с шагом K_n равным 0,025 д. ед. (рисунок 2.13).

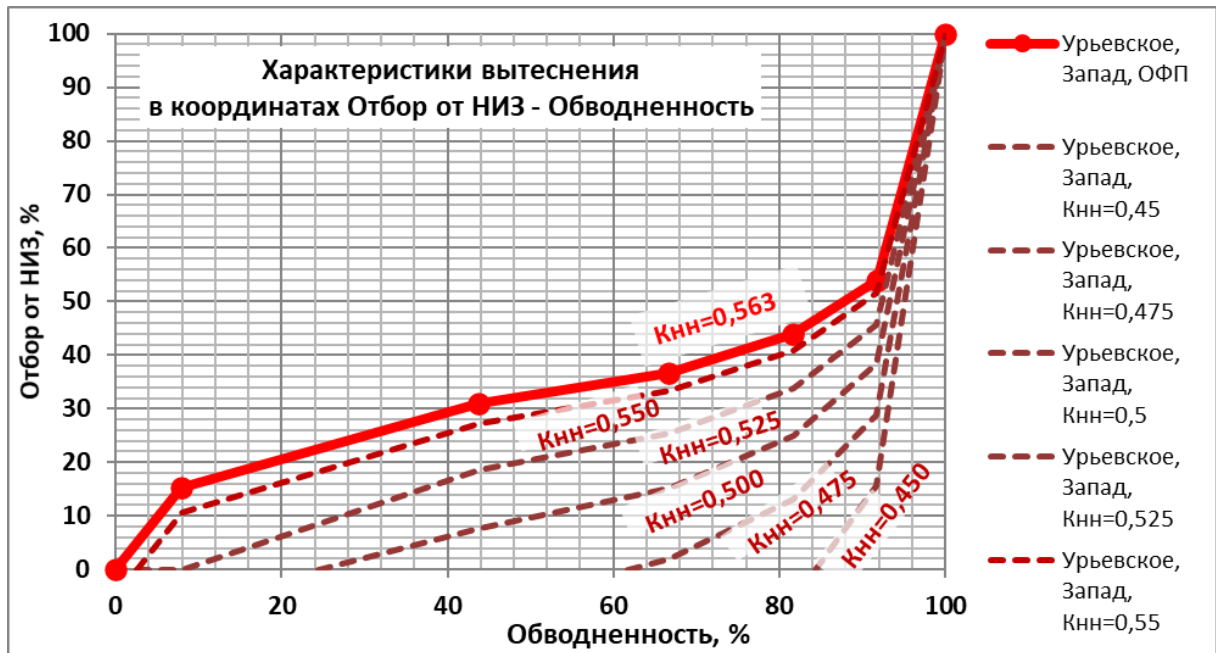


Рисунок 2.13 – Свод характеристик вытеснения для различных зон рассматриваемого объекта разработки с разной начальной нефтенасыщенностью

Из приведенных графиков (рисунок 2.13) необходимо отметить закономерность: чем ниже значение нефтенасыщенности участка пласта, тем выше входная обводненность. Например, при начальной нефтенасыщенности 0,450 д. ед., входная обводненность составит 82 %. Связано наличие входной обводненности с фактом увеличения подвижной воды: чем меньше доля нефти в пласте, тем больше доля воды по причине отсутствия пустоты в породе.

Вышеописанный факт того, что расчет по рассматриваемой методике показывает возможным наличие входной воды, даёт ответ на вопрос, который часто возникает при разработке пластов в чисто-нефтяной зоне (ЧНЗ): почему при разработке пласта без водопроявлений, без подстилающей воды, на скважинах получают входную обводненность?

Довольно часто можно видеть ситуацию, когда недропользователь разбуривает ЧНЗ, получает 20–40 % начальной доли воды и начинает задавать вопросы о причинах наличия воды. Как правило, задаются вопросы о некорректной геологической модели и о качестве цементирования при бурении.

Но исследование значений начальной нефте- и водонасыщенности, с привязкой к точкам критической водонасыщенности, а также определением доли подвижной

ной нефти и воды, помогает объяснить наличие входной обводненности при разбуривании пластов в ЧНЗ.

Если говорить о минимальной теоретической начальной доле воды (и обводненности) в добываемой продукции, то ее можно рассчитать следующим простым способом. Предположим, критическая водонасыщенность ($S_{в_кр}$) определенная по специальным исследованиям керна, составляет 0,30 д. ед. – напомним, что критической называется водонасыщенность, при превышении которой начинается движение воды в потоке. Другими словами, вся вода в керна, превышающая по объему критическую водонасыщенность, является подвижной, а объем воды меньше или равный $S_{в_кр}$, связана капиллярными силами породы.

Если $S_{в_кр}$ равна 0,30 д. ед., то начальная нефтенасыщенность ($S_{н_нач}$) в породе, в силу закона неразрывности потока жидкости [110-113], составляет:

$$S_{н_нач} = 1 - S_{в_кр} = 0,70 \text{ д. ед.}$$

Также предположим, что по данным специальных исследований керна остаточная нефтенасыщенность ($S_{н_ост}$) равна 0,28 д. ед. – это минимально достижимое значение нефтенасыщенности при вытеснении нефти закачиваемой водой. Тогда значение предельной водонасыщенности равно:

$$S_{в_пред} = 1 - S_{н_ост} = 1 - 0,28 = 0,72 \text{ д. ед.}$$

Предположим, что разбуривается участок пласта, характеризующийся значением начальной нефтенасыщенности ($S_{н_нач}$) равным 0,50 д. ед.

Тогда значение начальной водонасыщенности ($S_{в_нач}$) в породе, в силу закона неразрывности потока жидкости, составляет:

$$S_{в_нач} = 1 - S_{н_нач} = 1 - 0,50 = 0,50 \text{ д. ед.}$$

Определим долю подвижной воды ($\Delta S_{в}$) в породе:

$$\Delta S_{в} = S_{в_нач} - S_{в_кр} = 0,50 - 0,30 = 0,20 \text{ д. ед}$$

Определим долю подвижной нефти в породе:

$$\Delta S_{н} = S_{н_нач} - S_{н_ост} = 0,50 - 0,28 = 0,22 \text{ д. ед.}$$

Таким образом, доля подвижной воды в породе равна:

Алгоритм модификации ХВ под различные значения вязкости нефти

Исходные данные:

Имеется характеристика вытеснения, взятая для объекта-аналога для конкретного значения начальной нефтенасыщенности пласта и конкретное значение вязкости нефти и воды (рисунок 2.2, 2.3).

Задача:

Необходимо выполнить модификацию имеющейся ОФП, с учетом отличия значений вязкости нефти между объектом анализа и объектом-аналогом.

Начальная нефтенасыщенность одинаковая.

Вязкость воды не отличается.

Решение:

Алгоритм тот же, что и в алгоритме построения характеристик вытеснения по кривым ОФП. Концевые точки Отбора от НИЗ = 0 % и Отбора от НИЗ = 100 % не изменяются, так как фазовые проницаемости не меняются. Вязкость нефти не влияет на объем вытесненной из пласта нефти, при условии неизменности фазовых проницаемостей. Вязкость нефти влияет на подвижность нефти – k_H/μ_H . Соответственно, при неизменности коэффициента вытеснения нефти водой из пласта/кернa, а следовательно, и объема извлекаемых запасов нефти, меняется характер динамики выработки запасов за счет изменения соотношения доли подвижной нефти и воды в процессе выработки.

Очевидно, что доля воды f (д. ед.) в пласте, по мере вытеснения нефти водой, вычисляется по формуле:

$$f = \frac{\frac{k_B}{\mu_B}}{\frac{k_B}{\mu_B} + \frac{k_H}{\mu_H}} \quad (2.9),$$

где

k_B/μ_B – подвижность воды (отношение фазовой проницаемости по воде (д. ед) к вязкости воды (мПа*с)),

k_H/μ_H – подвижность нефти (отношение фазовой проницаемости по нефти (д. ед) к вязкости нефти (мПа*с)).

Т.е. доля воды в потоке вычисляется как соотношение подвижности воды к суммарной подвижности нефти и воды.

Таким образом, чтобы вычислить функцию Бакли-Левретта, которая отображает долю воды на фронте вытеснения для конкретного значения вязкости, достаточно в формуле (2.9) подставить нужное значение вязкости.

Пример: начальная нефтенасыщенность по объекту-аналогу – 0,563 д. ед.; вязкость – 1 мПа*с.

Необходимо подкорректировать характеристику вытеснения, если на объекте анализа при схожей нефтенасыщенности (0,563 д. ед.) вязкость втрое выше – 3 мПа*с.

В исходном методе (раздел 2.1), позволяющем через фазовые проницаемости получать функцию Бакли-Левретта, необходимо подставить нужные значения вязкости (в нашем примере вязкость нефти 3 мПа*с). По алгоритму, представленному в разделе 2.1, вычисляем характеристику вытеснения при новой вязкости нефти. Таким же образом не сложно получить набор линий и оформить их в палетки для различных значений вязкости нефти и начальной нефтенасыщенности (рисунок 2.14).

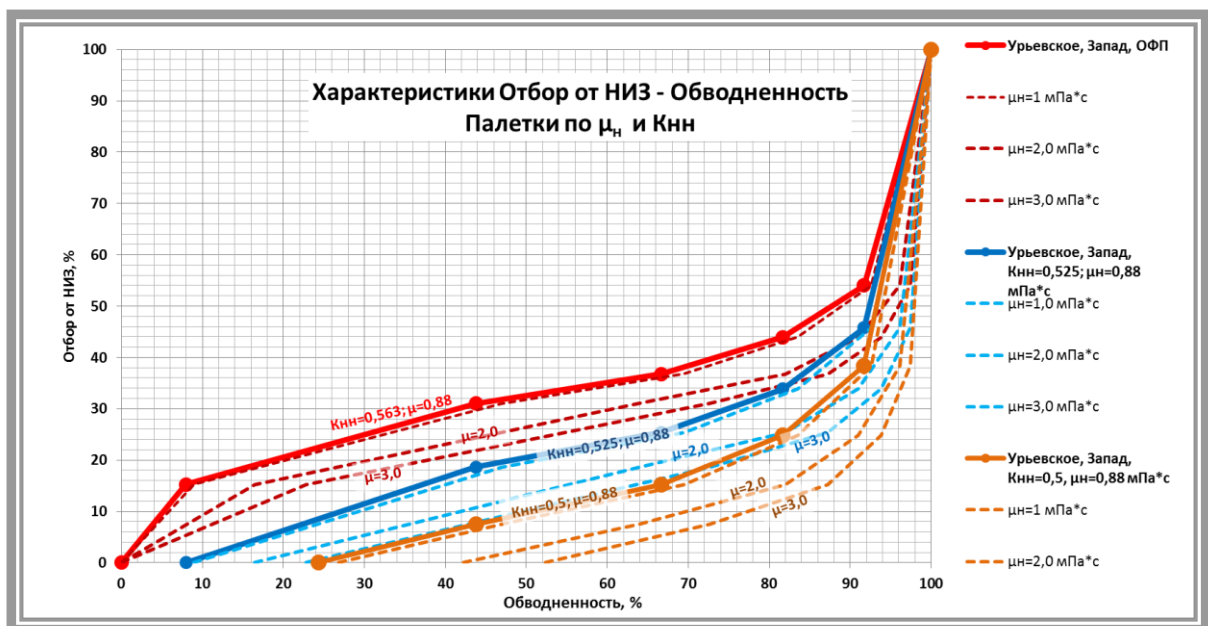


Рисунок 2.14 – Графическое распределение кривых вытеснения при вариативности начальной нефтенасыщенности и вязкости нефти

Из представленного графика (рисунок 2.14) видно, что чем выше вязкость нефти, тем хуже динамика выработки запасов нефти: обводнение происходит быст-

рее за счет того, что подвижность нефти уменьшается, а подвижность воды не изменяется.

Алгоритм модификации ХВ с учетом наличия подошвенной воды

Исходные данные:

Имеется характеристика вытеснения, взятая для объекта-аналога для конкретного значения начальной нефтенасыщенности пласта и конкретное значение вязкости нефти и воды.

Задача:

Необходимо выполнить модификацию имеющейся ОФП, полученную для пласта-аналога, эксплуатирующегося в чистонефтяной зоне (ЧНЗ), с учетом наличия водопроявлений (подошвенной воды) на объекте анализа.

Начальная нефтенасыщенность одинаковая.

Вязкость воды не отличается.

Отличие – в наличии подошвенной воды (рисунок 2.15).

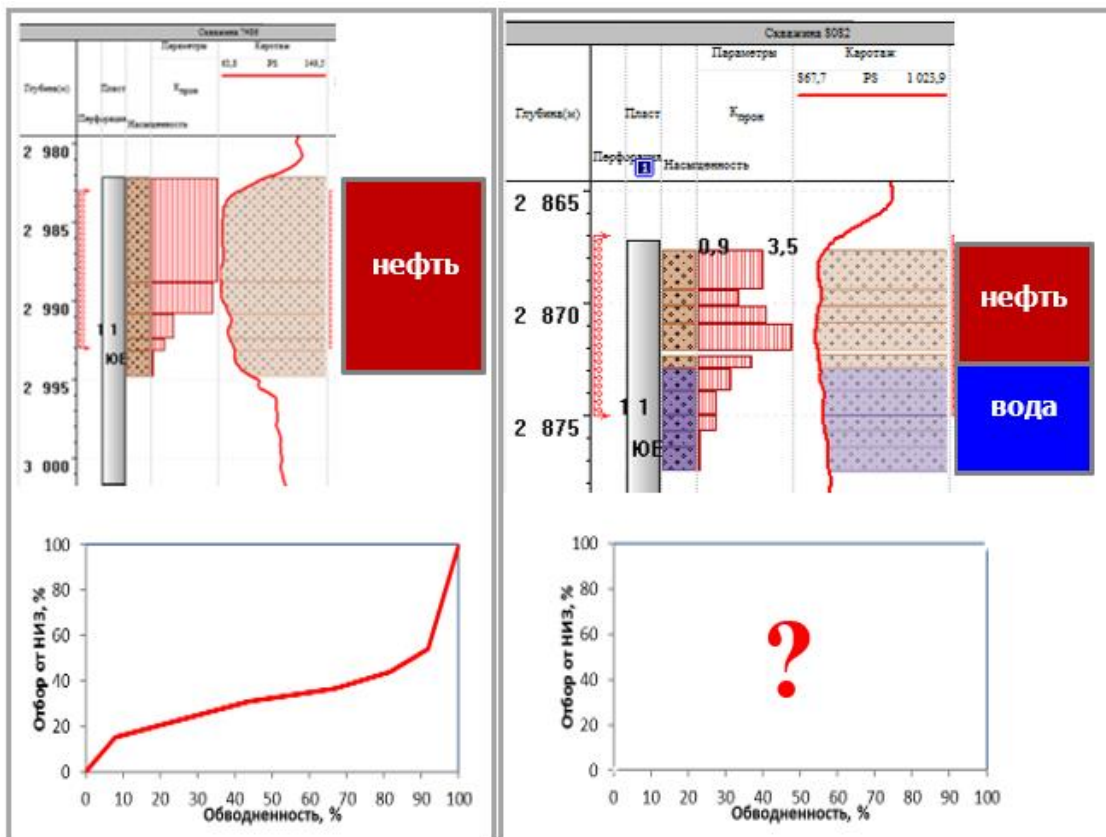


Рисунок 2.15 – Исследование влияния подошвенной воды на характеристику вытеснения

На начальном этапе, для простоты анализа, примем условное допущение, что толщина нефтяной части пласта и водонасыщенной части – одинаковые.

Решение:

Дополнительно в задаче приняты следующие допущения:

- глинистая перемычка отсутствует,
- переходная зона отсутствует.

Алгоритм тот же, что и в алгоритме построения характеристик вытеснения по кривым ОФП, с одной поправкой: к воде, содержащейся и фильтрующейся в нефтяном пласте, необходимо прибавить воду из нижнего водонасыщенного пласта. Если говорить промысловым языком, то доля воды – это отношение дебита воды к дебиту жидкости, посчитанная в одинаковых объемных единицах:

$$f = \frac{q_{\text{в}}}{q_{\text{в}} + q_{\text{н}}}, \quad (2.10)$$

где

f – доля воды в потоке, д.ед,

$q_{\text{в}}$ – дебит воды, м³/сут,

$q_{\text{н}}$ – дебит нефти, м³/сут,

$q_{\text{в}} + q_{\text{н}}$ – дебит жидкости, м³/сут.

С позиции теории Бакли-Лeverетта, для расчета доли воды в потоке, для указанных в постановке задачи условиях, необходимо в формулу (2.10) внести следующую поправку:

$$f = \frac{\frac{k_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}} + \frac{k_{\text{в-в}}}{\mu_{\text{в}}}}{\frac{k_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}} + \frac{k_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}} + \frac{k_{\text{в-в}}}{\mu_{\text{в}}}} \quad (2.11)$$

где

$k_{\text{в-в}}/\mu_{\text{в}}$ – подвижность воды в водонасыщенном интервале (отношение фазовой проницаемости по воде (д.ед) в нижнем водонасыщенном интервале к вязкости воды (мПа*с)).

В результате расчета доли воды по вышеприведенной формуле, можно построить графическую линию выработки запасов с учетом дополнительной фильтрации воды из нижнего водонасыщенного интервала пласта (рисунок 2.16).

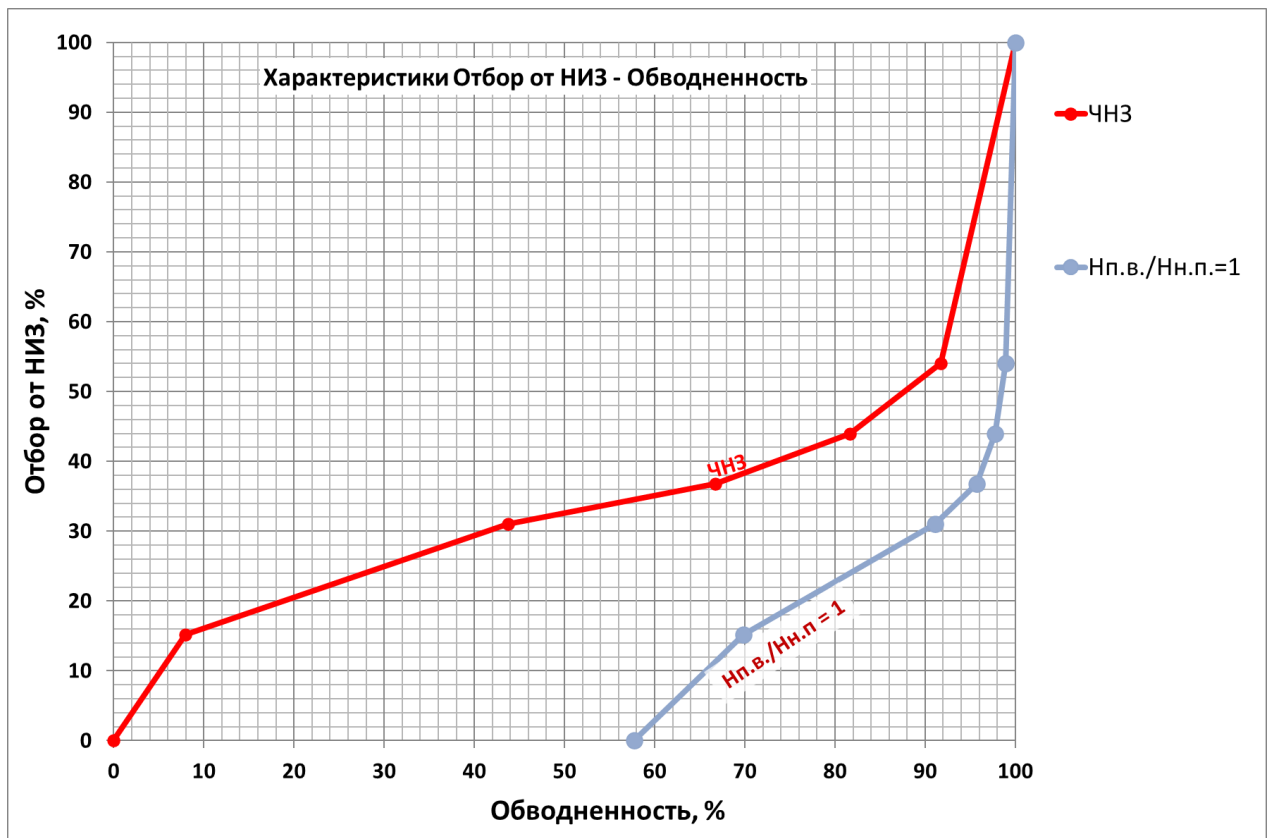


Рисунок 2.16 – Характеристики вытеснения рассматриваемого объекта разработки с разными геологическими условиями: ЧНЗ и ВНЗ (соотношение толщины нефтенасыщенного и водонасыщенного интервала пласта = 1)

Формула (2.11) применима для случая, когда толщина нефтенасыщенного интервала сопоставима с толщиной водонасыщенного интервала. Также данную формулу можно применять для любых других случаев соотношения работающих толщин нефте- и водонасыщенной части пласта. Например, если по данным промыслово-геофизических исследований (ПГИ) имеется информация, что работающая водонасыщенная толщина составляет $\frac{1}{2}$ от нефтенасыщенной части, то формула (2.11) принимает следующий вид:

$$f = \frac{\frac{k_B + \frac{k_{B-V}}{\mu_B} * 0,5}{\mu_B}}{\frac{k_B + \frac{k_H}{\mu_H} + \frac{k_{B-V}}{\mu_B} * 0,5}{\mu_B}}, \quad (2.12)$$

т.е. количество воды из водонасыщенной части в потоке будет вдвое меньше, что заложено в формулу подвижности.

Соответственно, чем меньше толщина водонасыщенной части, тем меньше вклад подошвенной воды в общую долю воды (рисунок 2.17) и тем меньше отличие

кривой вытеснения от кривой, полученной для чисто-нефтяной зоны.

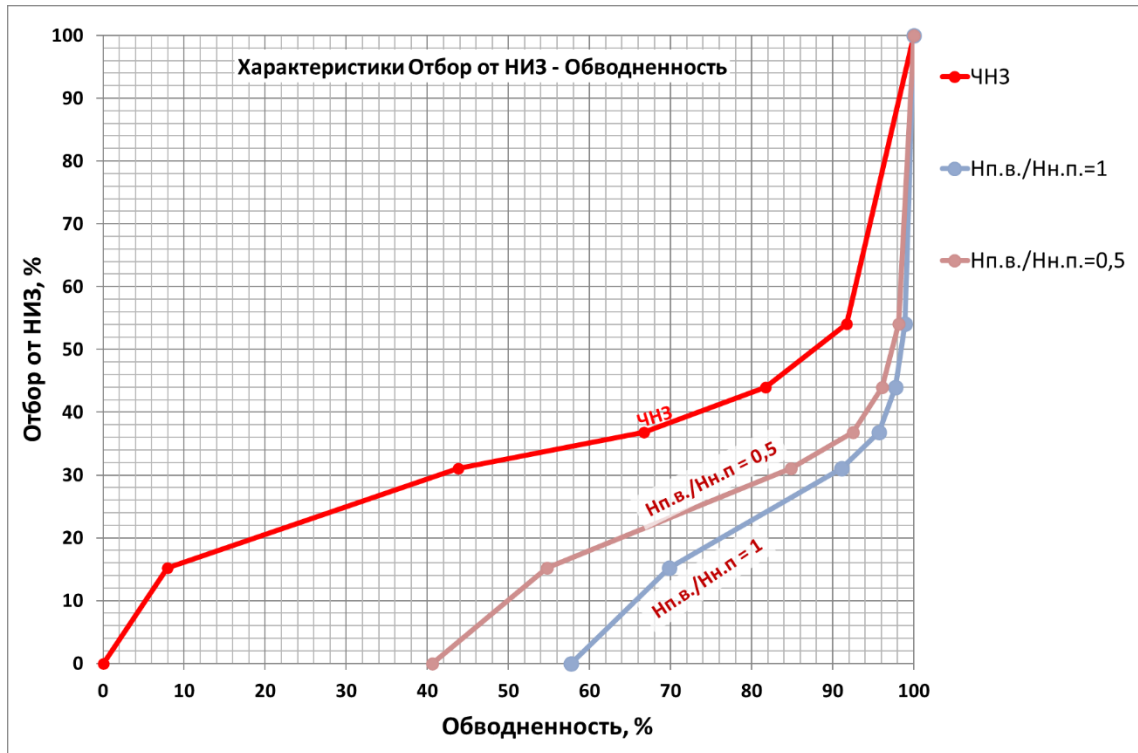


Рисунок 2.17 – Характеристики вытеснения рассматриваемого объекта разработки с разными геологическими условиями: ЧНЗ и частных случаев с ВНЗ (соотношение толщины водонасыщенного и нефтенасыщенного интервала пласта: 1 и 0,5)

Алгоритм модификации ХВ с учетом проведения массивованного гидравлического разрыва пласта (ГРП)

Исходные данные:

Имеется характеристика вытеснения, взятая для объекта-аналога для конкретного значения начальной нефтенасыщенности пласта и конкретное значение вязкости нефти и воды.

Задача:

Необходимо выполнить модификацию имеющейся ОФП, определенной для ЧНЗ объекта, для случаев, в которых в ЧНЗ проводится массивованный гидравлический разрыв пласта (ГРП), и, в частности, многозонный ГРП, влияющий на движение капиллярной воды в пласте.

Отличие условий обоснования двух характеристик вытеснения – наличие/отсутствие ГРП.

Решение:

Алгоритм тот же, что и в алгоритме построения характеристик вытеснения по кривым ОФП, с одной поправкой: к воде, содержащейся и фильтрующейся в нефтяном пласте, необходимо прибавить часть связанной капиллярной воды высвобождающуюся из капилляров вследствие экстремального воздействия на породу, в частности, с помощью ГРП [82, 101, 103].

Очевидно, что при стандартных специальных исследованиях керна, мы имеем дела с пористой средой, и данные эксперименты не учитывают наличие техногенной трещиноватости, образующейся при гидравлическом разрыве породы [44-46, 48].

Для понимания сущности вопроса, рассмотрим график показателей разработки для горизонтальной скважины 7737Г объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения с многозонным ГРП (МГРП) (рисунок 2.18).

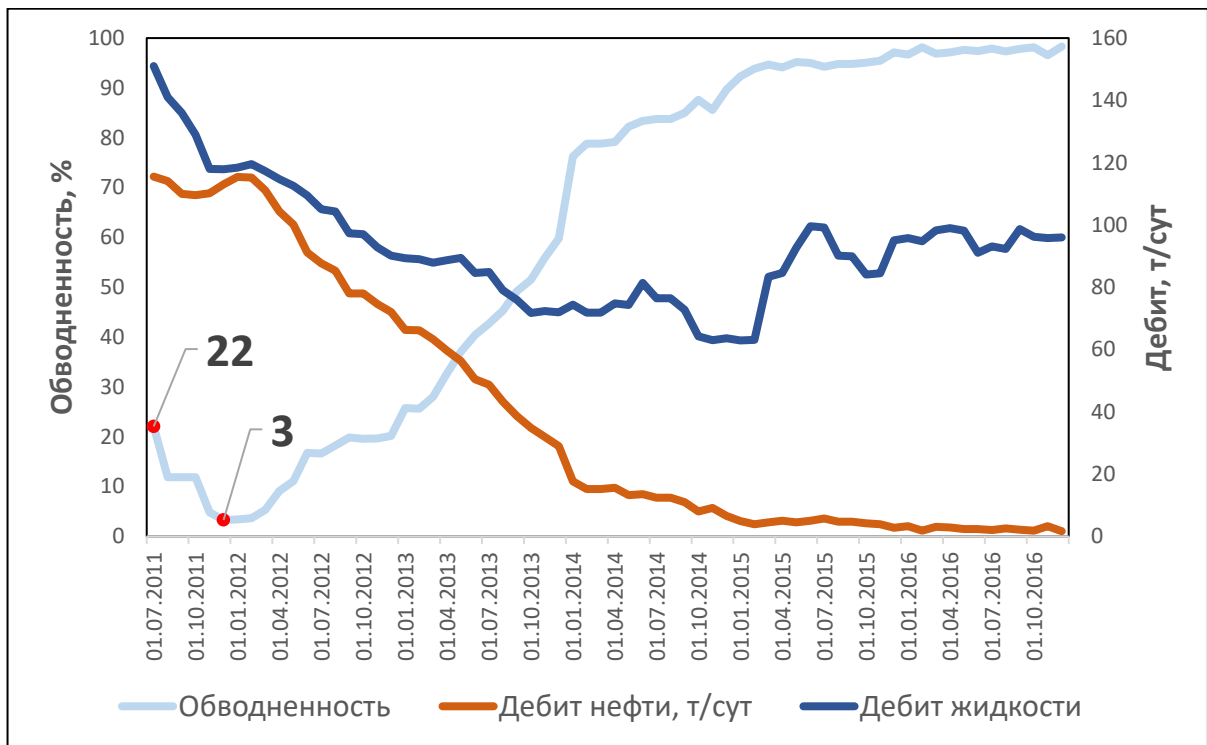


Рисунок 2.18 – Пример динамики по ГС с МГРП в ЧНЗ.

Скважина 7737Г, $K_n = 0,619$

Начальная нефтенасыщенность (K_n) в рассматриваемой скважине — 0,619 д. ед. Скважина расположена в ЧНЗ (подошвенная вода отсутствует).

Высокая входная обводненность не характерна для данного участка, поскольку соседние наклонно-направленные скважины и горизонтальные скважины без ГРП имеют низкую начальную обводненность: до 5 %. Кроме того, фазовые проницаемости объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения также показывают, что для данного значения начальной нефтенасыщенности доля подвижной воды нулевая.

Динамика обводненности, указанная на графике для скв.7737Г, является типичной для всех горизонтальных скважин с МГРП в зоне ЧНЗ: сначала скважины запускаются в работу с обводненностью 20–25 %, после чего, в течение 4–6 месяцев, обводненность снижается практически до нулевой отметки и в последующем увеличивается плавно, в соответствии с зависимостью обоснованной теорией Бакли-Леверетта.

Чтобы разобраться с причинами достаточно высокой начальной обводненности, снижающейся за относительно короткий период эксплуатации, были рассмотрены результаты керновых исследований, проведенных на центрифуге.

По данным центрифугирования была определена связанная водонасыщенность $S_{св}$, равная 0,34 д. ед (рисунок 2.1). Связанную водонасыщенность также часто называют остаточной ($S_{осм}$). Если критическая водонасыщенность ($S_{кр}$) – это значение водонасыщенности, при превышении которого начинается движение воды в образце керна при специальных исследованиях, то связанная водонасыщенность всегда меньше критической и показывает долю воды в керне, до которой может уменьшаться ее содержание при «экстремальном» физическом воздействии на керн [82, 96, 101, 103].

Вода, которая содержится в интервале значений между критической и связанной водонасыщенностью – это потенциальный объем воды, который может дополнительно участвовать в дренировании, если условия фильтрации являются более интенсивными и отличными от стандартных условий, при которых проводятся лабораторные специальные исследования. Такими «экстремальными» для породы условиями может быть применение массивированного ГРП, например, многозонный

ГРП, при котором создается обширная система трещин, дополнительно высвобождающая капиллярную воду, неподвижную при более «мягких» условиях фильтрации.

Вода, которая содержится в интервале значений между критической и связанной водонасыщенностью – это дополнительно подвижная вода ($S_{доп}$), доля которой вычисляется по формуле:

$$S_{доп} = S_{кр} - S_{св}, \quad (2.13)$$

На примере, показанном на графике (рисунок 2.1), дополнительная доля воды, которая потенциально может подключаться к фильтрации, составляет:

$$S_{доп} = 0,437 - 0,34 = 0,097 \text{ д. ед.}$$

В связи с вышеописанным, необходимо всегда учитывать, что даже при эксплуатации скважин в чистонефтяной зоне, при предельно высоких значениях нефтенасыщенности, возможны нетипичные значения входной обводненности, вызванные притоком дополнительной воды, которая не участвует в фильтрации при исследованиях в лабораторных условиях на керне. Поэтому необходимы поправки как в функцию Бакли-Левретта, так и в характеристику вытеснения. Кроме того, поскольку мы исследуем конкретную ситуацию применения технологии МГРП при вводе горизонтальных скважин, эффект от которой кратковременный, в связи со смыканием трещин, то в поправке нуждается только начальная точка кривой вытеснения. Очевидно, что при подключении дополнительной доли воды ($S_{доп}$), потенциал которой определен по центрифугированию, долю воды в потоке через формулу (7) определить невозможно, так как фазовая проницаемость левее точки $S_{кр}$ не определена, а в самой этой точке равна нулю. Но можно сделать экспресс-оценку, через объемные доли, а именно:

- доля подвижной нефти равна $S_{н_нач} - S_{н_ост}$;
- доля подвижной воды, в случае начальной нефтенасыщенности, равна нулю;
- доля потенциально подвижной воды $S_{доп}$ определяется по формуле (2.11);
- доля подвижной воды f в общем потоке «нефть+вода» определяется как:

$$f = \frac{S_{\text{доп}}}{S_{\text{доп}} + (S_{\text{н_нач}} - S_{\text{н_ост}})}, \quad (2.14)$$

Применяя формулу (12) для различных условий начальной нефтенасыщенности, получаем палетки кривой вытеснения (рисунок 2.19), которые отличаются от «эталонных» формой кривой на начальных этапах выработки.

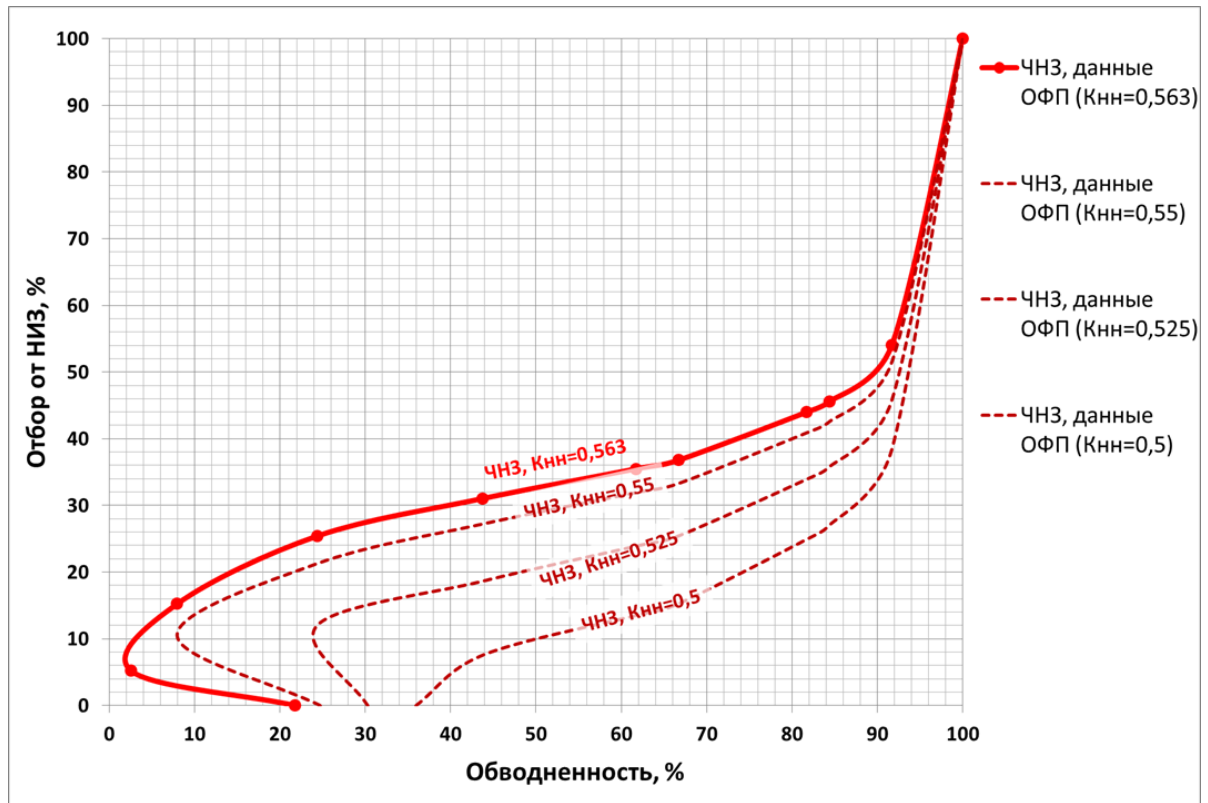


Рисунок 2.19 – Характеристики вытеснения рассматриваемого объекта разработки с учетом применения ГРП при различных значениях начальной нефтенасыщенности

Алгоритм модификации ХВ с учетом постепенного ввода разрабатываемого объекта/залежи в разработку.

Исходные данные:

Имеется характеристика вытеснения, взятая для объекта-аналога.

Задача:

Необходимо выполнить модификацию имеющейся ОФП, для случаев, в которых залежь/объект вводятся не одномоментно, а растянутым по времени вводом.

Решение:

Для решения данной задачи на количественном уровне, необходимо понять,

что происходит с характеристикой вытеснения на качественном уровне, когда происходит растягивание периода разбуривания залежи или объекта.

Очевидно, что самая благоприятная, с точки зрения выработки запасов нефти, характеристика – это та, которая максимально приближена к эталону, полученному в лабораторных условиях, по результатам которых, собственно, и строятся фазовые проницаемости и рассчитывается функция Бакли-Левретта (рисунок 2.1). Кривая выработки запасов является эталонной, поскольку лабораторные исследования происходят в идеальных условиях: отсутствуют осложняющие водопроявления, газопроявления, конусы, несовершенства вскрытия и другие факторы. Во время лабораторных опытов, при исследовании вытеснения нефти водой, фильтрация происходит по образцу керна, через сечение, проходящее через всю толщину керна, т.е. фильтрационный процесс (изменение давления в пористой среде, движение подвижной части флюидов и др.) происходит сразу во всем керне. В реальных условиях, вовлечь в фильтрацию сразу всю залежь достаточно сложно, и реализуемо только на небольших локальных залежах. В большинстве случаев, залежи разбуриваются постепенно, участок за участком, по мере обустройства всё новых и новых кустовых площадок. Что происходит в этом случае? Допустим, на достаточно большой залежи, рассчитанную на проектный фонд в несколько десятков или сотен скважин, пробурили и ввели в эксплуатацию одну добывающую скважину. В этом случае, обводненность по залежи будет равняться обводненности одной эксплуатируемой скважины. Выработка запасов нефти будет происходить крайне медленно, так как основной объем залежи не вовлечен в разработку. В этом случае мы получаем очень неблагоприятную характеристику вытеснения, такую, как например, на Выинтойском месторождении, объект ЮВ₁ (рисунок 2.20), на котором объект с проектным фондом 52 скважины уже восемь лет эксплуатируется одной скважиной. Причиной такой ситуации с вводом является то, что данный объект является возвратным и зависит от отработки скважин на других объектах.

Обводненность на объекте ЮВ₁ Выинтойского месторождения на 1.01.2022 достигла 38 %, в то время как выработка от начальных извлекаемых запасов (отбор от НИЗ) составила всего 1 %.

С другой стороны, быстрое разбуривание всего объекта разработки максимально приближает характеристику вытеснения к идеальной, как, например, по объекту ЮВ₁ Западно-Покамасовского месторождения (рисунок 2.21).

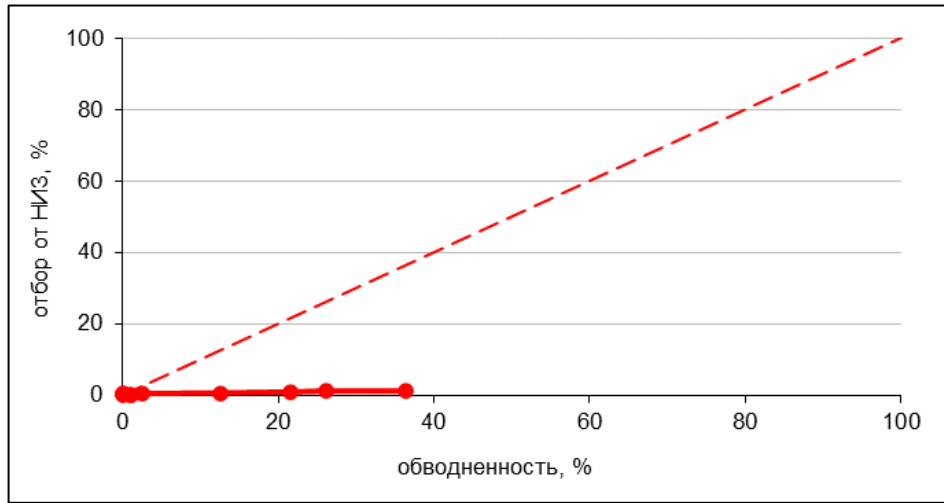


Рисунок 2.20 – Характеристика вытеснения для объекта ЮВ₁ Выинтойского месторождения

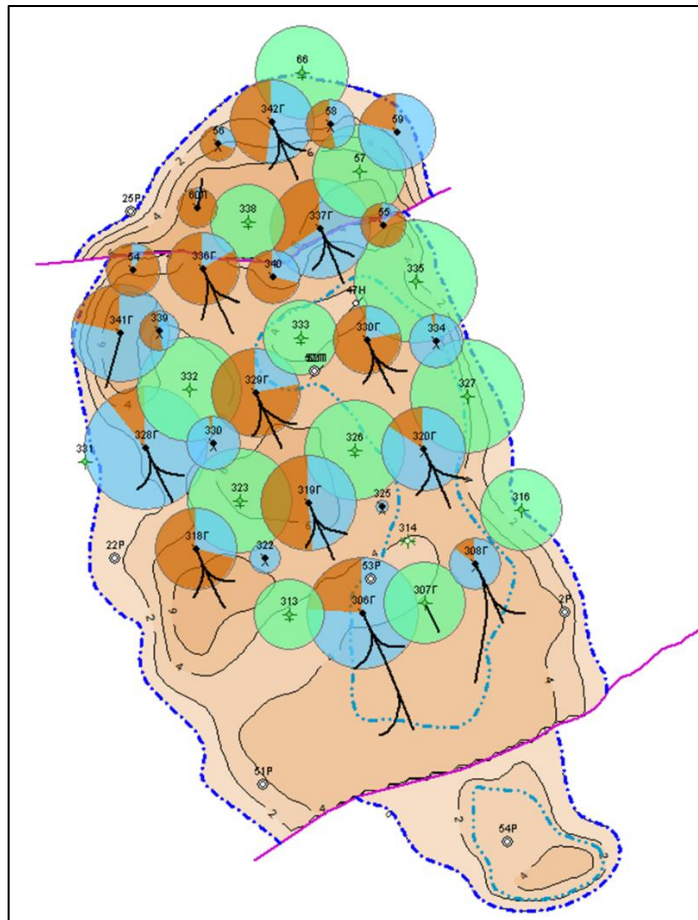


Рисунок 2.21 – Выкопировка с карты текущего состояния разработки объекта ЮВ₁ Западно-Покамасовского месторождения по состоянию на 1.01.2022

Как видно на графике зависимости отбора от НИЗ от обводненности, фактическая кривая практически полностью совпадает с «эталонной» кривой, полученных по результатам лабораторных специальных исследований керна (рисунок 2.22).

Небольшое отклонение от «эталонной» кривой в начале разработки связано пусть с небольшим, но с растягиванием ввода скважин: проектный фонд объекта разбурен в течение двух лет и семи месяцев, сначала три скважины, через год девять скважин, потом остальные 23 ед. На текущий момент, проектный фонд реализован на 94 %.

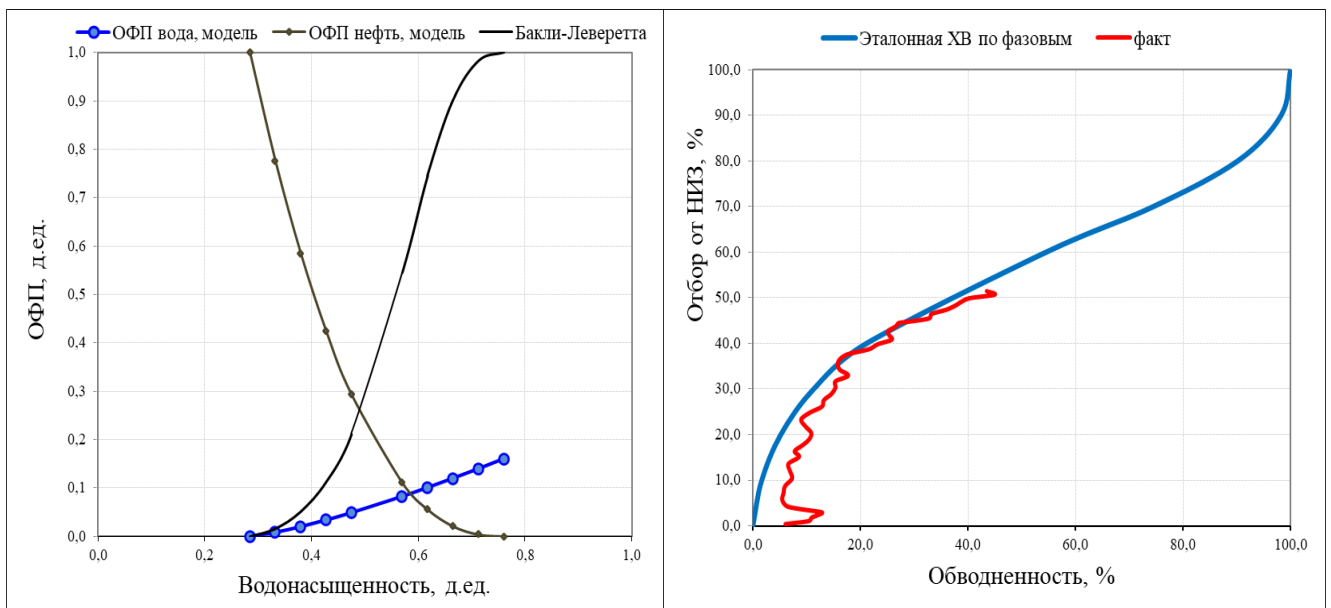


Рисунок 2.22 – Сопоставление «эталонной» и фактической характеристики вытеснения для объекта ЮВ₁ Западно-Покамасовского месторождения

После того как мы рассмотрели показательные фактические примеры, рассмотрим непосредственно сам алгоритм решения поставленной задачи: модификации «эталонной» кривой вытеснения при поэтапном разбуривании объекта/залежи.

Имеется характеристика вытеснения, взятая по объекту-аналогу, либо полученная через фазовые проницаемости. В табличном виде кривая вытеснения в общем виде представлена ниже (таблица 2.2).

В таблице представлен общий вид исходных данных, когда кривая построена по n точкам: обводненность изменяется от x_1 до x_n ; отбор от НИЗ изменяется от y_1 до y_n .

Таблица 2.2 – Табличный вид «эталонной» характеристики вытеснения

Обводненность, %	Отбор от НИЗ, %
x_1	y_1
x_2	y_2
x_3	y_3
....
x_n	y_n

Допустим, что залежь или объект разбуриваются равномерно в течение k лет: каждый год (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, но только уже для вновь введенной части.

В этом случае, для каждой отдельной части залежи, зависимость «эталонной кривой» (таблица 2.2) абсолютно применима, только с той поправкой, что отбор от НИЗ считается от запасов этой части. Если залежь с извлекаемыми запасами Q , разбурируется в течение k лет, то отбор от извлекаемых запасов считается уже от запасов равных Q/k (рисунок 2.23).

Обводненность, %	Отбор от НИЗ, %	Обводненность, %	Отбор от НИЗ, %
x_1	y_1	x_1	y_1/k
x_2	y_2	x_2	y_2/k
x_3	y_3	x_3	y_3/k
....
x_n	y_n	x_n	y_n/k

Рисунок 2.23 – Преобразование «эталонной» кривой вытеснения для залежи в целом в кривую вытеснения для отдельной k -й части

Очевидно, чтобы получить итоговую характеристику вытеснения по залежи в целом, необходимо сложить в сумму динамику вытеснения по всем k частям (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Алгоритм получения кривой вытеснения для залежи, в случае разбуривания равными долями в течение k лет

1-й год бурения из k			2-й год бурения из k			3-й год бурения из k			... k-й год бурения из k			Сумма из k лет		
Годы	Обводненность	Отбор от НИЗ	Годы	Обводненность	Отбор от НИЗ	Годы	Обводненность	Отбор от НИЗ	Годы	Обводненность	Отбор от НИЗ	Годы	Обводненность	Отбор от НИЗ
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	x_1	y_1/k	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	x_1	y_1/k
2	x_2	y_2/k	2	x_1	y_1/k	2	0	0	2	0	0	2	$(x_1+x_2)/2$	$y_2/k+y_1/k$
3	x_3	y_3/k	3	x_2	y_2/k	3	x_1	y_1/k	3	0	0	3	$(x_1+x_2+x_3)/3$	$y_3/k+y_2/k+y_1/k$
...	0	0
k	x_k	y_k/k	k	x_{k-1}	$y_{(k-1)/k}$	k	x_{k-2}	$y_{(k-2)/k}$	k	x_1	y_1/k	k	$(x_1+...+x_k)/k$	$y_k/k+...+y_1/k$

В приведенной таблице, исходя из допущения что залежь ежегодно разбуривается равными долями запасов, суммарная обводненность рассчитывается как среднее арифметическое обводненности всех частей залежи, введенных за текущий и все предыдущие годы, а отбор от НИЗ, как величина накопленная, суммируется.

Этап 10. Расчет зависимости относительного дебита жидкости от степени выработки (рисунок 2.24).

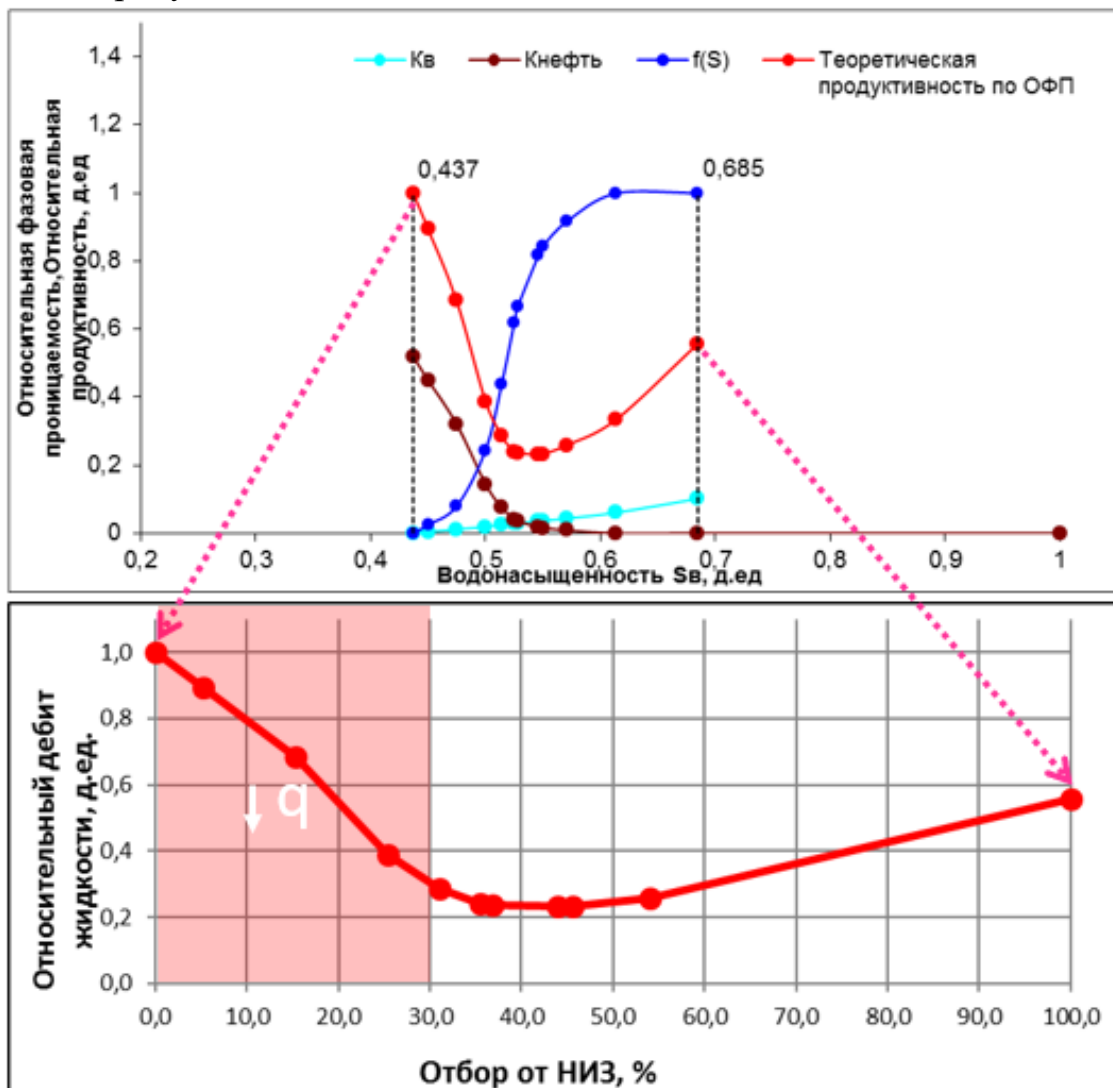


Рисунок 2.24 - Расчет зависимости относительного дебита жидкости от степени выработки запасов

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 2.24).

По фазовым проницаемостям легко получить суммарную подвижность нефти и воды, на графике (рисунок 2.1) она обозначена как относительная продуктивность (красная линия). Если обозначить суммарную подвижность η , то формула для ее расчета через подвижности нефти и воды будет выглядеть следующим образом:

$$\eta = \frac{k_B}{\mu_B} + \frac{k_H}{\mu_H}, \quad (2.15)$$

Формула (2.15) для любой точки i -го эксперимента для фазовой проницаемости нефти (k_{H_i}) и воды (k_{B_i}) выглядит следующим образом:

$$\eta_i = \frac{k_{B_i}}{\mu_B} + \frac{k_{H_i}}{\mu_H}, \quad (2.16)$$

Из формулы (2.16) следует, что суммарная подвижность нефти и воды в каждой точке изменения текущей водонасыщенности (от которой напрямую зависят фазовые проницаемости) будет иметь определенное конкретное значение. На графике (рисунок 2.1) полученную кривую называют относительной продуктивностью, так как за единицу принимается значение суммарной подвижности в начальной точке, при критической водонасыщенности, а остальные значения, при других значениях водонасыщенности, вычисляются относительно этой первой точки – здесь происходит работа с безразмерными величинами.

Также из графика видно, что для любой точки кривой суммарной подвижности нефти и воды, известно значение функции Бакли-Левретта, а поскольку у нас есть алгоритм перевода функции Бакли-Левретта из осей (водонасыщенность; доля воды) в ось (обводненность; отбор от НИЗ), то, объединяя эти две кривые, можно непосредственно получить зависимость суммарной подвижности от обводненности (рисунок 2.24).

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

2.2 Выводы по разделу 2

1. Известно, что геолого-физические параметры пласта, свойства нефти и пластовой воды оказывают решающее влияние на процессы нефтеизвлечения. Достоверность и точность определения значений начальной нефтенасыщенности и проницаемости учитывается при прогнозировании показателей выработки запасов, однако проницаемость каждой фазы зависит от динамики насыщенности. Известно, что она, в свою очередь, определяется интенсивностью массообменных процессов, непосредственно связанных с распределением проницаемости. В этой связи усложняется точность определения предельных извлекаемых запасов нефти.

Оценка выработки запасов с использованием геолого-гидродинамического моделирования требует значительных вычислительных и временных затрат для создания, вычислительных экспериментов и адаптации, которая всегда имеет существенную неопределенность. Необходимо понимание различия реальных физических процессов вытеснения нефти водой от его математического описания в виде эмпирических зависимостей относительных фазовых проницаемостей, без которого невозможна корректная настройка модели 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, являются характеристики вытеснения нефти водой, например, в виде зависимостей накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости. Такого рода инструмент делает возможным статистический анализ выработки запасов, подсчет эффективности проведенных ГТМ и прогноз добычи нефти даже с возможностью зональной детализации.

2. В разделе 2 предложен метод, позволяющий с помощью ргоху-модели зависимости доли воды от степени выработки, получить ряд алгоритмов, позволяющих расширить и детализировать анализ эффективности выработки запасов, в сравнении с существующими методами.

Метод позволяет через фазовые проницаемости пласта-аналога адаптировать характеристики вытеснения, под конкретные значения параметров ГФХ и

геологические условия. Данный метод позволяет получать кривые характеристики вытеснения в осях (обводненность; отбор от НИЗ) через фазовые проницаемости.

Алгоритм модификации ХВ под различные значения начальной нефтенасыщенности. Данный алгоритм позволяет адаптировать имеющуюся характеристику вытеснения, полученную для определенное значение начальной нефтенасыщенности, под любое другое значение начальной нефтенасыщенности.

Алгоритм модификации ХВ под различные значения вязкости нефти. Данный алгоритм позволяет адаптировать имеющиеся характеристики вытеснения под различные значения вязкости флюидов.

Алгоритм модификации ХВ с учетом наличия подошвенной воды. Данный алгоритм позволяет адаптировать характеристики вытеснения полученные для «идеальных» лабораторных условий, под условия эксплуатации коллектора в условиях наличия водопроявлений (подошвенной воды).

Алгоритм модификации ХВ с учетом проведения массивированного гидравлического разрыва пласта. Данный алгоритм позволяет вносить корректировки в кривую вытеснения нефти водой, с учетом «экстремального» воздействия на коллектор, в частности, массивированного многозонного ГРП в горизонтальной скважине.

Алгоритм модификации ХВ с учетом постепенного ввода разрабатываемого объекта/залежи в разработку. Данный алгоритм позволяет адаптировать характеристику вытеснения, полученную для условий одномоментного ввода коллектора в разработку, к условиям «растягивания» разбуривания залежи/объекта во времени.

Метод (проху-модель) позволяет делать оценку фактически дренируемых извлекаемых запасов нефти, на основе анализа режимов работы объекта разработки. Данный метод позволяет выполнить количественную переоценку дренируемых запасов нефти, решением обратной задачи, через известную фактическую динамику разработки объекта или залежи.

3. С использованием всех вышеперечисленных инструментов возможно провести детальный анализ реализуемой системы выработки запасов, объективно

охарактеризовать технологические показатели работы скважин и выполнить прогноз выработки для различных геологических условий.

3 ПРИМЕНЕНИЕ РАЗРАБОТАННОГО МЕТОДА ПРОГНОЗА ВЫРАБОТКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА ЮВ₁ УРЬЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Для понимания рассматриваемого объекта разработки, ниже приводится краткое описание текущего состояния Западно-Урьевского участка объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения по состоянию на начало 2020 года.

3.1 Геолого-физическая характеристика объекта

Объект ЮВ₁ Урьевского месторождения состоит из одного пласта ЮВ₁, в составе которого выделены 10 залежей (рисунок 3.1). Разработка его, согласно проектному документу, ведется самостоятельной сеткой скважин.

Формирование отложений происходило, преимущественно, в условиях мелководно-морского шельфа в конце оксфордского века. Этот период характеризуется наиболее низким уровнем моря, что обусловило значительный вынос терригенного материала в седиментационный бассейн за всю верхнеюрскую эпоху.

Общая мощность пласта ЮВ₁ по 984 скважинам, пробуренным в пределах залежей Урьевского лицензионного участка и вскрывшим разрез пласта, изменяется от 19,4 м до 55,3 м (при среднем значении 36,1 м), эффективная толщина коллекторов по скважинам изменяется от 0,7 до 23,5 м при среднем значении 10,0 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует от 0,4 до 22,7 м при среднем значении 8,0 м, расчлененность – от 1 до 13 пропластков (в среднем 4 ед.), средняя песчаность составила 0,27 д. ед. при изменении от 0,02 до 0,84 д. ед.

Физико-химические свойства пластовых флюидов (плотность, вязкость, газосодержание, объемный коэффициент) и параметры коллектора пласта ЮВ₁ приведены ниже (таблица 3.1).

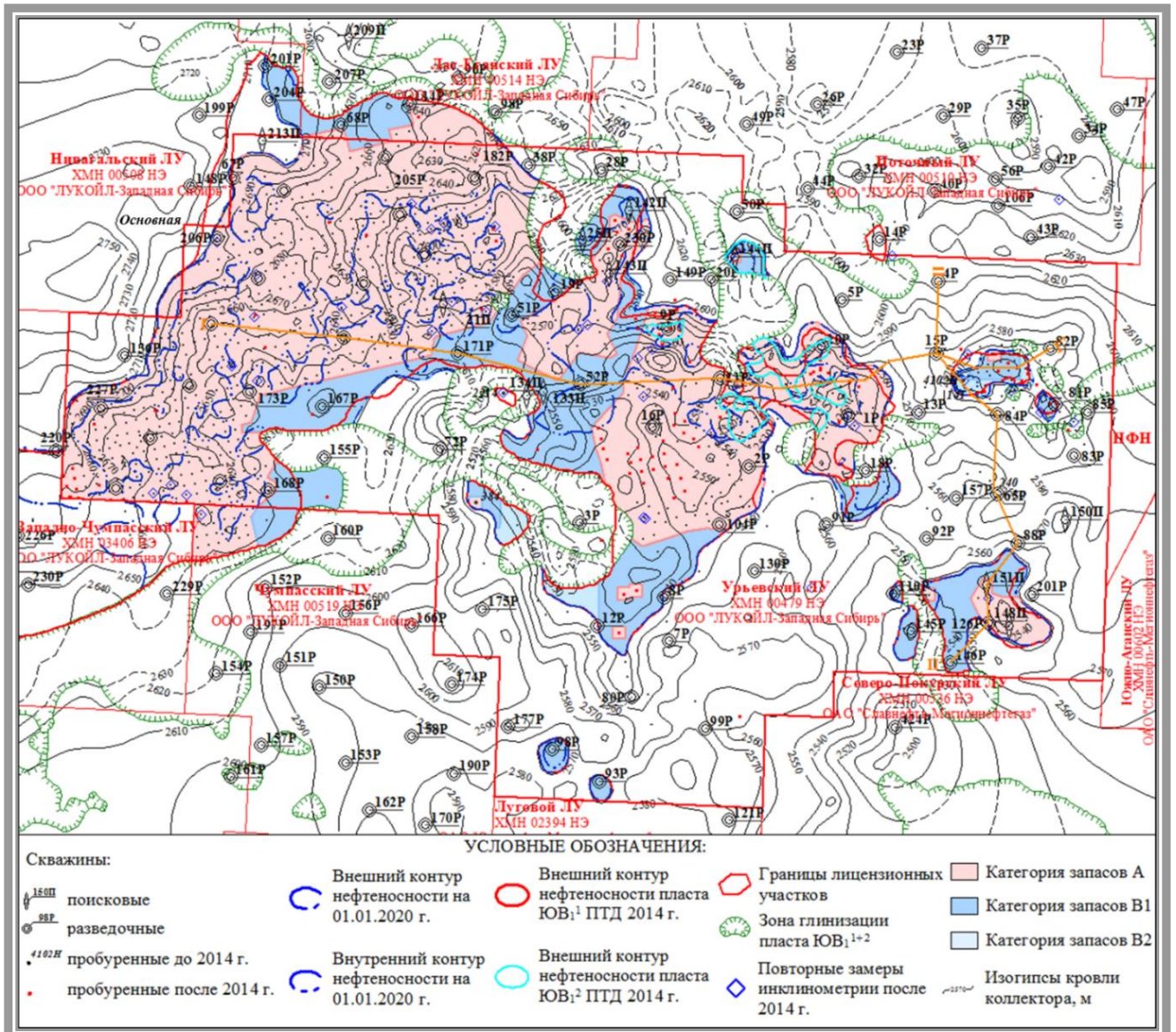


Рисунок 3.1 – Схема расположения залежей продуктивного пласта ЮВ1

Почти 93 % площади нефтеносности приходится на Основную залежь.

Основная залежь характеризуется сложным геологическим строением, обусловленным наличием множества литологических экранов, неоднородностью распространения коллекторов пласта как в плане, так и по разрезу, является основной по запасам нефти.

Основная залежь вскрыта 1037 скважинами, из них 40 поисково-разведочных и 997 эксплуатационных (из них 71 скважина с горизонтальным окончанием). Стратиграфическая кровля пласта находится в диапазоне абс. отм. -2510,8–2698,9 м; кровля коллектора вскрыта в интервале абс. отм. -2511,5–2700,2 м.

Таблица 3.1 – Геолого-физическая характеристика пласта ЮВ₁ Урьевского месторождения

№ п/п	Параметры	Размерность	ЮВ ₁
1	Абсолютная отметка кровли	м	-2510
2	Абсолютная отметка ВНК	м	-2524
3	Тип залежи		подстилается водой, пластовая сводовая, литологически экранированная
4	Площадь нефтеносности	тыс. м ²	342786
5	Средняя общая толщина	м	36,1
6	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	6,0
7	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	3,0
8	Коэффициент пористости	д. ед.	0,15
9	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	д. ед.	0,58
10	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	д. ед.	0,55
11	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	д. ед.	0,56
12	Проницаемость (по пласту/по Ннн)	мкм ² *10 ⁻³	2,5 / 2,5
13	Коэффициент песчанности	д. ед.	0,27
14	Расчлененность	ед.	4
15	Начальная пластовая температура	° С	96
16	Начальное пластовое давление	МПа	26,0
17	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	0,9
18	Плотность нефти в пластовых условиях	(кг/м ³)*10 ⁻³	0,762
19	Плотность нефти в поверхностных условиях	(кг/м ³)*10 ⁻³	0,847
20	Объемный коэффициент нефти	д. ед.	1,234
21	Давление насыщения нефти газом	МПа	10,1
22	Газосодержание	м ³ /т	91
23	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,31
24	Плотность воды в поверхностных условиях	(кг/м ³)*10 ⁻³	1,018
25	Коэффициент вытеснения нефти водой	д. ед.	0,366

Эффективные толщины изменяются от 0,7 м до 23,5 м (при среднем значении 10,1 м). Эффективные нефтенасыщенные толщины выделены в 936 скважинах залежи, изменяются от 0,4 м до 22,7 м (при среднем значении 8,4 м). Расчлененность варьирует от 1 до 13 пропластков (в среднем 4 ед.), средняя песчанность – 0,27 д. ед. при изменении от 0,02 до 0,84 д. ед.

3.2 Характеристика текущего состояния разработки

Наиболее перспективным на объекте, в плане добычи нефти, является Западно-Урьевский участок (Западная часть основной залежи пласта ЮВ₁). На данный участок приходится более 90 % всей годовой добычи нефти объекта. На участке реализована обращенная 9-ти точечная система разработки по проектной сетке скважин 425 × 425 м в сочетании с однорядной комбинированной 500 × 500 м (в добывающем ряду – горизонтальные скважины, в нагнетательном ряду – чередование наклонно-направленных добывающих и нагнетательных скважин); избирательное заканчивание скважин.

Фактическая добыча нефти за 2019 год составила 519 тыс. т, добыча жидкости – 2780 тыс. т, воды закачано 4598 тыс. м³. Средний дебит нефти составил 3,7 т/сут, дебит жидкости 20,5 т/сут, обводненность – 79 % (рисунок 3.2).

Основные запасы участка введены в разработку, для бурения остались краевые зоны с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Таким образом, участок почти полностью разбурен и введен в разработку. Ввод новых скважин с горизонтальным окончанием сопровождалось проведением поинтервального многозонного гидравлического разрыва пласта (МГРП), что способствовало получению высоких технологических показателей: дебит нефти по новым горизонтальным скважинам с МГРП в среднем превышает дебит нефти по наклонно-направленным скважинам в 2,4 раза. Данный факт привёл к широкому распространению бурения горизонтальных скважин с МГРП по всему Западно-Сибирскому региону.

Максимальные дебиты нефти и жидкости были получены в 2011 году при разбуривании центральной части системой горизонтальных скважин с проведением многозонного ГРП.

За период 2012–2015 гг (наиболее интенсивное разбуривание), по мере ухода от купольной к краевой части пласта, эффективность новых скважин планомерно снижалась, входная обводненность росла (рисунок 3.3).

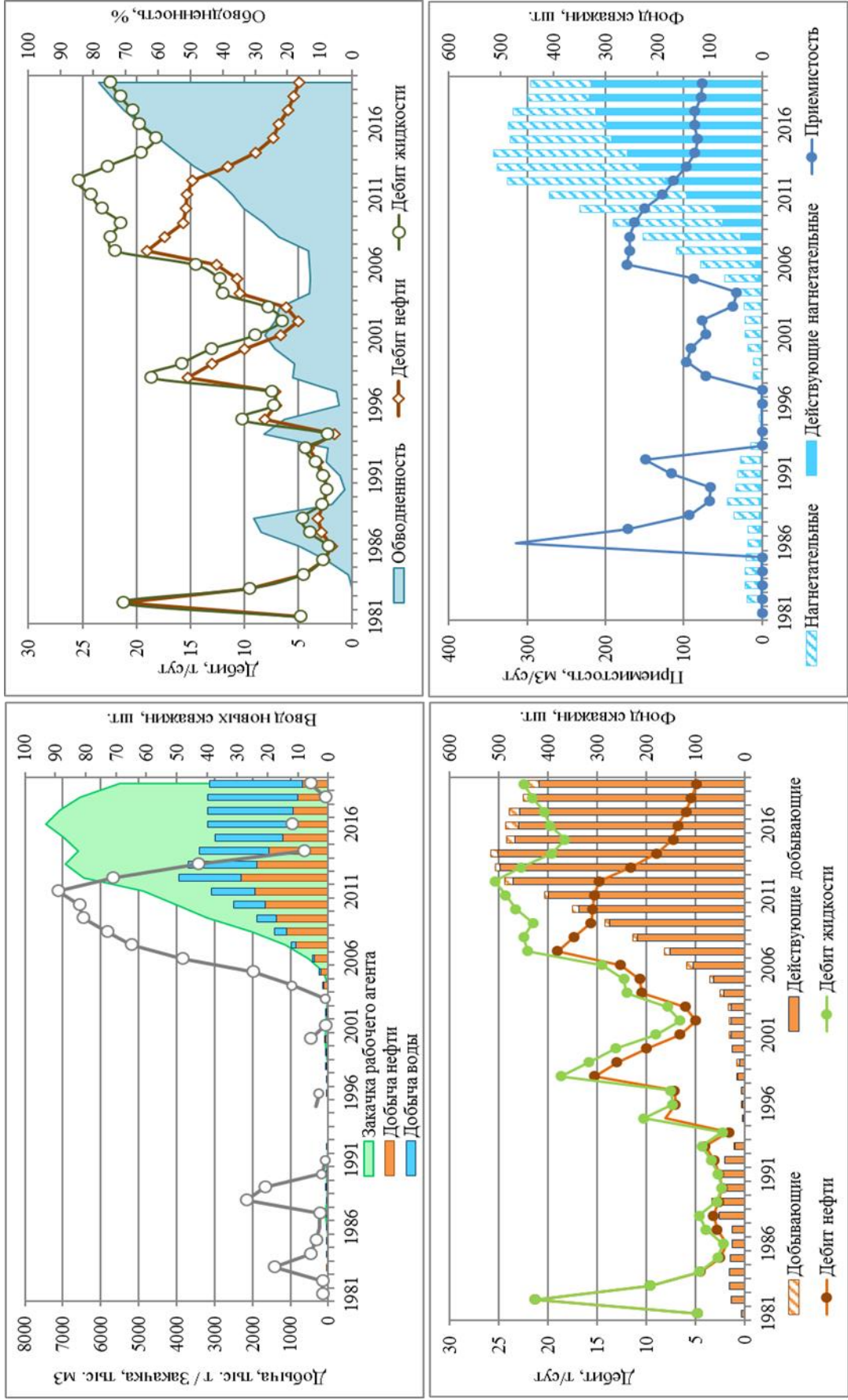


Рисунок 3.2 – Динамика показателей разработки по объекту ЮВ₁ Урьевского месторождения

С 2017 года новые скважины не вводились.

Особенностью геологического строения объекта является влияние региональной трещиноватости, следствием чего наблюдается опережающее обводнение добывающих скважин в соответствии с выявленными геологическими особенностями, а именно, прорывы воды от нагнетательных скважин к добывающим в направлении ЮГ-СЕВЕР.

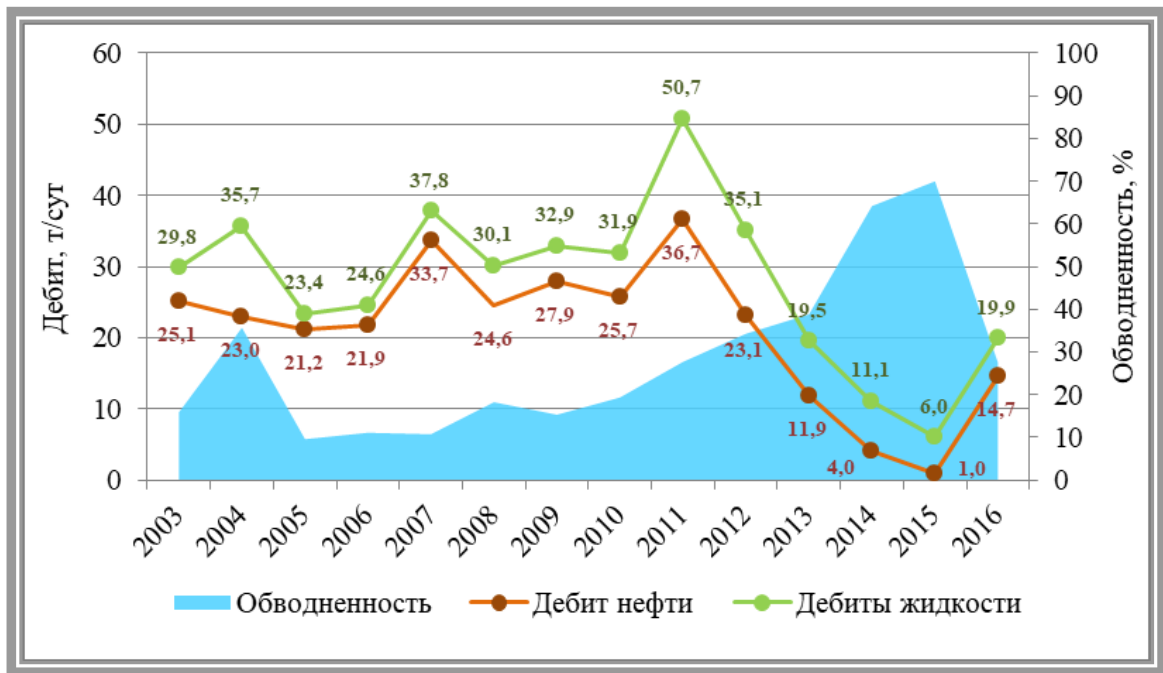


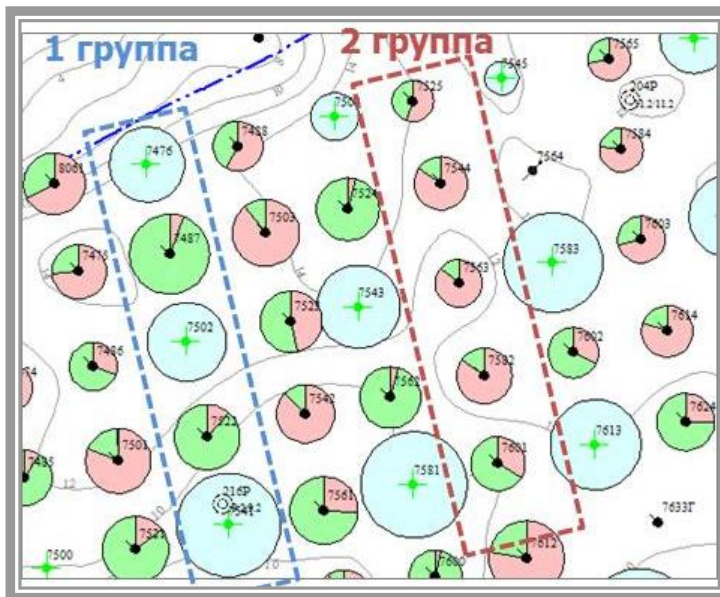
Рисунок 3.3 – Динамика входных показателей по новым скважинам Западно-Урьевского участка

Добывающие скважины можно поделить на 2 группы: по линии нагнетания (в направлении ЮГ-СЕВЕР) – Группа 1 и стягивающий ряд – Группа 2 (рисунок 3.4). По скважинам Группы 1 – опережающего обводнения – средняя обводненность составляет 80,7 %, отбор на скважину – 21 тыс. т. По Группе 2 текущая обводненность в 2 раза ниже и составляет 40 %, а отбор на скважину в 1,5 раза больше – около 30 тыс. т.

С 2013 года на объекте проводились работы по переводу обводнившихся скважин Группы 1 под закачку для формирования рядной системы разработки. Данное решение закреплено в проектном документе «Дополнение к технологической схеме разработки Урьевского месторождения» [4].

Также, для уточнения направления региональной трещиноватости, предприятием ТПП «Лангепаснефтегаз» проводятся рекомендуемые ранее работы по закачке потокоотклоняющих составов и трассерным исследованиям.

Для анализа выработки по участкам пласта, Западно-Урьевский участок разукрупнен на десять блоков (рисунок 3.5), которые отличаются друг от друга системой заводнения и способом заканчивания скважин (вертикальные и горизонтальные профили) и отличаются эффективностью выработки запасов по времени.



Показатели	1 группа	2 группа
Дебит жидкости, т/сут	30,9	21,1
Дебит нефти, т/сут	6	12,6
Обводненность, %	80,7*	40,2
ВНФ, д. ед	1,2	0,3
Количество скв., шт.	82	206
Отбор на скважину, тыс. т/скв.	21,5	28,6
Скважины в НФ (в т. ч. ОППД)	43 (52 %)	18 (9 %)

* – не участвуют 100 % обводнившиеся остановленные скважины

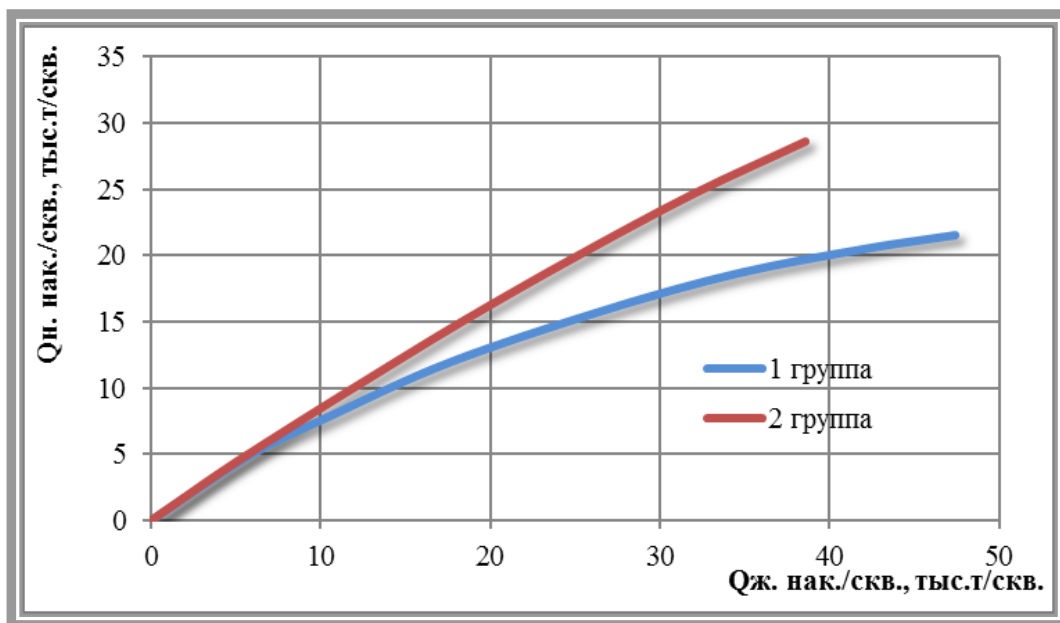


Рисунок 3.4 – Показатели по группам скважин

Западно-Урьевский участок является наибольшим на объекте ЮВ₁ как по площади простираения, так и по геологическим запасам нефти (таблица 3.2).

Участки с наихудшей выработкой – это блоки 4, 7 и 10, которые локализованы в северной и восточной части залежи, и обладающие низкими ФЕС, в частности, нефтенасыщенностью ниже средней по объекту.

Таблица 3.2 – Основные показатели выработки запасов по объекту ЮВ₁ по состоянию на 01.01.2020

Показатель	Западно-Уральская	Урьевская	Продольная	Мелкие залежи	ЮВ ₁ ¹
Запасы реком.к утверждению 2020					
геологические запасы	75826	20412	1051	874	98163
извлекаемые запасы	20834	4535	149	168	25686
КИН	0,275	0,222	0,142	0,192	0,262
Доля НИЗ объекта в общем объеме запасов, %	77,2	20,8	1,1	0,9	25,9
Доля НИЗ объекта в общем объеме запасов, %	81,1	17,7	0,6	0,7	19,6
Показатели за 2019 год					
Годовой отбор, тыс. т					
нефти	519,1	159,8	2,2	0,8	681,9
жидкости	2780,1	342,2	7,5	0,9	3130,8
закачка, тыс. м ³	4597,9	895,4	0,0	0,0	5493,3
средний дебит нефти, т/сут	3,7	5,8	2,2	2,4	4,9
средний дебит жидкости, т/сут	20,5	12,3	7,5	2,9	22,5
Доля объекта в общей добыче нефти, %	76,1	23,4	0,3	0,1	100
Обводненность (весовая), %	81,3	53,3	70,7	14,0	78,2
Действующий фонд, шт.					
добывающий	327	86	3	1	417
нагнетательный	274	53			327
соотношение доб./нагн. текущее	1,2	1,6			1,3
Темп отбора от НИЗ, %	2,49	3,52	1,48	0,48	2,7
Темп отбора от ТИЗ, %	10,44	6,47	3	1	8,9
Обеспеченность, лет	9	14	38	193	10
Накопленные показатели на 01.01.2020					
Накопленная добыча, тыс. т					
нефти	16379	2224	66	14	18683
жидкости	34010	3940	110	44	38104
закачка, тыс. м ³	58542	11355	27	0	69924
Доля объекта в общей добыче нефти, %	87,7	11,9	0,4	0,1	100,0
Перебывавший фонд, шт.					
в добыче	625	196	7	4	832
под закачкой	308	76	1		385
соотношение доб./нагн. реализованное	2,0	2,6	7,0		2,2
Отбор на скважину, тыс. т					
ВНФ, д. ед.	1,1	0,8	0,7	2,2	1,0
Отбор от НИЗ, %	78,6	49,0	44,3	8,3	72,7
Текущий КИН, д. ед.					
Прокачка, д. ед.	0,216	0,109	0,063	0,016	0,190
Текущая компенсация					
Текущая компенсация	152,0	217,3			158,6
Накопленная компенсация					
Накопленная компенсация	142,2	230,9	19,2		150,0
Текущие извлекаемые запасы, тыс. т					
Текущие извлекаемые запасы, тыс. т	4974,1	2470,8	85,2	154,8	7684,9
Остаточные извлекаемые запасы, тыс. т					
Остаточные извлекаемые запасы, тыс. т	4455,0	2311,0	83,0	154,0	7003,0
Доля ТИЗ объекта в общем объеме запасов, %					
Доля ТИЗ объекта в общем объеме запасов, %	64,7	32,2	1,1	2,0	100,0
Закачка на скважину, тыс. м ³					
Закачка на скважину, тыс. м ³	190,1	149,4	26,6		181,6
Плотность сетки скважин проектная, га/скв.					
Плотность сетки скважин проектная, га/скв.	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Плотность сетки скважин реализованная, га/скв.					
Плотность сетки скважин реализованная, га/скв.	23,5	37,0	163,1	139,0	30,7

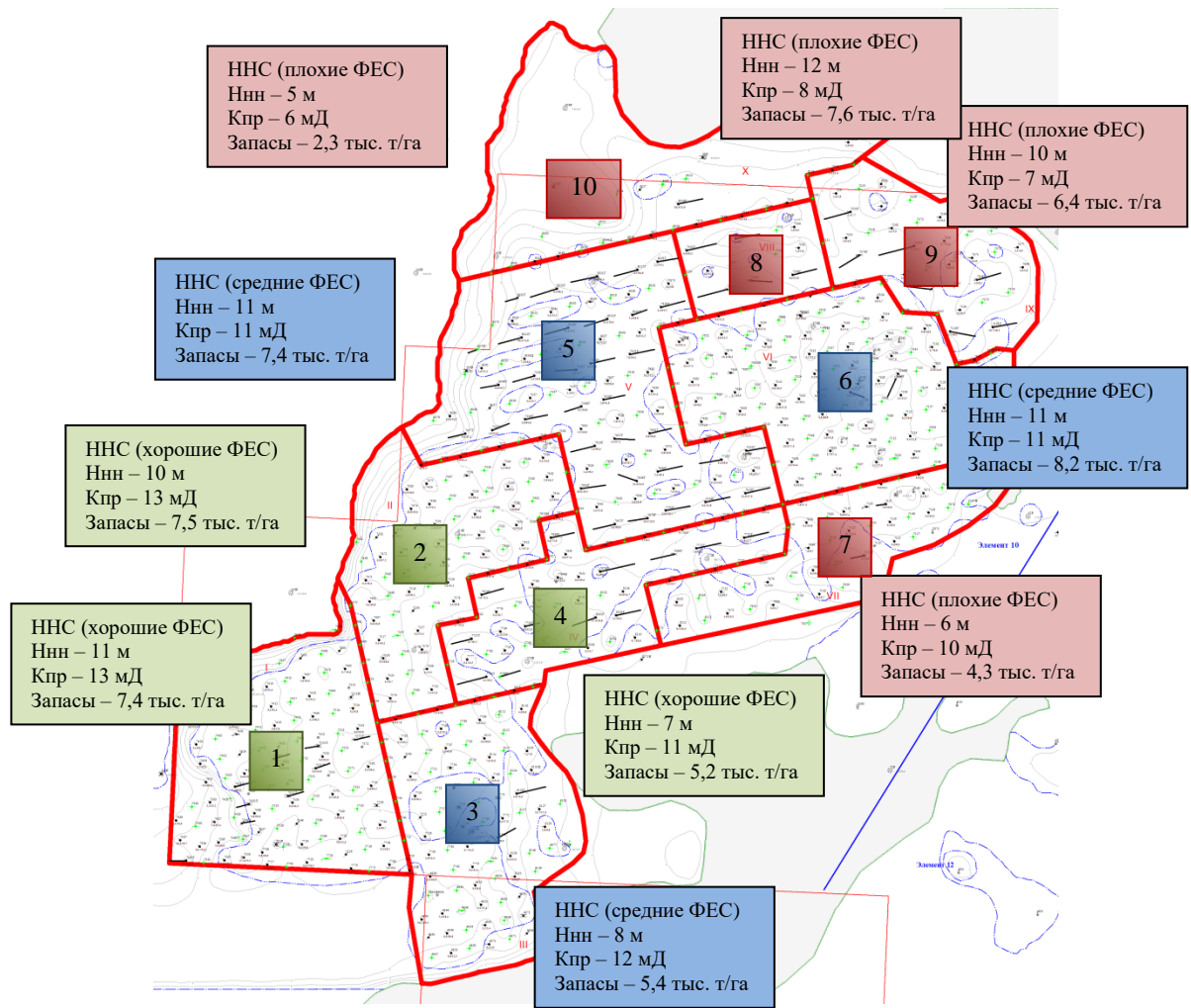


Рисунок 3.5 – Карта выделенных блоков для анализа выработки запасов. Объект ЮВ₁

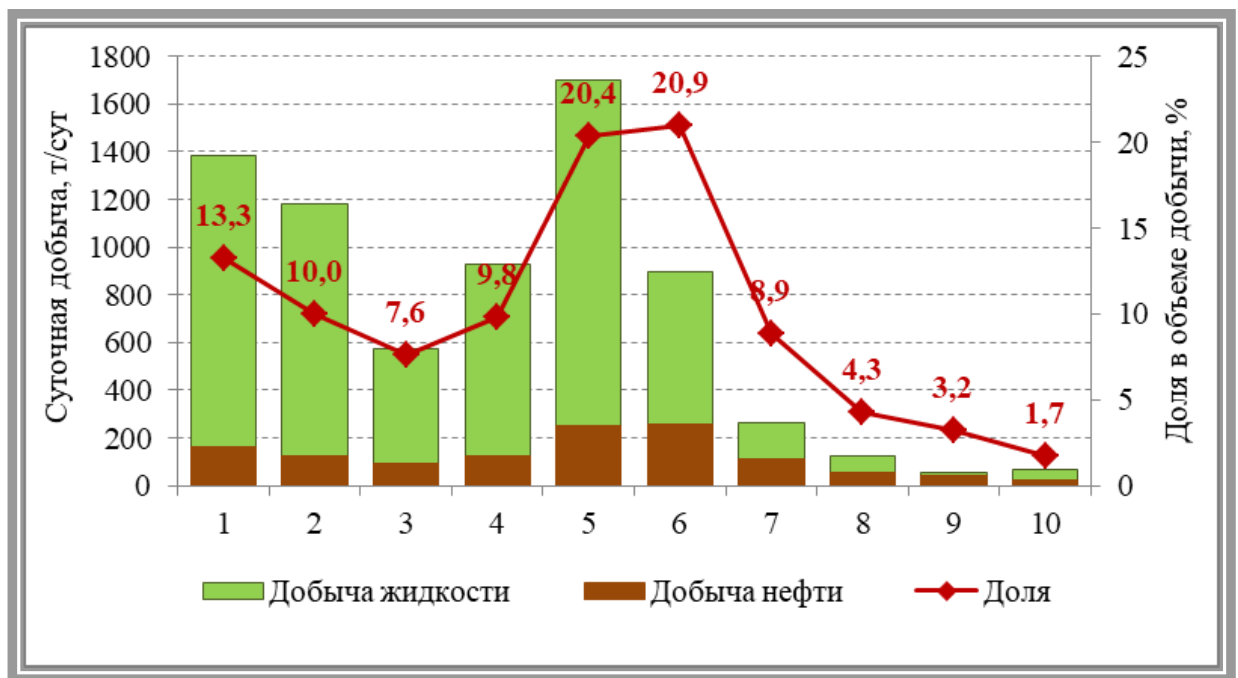


Рисунок 3.6 – Суточная добыча по блокам. Объект ЮВ₁

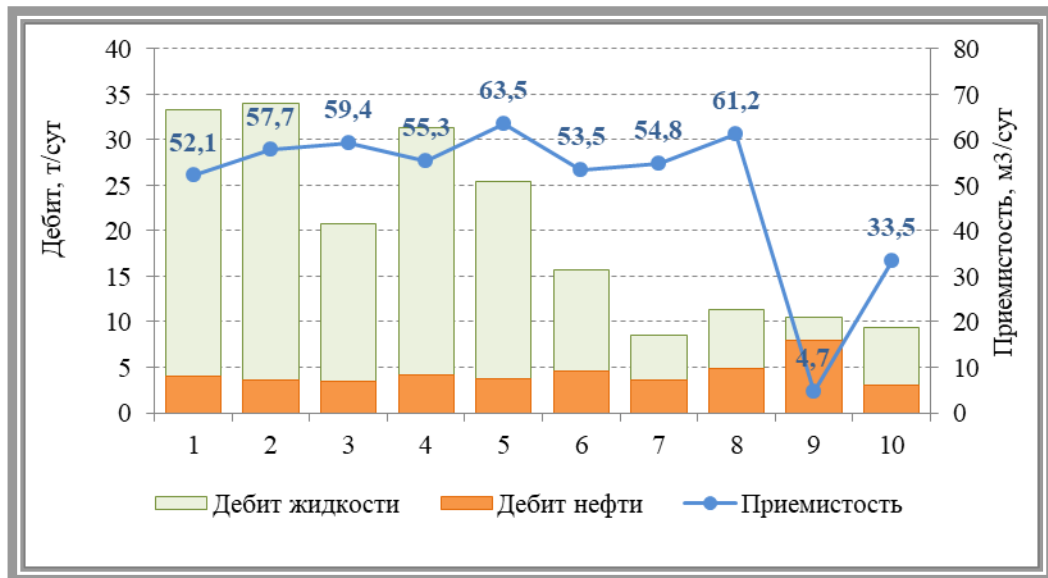


Рисунок 3.7 – Динамика показателей разработки по блокам. Объект ЮВ₁

Динамика выработки запасов по разным блокам анализа существенно отличается (рисунок 3.6-3.9). Отмечается несоответствие между степенью выработки запасов нефти и значениями текущей обводненности на участках с 8 по 10, где отмечена высокая обводненность. На данных участках реализована низкая плотность фонда скважин, в связи с малыми удельными запасами на площадь, характеризующимися значениями значительно меньше средних по участку.

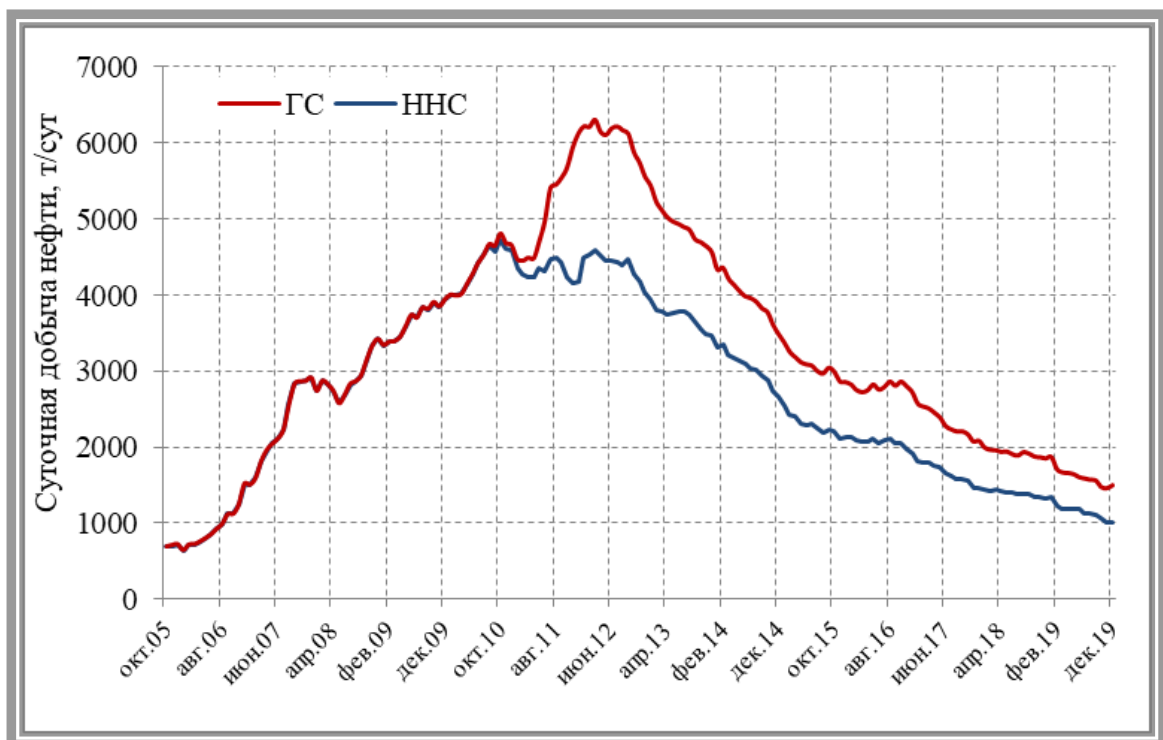


Рисунок 3.8 – Динамика суточной добычи по скважинам различного профиля объекта ЮВ₁

Средние показатели по горизонтальным скважинам на начало 2020 года составили: дебит нефти – 8,8 т/сут, дебит жидкости 40,3 т/сут, обводненность – 78 %, по ННС – дебит нефти – 4 т/сут, дебит жидкости – 20,9 т/сут, обводненность – 77,6 %.

Участки №№4, 5, 8 и 9 разрабатываются по утвержденной комбинированной системе со скважинами горизонтального профиля. Интенсивный ввод скважин начат в 2011 году, что привело к увеличению суточной добычи на 18 % по сравнению с предыдущим годом (рисунок 3.8).

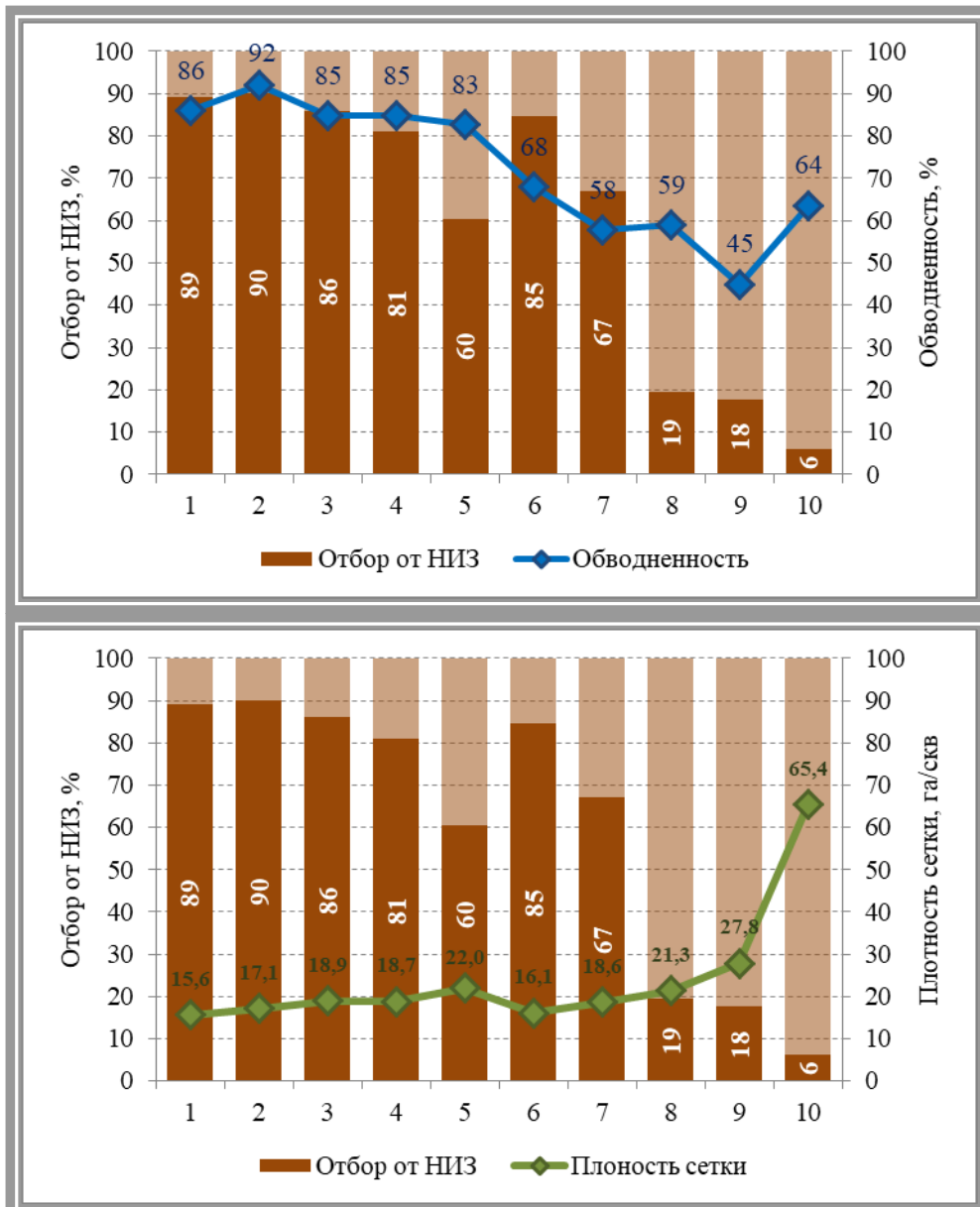


Рисунок 3.9 – Диаграммы Отбора от НИЗ и обводненности с привязкой к плотности сетки скважин по участкам разработки

В целом, применение горизонтальных скважин характеризуется высокой эффективностью, доля добычи скважин горизонтального профиля в добыче объекта в среднем составляет четвертую часть.

Небольшими объемами запасов обладают все краевые участки, для бурения на которых остались зоны с низкими толщинами и нефтенасыщенностью. Отбор от НИЗ по ним не превышает 30 %. Значения текущего КИН по данным участкам представлены на схеме (рисунок 3.10).

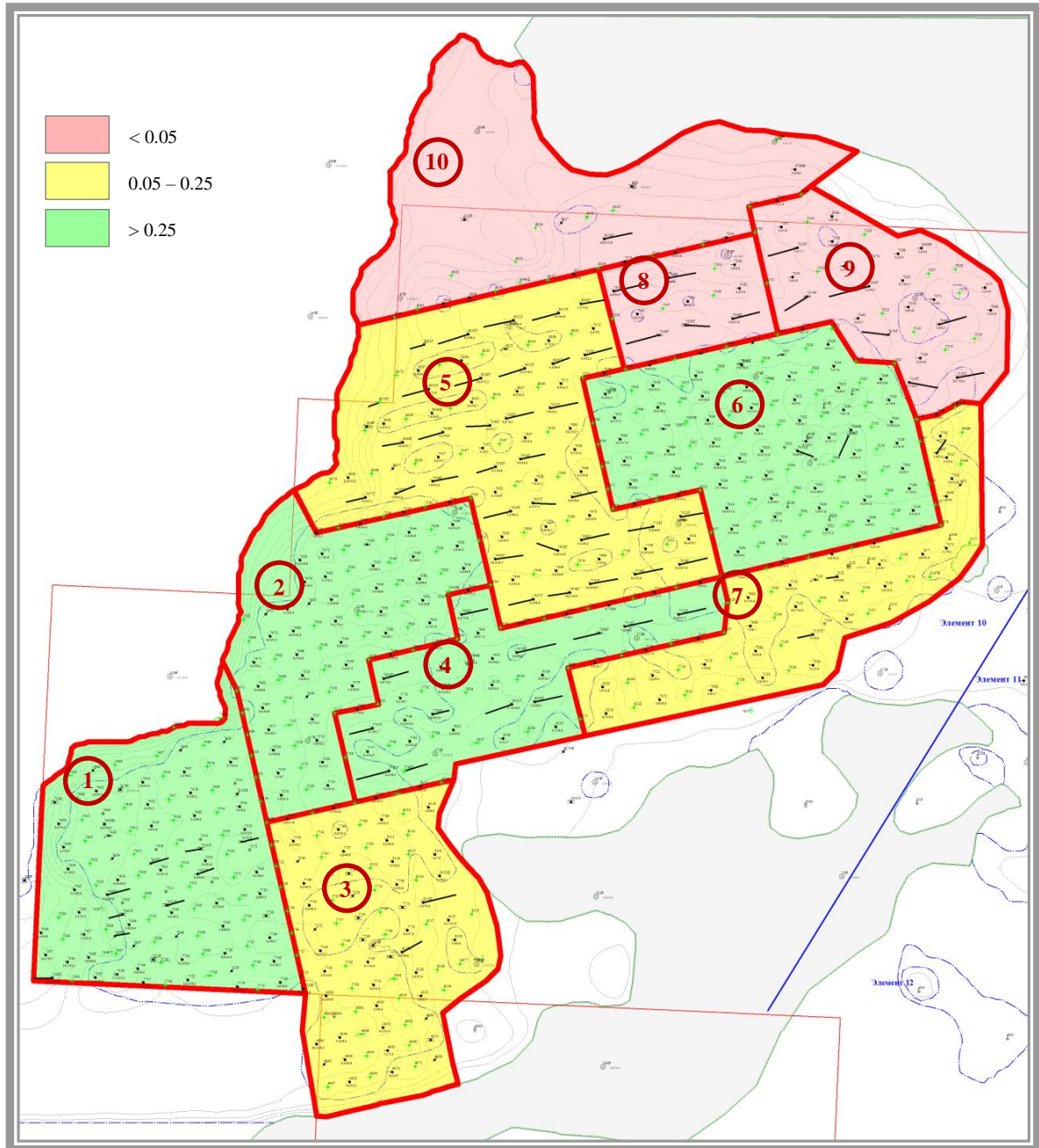


Рисунок 3.10 – Карта значений текущего КИН по блокам Западно-Урьевского участка. Объект ЮВ₁

По всем блокам сформирована проектная система ППД. С 2013 года ведутся работы по переходу на рядную систему разработки в районе работы девятиточечных элементов наклонно-направленными скважинами (рисунок 3.11).

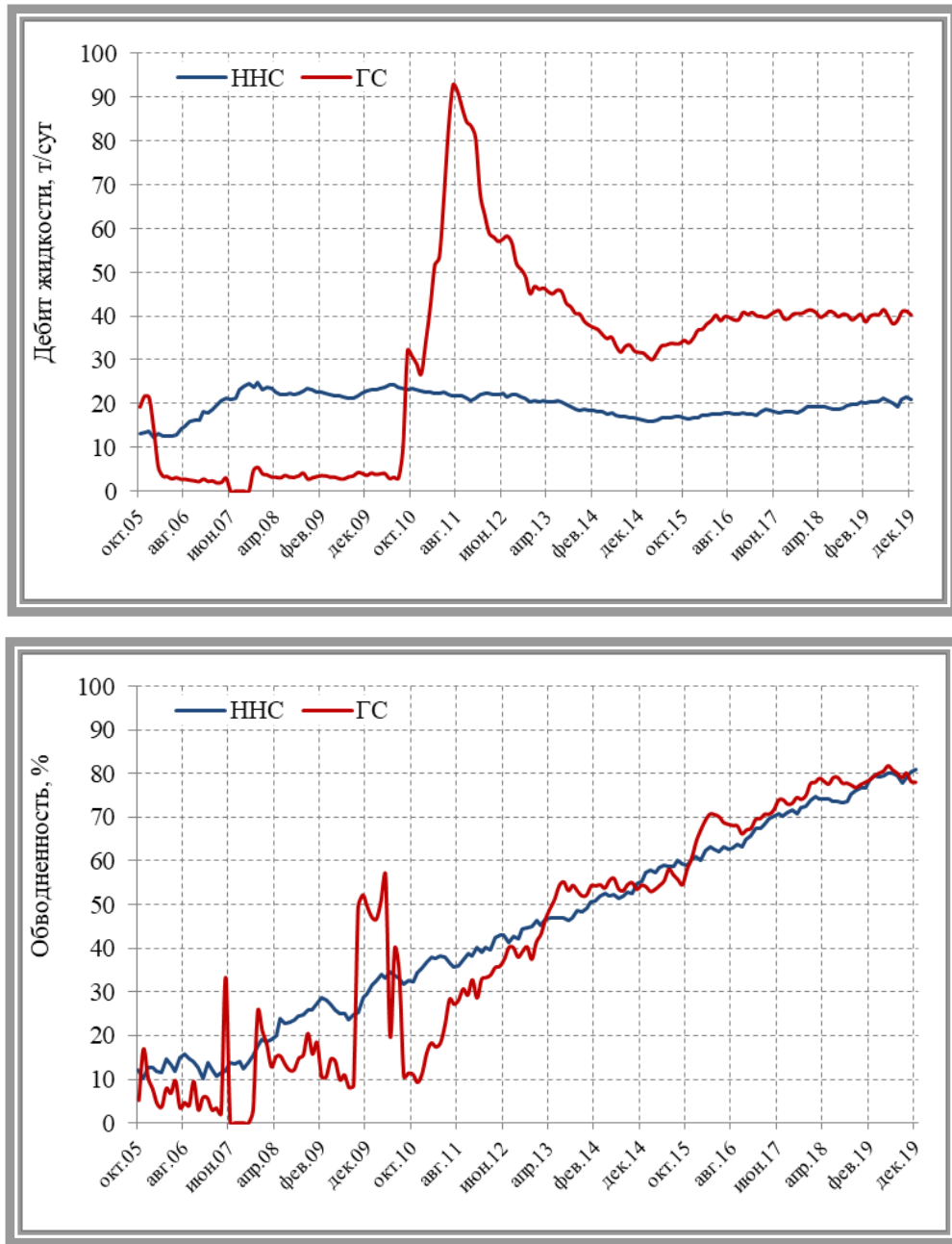


Рисунок 3.11 – Графики динамики дебитов жидкости и обводненности по скважинам различной конструкции

На участках разработки №№1, 8 и 9 за рассматриваемый период текущее пластовое давление выросло (рисунок 3.12). На участках 4 и 5, на которых отмечены низкие фильтрационно-емкостные свойства пласта, выявлено снижение пластового давления за последние несколько лет.



Рисунок 3.12 – Накопленная компенсация и текущее пластовое давление по блокам. Объект ЮВ₁

Закачка на участке начата в 2005 году, разработка ведется с применением внутриконтурного заводнения по обращенной девятиточечной и линейно рядной системе.

На 01.01.2020 в нагнетании перебувало 385 скважин, накопленная закачка составила 69900 тыс. м³, накопленная компенсация – 151 %, при действующем нагнетательном фонде 328 скважин.

В 2019 году закачано 5493,3 тыс. м³ воды, при среднегодовой приемистости – 76,4 м³/сут, компенсация отборов жидкости составила 150 %. Фактически реализованное соотношение добывающих и нагнетательных скважин 2,2 : 1, текущее – 1,3 : 1.

На текущий момент на большей части площади пласта (районы ухудшения ФЕС) среднесуточные приемистости скважин ППД, а в следствии этого и энергетическое состояние данных участков, поддерживается с помощью КДНУ (таблица 3.3). Данные установки внедрены для усиления закачки на 26 кустовых площадках, скважинный охват составляет 196 скважин при среднем Р нагнетания 200 атм. (рисунок 3.13). Эффективность данной технологии – это количественное перераспределение действующего нагнетательного фонда в диапазон приемистостей 50–150 м³/сут (рисунок 3.14), но основным результатом является наращивание добычи жидкости по участкам с КДНУ в 2016 году (рисунок 3.15).

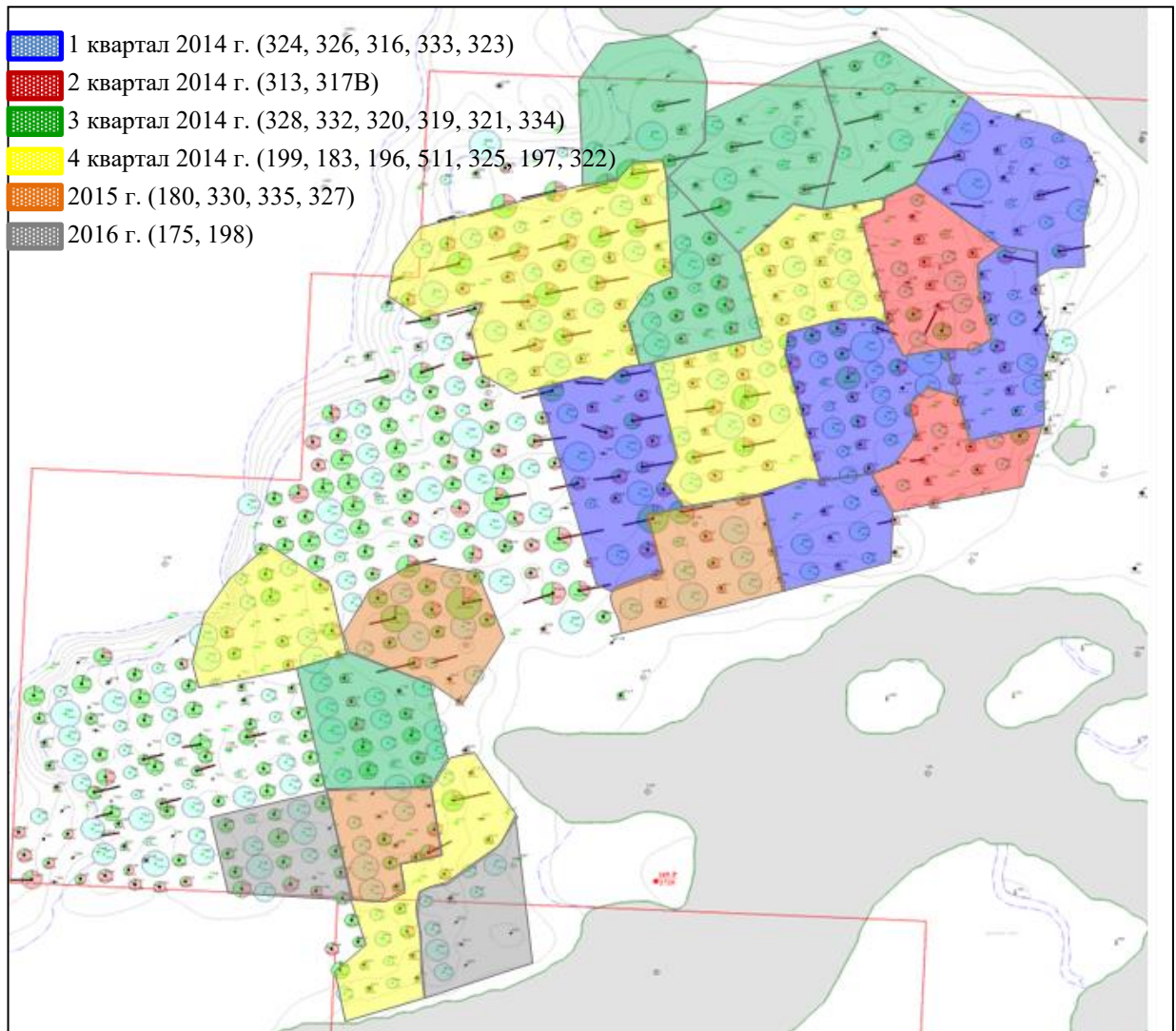


Рисунок 3.13 – Схема размещения КДНУ на Западно-Урьевском участке объекта ЮВ₁

Таблица 3.3 – Апробации технологий (ОПР)

Год внедрения	Апробированная технология (ОПР)	Полученные результаты	Текущее состояние
Базовая технология – бурение наклонно-направленных скважин с ГРП Обращенная 9-точечная система заводнения.			
2013 г.	Увеличение Руст выше 180 атм .	Улучшение показателей разработки	Внедрен в промышленное применение (Поточное)
2013 г.	Переход на рядную систему ППД	Отмечено улучшение показателей разработки	Внедрен в промышленное применение (Поточное)
2014 г.	Увеличение давления закачки Руст выше 180 атм . КДНУ	Отмечено улучшение показателей разработки	Внедрен в промышленное применение (Нивагальское, Лас-Еганское)

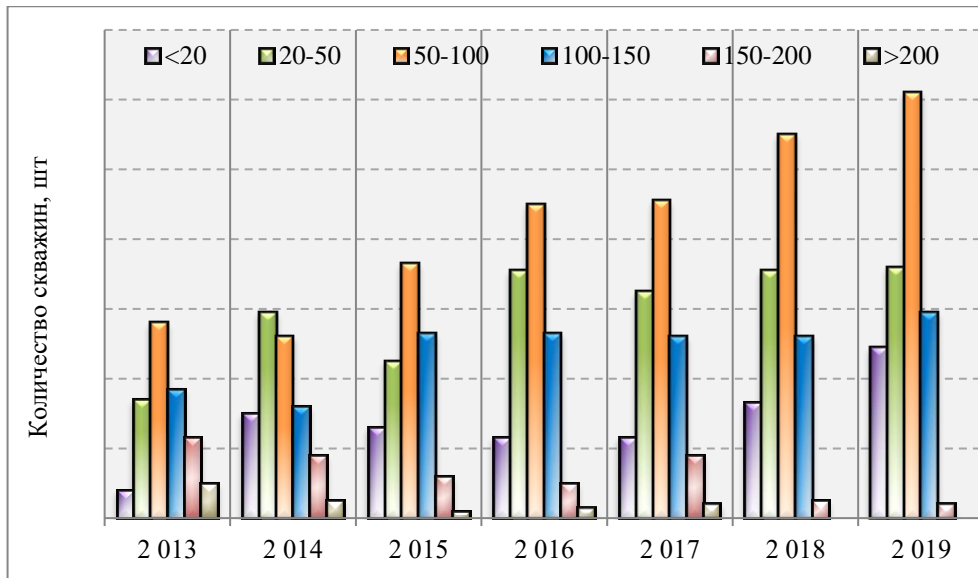


Рисунок 3.14– Динамика изменения среднесуточной приемистости нагнетательных скважин Западно-Урьевского участка. Объект ЮВ₁

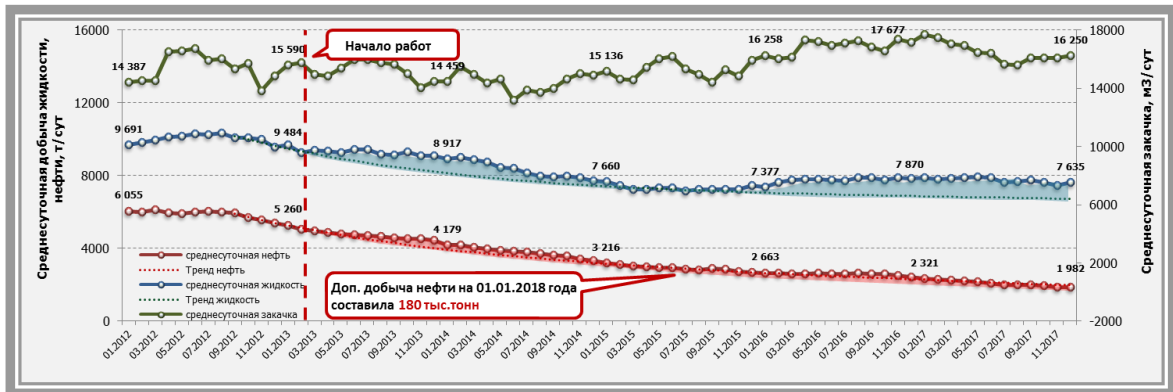


Рисунок 3.15 – Динамика среднесуточной добычи жидкости и нефти Западно-Урьевского участка. Объект ЮВ₁

В 2019 году в пределах данного участка продолжается реализация проекта по трансформации системы разработки объекта ЮВ₁, цель которой заключается в увеличении эффективности выработки запасов и повышения КИН методом реорганизации системы по районам разбуренным наклонно-направленными скважинами.

Обращая внимание на весь масштаб проводимого комплекса мероприятий в рамках усиления существующих систем поддержания пластового давления, а также создания дополнительных очагов заводнения на объекте, в 2019 году на Западно-Урьевском участке продолжают работы по восстановлению приемистости за счет стимуляции призабойных зон нагнетательных скважин.

В рамках трансформации системы заводнения с переходом на однорядную,

за период 03.2013 г. – 01.2019 г., по объекту ЮВ₁ переведено в ППД 93 добывающих скважин. Объем дополнительной добычи нефти составил 180 тыс. т. К освоению в ППД, в рамках завершения процесса трансформации, на ближайшие годы запланировано 9 скважин (рисунок 3.16).

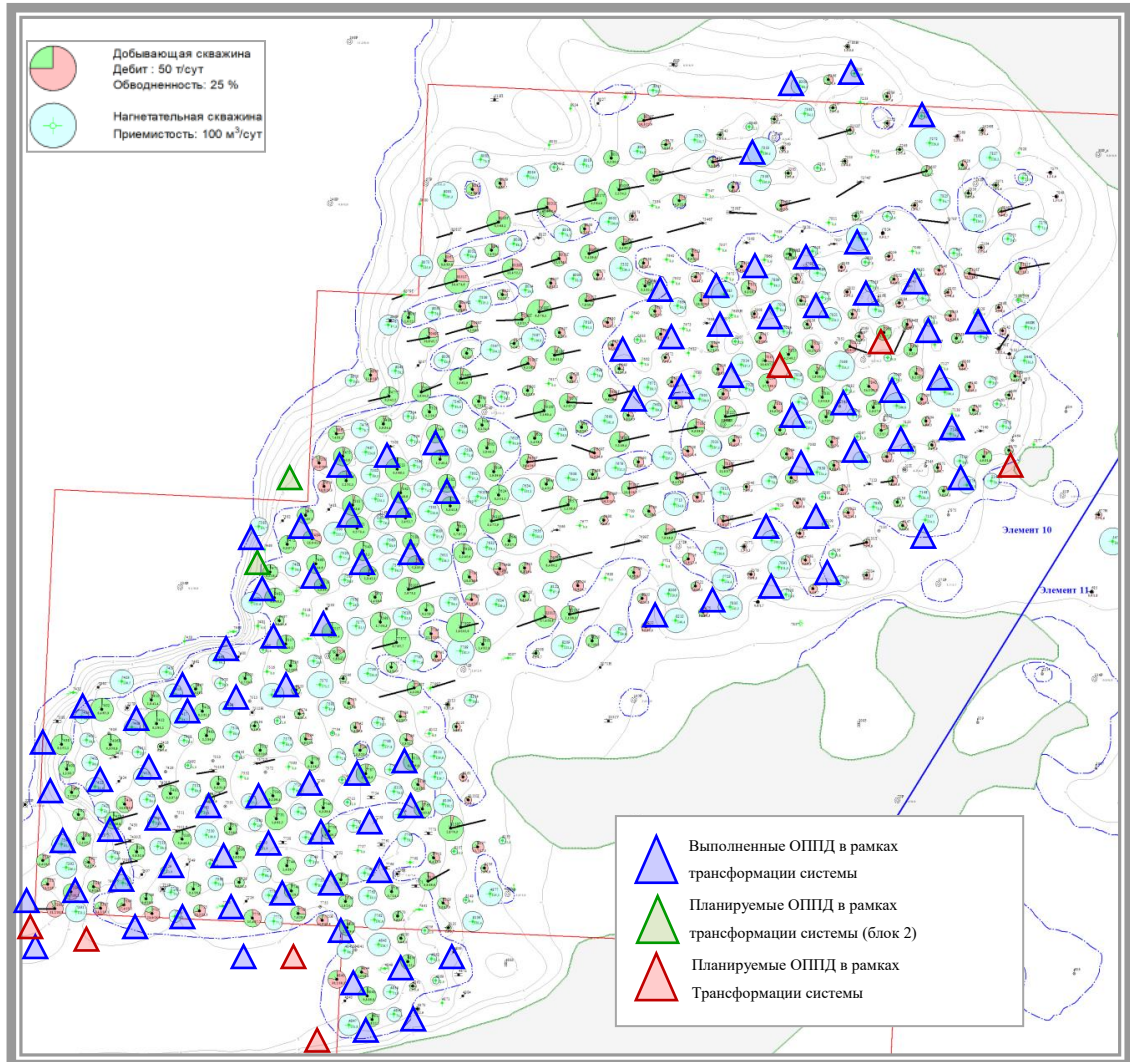


Рисунок 3.16 – Проведение ГТМ 2013–2019 гг. на нагнетательном фонде Западно-Уральского участка. Объект ЮВ₁

3.3 Построение кривой выработки запасов через относительные фазовые проницаемости

Кривые относительных фазовых проницаемостей, полученные через керновые специальные исследования по пласту ЮВ₁ представлены ниже (рисунок 3.17).

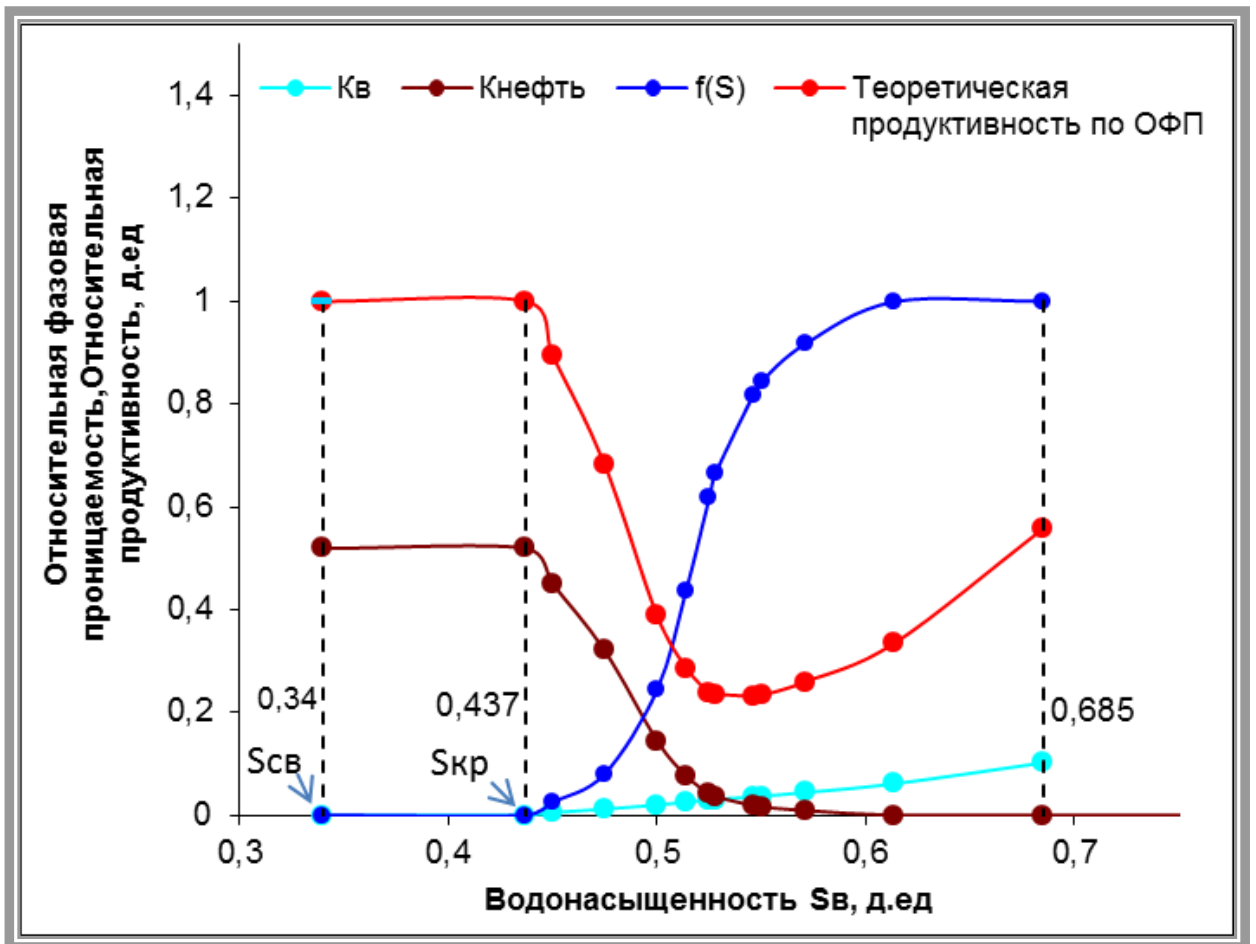


Рисунок 3.17 – Относительные фазовые проницаемости. Объект ЮВ₁ Урьевского месторождения

На диаграмме (рисунок 3.17) необходимо обратить внимание на следующие моменты:

- фазовая проницаемость по воде (K_v , голубая линия) имеет ненулевые значения при водонасыщенности выше 0,437 д. ед; данное значение водонасыщенности, после которого начинается движение воды в общем потоке, называется критическим и обозначается $S_{кр}$;

- фазовая проницаемость по нефти ($K_{нефть}$, коричневая линия) имеет максимальное значение 0,519 д. ед и доходит до нулевых значений при водонасыщенности равной 0,685 д. ед;

- учитывая, что водонасыщенность и нефтенасыщенность имеют взаимно обратный характер изменений и в сумме всегда дают 1 д. ед, то указанной выше точке водонасыщенности равной 0,685 д. ед соответствует точка нефтенасыщенности равная $1 - 0,685 = 0,315$ д. ед – это точка остаточной

нефтенасыщенности $S_{n_ост}$;

- помимо критической водонасыщенности, на оси водонасыщенности необходимо также особо выделить точку остаточной или, как ее еще называют, связанной водонасыщенности $S_{св}$ – значение в этой точке вычисляется различными способами, но в основном с помощью центрифуги. По результатам опытов могут строиться зависимости капиллярного давления от водонасыщенности для образцов различной проницаемости. На графике ниже (рисунок 3.18) показан пример капилляриметрических характеристик на примере четырех образцов по нескольким скважинам.

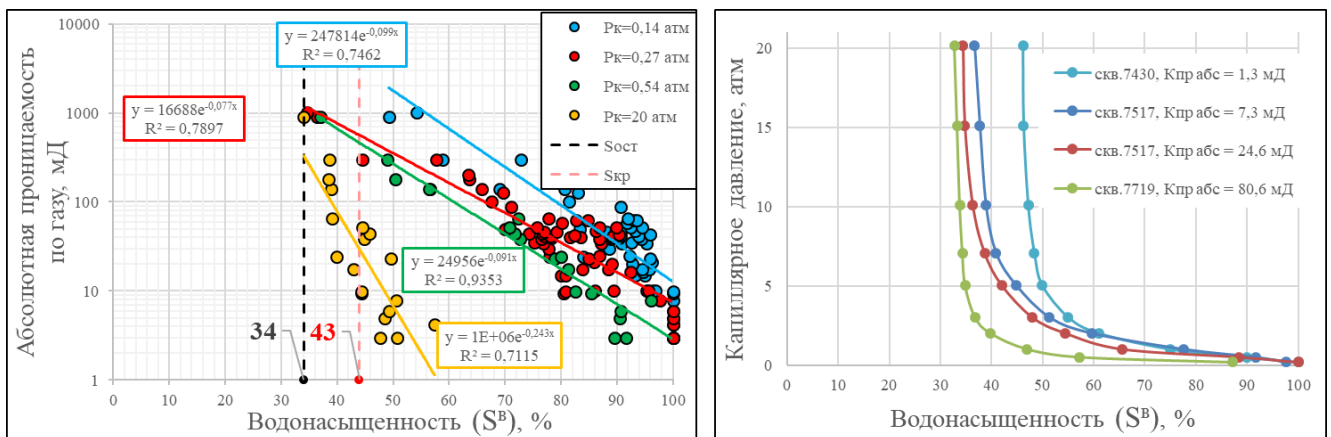


Рисунок 3.18 – Капилляриметрические характеристики различных классов пород-коллекторов пласта ЮВ₁ Урьевского месторождения, полученные с использованием ультрацентрифуги

3.4 Практическая адаптация кривой выработки запасов под различные геологические условия

Применение алгоритма модификации ХВ под различные значения начальной нефтенасыщенности

На диаграмме (рисунок 2.13), приведенной в главе 2, показаны «палетки» кривых вытеснения нефти для различных значений начальной нефтенасыщенности для объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения.

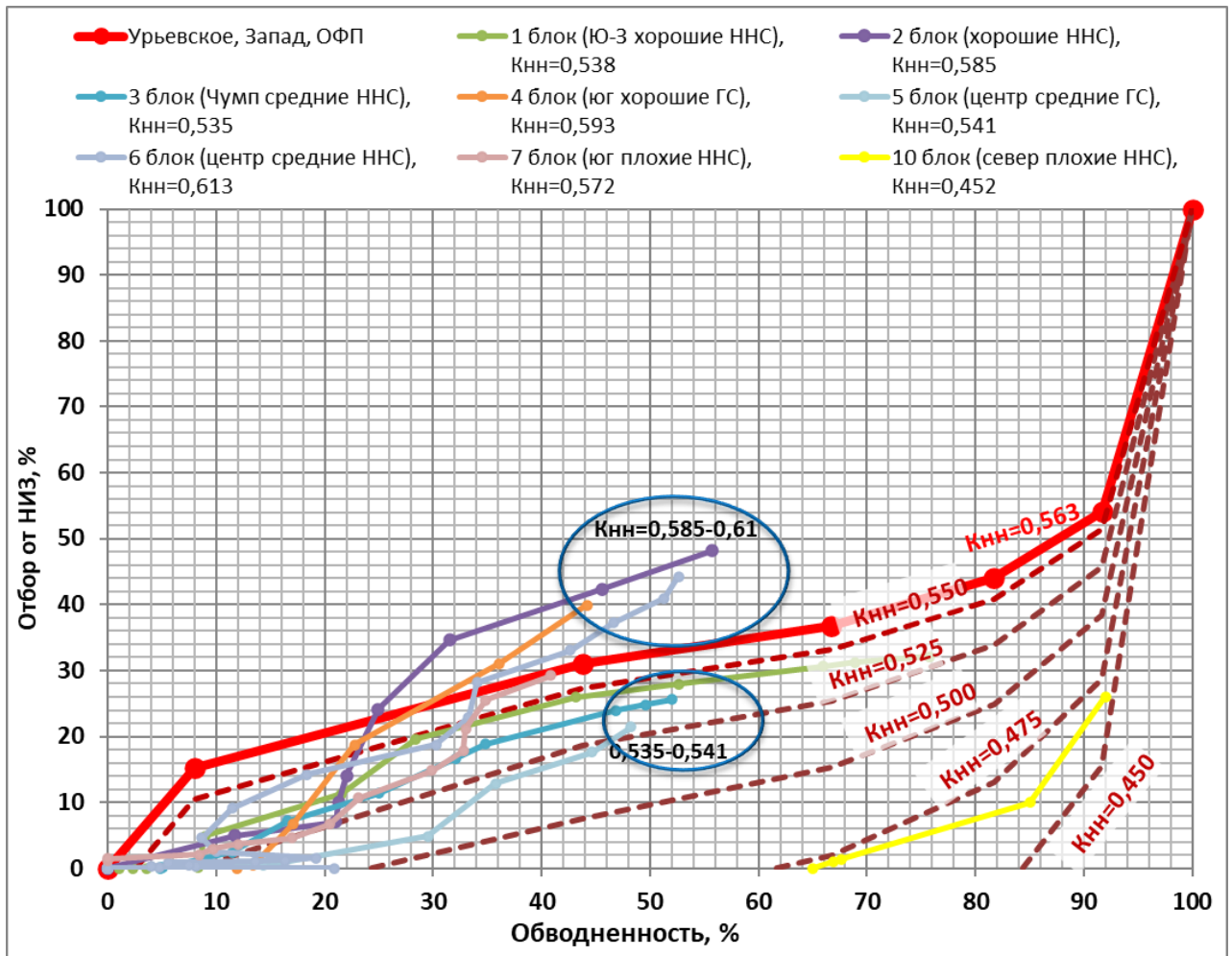


Рисунок 3.19 – Наложение фактических кривых по блокам разработки объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения на «эталонные» кривые

Наложив на данные «палетки», рассчитанные теоретическим путем, кривые фактически разрабатываемых блоков объекта ЮВ₁ (рисунок 3.19, 3.20), можно сделать следующий вывод:

- все фактические кривые вытеснения имеют общее отклонение от эталонных кривых: в начальный период почти по всем фактическим кривым наблюдается существенное отклонение от эталонных в качественно худшую сторону, по причине постепенного разбуривания участков разработки;

- блоки разработки, по которым начальная нефтенасыщенность выше средней по объекту – 0,563 д. ед (для которой обосновывались фазовые проницаемости и общая функция Бакли-Левретта), идут выше эталонной кривой, обоснованной по объекту в среднем. На графике это блоки № 2, 4 и 6 с начальной нефтенасыщенностью соответственно 0,585, 0,593 и 0,613 д. ед;

- блоки разработки № 1, 3 и 5 с нефтенасыщенностью в диапазоне 0,535–0,541 д. ед, на момент анализа работают в интервале между эталонными кривыми рассчитанными для нефтенасыщенности 0,525 и 0,550 д. ед;

- наихудший по нефтенасыщению блок № 10 ($K_{нн} = 0,452$, обозначен на графике желтой линией) имеет и качественно наихудшую динамику выработки.

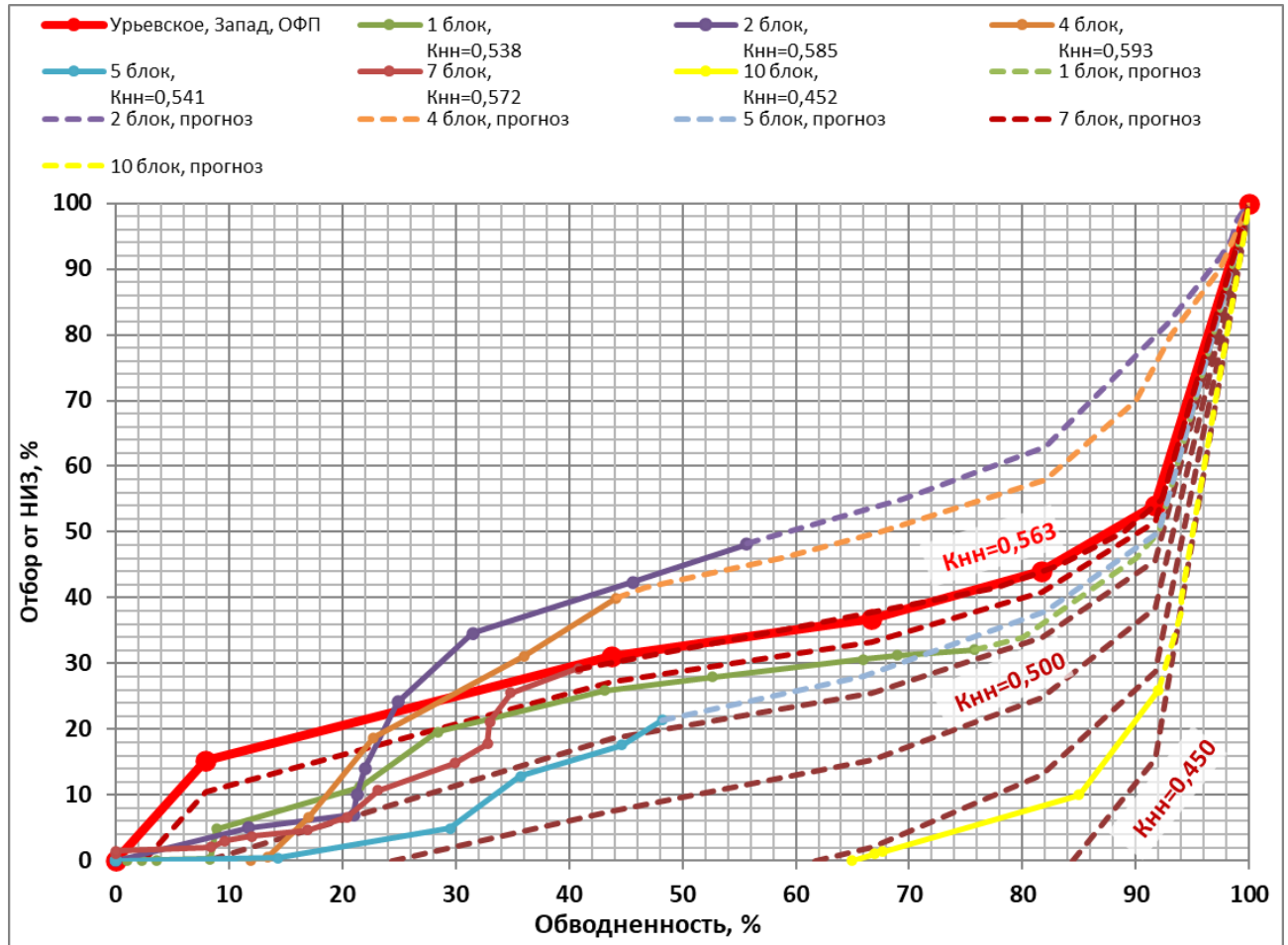


Рисунок 3.20 – Прогноз по блокам объекта ЮВ₁ в соответствии с теоретическими расчетами при варьировании значений начальной нефтенасыщенности

При анализе разработки данного участка объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения, при первом приближении, были сделаны выводы о неэффективной разработке, но, сопоставление с теоретической кривой рассчитанной для нефтенасыщенности соответствующей участку, показало близкое соответствие: линия вытеснения проходит между линиями рассчитанными для нефтенасыщенности 0,45 и 0,475 д. ед (рисунок 3.19, 3.20).

Имея в наличии заранее рассчитанные палетки, можно, графическим методом нанести на график прогноз выработки: каким образом продолжится линия

вытеснения после фактического периода (рисунок 3.20).

В количественном выражении, по блоку 7, начальная нефтенасыщенность по которому схожа со средней по объекту (0,57 д. ед), текущее относительное отклонение отбора от НИЗ от факта составило -0,2 %.

В результате апробации предложенной проху-модели установлено, что на примере Урьевского месторождения: уменьшение средней начальной нефтенасыщенности S^H с 0,56 д. ед. до 0,47 д. ед. увеличивает начальную обводненность продукции с 0 % до 62 %.

Применение алгоритма модификации ХВ под различные значения вязкости нефти

Задача:

В рамках технико-экономического обоснования приобретения Западно-Чумпасского лицензионного участка (ЛУ), на начальном этапе изучения геологии, были сведения о том, что на рассматриваемом месторождении, представленном одним объектом ЮВ₁, вязкость нефти отличается втрое большим значением, чем на объекте ЮВ₁ Урьевского месторождения (вязкость нефти – 2,5 мПа*с). При этом, по всем остальным основным параметрам, объект является прямым аналогом объекту ЮВ₁ Урьевского месторождения, в том числе по начальной нефтенасыщенности (0,56 д.ед).

Требуется обосновать характеристику вытеснения на основе известной характеристики вытеснения для объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения, но при трехкратной разности в значении вязкости нефти.

Используя алгоритм модификации характеристики вытеснения для различных значений вязкости нефти, описанный в главе 2, в частности, формулу (2.1), получаем либо вычислением, либо ориентируясь на готовые палетки (рисунок 2.14), искомый вид кривой (рисунок 3.21, оранжевая линия).

На графике (рисунок 3.21) красной линией показана кривая вытеснения по объекту ЮВ₁ Урьевского месторождения (K_n – 0,563 д. ед; μ_n – 0,88 мПа*с), пунктирной бордовой – расчетная характеристика вытеснения для случая вязкости равной 3 мПа*с, оранжевая линия – результат модификации кривой вытеснения для

Западно-Чумпасского ЛУ ($K_{nn} = 0,56$ д. ед; $\mu_n = 2,5$ мПа*с). Вязкость воды на месторождениях одинаковая – $0,31$ мПа*с.

В результате апробации расчетной модели установлено, что изменение вязкости нефти μ_n с $0,9$ мПа*с до 3 мПа*с уменьшает текущую выработку запасов до 10% при равных значениях текущей обводненности.

Как уже упоминалось выше, если не владеть алгоритмом трансформации характеристик вытеснения, возможно использование заранее рассчитанных палеток, при этом решение задачи сводится чисто к графическому методу.

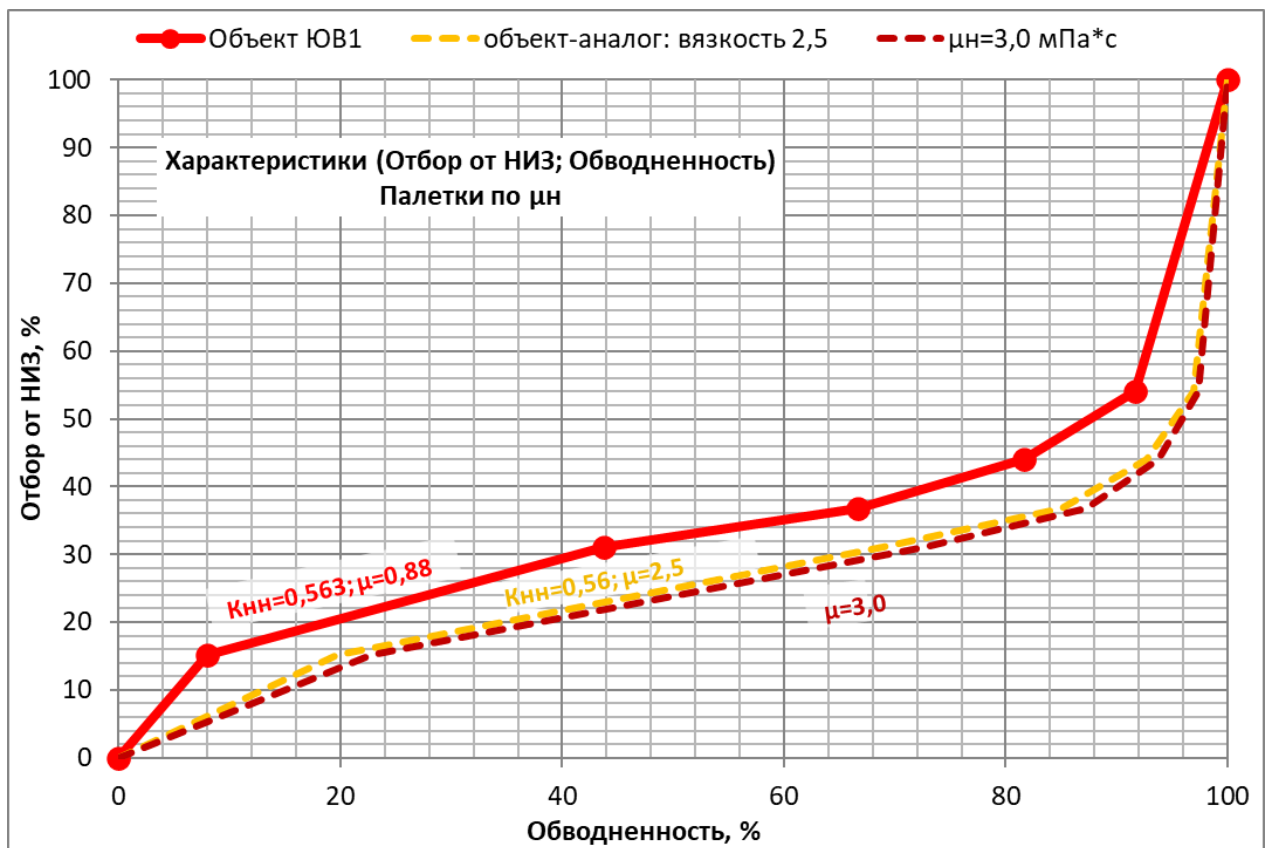


Рисунок 3.21 – Обоснование кривой выработки запасов для объекта ЮВ₁ Западно-Чумпасского ЛУ, через модификацию известной кривой вытеснения объекта-аналога

Применение алгоритма модификации ХВ с учетом наличия подошвенной воды

Рассмотрим пример фактической скважины, расположенной в таких геологических условиях, при которых ее начальная нефтенасыщенность примерно равна начальной нефтенасыщенности в среднем по объекту, но скважина пробурена и

эксплуатируется в ВНЗ (водонефтяной зоне), с известным соотношением нефтенасыщенной и водонасыщенной толщин.

Рассмотрим скважину 8069 объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения (рисунок 3.22). Нефтенасыщенная толщина составляет 5,3 м, водонасыщенная – 3,0 м, по всему нефтенасыщенному интервалу, при вводе скважины, выполнен ГРП, и, учитывая, что по данным дизайна трещины ГРП высота трещины составляет не менее 10 м, то можно условно принять, что в фильтрацию после ГРП подключен весь разрез, включая подошвенную воду. Соотношение мощности водонасыщенного интервала к нефтенасыщенному составляет $3,0/5,3 = 0,566$ д. ед, т.е. предварительно можно предположить, что, опираясь на палетки, полученные в главе 2 для объекта ЮВ₁ для различной толщины водонасыщенного интервала (рисунок 3.22), фактическая кривая вытеснения должна быть близка к кривой рассчитанной для случая соотношения 0,5 д. ед.

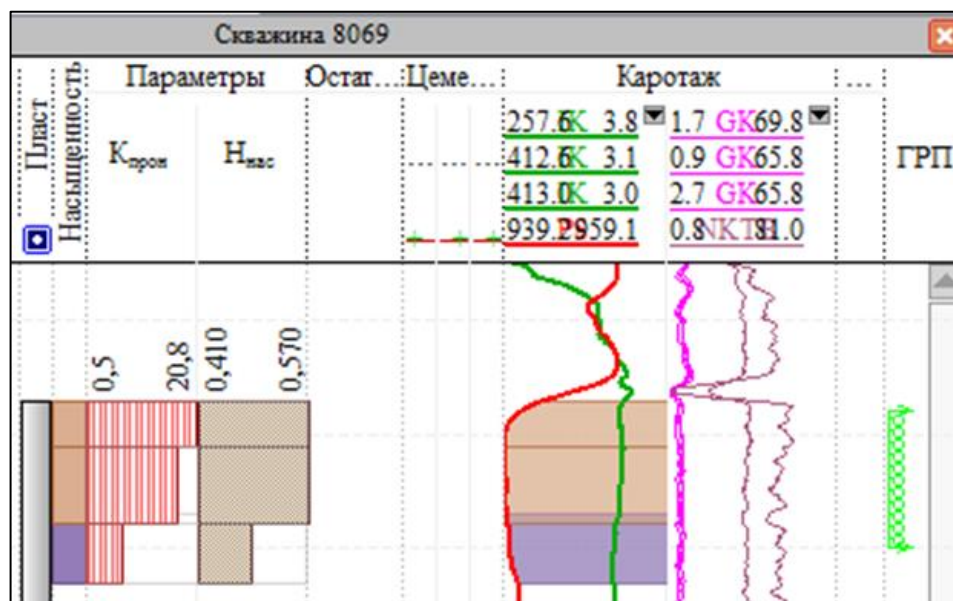


Рисунок 3.22 – РИГИС по скважине 8069 объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения

Определив извлекаемые запасы зоны дренирования скв.8069 и построив фактическую кривую (обводненность; отбор от НИЗ) было выполнено сопоставление с теоретическими кривыми (рисунок 3.23).

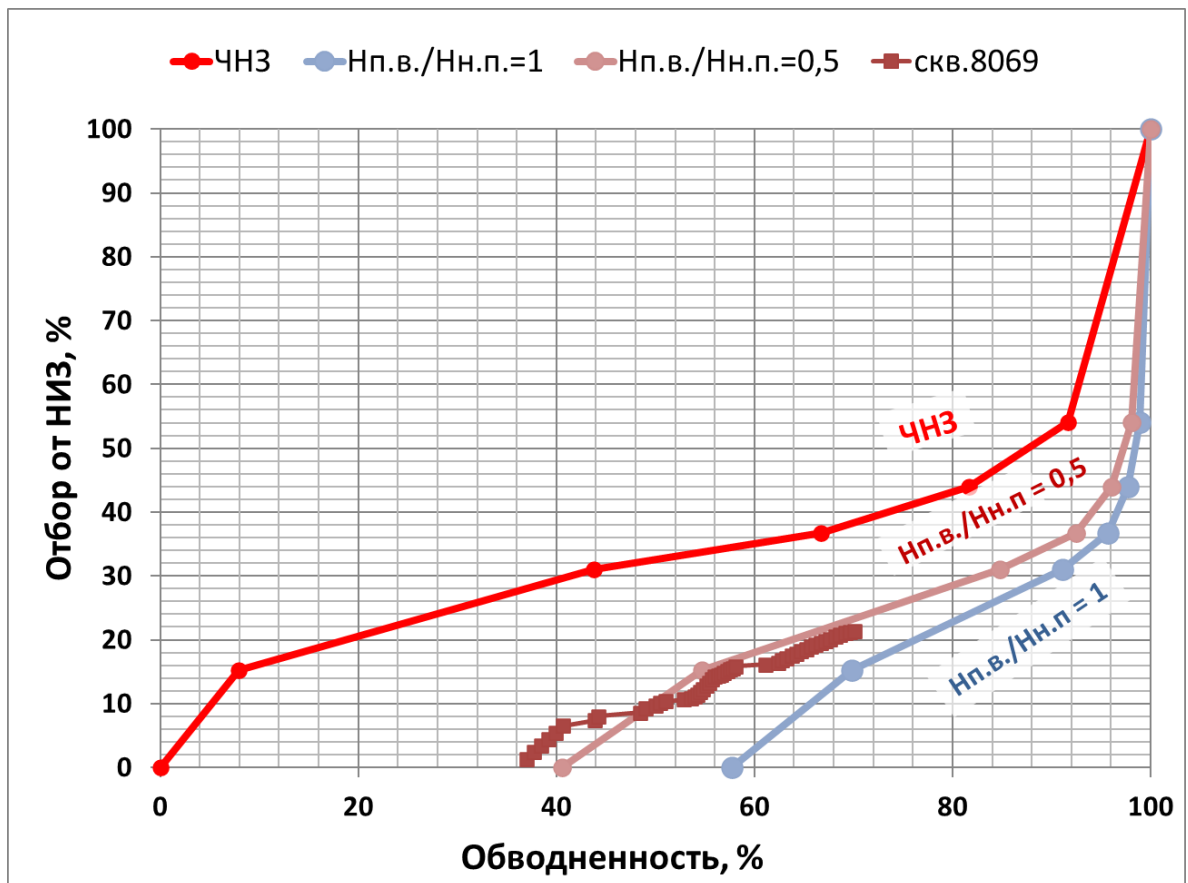


Рисунок 3.23 – Фактическая характеристика вытеснения по скв.8069 объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения

Как видно из графика фактической характеристики вытеснения по скважине 8069, линия вытеснения очень близко прилегает к теоретической кривой, рассчитанной для случая, когда водонасыщенная толщина составляет 0,5 д. ед от нефтенасыщенной. Различные колебания кривой выработки связаны в основном с влиянием работы соседних нагнетательных скважин.

Применение алгоритма модификации ХВ с учетом проведения массивного гидравлического разрыва пласта (ГРП)

Как описывалось в главе 2, при определенных «экстремальных» воздействиях на породу (в лаборатории имитируемое, например, на центрифуге), возможно подключение к фильтрации дополнительной воды, которая в других, «нормальных», условиях не участвует в вытеснении и связана в капиллярном пространстве гидрофильного коллектора (рисунок 2.18, рисунок 2.19).

Совместим полученные палетки по объекту ЮВ₁ с фактическими данными горизонтальных скважин с многозонным ГРП, пробуренными в том числе и в

наилучших купольных частях с предельными значениями начальной нефтенасыщенности в чистонефтяной зоне.

На графике (рисунок 3.24) показан пример по горизонтальным скважинам с МГРП 7517Г, 7737Г и 7599Г. Красной жирной линией показана теоретически обоснованная функция вытеснения для насыщенности характерной в среднем по объекту ЮВ₁ (с поправкой на подключение в фильтрацию дополнительной воды) – 0,563 д. ед. Скважины расположенные на участках с насыщенностью близкой к средней (скв.7517Г и 7599Г) имеют характеристику вытеснения близкую к теоретической. Скважина 7737Г с насыщенностью выше средней (0,619 д. ед), имеет характеристику вытеснения более благоприятную, чем обоснованную в среднем по объекту, что закономерно.

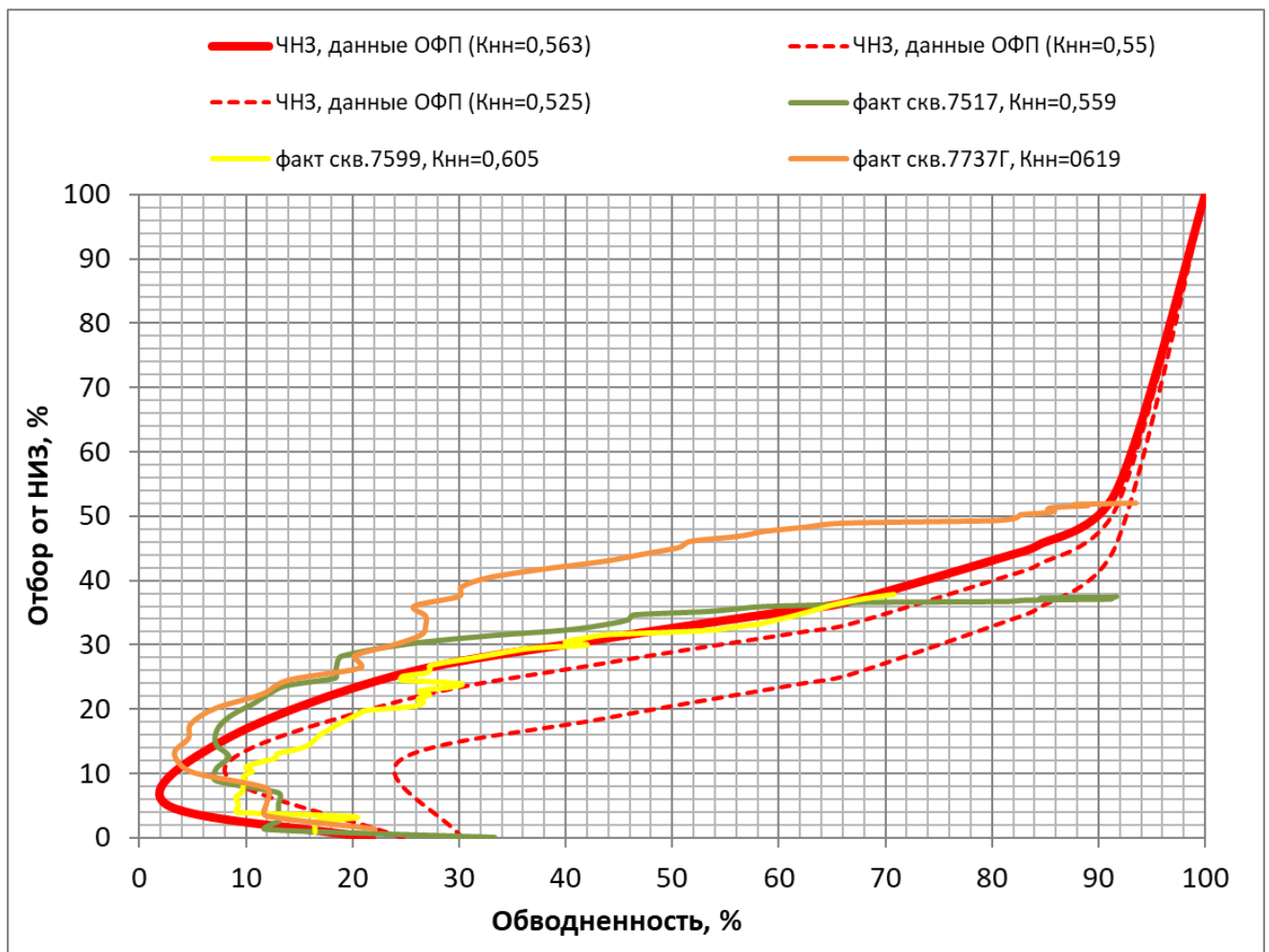


Рисунок 3.24 – Характеристики вытеснения по фактическим скважинам объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения, совмещенные с теоретически рассчитанными кривыми вытеснения

На рисунке ниже представлена динамика обводненности по рассмотренным трем горизонтальным скважинам (рисунок 3.25). Примеры динамики обводнения по этим скважинам являются типичными для большинства скважин с МГРП: несмотря на зону ЧНЗ с предельной нефтенасыщенностью, наблюдается входная обводненность от 20 % и выше, после этого в течение 5–6 месяцев происходит снижение практически до безводного притока продукции, с последующим увеличением, согласно теории Бакли-Левретта, для рассматриваемого объекта.

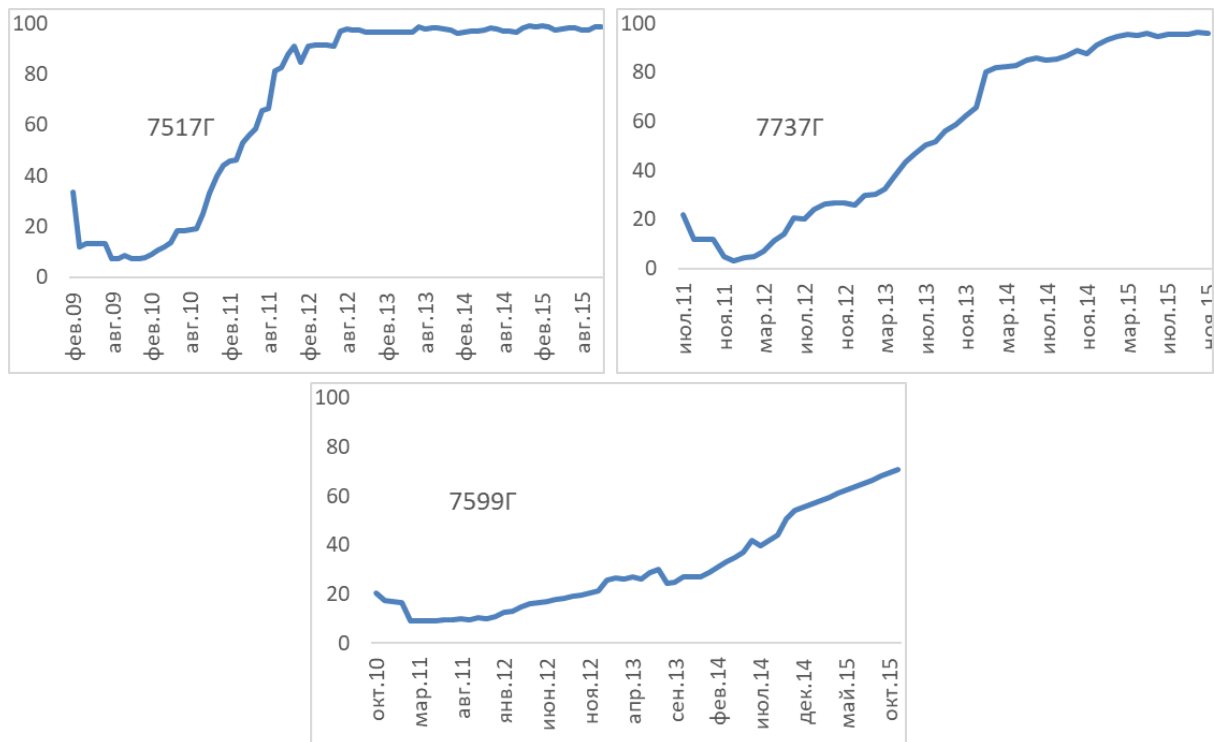


Рисунок 3.25 – Динамика фактической обводненности по скважинам 7517Г, 7737Г и 7599Г объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения

Применение алгоритма модификации ХВ с учетом постепенного ввода разрабатываемого объекта/залежи в разработку

Используя алгоритм модификации характеристики вытеснения для случая растягивания срока бурения залежи, рассмотренный в главе 2, рассчитаем вид кривых вытеснения для трех частных случаев: бурение всей залежи за три года; за 10 лет и за 20 лет (рисунок 3.26).

Для расчета кривых вытеснения за основу были взяты фазовые проницаемости объекта ЮВ₁ Урьевского месторождения. Данные фазовые проницаемости

были загружены в геолого-гидродинамическую тестовую модель (ГГДМ). В качестве тестовой модели был взят куб одинаковой толщины по всей площади и с одинаковыми значениями других параметров – это было сделано для объективной оценки процесса поэтапного ввода условной залежи: каждый год вводились участки одинаковые по запасам и другим геолого-физическим свойствам. Результаты расчета на модели полностью совпали с теоретическими выкладками, что в очередной раз подтвердило, что характер обводнения, в идеальных условиях (гидродинамическая или математическая модель), вытеснения нефти водой, полностью определяется фазовыми проницаемостями и параметрами влияющими на подвижность фаз (насыщенность и вязкость).

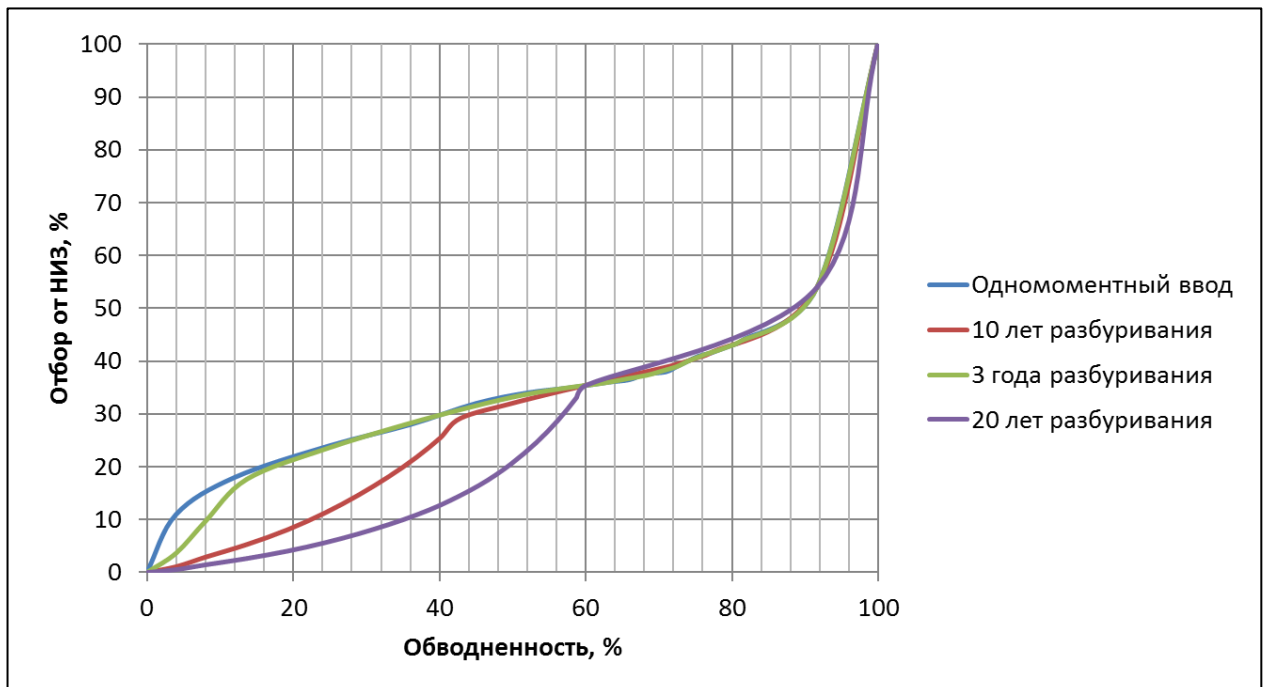


Рисунок 3.26 – Получение расчетных характеристик вытеснения для случаев постепенного ввода залежи

3.5 Решение задачи количественной оценки объема дренируемых запасов, через динамику фактических режимов работы объекта

Рассмотрим объект разработки, полностью пробуренный, с длительной историей разработки и высокой текущей обводненностью, на котором фактическая характеристика выработки запасов выглядит более оптимистично, чем теоретическая

характеристика, обоснованная через фазовые проницаемости. Под данные критерии подходит объект группы «БВ» одного из нефтяных месторождений Западной Сибири (рисунок 3.27).

По объекту, на дату анализа, наблюдается следующая ситуация по выработке. При текущей фактической обводненности 91,8 %, отбор от НИЗ составляет 84,2 %. В качестве начальных извлекаемых запасов, приняты официальные – 273 млн т, принятые на государственный баланс. 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. Имея фактические и теоретические данные, можно найти начальные извлекаемые запасы, которым соответствует фактическая кривая, т.е. необходимо решить обратную задачу. Для решения задачи воспользуемся методом математических пропорций: если 273 млн т должны соответствовать 68,5 % отбора от НИЗ (рисунок 3.27), то x млн т должен соответствовать отбор от НИЗ равный 84,2 %, тогда $x = 273 \times 84,2 / 68,5 = 335$ (млн т). Таким образом, дополнительно дренируется $335 - 273 = 62$ млн т неучтенных извлекаемых запасов.

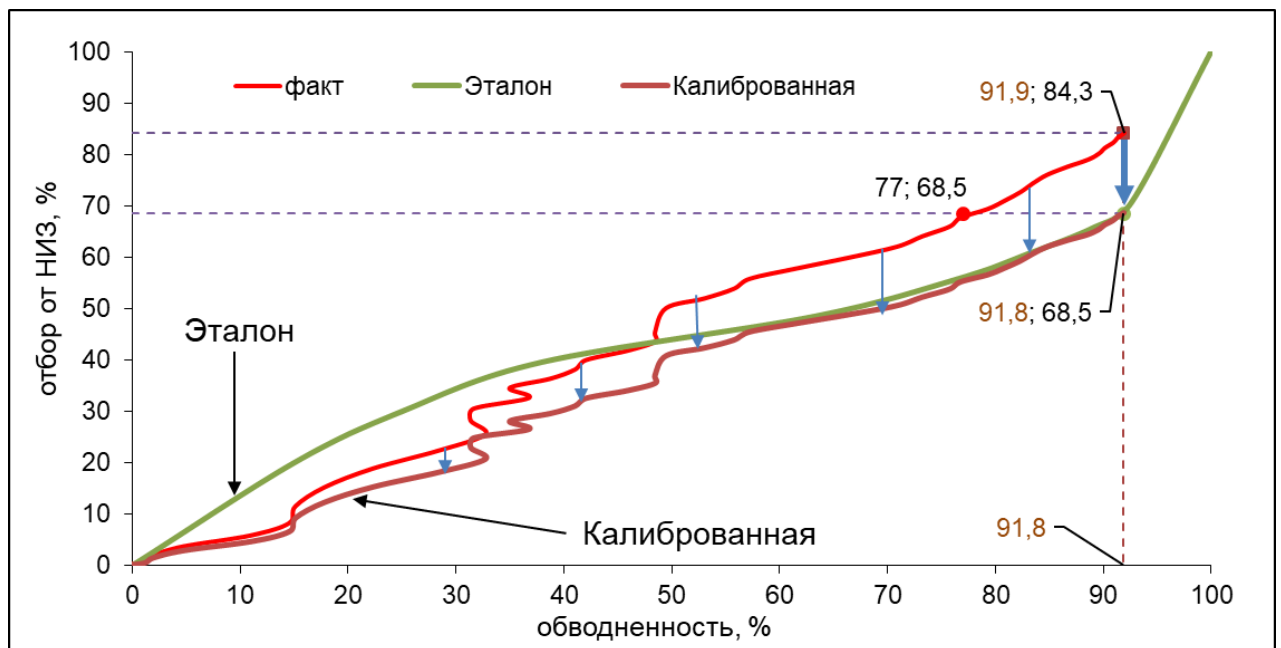


Рисунок 3.27 – Характеристики вытеснения по объекту группы «БВ» одного из месторождений Западной Сибири

По результатам проведенной аналитики были сделаны выводы о дополнительных неучтенных ранее запасах. Учитывая значительные объемы неучтенных официально запасов, были пересмотрены результаты РИГИС по скважинам объекта, в том числе были проанализированы результаты фотографий керна в ультрафиолетовом свете. В результате было доказано наличие неучтенных ранее тонкослоистых пропластков и пластов с граничными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС, рисунок 3.28, рисунок 3.29).

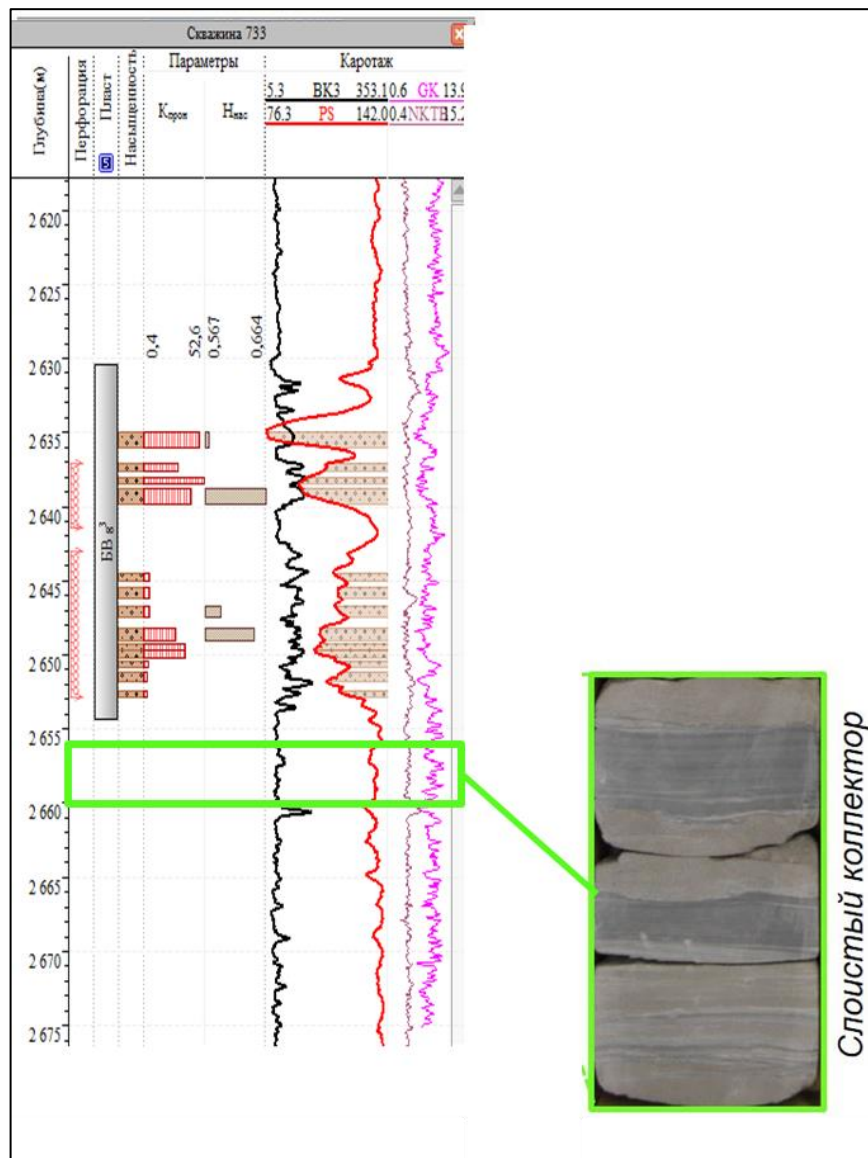


Рисунок 3.28 – Пример выявления тонкослоистых коллекторов в результате переинтерпретации с использованием данных керна

В результате выполненных аналитических и исследовательских работ, были инициированы работы по полной переинтерпретации всего фонда скважин и созда-

ния новой геологической модели, что привело к увеличению средней нефтенасыщенной толщины в модели на 21 %.

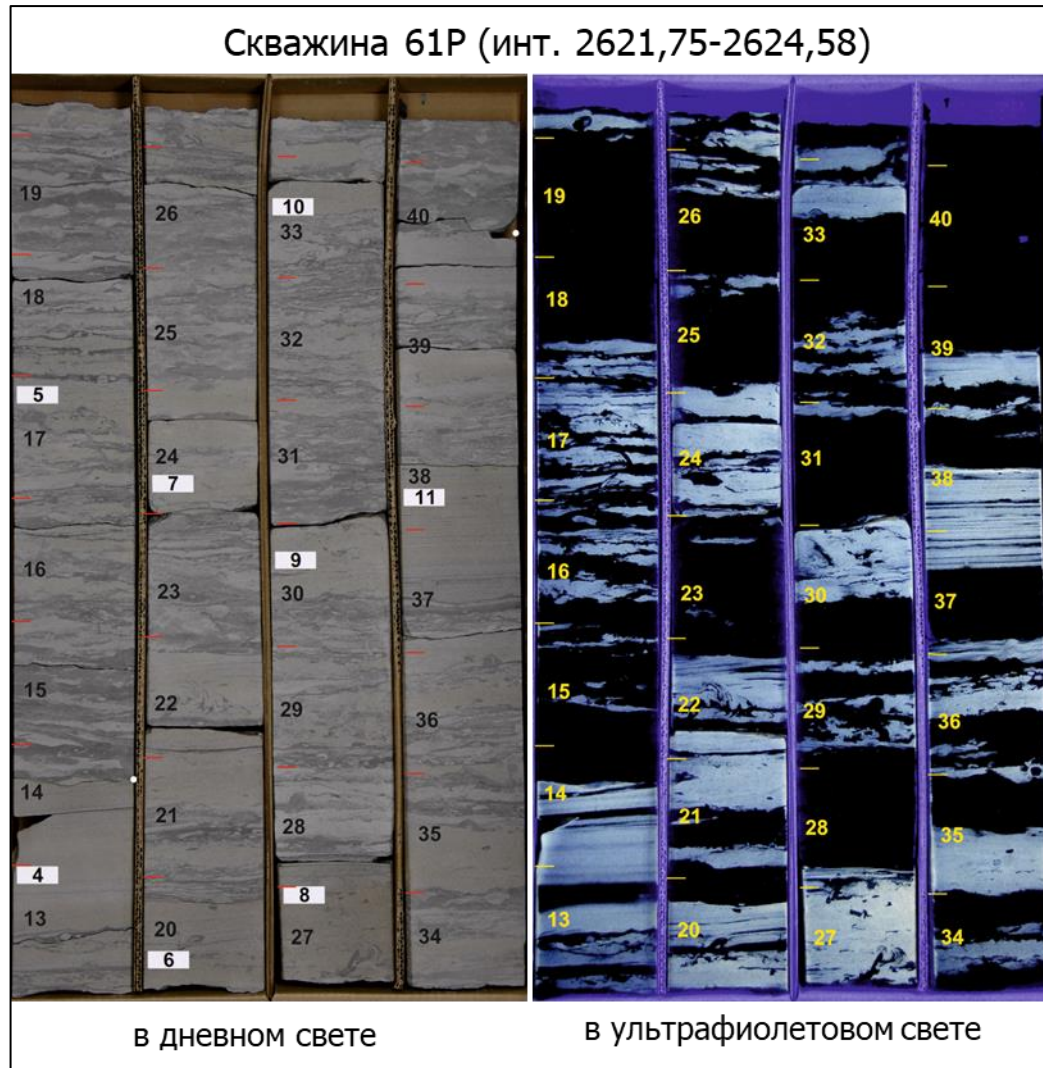


Рисунок 3.29 – Пример выявления нефтенасыщенных интервалов по данным ультрафиолетовых фотографий

3.6 Прогноз выработки запасов с помощью характеристик вытеснения

Для того чтобы сделать оценку точности прогнозирования был выбран объект одного из месторождений Западной Сибири, с высокой выработкой (отбор от НИЗ 84 %) и высокой текущей обводненностью (92 %). Были выполнены ретроспективные расчеты на прогноз от обводненности 60 %, 70 % и 80 % по различным

характеристикам вытеснения: Н. В. Сипачева-Пасевича, С. Г. Камбарова, А. М. Пирвердяна, Медведского, Б. Ю. Сазонова и Н. И. Абызбаева.

Кроме примеров (рисунок 2.4 и 3.20) описанных выше, рассмотрим другие объекты разработки.

На рисунке 3.30, 3.31 показаны результаты сопоставления расчетной и фактической характеристики вытеснения по объекту ЮВ₁ Западно-Котухтинского месторождения и объекту АВ₁₋₂ Урьевского месторождения соответственно.

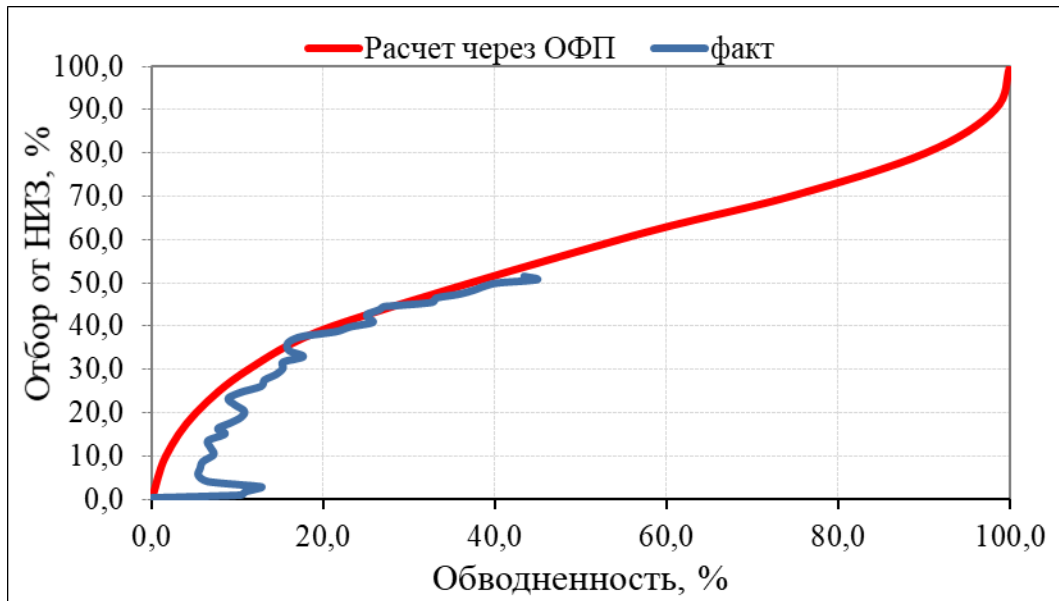


Рисунок 3.30 – Сопоставление для объекта ЮВ₁ Западно-Котухтинского месторождения

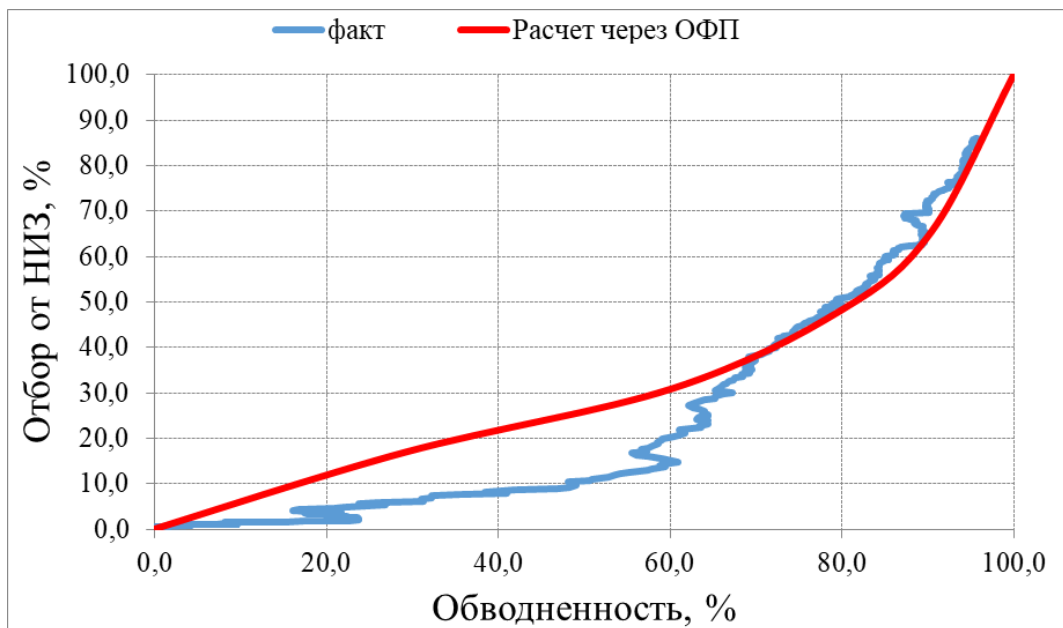


Рисунок 3.31 – Сопоставление для объекта АВ₁₋₂ Урьевского месторождения

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 – 0,2 %; $ЮВ_1$ 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 μ_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.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 20.09.2019 № 639 «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 02.10.2019 № 56103).

2. РД 153-39.0-110-01 Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – 2002. – 64 с.

3. Ибатуллин Р. Р. Основные направления деятельности и достижения ТатНИПИнефть в разработке нефтяных месторождений // Сборник научных трудов «Актуальные проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Татарстана». Москва. Закон и порядок. – 2006. – С. 37-56.

4. Вахрушев, В. В. 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.

5. Муслимов Р. Х. Повышение эффективности освоения нефтяных месторождений Татарии. Казань: Таткнигоиздат. – 1985. – 176 с.

6. Муслимов Р. Х. Совершенствование разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами на месторождениях Татарстана. М.: Недра. – 1983. – 185 с.

7. Муслимов Р. Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: Издательство Казанского университета. – 2003. – 596 с.

8. Муслимов Р. Х., Абдулмазитов Р. Г. Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. Казань: Таткнигоиздат. – 1989. – 136 с.

9. Муслимов Р. Х., Шавалиев А. М., Хисамов Р. Б., Юсупов И. Г. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. В 2-х томах. Том 1. М.: ВНИИОЭНГ. – 1995. – 492 с.

10. Муслимов Р. Х., Шавалиев А. М., Хисамов Р. Б., Юсупов И. Г. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения / В 2-х томах. Т. 2. М.: ВНИИОЭНГ. – 1995. – 286 с.

11. Чоловский И. П., Иванова М. М., Брагин Ю. И. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов.-М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – 2006. – 680 с.

12. Базив, В. Ф. Методические рекомендации по оценке эффективности разработки нефтяных месторождений с заводнением / Базив В. Ф., Иванова М. М., Лисовский Н. Н., Пономарев Н. С., Филиппов С. А. // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 4. – С. 4-31.

13. Антонов М. С. Компенсационное регулирование заводнения с целью повышения эффективности энергетического поля нефтяного пласта. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Уфа: ГУП «ИПТЭР». – 2011. – 107 с.

14. Антонов М. С. Оптимизация системы заводнения путем построения карт текущей и накопленной компенсации на примере колганской толщи Вахитовского нефтяного месторождения // НТЖ «Нефтепромысловое дело». – 2011. – №3. – С. 17-20.

15. Крэйг Ф. Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. М.: «Недра». – 1974. – 189 с.

16. Орехов, В. В. Регулирование энергетического состояния залежи на примере колганского объекта Вахитовского нефтяного месторождения / Орехов В. В., Пицюра Е. В., Сагитов Д. К., Антонов М. С. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – №1. – С. 75-79.

17. Анкудинов А. А. Методика анализа эффективности систем заводнения путем оценки распределения закачки // Сборник материалов конференций, XII конференция молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность, связанную с использованием участков недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. – 2012. – С. 87–91.

18. Анкудинов А. А., Ваганов Л. А. Совершенствование разработки нефтяных месторождений на основе многофакторного анализа эффективности системы заводнения // Сборник материалов форума «НефтьГазТЭК» Тюменский международный инновационный форум. – 2013. – С. 35–38.

19. Анкудинов, А. А. Методика распределения объемов закачиваемой воды по площади нефтяного месторождения / Анкудинов А. А., Ваганов Л. А. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – С. 19-24.

20. Анкудинов, А. А. Распределение объемов закачки нагнетательных скважин с учетом влияющих факторов / Анкудинов А. А., Ваганов Л. А. // Известия высших учебных заведений. – 2013. – №5 – С. 50–54.

21. Анкудинов, А. А. Методика распределения закачиваемой воды по всей площади нефтяной залежи с определением влияющих факторов / Анкудинов А. А., Ваганов Л. А. // Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии. – 2013. – №9. – С. 165-168.

22. Анкудинов, А. А. Анализ эффективности системы заводнения с применением метода материального баланса / Анкудинов А. А., Ваганов Л. А. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – №10. – С. 63-66.

23. Анкудинов, А. А. Комплексный анализ системы заводнения нефтяных залежей / Анкудинов А. А., Ваганов Л. А. // Вестник «КогалымНИПИнефть». – 2016. – С. 1-3.

24. Анкудинов, А. А. Комплексный подход к анализу реализуемой системы заводнения и ее совершенствованию / Анкудинов А. А., Ваганов Л. А., Сохошко С. К. // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №8. – С. 48-51.

25. Анкудинов, А. А. Совершенствование методов системы заводнения и повышения эффективности закачки воды в нефтяной пласт: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Анкудинов Александр Анатольевич. - М. – 2018. – 114 с.

26. Оптимизация системы заводнения путем построения карт текущей и накопленной компенсации на примере колганской толщи Вахитовского нефтяного

- месторождения. Антонов М.С. // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 3. С. 17-20.
27. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. Москва: Shlumberger. – 2001. – 144 с.
28. M.S. Teleria, SPE, ITBA; C.J.J. Virues, SPE, ITBA; M.A. Crotti, SPE, Inlab S.A. Pseudo Relative Permeability Functions. Limitations in the Use of the Frontal Advance Theory for 2-Dimensional Systems // SPE 54004 – 1999 – 7 p.
29. Атанов Г. А., Гавура В. Е., Сургучев М. Л. Влияние изменения технологии заводнения на показатели разработки нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. – 1972. – № 7. – С. 15–18.
30. Баишев Б. Т. О задачах, причинах и методах регулирования процесса разработки нефтяных месторождений при режиме вытеснения нефти водой. Сборник: Регулирование процессов эксплуатации нефтяных залежей. М.: Наука. – 1976. – С. 14.
31. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. М.: Недра. – 1972. – 287 с.
32. Поливахо А. С. Анализ системы заводнения с расчетом коэффициента компенсации на примере Западно-Полуденного месторождения Томской области. ТПУ секция № 8. – 2007. – С. 12-14.
33. Щуров В. И. Техника и технология добычи нефти. М.: Недра. – 1983. – 512 с.
34. Боксерман А. А., Губанов А. И., Желтов Ю. П. Способ разработки нефтяных месторождений. М.: Недра. – 1967. – 273 с.
35. Цынкова О. Э. Постановка двухмерной задачи о периодическом заводнении нефтяного пласта // ВНИИ выпуск 68. – 1979. – С. 3-65.
36. Писарев, Е. Л. Обобщение опыта нестационарного заводнения на месторождениях Западной Сибири / Писарев Е. Л., Вашуркин А. И., Евченко В. С. // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 4. – С. 35-39.
37. Манасян, А. Э. Анализ эффективности работы участка нагнетательной скважины башкирского яруса Якушкинского месторождения с учетом влияния составляющих результата воздействием закачкой / Манасян А. Э., Щекатурова И. Ш.,

Горобец Е. А., Вафин Б. И. // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 6. – С. 25-30.

38. Исайчев В. В. Влияние резкого изменения давления нагнетания (объемов закачки) на характер обводнения скважин (на примере горизонта БВ8 Самотлорского месторождения) // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 6. – С. 40–43.

39. Кутырев Е. Ф. Об эффективности разработки заводнением нефтяных залежей с трудноизвлекаемыми запасами // Сырьевая база России в XXI веке: материалы конференции. ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2002. – С. 268-279.

40. Мирзоев, К. М. Оценка оптимальных объемов и режима закачки воды в скважины Ромашкинского месторождения / Мирзоев К. М., Хисамов Р. С., Гатияуллин Н. С. // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 128-131.

41. Юдин, В. М. Разработка водонефтяных зон с разной характеристикой в условиях заводнения / Юдин В. М., Муслимов Р. Х., Хаммадеев Ф. М. // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 5. – С. 32-36.

42. Муслимов Р. Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учебное пособие. Казань: изд-во Казанского университета. – 2002. – 596 с.

43. Фазлыев Р. Т. Площадное заводнение нефтяных месторождений. М.: Недра. – 1979. – 254 с.

44. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициентов вытеснения нефти водой в лабораторных условиях: дата введения 1987-01-01 / Министерство нефтяной промышленности СССР. – Изд. официальное. – М.: Издательство стандартов. – 1985. – 20 с.

45. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации: дата введения 1989-07-01 / Министерство нефтяной промышленности СССР. – Изд. официальное. – М.: ХОЗУ Миннефтепрома. – 1989. – 37 с.

46. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств : дата введения 1986-07-01 / Министерство нефтяной промышленности СССР, Министерство геологии СССР, Министерство газовой промышленности СССР. – Изд. официальное. – М.: ХОЗУ

Миннефтепрома. – 1987. – 4 с.

47. Баранов В. Е., Камартдинов М. Р., Кузьмин Т. Г. Разработка коллектора. М.: ТПУ. – 2010. – С. 95-98.

48. РД 153–39.0–109–01 Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений.

49. Казаков А. А. Методы характеристик вытеснения нефти водой. М.: Издательский дом Недра. – 2020. – 276 с.

50. Сергеев В. Л. Интегрированные системы идентификации характеристик вытеснения в задачах мониторинга и управления разработкой нефтяных месторождений / В. Л. Сергеев, А. Г. Наймушин, Ч. Н. Лонг // Доклады ТУСУРа – 2014. – № 3 (33). – С. 152–158.

51. Казаков А. А. Некоторые замечания по поводу методов оценки технологической эффективности различных геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 5. – С. 39–43.

52. Пьянков В. Н. Алгоритмы идентификации параметров модели Баклея–Левретта в задачах прогноза добычи нефти // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 10. – С. 62–65.

53. Орехов, В. В. Оценка момента прорыва закачиваемых вод к добывающим скважинам Вахитовского нефтяного месторождения / Орехов В. В., Кан А. Г., Сагитов Д. К., Антонов М. С. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 1. – С. 68-70.

54. Хавкин А. Я. Физические аспекты многофазной фильтрации в пористой среде. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. Обзор информации. М. :ВНИИОЭНГ. – 1991. – 60 с.

55. Медведский Р. И., Илиев Д. И. Опыт организации встречного заводнения при прорыве нагнетаемой воды // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 10. – С. 32-35.

56. Пирвердян А. М. Приближенная формула для притока жидкости к несовершенной скважине. Изв. АН СССР: Отдел техн.наук. – 1957. – № 4. – С. 12-15.

57. Сарваретдинов, Р. Г. Формирование базы данных для разработки ГТМ по оптимизации добычи нефти / Сарваретдинов Р. Г., Хильманова Р. Х., Дисамов Р. С., Ахметов Н. З., Яковлев С. А. // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 8. – С. 327-335.

58. Бадьянов В. А., Юрьев А. Н., Исследование влияния прерывистости пласта на коэффициент охвата процессом вытеснения // Проблемы нефти и газа Тюмени Вып. 61. – 1984. – С. 31-33.

59. Бадьянов В. А. Методы компьютерного моделирования в задачах нефтепромысловой геологии: научное издание. – 2-е изд., доп. Тюмень: Шадринский Дом Печати. – 2011. – 184 с.

60. Бадьянов В. А., Батурин Ю. Е., Ефремов Е. П. Совершенствование разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Свердловск: Сред.-Урал. кн. изд-во. – 1975. – 47 с.

61. Байков, В. А. Нелинейные эффекты при фильтрации флюидов в низкопроницаемой пористой среде / В. А. Байков, А. К. Макатров, М. Е. Политов, А. Г. Телин // Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа Сибири: тез. докл. науч.-практич. конф.; Томск, 18–19 апреля 2011 г. – Томск: СТТ. – 2011. – С. 164–165.

62. Сургучев, Л. М. Обзор третичных методов увеличения нефтеотдачи / Л.М. Сургучев // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 5. – С. 50–54.

63. Бойко В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Москва: Недра. – 1990. – 186 с.

64. Гавура В. Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ. – 1995. – 496 с.

65. Сафонов Е. Н. Методы увеличения нефтеотдачи: реальность, перспективы, научные проблемы // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 46–48.

66. Сергиенко В. Н. Технологии воздействия на призабойную зону пластов юрских отложений Западной Сибири. СПб.: Недра. – 2005. – 78 с.

67. Мулявин С. Ф. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Часть 1 : монография / С. Ф. Мулявин, В. Н. Маслов. – Тюмень: ТИУ. – 2016. – 264 с.

68. Телков А. П. Расчет фильтрационных сопротивлений, обусловленных несовершенством скважины и экраном в условиях однородно-анизотропного пласта и взаимодействие скважин // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 4. – С. 9–13.

69. Телков А. П., Грачев С. И., Краснова Т. Л., Сохошко С. К. Особенности разработки нефтегазовых месторождений. Тюмень: ООО НИПИКБС-Т. – 2000. – 328 с.

70. Скворцов А. В. Триангуляция Делоне и ее применение. Томск: Томский университет. – 2002. – 128 с.

71. Карабцев С. Н., Рейн Т. С., Стуколов С. В. Реализация эффективного алгоритма построения диаграмм Вороного на плоскости // Труды V Всероссийской научно-практической конференции «Недра Кузбасса. Инновации». Кемерово: ИНТ. – 2006. – С. 114-120.

72. Рудакова Р. П., Букин Л. Л., Гаврилов В. И. Статистика: учебное пособие. 2-е изд. Санкт-Петербург: ООО «Типография Правда 1906». – 2007. – 287 с.

73. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра. – 1982. – 407 с.

74. Пинскер И. Ш. Поиск зависимости и оценка погрешности // М.: «Наука». – 1985. – С. 14–31.

75. Кучумов Р. Я., Мусакаев Н. Г. Лабораторный практикум по курсу «Численные методы». Тюмень: Изд-во Тюменского государственного нефтегазового университета. – 2004. – 112 с.

76. Кучумов Р. Я., Кучумов Р. Р., Мусакаев Н. Г. Применение численных методов к решению задач нефтепромысловой механики. Тюмень: Изд-во Тюменского государственного нефтегазового университета. – 2004. – 184 с.

77. Крянев Д. Ю., Петраков А. М., Минаков И. И., Рогова Т. С. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации // Труды ВНИИнефть вып. 136. – 2007. – С. 6–19.

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

79. Ахметов Н. З. Повышение эффективности регулирования выработки остаточных запасов из многопластового объекта циклическим заводнением: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Ахметов Наиль Зангирович. - М. - 2003. - 158 с.

80. Сургучев М. Л., Симкин Э. М. Факторы, влияющие на состояние остаточной нефти в заводненных пластах // Нефтяное хозяйство. - 1988. - № 9. - С. 31-36.

81. Сургучев М. Л., Горбунов А. Т., Забродин Д. П. и др. Методы извлечения остаточной нефти. М.: Недра. - 1991. - 347 с.

82. Королев В. А. Связанная вода в горных породах: новые факты и проблемы // Соросовский образовательный журнал. - 1996. - № 9. - С. 79-85.

83. Лысенко В. Д. Теория разработки нефтяных месторождений. М.: Недра. - 1993. - 312 с.

84. Лысенко В. Д., Мухарский Э. Д., Хамзин Р. Г. О неоднородности продуктивных пластов. Казань: Тр. ТатНИИ. - 1964. - С. 31-34.

85. Мархасин И. Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. М.: Недра. - 1977. - 214 с.

86. Горбатиков В. А., Зубов М. В., Кислицын А. А. Системы поддержания пластового давления в новых условиях // Нестационарное заводнение продуктивных пластов (подборка материалов, ч.1). - 2007. - С. 12-14.

87. Исмагилов Т. А. Результаты комплексного воздействия на горизонте БС10 Усть-Балыкского месторождения // Нефтяное хозяйство. - 2006. - № 12. - С. 72-75.

88. Пустовалов М. Ф. Анализ применения технологий по повышению нефтеотдачи пластов на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз» // Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного района: сб. науч. ст., посвященный добыче 200-миллионной тонны нефти на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». - 2002. - С. 259-269.

89. Рубин Е. И. Режим заводнения залежей легкой маловязкой нефти // Нефтяное хозяйство. - 1993. - № 2. - С. 35-36.

90. Амелин И. Д., Сургучев М. Л., Давыдов А. В. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. М.: Недра. – 1994. – 308 с.

91. Атанов Г. А., Вашуркин А. И., Ревенко В. М. К вопросу прогнозирования разработки нефтяных месторождений по промысловым данным // Проблемы нефти и газа Тюмени. – 1973. – № 17. – С. 35-37.

92. 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.

93. 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.

94. 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.

95. 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.

96. 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.

97. Мельников, В. Н. Обоснование максимально допустимой депрессии эксплуатации скважин с учетом нелинейной фильтрации пластового флюида / В. Н. Мельников, Л. Д. Рачева, И. С. Соколов, А. Ю. Сенцов // В сб. Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. – Ханты-Мансийск: АУ «НАЦ РН им.В.И. Шпильмана». – 2012. – С. 282-285.

98. Мельников, В. Н. Обобщение опыта эксплуатации объектов ЮВ₁ и ЮС₁ месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / В. Н. Мельников, Л. Д. Рачева, С. В. Левагин, И. С. Соколов // В сб. Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры. – Ханты-Мансийск: ИздатНаука-Сервис. – 2013. – С. 343–351.

99. Мельников, В. Н. Выполнение экспресс-расчетов прогноза технологических показателей разработки в условиях ограниченно исходной информации/В. Н. Мельников, Л. Д. Рачева, И. С. Соколов, А. А. Лопатко // В сб. Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. – Ханты-Мансийск: АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана». – 2015. – С. 299-303 с.

100. Соколов И. С. Опыт и перспективы применения многоствольных горизонтальных скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / И. С. Соколов, А. Ю. Сенцов, В. Н. Мельников // В сб. Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. – Ханты-Мансийск: АУ «НАЦ РН им.В.И. Шпильмана». – 2015. – С. 293-298.

101. Стародубцев, О. В. Оценка влияния капиллярных сил на настройку геолого-гидродинамических моделей объекта Ачимовская толща Поточного месторождения / О. В. Стародубцев, В. Н. Мельников, В. В. Вахрушев // В сб. докл. XV конференция молодых ученых и специалистов филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г.Тюмени. – Шадринск: Изд-во ОГУП «Шадринский Дом Печати». – 2016. – С. 258-263.

102. Мельников В. Н. Анализ эффекта влияния больших и малых толщин на дебит скважин для коллекторов пластово-сводового типа / В. Н. Мельников, И. С. Соколов, В. В. Вахрушев, А. Н. Мельников// В сб. докл. XV конференция молодых ученых и специалистов филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г.Тюмени. – Шадринск: Изд-во ОГУП «Шадринский Дом Печати». – 2016. – С. 344–352.

103. Боксерман А. А, Желтов Ю. П., Музафаров К. Э., Оганджянц В. Г. Экспериментальное изучение капиллярного удержания воды в пористых средах при упруго-капиллярном режиме //Тр. ВНИИ. М: Недра. – 1967. – 124 с.

104. Жеребцов, Е. П. Методика построения карт зон воздействия нагнетательных скважин / Жеребцов Е. П., Владимиров И. В., Ахметов Н. З., Федотов Г. А., Халимов Р. Х. // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 8. – С. 27-29.

105. 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. М. – 2020. – С. 228-234.

106. Шабаров А. Б. Методы определения функций относительной фазовой проницаемости в задачах многофазной фильтрации / А. Б. Шабаров, А. В. Шаталов, П. В. Марков, Н. В. Шаталова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Том 4. № 1. – С. 79-109.

107. 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.

108. 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.

109. 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.

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

111. Каневская, Р. Д. Особенности фильтрационного переноса несмешивающихся жидкостей при анизотропии фазовых проницаемостей / Р. Д. Каневская, М. И. Швидлер // Изв.РАН. Механика жидкости и газа. – 1992. – №5. – С. 91-100.

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

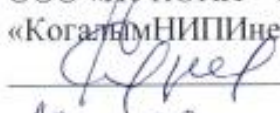
113. Мирзаджанзаде, А. Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность / А. Х. Мирзаджанзаде, М. М. Хасанов, Р. Н. Бахтизин. – Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 2004. – 368 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А



Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

«УТВЕРЖДАЮ»

Заместитель генерального
директора – директор филиала
ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени,
 С.Л. Кузнецов

«16» 09 2022 г.

Акт внедрения

в производственный процесс результатов диссертационной работы «Обоснование показателей выработки запасов на основе функций относительных фазовых проницаемостей и опыта эксплуатации объектов-аналогов», выполненной Мельниковым Виталием Николаевичем, аспирантом заочной формы обучения кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет».

Настоящим актом подтверждается, что метод построения характеристик вытеснения через масштабирование функции Бакли-Левретта, разработанный Мельниковым Виталием Николаевичем при осуществлении диссертационных исследований в рамках анализа выработки запасов нефти и прогноза показателей разработки, используется с 2015 года в производственном процессе Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени в качестве инструмента оценки эффективности выработки запасов и прогноза технологических показателей разработки в рамках выполнения проектных документов, представляемых в ФБУ «ГКЗ» для месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», а также при прогнозировании показателей разработки в рамках выполнения бизнес-планов ТЭО приобретения лицензионных участков.

Заместитель директора филиала по научной
работе в области добычи нефти и газа



К.Е. Кордик