

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»  
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

на правах рукописи



ГРИЩЕНКО ВАДИМ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПОВЫШЕНИЯ  
ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ  
ЗАПАСОВ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ «ЗРЕЛЫХ» МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Специальность 2.8.4. – Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений**

**ДИССЕРТАЦИЯ**  
на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

**НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ**  
доктор технических наук,  
доцент Мухаметшин В.В.

Уфа - 2022

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К МОНИТОРИНГУ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАСУРСНОЙ БАЗЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	11
1.1 Вовлеченность запасов нефти в разработку и методы их оценки.....	11
1.2 Расширение круга льготлируемых объектов с трудноизвлекаемыми запасами для повышения активности вовлечения их в разработку.....	24
Выводы к главе 1.....	36
ГЛАВА 2 АЛГОРИТМ ОБОСНОВАНИЯ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТОВ СО СЛОЖНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СТРОЕНИЕМ.....	39
2.1 Повышение эффективности разработки залежей в терригенных коллекторах с анизотропией фильтрационно-емкостных свойств.....	39
2.2 Научно-методическое обоснование технологических решений, направленных на оптимизацию разработки залежей в карбонатных коллекторах.....	53
Выводы к главе 2.....	65
ГЛАВА 3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА.....	67
3.1 Методический подход к выделению геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах.....	68
3.2 Использование технологии кислотного ГРП с проппантом, её эффективность, оценка оптимальных условий применения, методика прогнозирования эффективности и выбора скважин – кандидатов.....	83

Выводы к главе 3.....	93
ГЛАВА 4 КОМПЛЕКС МЕТОДИЧЕСКИХ РАЗРАБОТОК ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ УПРАВЛЯЮЩИХ РЕШЕНИЙ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЁННОСТЕЙ.....	95
4.1 Повышение охвата данными об энергетическом состоянии залежей применением метода косвенной оценки пластового давления по ИДН.....	95
4.2 Использование характеристик вытеснения для прогнозирования обводненности после оптимизации насосного оборудования.....	104
4.3 Алгоритм обоснования повышения эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки.....	112
Выводы к главе 4.....	128
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ.....	130
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	132

## **Введение**

### **Актуальность темы исследования**

Наиболее крупные месторождения нефтяных компаний, ведущих разработку на территории Волго-Урала, были открыты в прошлом столетии. Тогда же происходило формирование существующих сегодня систем разработки, которые, зачастую, показывали свою высокую эффективность. Об этом свидетельствуют исторические данные о высоких уровнях добычи, а также текущих коэффициентах извлечения нефти (КИН). Не смотря на это, в недрах всё ещё остаётся более половины геологических запасов нефти. На локализацию этих запасов и поиск методов их извлечения и направлены основные научные изыскания в области разработки «зрелых» нефтяных месторождений. Сегодня в целом регион характеризуется постепенным снижением уровня добычи, что связано с высокой выработкой наиболее высокопродуктивных пластов. Данный процесс обуславливает плавное смещение акцентов в сторону участков с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), залежей в водо-нефтяных зонах (ВНЗ), сложнопостроенных карбонатных коллекторов. Для эффективного ввода «трудных» запасов в разработку необходимо совместить существующие аналитические инструменты и современные технологические решения. Каждая новая скважина, дополнительная глубинная проба нефти, качественное гидродинамическое исследование и др. являются ценнейшими источниками информации. На их основе могут уточняться геолого-гидродинамические и статистические модели нефтяных пластов, составляться детализированные аналитические проекты, что позволяет увеличить прогнозную способность инструментов и повысить степень выработки запасов. В связи с этим, модели и выводы, которые выполнялись в более раннее время, сегодня требуют уточнения, поскольку каждый день прибавляется новый объём знаний: появляются новые скважины, исследования, меняются режимы эксплуатации, фильтрационные потоки и энергетическое состояния пластов..

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

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту специальности 2.8.4. – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а именно 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, п.3: Научные основы технологии воздействия на межскважинное и околоскважинное пространство и управление притоком пластовых флюидов к скважинам различных конструкций с целью повышения степени извлечения из недр и интенсификации добычи жидких и газообразных углеводородов и водорода и п.9: Научные основы создания цифровых двойников технологических процессов, используемых в компьютерных технологиях интегрированного проектирования и системного мультидисциплинарного мониторинга эволюции природно-техногенных систем, создаваемых для эффективного извлечения из недр или хранения в недрах жидких и газообразных углеводородов и водорода путем управления ими с использованием методов и средств информационных технологий, включая методы оптимизации и геолого-гидродинамическое моделирования.

### **Степень разработанности темы**

Оптимизация процесса извлечения углеводородов из недр включает в себя решение большого количества задач различного уровня. Для повышения эффективности выработки запасов вниманием должны быть охвачены все затрагиваемые области – от геологического строения и правильности выбора системы разработки, до совершенствования расчётных моделей, позволяющих с высокой точностью прогнозировать эффективность мероприятий. Большой вклад в развитие положений об управлении разработкой внесли научно-исследовательские работы Абызбаева И.И., Алтуниной Л.К., Андреева В.Е., Ахметова Р.Т., Бакирова И.М., Батурина Ю.Е., Владимирова И.В., Гильмановой Р.Х., Грачева С.И., Дмитриевского А.Н., Еремина Н.А., Ермилова О.М., Жданова С.А., Закирова С.Н., Зарипова А.Т., Зейгмана Ю.В., Золотухина А.Б., Ибатуллина Р.Р., Ивановой М.М., Иктисанова В.А., Кадырова Р.Р., Каневской Р.Д., Керимова В.Ю., Колганова В.И., Котенева Ю.А., Крылова А.П., Кудинова В.И., Ленченковой Л.Е.,

Лобусева А.В., Лозина Е.В., Лысенко В.Д., Максимова В.М., Мирзаджанзаде А.Х., Михайлова Н.Н., Мищенко И.Т., Муслимова Р.Х., Мухаметшина В.В., Мухаметшина Р.З., Насыбуллина А.В., Пономарева А.И., Розенберга М.Д., Рогачева М.К., Сагитова Д.К., Степанова С.В., Свалова А.М., Султанова Ш.Х., Сургучева М.Л., Токарева М.А., Федорова К.М., Хакимзянова И.Н., Хасанова М.М., Хисамова Р.С., Хисамутдинова Н.И., Чарного И.А., Шустера А.А., Щелкачева В.Н., Ямалетдиновой К.Ш., Alvarado V., Economides M.J., Giger F.M., Joshi S.D., Mclachlan G.J., Thambynaugam R.K. и др.

Рассмотрение вопросов, связанных с месторождениями на поздних стадиях разработки носит особо сложный характер. Необходимо постоянно уточнять и дополнять ранее сделанные выводы и полученные зависимости, поскольку они могут нести существенные погрешности даже при небольшом изменении степени выработки запасов. Дополнительно существует ряд процессов, связанных с управлением разработкой объектов сложного геологического строения, таких как многопластовые или сложенные карбонатными породами, которые требуют доизучения и совершенствования.

### **Цели и задачи работы**

Целью данной работы является создание методического обеспечения повышения эффективности решения задач ресурсосбережения и увеличения степени выработки остаточных трудноизвлекаемых запасов на «зрелых» нефтяных месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Для достижения поставленной цели поставлены следующие задачи:

1. Разработать методику структурирования ресурсной базы для выявления участков, требующих повышения эффективности выработки запасов, в т.ч. с обоснованием новых критериев отнесения запасов к категории трудноизвлекаемых;
2. Создать алгоритм по определению путей совершенствования систем разработки и поиска наиболее перспективных участков на объектах со сложным геологическим строением;
3. Определение оптимальных технологических параметров и условий эффективного проведения ГРП на многопластовых терригенных и карбонатных объектах;
4. Разработка методических аспектов повышения достоверности информации о процессе разработки залежей в условиях неопределённости

## Научная новизна

1. Предложен алгоритм определения вовлечённости запасов нефти в разработку, эффективности их извлечения и прогнозирования мероприятий на залежах-аналогах. Представлено обоснование необходимости изменения критериев «льготирования» запасов нефти. Для условий карбонатных коллекторов предложен переход от проницаемости к показателю подвижности, как отношению проницаемости к вязкости нефти;

2. Для условий бобриковского горизонта месторождений Волго-Уральской НПП установлена статистическая зависимость между величиной КИН, плотностью сетки скважин и рядом геологических параметров: проницаемостью, прерывистостью и песчаностью коллектора. Разработан алгоритм картирования карбонатных объектов по перспективности с точки зрения потенциального уровня добычи нефти, включающий анализ влияния различных параметров на эффективность и последующего построения карт «желательности» на основе набора карт различных характеристик. На примере турнейских отложений предложен методический подход, включающий комплекс процедур по анализу данных. Установлено, что ключевым фактором, влияющим на эффективность системы заводнения, является наличие проницаемой перемычки между пластами;

3. Для условий отдельных залежей пашийского горизонта в терригенных коллекторах определены оптимальные значения геологических (ФЕС целевых пластов, расстояние от целевых пластов до выработанных водонасыщенных интервалов) и технологических (удельная загрузка проппанта) параметров, влияющих на эффективность проведения селективного ГРП. Для карбонатных коллекторов определена область применения высокотехнологичного метода воздействия – кислотного ГРП с проппантом. Установлены необходимые условия её высокой эффективности.

4. Разработана методика определения пластового давления на основе результатов изменения забойного давления (режима работы) при эксплуатации скважин на забойном давлении ниже давления насыщения нефти газом. Предложен алгоритм прогноза обводнённости при снижении забойного давления на основе использования различных характеристик вытеснения. Предложен алгоритм по оценке эффективности системы заводнения, позволяющий оценить степень прокачки в направлении каждой добывающей скважины и определить её эффективность с учётом результатов

лабораторных исследований по влиянию степени промывки на коэффициент вытеснения нефти..

### **Теоретическая и практическая значимость**

Теоретическая значимость работы заключается в научном обосновании разработанных алгоритмов и предложенных методических подходов для решения задач повышения эффективности выработки запасов на месторождениях, находящихся на заключительных стадиях разработки.

Практическая значимость включает в себя следующие положения:

1. Предложенная методика мониторинга ресурсной базы позволяет эффективно управлять остаточными запасами и формировать программы доизучения, освоения и повышения эффективности выработки наиболее проблемных участков. Включение представленных предложений по корректировке обоснования «льготируемых» объектов позволит значительно повысить рентабельность наиболее проблемных карбонатных объектов, что приведёт к интенсификации процесса освоения этих запасов и опробования высокотехнологичных методов заканчивания и интенсификации.

2. Установленные принципы в области влияния различных параметров на КИН позволили решить важные практические задачи в области регулирования разработки, а также определить рациональную систему разработки для различных участков. Полученные результаты возможно тиражировать на другие месторождения региона со схожими характеристиками. Методика анализа разработки карбонатных объектов позволяет выявить осложняющие факторы, которые негативно сказываются на показателях с целью разработки оптимизационных мероприятий на добывающем и нагнетательном фонде.

3. На основе разработанного алгоритма подбора оптимальных геолого-технологических параметров проведения ГРП на многопластовых объектах с неравномерной выработкой, а также сложнопостроенных карбонатных объектах усовершенствован подход к подбору скважин-кандидатов для гидроразрыва и выбору оптимальной технологии, что позволяет повысить эффективность выработки запасов пластов с ухудшенными ФЕС.

4. Разработанный метод оценки пластового давления позволил значительно повысить охват данными о текущем пластовом давлении в условиях сокращения гидродинамических исследований. Это, в свою очередь, увеличило точность прогнозирования показателей ГТМ и выявить

потенциальные участки для оптимизации или формирования системы заводнения. Предложен метод, позволяющий получить аналитическую модель, в которой обводнённость после ИДН зависит от степени оптимизации, т.е. планируемых отборов жидкости. На её основе удалось значительно повысить точность прогнозирования за счёт снижения экспертной оценки, а также подбирать оптимальный режим эксплуатации;

5. Разработанная схема анализа эффективности системы ППД на завершающей стадии разработки позволяет выявить все направления низкоэффективной закачки с целью дальнейшего внедрения МУН либо остановки для сокращения неэффективных затрат.

6. Материалы диссертационной работы включены в учебный процесс при подготовке студентов по направлению разработки нефтяных месторождений в ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

#### **Методология и методы исследования**

Поставленные задачи решались путём обобщения информации по анализу и опыту разработки нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, в число которых входят геологические и технологические параметры эксплуатационных объектов и отдельно взятых скважин. В процессе вычислений применялись современные вычислительные алгоритмы, а также результаты лабораторных исследований.

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

1. Методика организации процесса мониторинга состояния ресурсной базы позволяющая отслеживать степень вовлечённости запасов в разработку, а также эффективность сформированных систем разработки на выделенных участках. Изменение критериев отнесения объектов к категории «льготизируемых», позволяющее создать обоюдовыгодные условия.

2. Алгоритм анализа объекта сложного геологического строения с анизотропией фильтрационно-емкостных свойств для дифференциации подходов к разработке и повышения эффективности выработки запасов для всего объекта. Статистические модели, полученные по результатам множественного регрессионного анализа влияния различных геолого-технологических параметров на величину КИН.

3. Способ повышения эффективности проведения гидроразрыва пласта в условиях многопластового объекта, характеризующегося неравномерной

выработкой по разрезу. Обоснование области применения перспективной технологии кислотного ГРП с закреплением пропантом

4. Алгоритм определения пластового давления по изменению режима работы скважин, эксплуатируемых при забойном давлении ниже давления насыщения нефти газом. Методика прогнозирования обводнённости после проведения интенсификации добычи нефти путём изменения забойного давления на основе характеристик вытеснения. Комплекс подходов для оптимизации системы заводнения на завершающей стадии разработки.

#### **Степень достоверности и апробации результатов**

Достоверность результатов обосновывается множеством наблюдений за фактическими показателями работы скважин и разработки объектов, обобщенных с использованием современного математического аппарата. Алгоритмы, методики и рекомендации, полученные в рамках представленной работы, прошли промышленную апробацию и получили положительный технологический и экономический эффект.

Основные результаты докладывались на международной научно-практической конференции «Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле» (г. Октябрьский, 2021 г.), XIV Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (г. Пермь, 2021 г.), научно-технических советах ООО «РН-БашНИПИнефть» (г. Уфа, 2013-2021 г.), а также реализованы при проектировании разработки месторождений, в рамках которого, прошли государственную экспертизу ФБУ «ГКЗ».

#### **Публикации**

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 17 научных трудах, в том числе: 1 монографии, 4 статьях в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ; 10 статьях, индексируемых в международной базе Scopus и Web of Science.

#### **Структура и объём работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав, основных выводов и рекомендаций, библиографического списка использованной литературы, включающего 140 наименований. Работа изложена на 145 страницах машинописного текста, содержит 81 рисунок и 25 таблиц.

## **ГЛАВА 1 МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К МОНИТОРИНГУ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Одними из важнейших задач при разработке нефтяных месторождений являются обеспечение экономически обоснованных максимальных коэффициентов извлечения нефти и поддержание высоких темпов отбора от остаточных запасов. При этом некоторые объекты, особенно имеющие значительное площадное распространения, могут характеризоваться значительной неоднородностью на различных участках [1-4]. В подобных условиях важную роль приобретает вопрос о дифференциации подходов к выбору системы разработки и методов воздействия на пласт в зависимости от существующих условий.

### **1.1 Вовлеченность запасов нефти в разработку и методы их оценки**

Мониторинг и управление структурой остаточных запасов является одним из одной из ключевых задач нефтедобывающих компаний. Особую актуальность он приобретает в условиях истощения активов, когда необходимо очень тщательно подходить к поиску участков для поддержания уровня добычи. На территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции зачастую структура запасов нефти представляет собой большое количество залежей, сосредоточенных в различных продуктивных пластах. Залежи обладают большим диапазоном размеров и объемов нефтенасыщенных пород, поэтому мониторинг запасов в разрезе утверждённых запасов по залежам не позволяет охватить всю проблематику выработки запасов и выявить весь потенциал по интенсификации выработки. Поэтому управление ресурсной базой необходимо вести в разрезе участков, которые могут охватывать как залежь целиком, так и её отдельные части. Само выделение участков должно проводиться либо экспертом, знающим

особенности условий разработки в данных геологических условиях, либо с использованием программных комплексов, но с обязательной проверкой результатов экспертом. Данный подход позволяет вести непрерывный контроль выработки запасов, находить проблемные участки и формировать комплекс мероприятий для повышения эффективности их разработки.

Рассмотрим в качестве примера управление ресурсной базой одного из предприятий, разрабатывающих месторождения на территории Урало-Поволжья. На первом этапе все залежи и участки делятся на три группы:

- 1 – вовлечённые в разработку;
- 2 – не вовлечённые, вскрытые транзитным фондом;
- 3 – не вовлечённые, требующие бурения.

На Рисунке 1.1 представлен пример деления участка на группы:

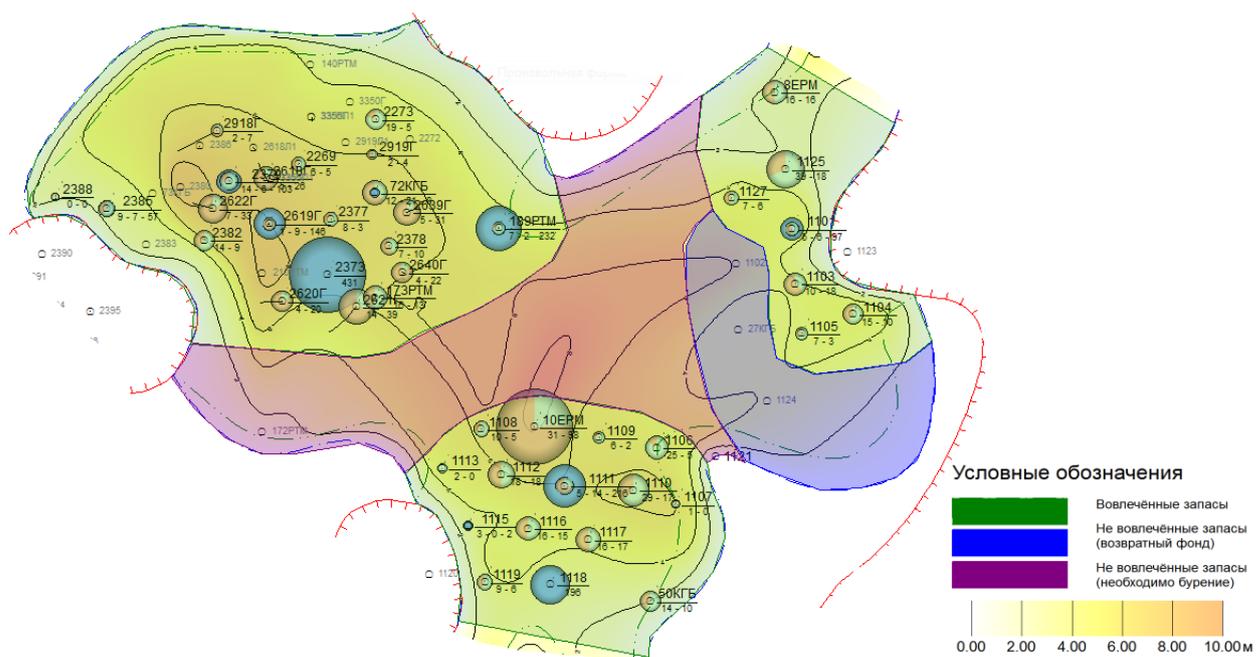


Рисунок 1.1 – Пример деления участка на группы по вовлечённости

На рассматриваемом участке выделены три области со сформированной системой разработки, один не разрабатываемый с наличием возвратного фонда и один, требующий бурения для вовлечения в разработку. Подсчитав остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ) по указанным областям объёмным методом с учётом утверждённого значения коэффициента

извлечения нефти [5-8], можно вычислить коэффициент вовлечённости запасов по следующей формуле:

$$K_{\text{вовл}} = \frac{\text{ОИЗ}_{\text{вовл}}}{\text{ОИЗ}_{\text{общ}}} \cdot 100\%, \quad (1.1)$$

где  $K_{\text{вовл}}$  – коэффициент вовлечённости запасов, %;

$\text{ОИЗ}_{\text{вовл}}$  – сумма остаточных извлекаемых запасов по областям, вовлечённым в разработку, млн т;

$\text{ОИЗ}_{\text{общ}}$  – общая величина извлекаемых запасов по рассматриваемому участку, млн т.

Проанализировав таким образом все месторождения, их ресурсную базу можно представить в следующем виде Рисунка 1.2.

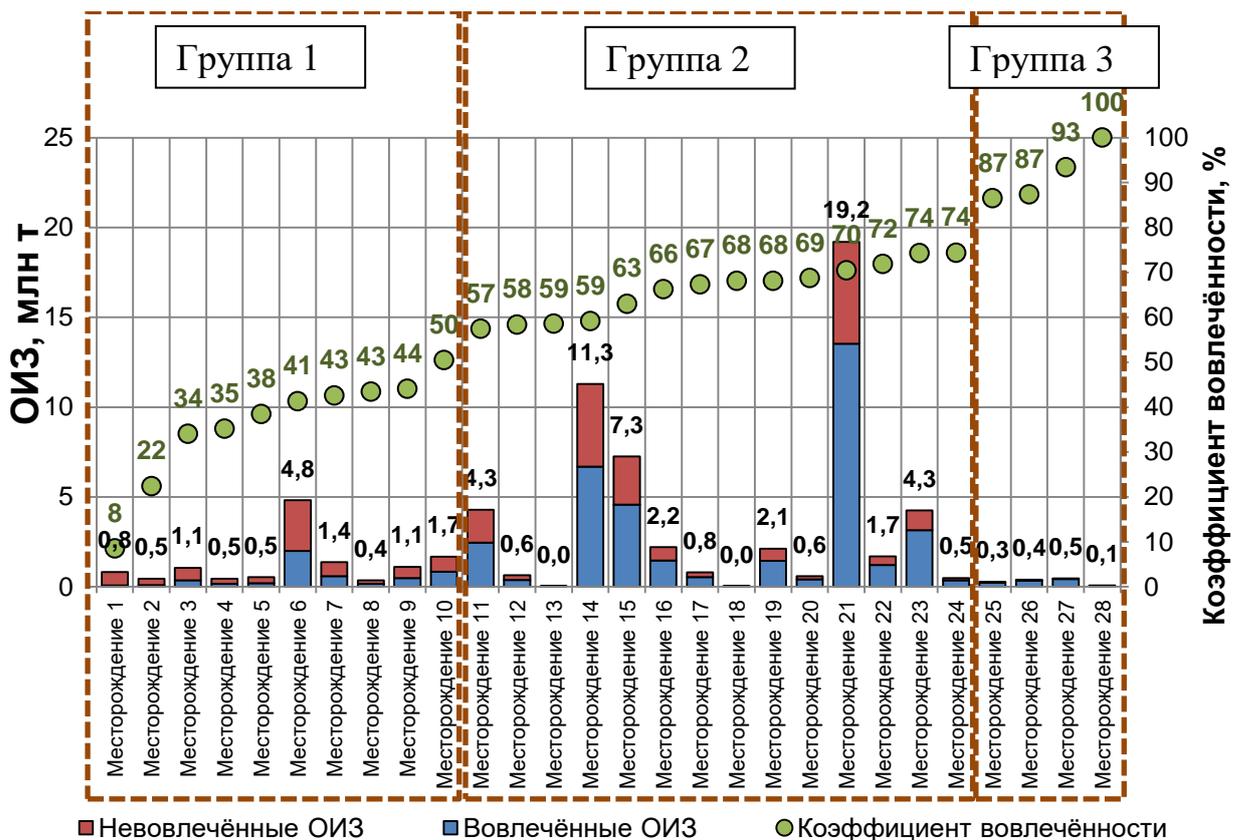


Рисунок 1.2 – Распределение месторождений по вовлечённости запасов в разработку

Исходя из распределения месторождений на Рисунке 1.2 выделено три группы по степени вовлеченности:

Группа 1 – слабововлечённые ( $K_{\text{вовл}} < 50\%$ );

Группа 2 – средневовлечённые ( $50\% < K_{\text{вовл}} < 75\%$ );

Группа 3 –вовлечённые ( $K_{\text{вовл}} > 75\%$ ).

Обобщив статистику, показанную на Рисунке 1.2, результаты по оценке вовлечённости можно представить в виде Таблицы 1.1:

Таблица 1.1 – Статистика по вовлечённости запасов месторождений в разработку

№ группы	ОИЗ <sub>общ</sub> , млн т	ОИЗ <sub>невовл</sub> , млн т	$K_{\text{вовл}}$ , %	Количество мест-ий, ед.
Группа 1	12,7	7,7	39%	10
Группа 2	54,9	18,7	66%	14
Группа 3	1,2	0,1	90%	4
Итого	68,8	26,5	62%	28

Таким образом, на рассматриваемом предприятии, разрабатывающим 28 месторождений, общая вовлеченность запасов – средняя и составляет 62%. В наиболее проблемную группу 1, где вовлеченность всего 39%, величина невовлеченных остаточных запасов значительна – 7,7 млн т. В группе 2, несмотря на коэффициент вовлеченности 66%, абсолютная величина невовлеченных запасов максимальна и составляет 18,8 млн т. Общий потенциал по вовлечению запасов составляет 26,5 млн т. Итоговое графическое отображение структуры ресурсной базы представлено на Рисунке 1.3.

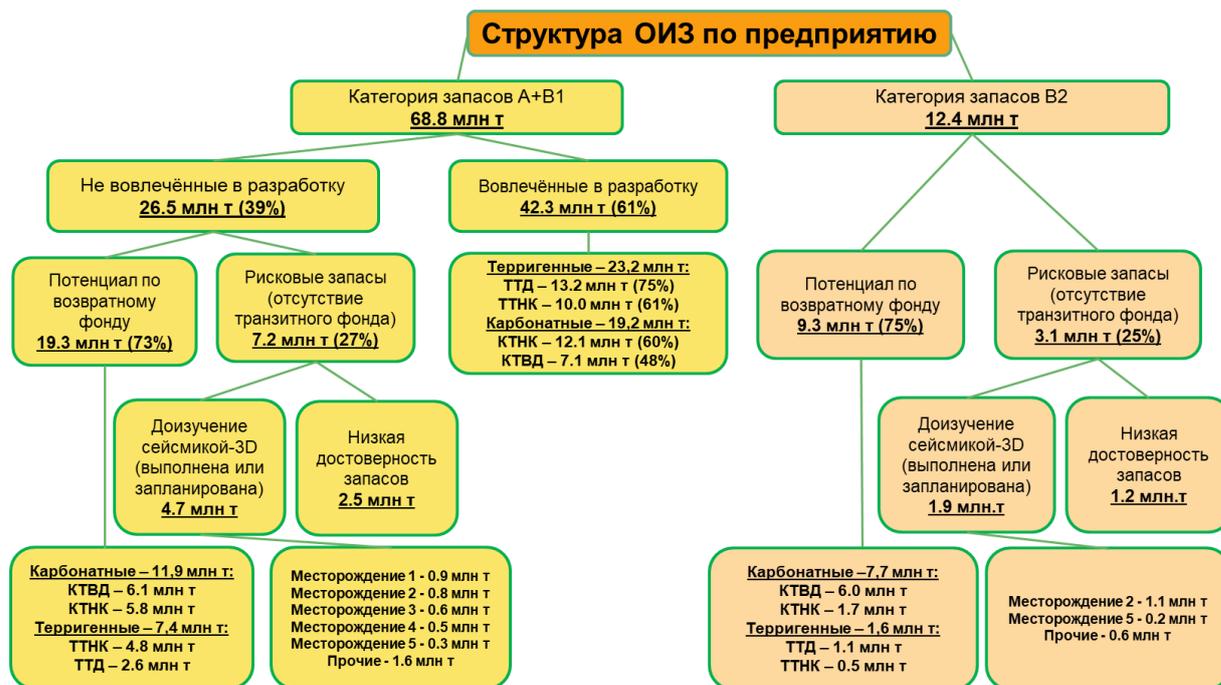


Рисунок 1.3 – Структура остаточных запасов

Как видно на Рисунке 1.3 не вовлечённые запасы, требующие бурения, дополнительно разбиты на группы по достоверности построения текущей геологической модели участка. Аналогичным образом проводится анализ запасов категории В2 для планирования мероприятий по геолого-разведочным работам с целью доизучения запасов. Исходя из полученных цифр, можно выполнить первичную оценку потенциальных капитальных вложений, необходимых для полного освоения запасов. В планируемые расходы на вовлечённые запасы учитываются мероприятия по обслуживанию базового фонда, проведению ГТМ для интенсификации и поддержания добычи с учётом средней прогнозной эффективности, консервации и ликвидации скважин. Для невовлечённых в зависимости от группы на Рисунке 1.3, учитываются затраты на строительство и обустройство скважин с учётом средней стоимости и удельных запасов на скважины, мероприятия по исследованиям и испытаниям транзитного фонда, либо расходы на геологоразведочные работы, включающие сейсморазведку, а также бурение поисковых и разведочных скважин. Учёт всех статей затрат и прогнозной

эффективности мероприятий складываются в единую долгосрочную модель развития месторождения либо предприятия в целом.

Далее возникает вопрос – насколько эффективности вырабатываются запасы на участках, вовлечённых в разработку? Для ответа на этот вопрос, необходимо выполнить оценку возможности выработки запасов при существующей системе разработки. В данном случае для этого были использованы характеристики вытеснения [9-11], позволяющие выполнить прогноз извлекаемых запасов. С целью оценки эффективности выработка запасов введён коэффициент использования запасов, рассчитываемый по следующей формуле:

$$K_{\text{исп}} = \frac{\text{ОИЗ}_{\text{прогн}}}{\text{ОИЗ}_{\text{вовл}}} \cdot 100\% , \quad (1.2)$$

где  $K_{\text{исп}}$  – коэффициент эффективности использования вовлечённых запасов, %;

$\text{ОИЗ}_{\text{прогн}}$  – остаточные извлекаемые запасы, которые согласно прогнозу будут выработаны при существующей системе разработки, млн т.

Разница между вовлечёнными и прогнозными остаточными запасами представляет собой не вырабатываемые запасы, требующие проведения последующего более детального анализа причин их появления. Рассчитав указанный коэффициент для всех ранее выделенных участков, можно теперь представить структуру вовлечённых запасов в виде Рисунка 1.4:

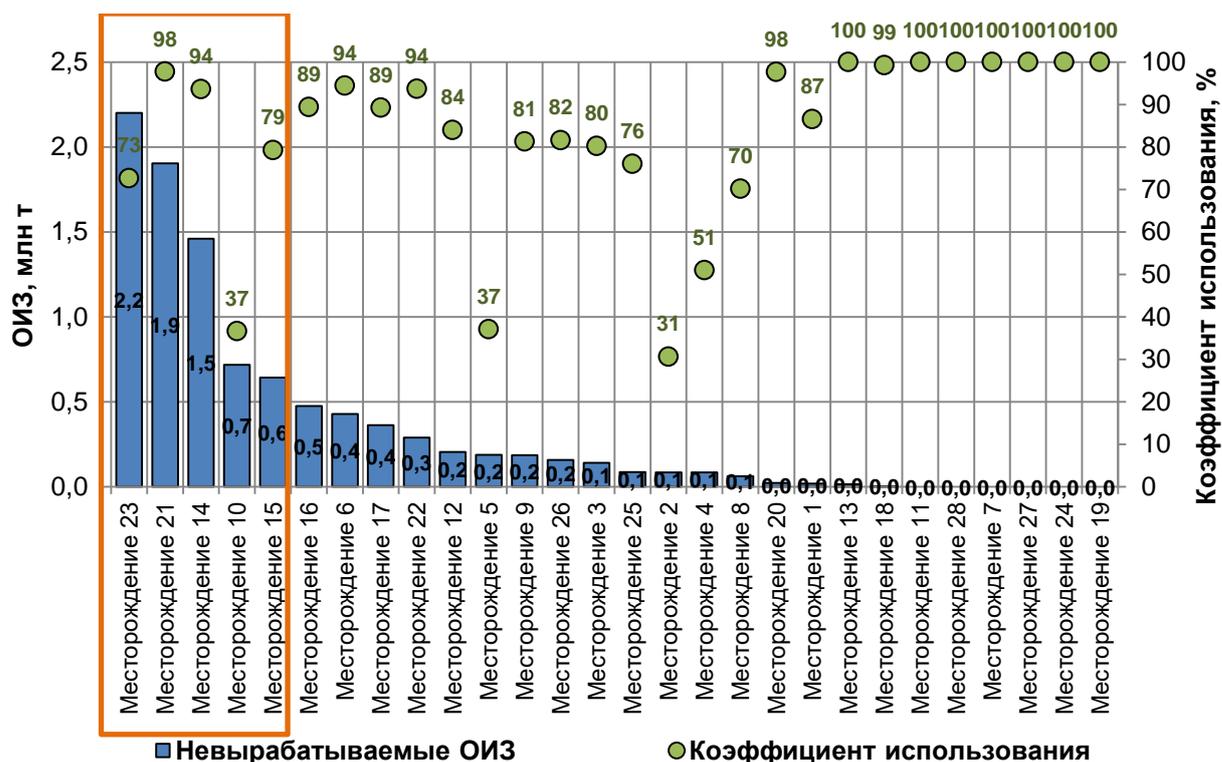


Рисунок 1.4 – Распределение месторождений по величине невырабатываемых запасов

На Рисунке 1.4 представлено распределение месторождений по эффективности разработки вовлечённых запасов, ранжированных по абсолютной величине невырабатываемых ОИЗ. На первые пять месторождений приходится семь миллионов тонн запасов, которые вовлечены по площадному признаку, однако согласно прогнозу не будут извлечены из недр. При этом, месторождения №21 и 14 обладают высоким коэффициентом использования, что указывает на то, что они обладают большой величиной вовлечённых запасов (крупные залежи или участки) и недостижение возможно связано с погрешностью прогнозов по характеристикам вытеснения. А вот оставшиеся месторождения из ТОП-5 обладают низким коэффициентом использования, что указывает на наличие факторов, осложняющих разработку. Эти месторождения являются первыми для дальнейшего более детального анализа разработки. Для примера дальнейшего анализа рассмотрим месторождение №23, находящееся на первом месте среди проблемных по использованию запасов.

Анализ коэффициента использования по участкам данного месторождения показал, что основные невырабатываемые запасы приурочены к отложениям терригенной толщи девона (ТТД). Наибольшей по величине невырабатываемых запасов является залежь пашийского горизонта, основные геолого-физические характеристики (ГФХ) которой представлены в Таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Геолого-физические характеристики пашийского горизонта

Параметр	Размерность	Значение
Тип коллектора	-	Терригенный, поровый
Средняя общая толщина	м	6,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	2,1
Коэффициент пористости	доли ед.	0,18
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,88
Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	0,307
Коэффициент песчаности	доли ед.	0,889
Коэффициент расчлененности	ед.	1,144
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	2,77

Как видно из Таблицы 1.2 объект обладает достаточно хорошими характеристиками – высокой проницаемостью и нефтенасыщенностью, насыщен нефтью низкой вязкости. На Рисунке 1.5 представлен схематический геологический профиль пласта.

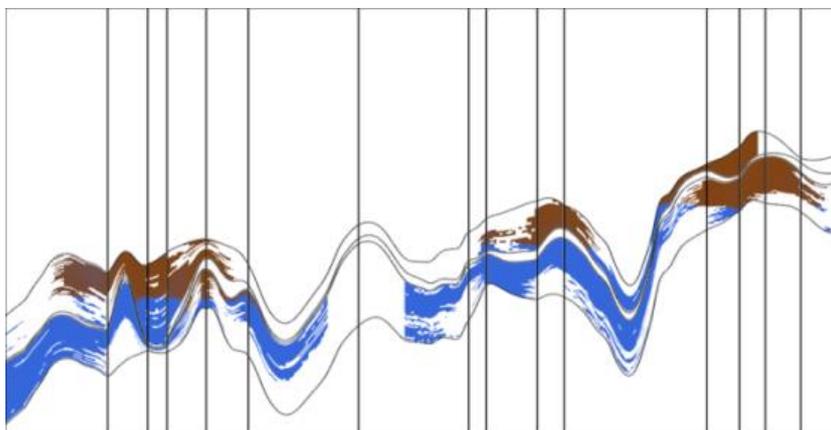


Рисунок 1.5 – Схематический геологический профиль отложений пашийского горизонта

Залежи пашийского горизонта имеют обширные водонефтяные зоны (ВНЗ), что может оказывать влияние на показатели разработки [12, 13]. На Рисунке 1.6 представлена карта текущих отборов по участку на момент проведения первичного анализа.

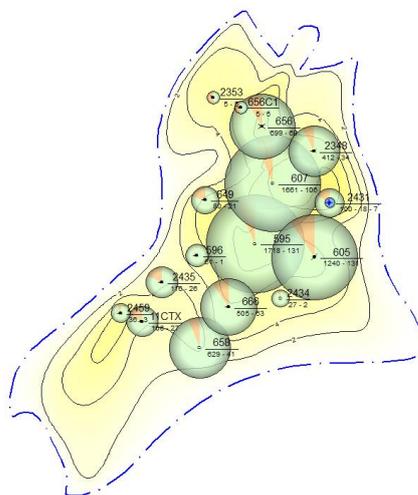


Рисунок 1.6 - Карта текущих отборов на момент первичного анализа

Основная залежь объекта разбурена по треугольной сетке наклонно-направленных скважин, с расстоянием между скважинами по 400 м. Разработка осуществляется на упруго-водонапорном режиме. Динамика основных показателей разработки представлена на Рисунке 1.7.

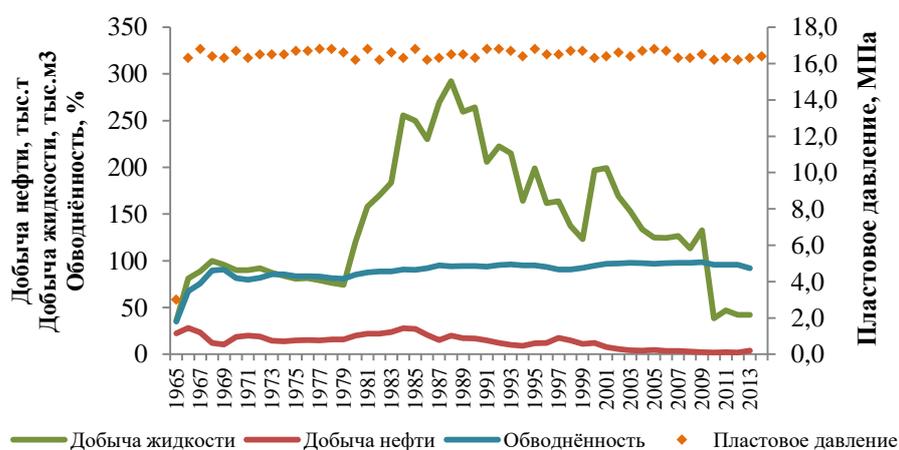


Рисунок 1.7 – Динамика показателей разработки по основной залежи пашийского горизонта

На основе анализа динамики показателей разработки выделяются две особенности, характерные для водо-нефтяных зон с активным аквифером – высокая обводнённость, которая появляется как при вводе скважин в эксплуатацию, так и при дальнейшей добыче, а также поддержание пластового давления на начальном уровне за счёт подошвенной воды. Схематичное отображение процесса обводнения скважин представлено на Рисунке 1.8.

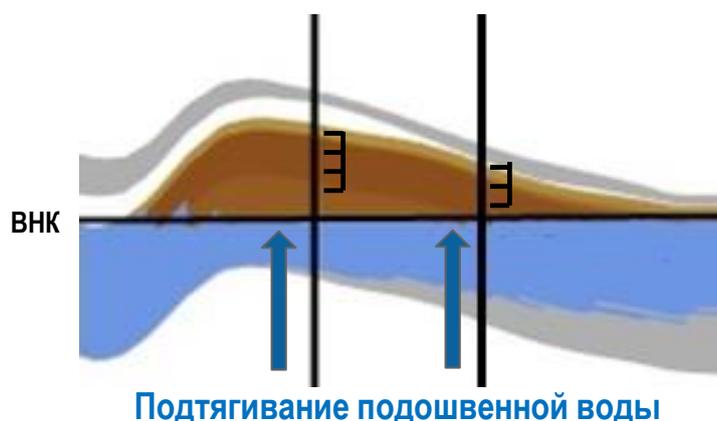


Рисунок 1.8 – Схематичное отображение обводнения скважин в ВНЗ

В процессе эксплуатации скважин происходит конусообразование [14-16] – процесс подтягивания воды к интервалу перфорации с постепенным его перекрытием. В таких условиях разработка при существующей системе не позволит достичь утверждённого значения КИН. Прогноз извлекаемых запасов по характеристике вытеснения изображён на Рисунке 1.9.

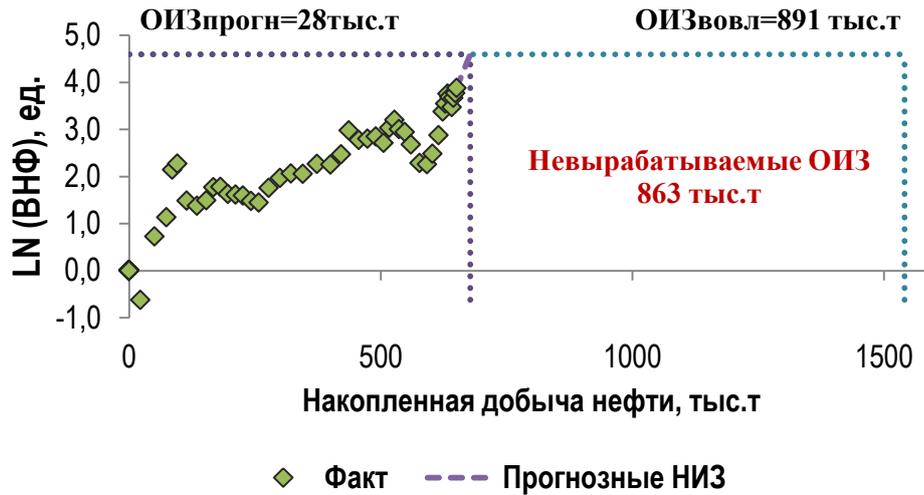


Рисунок 1.9 – Прогноз извлекаемых запасов по залежи при существующих условиях

Согласно прогнозу, при достижении предельной обводненности в 98% на залежи остаются невыработанными 863 тыс.т извлекаемых запасов. Прогнозный КИН составит 0,184 д.ед. при утверждённом 0,418 д.ед. На основе анализа применяемых методов разработки в осложнённых геологических условиях, применяемых на других месторождениях [17-20] в качестве наиболее перспективного направления выбрано бурение горизонтальных скважин с проведением ствола по кровле коллектора. В данном случае это позволит сократить время подтягивания воды и «гребнеобразования», а также повысить охват воздействием прикровельной нефтенасыщенной части пласта. С целью уточнения зон локализации остаточных запасов для последующего бурения скважин была построена секторная геолого-гидродинамическая модель (ГГДМ), результаты которой представлены на Рисунке 1.10.



продолжают успешно разрабатывать данный участок. На начало 2022 г. данные скважины отобрали 198 тыс.т нефти. Изменение характеристики вытеснения после бурения горизонтальных скважин представлено на Рисунке 1.11, а динамики добычи нефти в целом по участку на Рисунке 1.12.

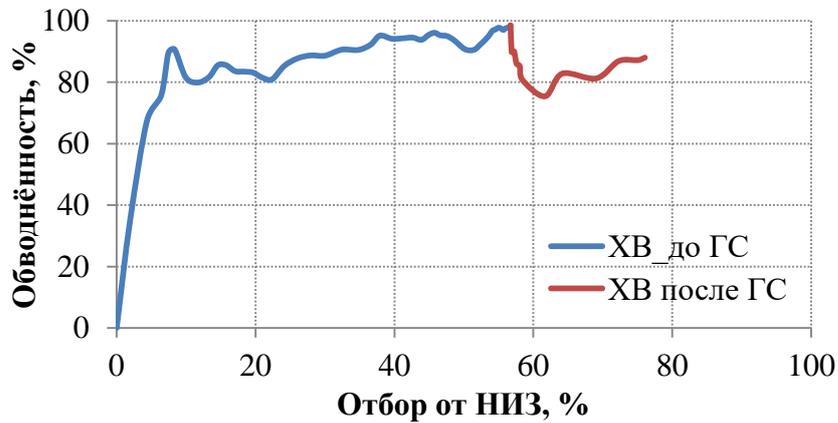


Рисунок 1.11 – Характеристика вытеснения по залежи

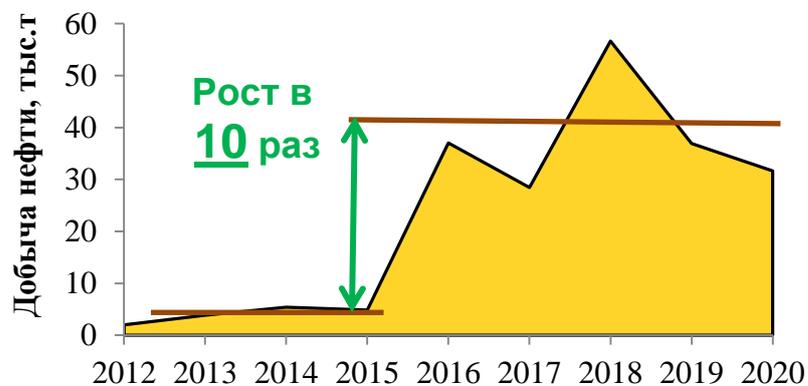


Рисунок 1.12 – Динамика добычи нефти по залежи

Бурение горизонтальных скважин позволило значительно повысить как эффективность разработки участка, так и интенсивность выработки остаточных запасов. Согласно прогнозу, при новой системе разработки вовлечённые запасы извлекаются в полном объеме.

Таким образом, реализовав описанный методический подход по оценке управлению ресурсной базой, на предприятии была сформирована программа

по повышению вовлечённости запасов в разработку, а также выявлены проблемные участки, на которых была запланирован и реализован комплекс мероприятий, направленных на повышение эффективности выработки вовлечённых участков.

## 1.2 Расширение круга льготимуемых объектов с трудноизвлекаемыми запасами для повышения активности вовлечения их в разработку

Согласно энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года [21] «в экономике Российской Федерации топливно-энергетический комплекс (ТЭК) занимает существенное место и играет роль базовой инфраструктуры, основы формирования доходов бюджетной системы Российской Федерации и крупнейшего заказчика для других отраслей». Одними из ключевых задач комплекса является: социальная ответственность, экологическая эффективность, инновационное развитие, а также переход от «локомотива развития» к «стимулирующей инфраструктуре». Целями являются как содействие социально-экономическому развитию страны, так и укрепление позиции в мировой энергетике. Основные вызовы ТЭК Российской Федерации представлены на Рисунке 1.13.

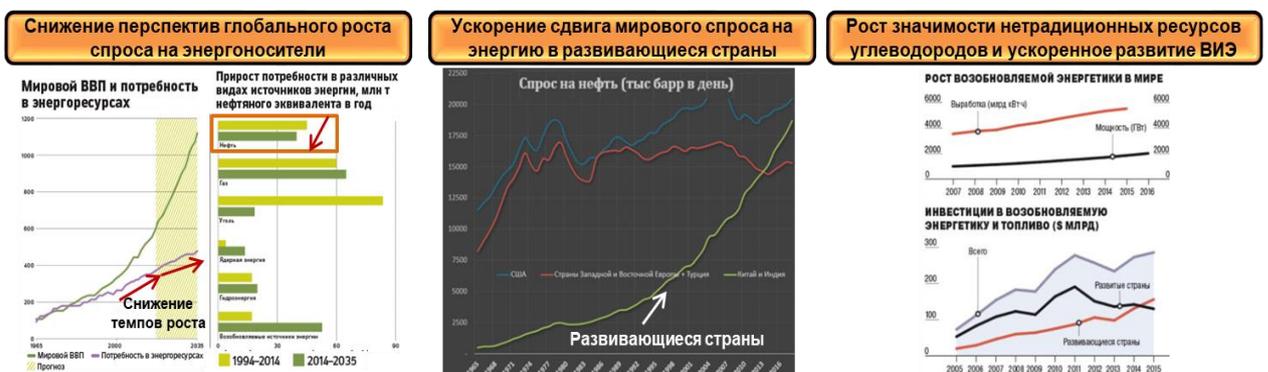


Рисунок 1.13 – Ключевые вызовы ТЭК РФ

Решение стратегических задач сопряжено с глобальными вызовами, указанными на Рисунке 1.13:

- снижение перспектив глобального роста спроса на энергоносители;
- ускорение сдвига мирового спроса на энергию в развивающиеся страны;
- рост значимости нетрадиционных ресурсов углеводородов и ускоренное развитие возобновляемых источников энергии.

Таким образом, тенденции изменения мировой экономики показывают, что поддержание и увеличение уровней добычи нефти является задачей сегодняшнего дня, а консервация запасов в долгосрочной перспективе может привести к отсутствию экономической целесообразности их разработки.

Экономическая эффективность зависит не только от системы разработки и правильности выбранных методов интенсификации, но также и от сценарных условий. В структуре ОПЕХ около 75% приходится на налоговые отчисления. В налоговом кодексе предусматривается послабления для участков трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ) [22-24], имеющих величину проницаемости не более  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Данный критерий был впервые применён в 2012 году и принимался на основе экспертной оценки. В различных научных и обзорных статьях не один раз поднимался вопрос о правильности применения указанного критерия, поскольку на эффективность разработки оказывают влияние множество различных факторов, некоторые из которых могут её существенно снизить. Применительно к Волго-Уральскому региону, этот вопрос обрел особую актуальность при начале активного освоения запасов карбонатных коллекторов. Разработка данных объектов не сопровождается снижением налоговой нагрузки, но при этом её эффективность зачастую даже ниже низкопроницаемых терригенных объектов. Детальное изучение данного вопроса и обоснование новых критериев определения ТрИЗ позволят повысить экономическую привлекательность карбонатных объектов для нефтяных компаний, что

способствует как более активному освоению запасов, так и расширению научной области знаний о них.

Одним из старейших регионов нефтедобычи является Приволжский Федеральный округ, в котором проживает около 30 млн человек. Степень выработанности основных активов в регионе составляет более 60%. На сегодняшний день топливно-энергетический комплекс является гарантией экономической и социальной стабильности всего региона. На указанной территории расположена Волго-Уральская нефтегазоносная провинция (В-У НГП), история развития которой началась с 1929 года. Условия осадконакопления определили особенность множества месторождений на данной территории – переслаивание высокопродуктивных терригенных и низкопродуктивных карбонатных отложений. Исторически, основными объектами добычи являлись более высокопроницаемые пласты, а карбонатные объекты планировалось разрабатывать в качестве возвратных. Разбуривание подобных объектов собственными сетками скважин, как правило, является экономически нецелесообразным, поэтому даже на текущий момент имеется большое количество законсервированных участков, содержащих значительное количество запасов нефти.

Одним из способов стимулирования интенсификации выработки запасов низкопродуктивных залежей является применение налоговых льгот. Согласно Налоговому кодексу Российской Федерации (НК РФ), при осуществлении процесса выработки залежей углеводородного сырья, пользователем недр выплачивается налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), за исключением лицензионных участков переведённых на режим налога на дополнительный доход (НДД). Для лицензионных участков на режиме НДПИ налог рассчитывается следующим образом:

$$\text{НДПИ}_{\text{нефть}} = Q_{\text{н}} \cdot (\text{НС} \cdot K_{\text{ц}} - D_{\text{м}}), \quad (1.3)$$

где  $Q_{\text{н}}$  – количество добытой нефти, млн т;

НС – налоговая ставка;

$K_{ц}$  - коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть;

$D_m$  - показатель, характеризующий особенности добычи нефти.

Показатель  $D_m$  включает в себя различные льготы и определяется по формуле:

$$D_m = K_{НДПИ} \cdot K_{ц} \cdot (1 - K_B \cdot K_3 \cdot K_d \cdot K_{ДВ} \cdot K_{КАН}) - K_K - K_{абт} - K_{МАН} \cdot C_{ВН}, \quad (1.4)$$

где  $K_{НДПИ}$  – налоговый тариф, руб./т;

$K_B$  – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов участка недр;

$K_3$  - коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр;

$K_d$  - коэффициент, характеризующий сложность добычи;

$K_{ДВ}$  - коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи;

$K_{КАН}$  - коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти;

$K_K$  – коэффициент, характеризующий увеличение ставки НДС на нефть через уменьшение вычитаемого показателя  $D_m$ ;

$K_{абт}$  - коэффициент, характеризующий надбавки за автомобильный бензин и дизельное топливо;

$K_{МАН}$  - коэффициент, зависящий от кратности переоформления лицензии;

$C_{ВН}$  - коэффициент, характеризующий добычу сверхвязкой нефти.

Льготирование низкопродуктивных коллекторов учитывается через коэффициент  $K_d$ . Согласно НК РФ [25] значение коэффициента  $K_d$  определяется по данным, указанным в Таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Определение значения показателя  $K_D$ 

Параметр	НДПИ = 0	$K_D$			
		0.2	0.4	0.8	1
Абс.проницаемость, мкм <sup>2</sup>	-	Не более $2 \cdot 10^{-3}$			остальное
Эфф.мощность, м	-	менее 10	более 10		
Степень выработанности Свзз (на 01.01.2012г.), %	менее 13	менее 3		менее 13	
Свита	Абалакская, Баженовская, Доманиковская, Хадумская	-	-	Тюменская	

Ключевым параметром предоставления льгот является величина абсолютной проницаемости коллектора, порядок определения которой представлен в работе [26]. Согласно таблице 4, налоговая льгота применяется к залежам, имеющим проницаемость не более  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а величина льготы дополнительно зависит от эффективной мощности коллектора. Также льготы предоставляются для нефти с вязкостью от 200 до 10000 мПа\*с в виде коэффициента  $K_{КАН}=0$ , а также для нефти с вязкостью более 10000 мПа\*с в виде коэффициента  $C_{ВН}=0,1$ . Таким образом, в текущей версии НК РФ учтены характеристики, оказывающее ключевое влияние на эффективность процесса выработки запасов. Однако, параметры эти учитываются отдельно, а приток нефти к скважине определяется описанными параметрами в совокупности. Радиальный псеводоустановившийся однофазный приток к скважине описывается формулой Дюпюи [27, 28]:

$$q = \frac{2\pi kh(\bar{P}_r - P_{wf})}{B\mu \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S_{tot} \right)}, \quad (1.5)$$

где  $q$  – приток флюида к скважине, м<sup>3</sup>/с;

$k$  – абсолютная проницаемость коллектора, м<sup>2</sup>;

$h$  – эффективная мощность коллектора, м;

$\mu$  – вязкость флюида, Па·с;

$B$  – коэффициент объёмного расширения флюида, ед.;

$\bar{P}_r$  – среднее давление на контуре питания, Па;

$P_{wf}$  – забойное давление в скважине, Па;

$r_e$  – радиус контура питания, м;

$r_w$  – радиус скважины, м;

$S_{tot}$  – совокупный скин-фактор, ед.

Как видно из формулы (1.5) на величину притока все вышеперечисленные факторы влияют одновременно, в т.ч. отношение проницаемости к вязкости, называемое подвижностью. Распределение объектов республики Башкортостан (РБ) по проницаемости представлено на Рисунке 1.14.

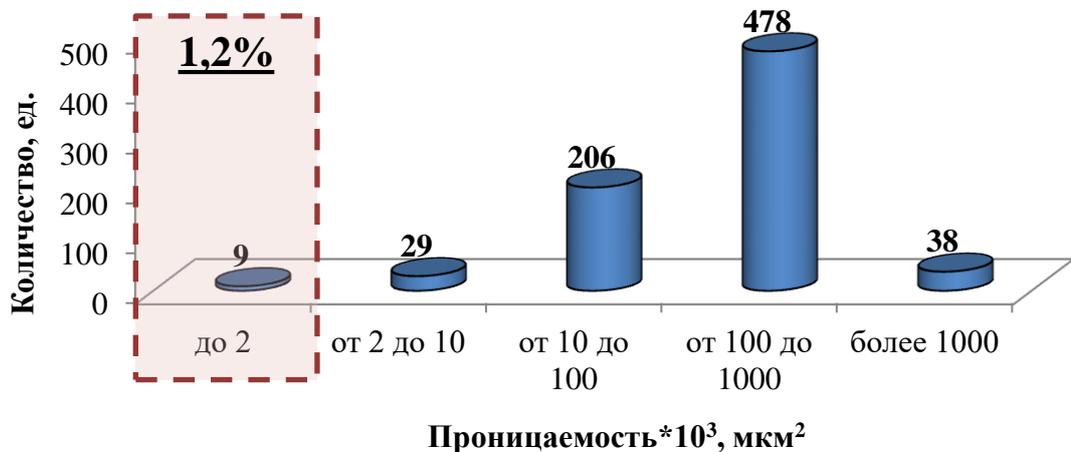


Рисунок 1.14 – Распределение объектов месторождений РБ по проницаемости

Геологические условия на территории В-У НГП сложились таким образом, что проницаемость сложнопостроенных карбонатных отложений превышает значение  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а вязкость нефти по большей части объектов не достигает значений 200 мПа·с, в среднем изменяясь от 20 до 70 мПа·с, т.е. объекты не льготируются по коэффициенту  $K_d$ .

Основные активы нефтяных компаний, имеющих льготу по сложности добычи, расположены на территории Западной Сибири. По таким объектам проницаемость не превышает  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, но при этом большинство нефтей относятся к категории «незначительной вязкости» изменяясь в большинстве случаев в пределах 1,0-3,0 мПа\*с. В итоге, на территории В-У НПП карбонатные коллектора имеют более высокую проницаемость в сравнении с льготируемыми объектами Западной Сибири, но при этом они насыщены значительно большей вязкости. В качестве примера на Рисунке 1.15 представлено распределение остаточных запасов льготируемых объектов Западной Сибири по показателю подвижности на месторождениях, разрабатываемых одним из недропользователей.

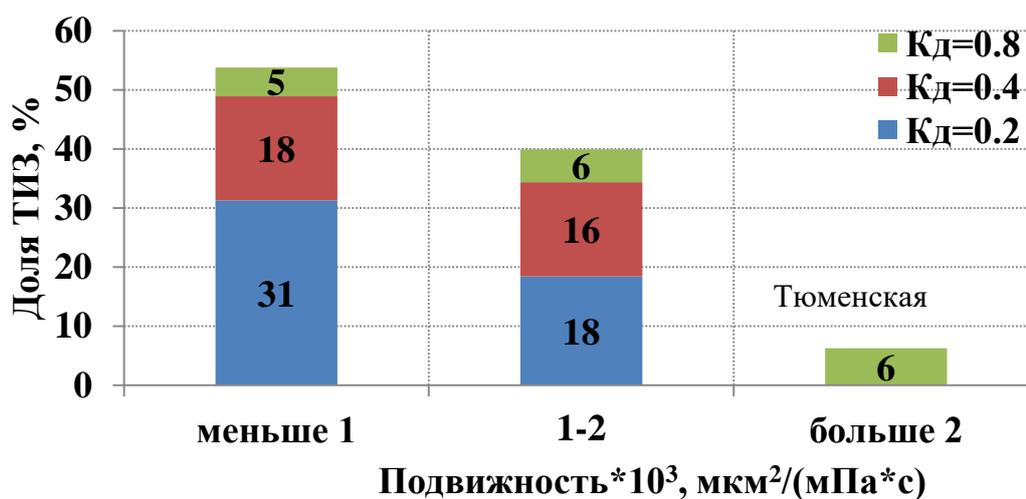


Рисунок 1.15 – Распределение долей остаточных запасов льготируемых объектов Западной Сибири по подвижности

Как видно из Рисунка 1.15, подвижность льготируемых объектов не превышает  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>/(мПа\*с), остальные льготируются по стратиграфической принадлежности к тюменской свите. Для сравнения на Рисунке 1.16 приведены показатели нескольким крупным активам Западной Сибири и карбонатным объектам В-У НПП.

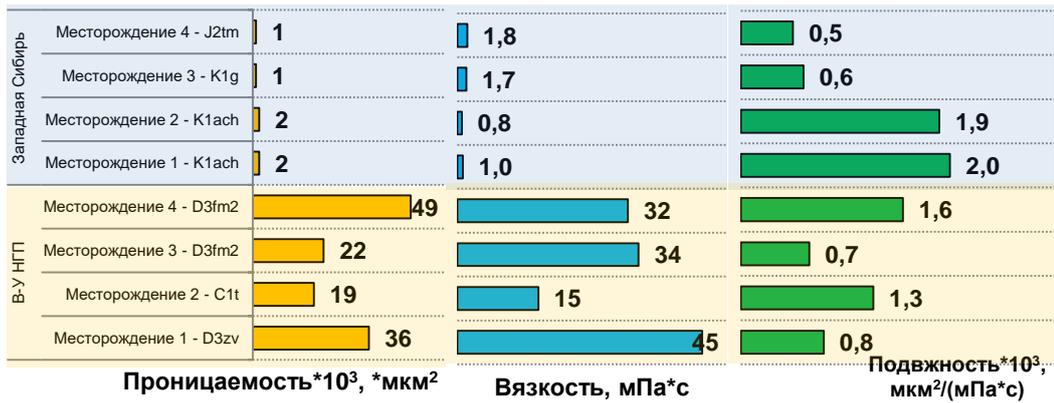


Рисунок 1.16 – Сопоставление параметров по льготуемым объектам Западной Сибири и карбонатам В-У НГП

Из Рисунка 1.16 видно, что более высокая проницаемость по В-У НГП компенсируется значительным ростом вязкости нефти, и показатель подвижности по обоим регионам имеет схожие значения. При этом объекты Западной Сибири льготуются по сложности добычи, а карбонаты Волго-Урала – нет. Данное различие не позволяет эффективно разрабатывать часть запасов сложнопостроенных коллекторов, приводит к постепенному увеличению доли законсервированных участков. Предлагается для карбонатных коллекторов при определении льгот по коэффициенту  $K_D$  перейти от порога проницаемости в  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> к значению подвижности, как отношения проницаемости к вязкости с пороговым значением не более  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>/(мПа\*с) и отказ от коэффициента  $K_{KAN}$ , учитывающего нефть с вязкостью более 200 мПа\*с. В данном случае, налоговое стимулирование может повысить экономическую привлекательность разработки подобных участков, и послужить толчком для недропользователей интенсифицировать их выработку. В качестве примера эффективности предложений рассмотрим заволжские отложения на одном из месторождений. Основные геолого-физические характеристики объекта представлены в Таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Геолого-физические характеристики

Параметр	D3zv.1	D3zv.2
Тип коллектора	порово-кавернозный	
Эффективная нефтенасыщенная мощность, м	4.0	3,9
Нефтенасыщенность, д.ед.	0.73	0.71
Пористость, д.ед	0.08	0.08
Проницаемость*10 <sup>3</sup> , мкм <sup>2</sup>	6	8
Песчанистость, д.ед	0.68	0.61
Расчлененность, ед	2,4	3,4
Вязкость нефти в пласт. усл., мПа*с	45,4	
Подвижность нефти*10 <sup>3</sup> , мкм <sup>2</sup> /(мПа*с)	0,1	

Объект включает в себя два пласта с проницаемостью  $6 \cdot 10^3$  и  $8 \cdot 10^3$  мкм<sup>2</sup>, вязкость нефти – 45,4 мПа\*с, подвижность составляет  $0,1 \cdot 10^3$  мкм<sup>2</sup>/(мПа\*с). Объект не льготируется по сложности добычи, содержит значительные остаточные запасы нефти, которые практически не разрабатываются – эксплуатация проводится единичным фондом, темп отбора от остаточных запасов составляет 0,01%. Сложное геологическое строение в виде низкой проницаемости, высокой вязкости, прерывистостью коллектора, расчленённостью определило стратегию разработки объекта в качестве возвратного – выработка планируется за счёт переводов транзитного фонда после выработки остальных пластов. В итоге запасы являются почти полностью законсервированными. Разбуривание собственной сеткой скважин является экономически нецелесообразным. Для оценки эффективности возможного льготирования рассмотрено три варианта разработки объекта:

- Вариант 1 предусматривается разработку объекта в качестве возвратного;

- Вариант 2 предусматривает ускоренное разбуривание объекта собственной сеткой скважин при текущих экономических условиях;

- Вариант 3 аналогичен варианту 2, но включает в себя льготирование по коэффициенту сложности добычи.

Вариант 1 является вариантом утверждённого проектного документа. На Рисунках 1.17 и 1.18 представлены варианты размещения скважин для описанных вариантов.

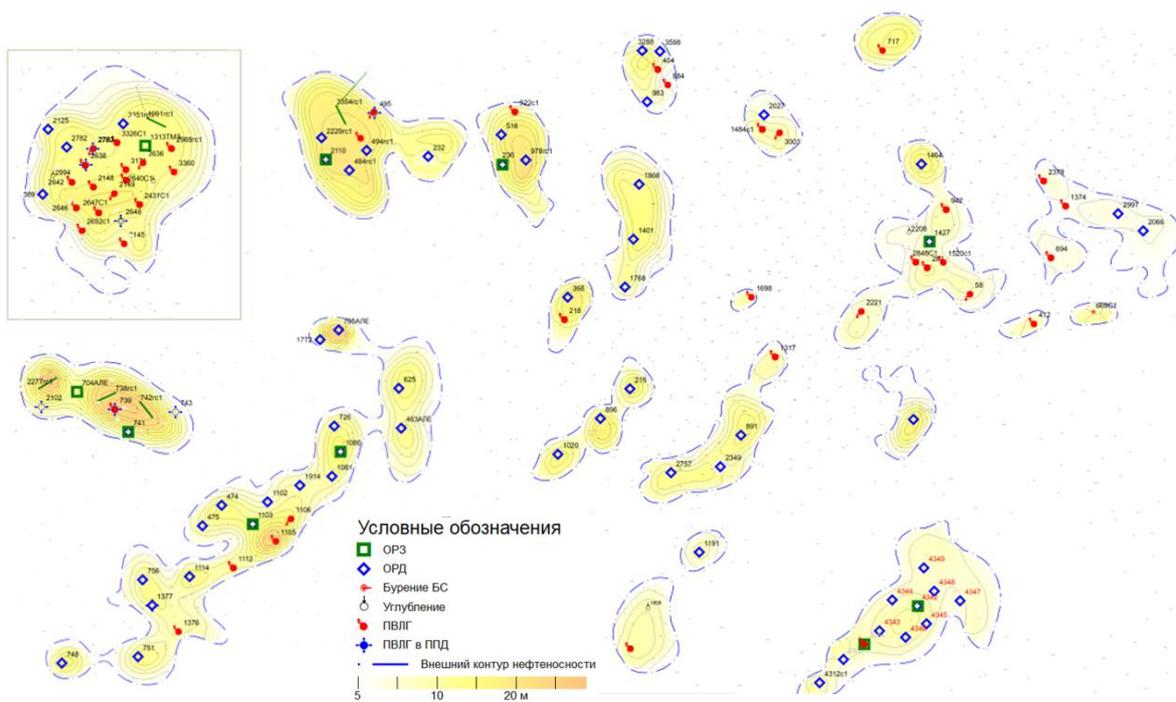


Рисунок 1.17 – Проектное размещение скважин по варианту 1

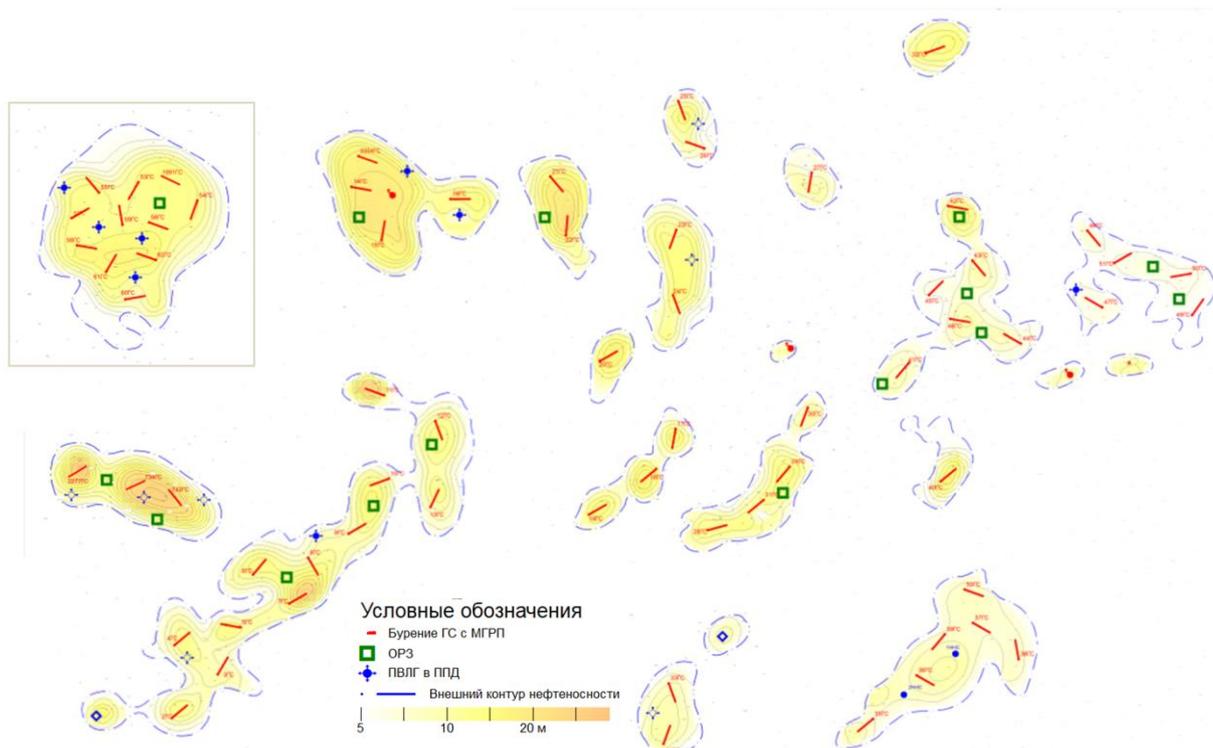


Рисунок 1.18 – Проектное размещение скважин по вариантам 2 и 3

Вариант 1 предусматривает разработку объекта треугольной сеткой наклонно-направленных скважин, вводимых в эксплуатацию с кислотным ГРП, для поддержания пластового давления планируется очагово-избирательное заводнение. По вариантам 2 и 3 объект разбуривается сеткой горизонтальных скважин с многостадийным кислотным ГРП и очагово-избирательной системой ППД. На Рисунке 1.19 представлен прогноз динамики добычи нефти по вариантам, полученный по результатам геолого-гидродинамического моделирования.

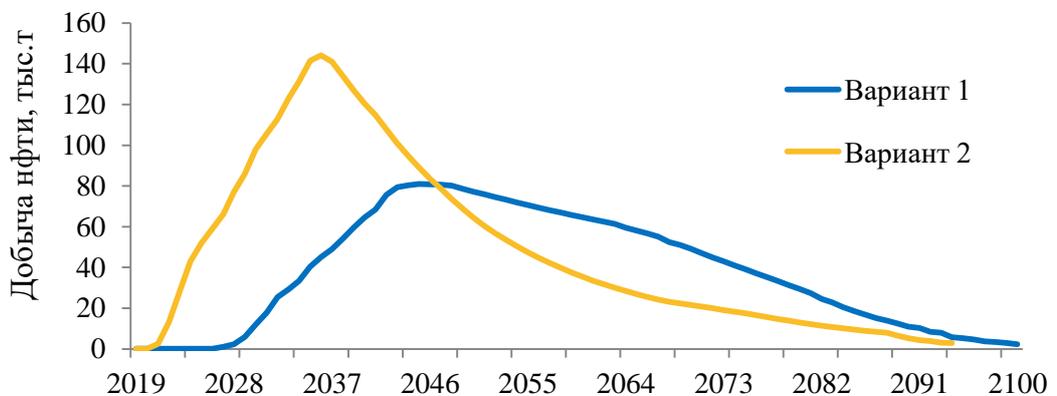


Рисунок 1.19 – Прогнозная динамика добычи нефти по вариантам

Вариант 2 с собственной сеткой скважин позволяет ввести объекта в активную разработку в более ранние сроки, обеспечить более высокий максимальный уровень добычи нефти, сократить общий срок выработки запасов и повысить величину технологического КИН. Однако этот вариант включает и значительно большие капитальные вложения на бурение скважин. Динамика чистого дисконтированного дохода (ЧДД) по вариантам представлена на Рисунке 1.20, на Рисунке 1.21 – сравнение дисконтированного дохода государства (ДДГ), а сводные результаты оценки экономической эффективности вариантов представлены в Таблице 1.6.

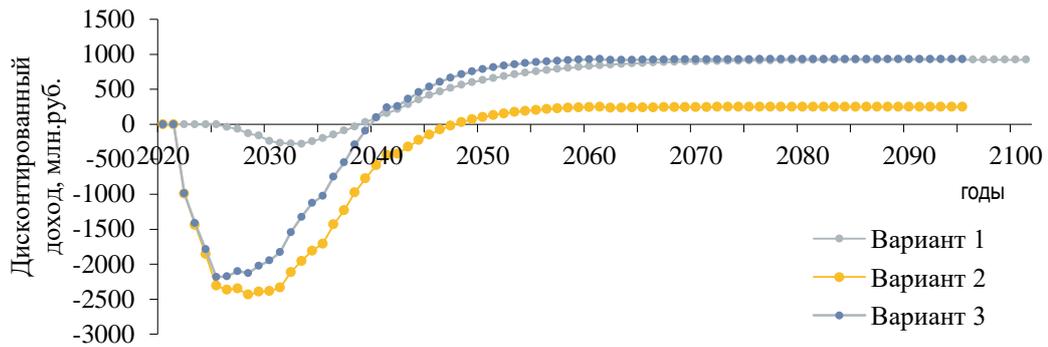


Рисунок 1.20 – Динамика ЧДД по рассмотренным вариантам разработки

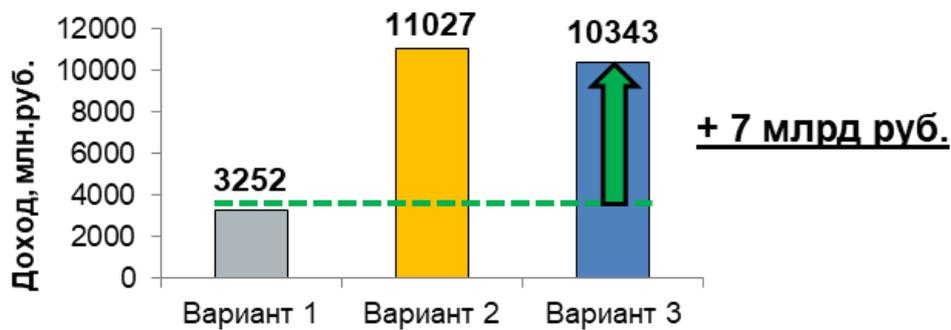


Рисунок 1.21 – Сопоставление ДДГ по вариантам

Таблица 1.6 – Технико-экономические показатели вариантов

Показатель	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Проектный срок, гг.	2019-2100	2019-2094	2019-2094
Рентабельный срок, г.	2099	2060	2060
Рентабельный срок, лет	81	42	42
Кап.вложения, млн руб.			
рентабельный срок	4989	12746,1	12746,1
проектный срок	4989	14607,2	14607,2
Эксплуатационные затраты, млн руб.			
рентабельный срок	72880,9	70707	68619,6
проектный срок	73218,5	86073,3	83985,8
NPV, млн руб.			
рентабельный срок	922,8	249,3	932,4
проектный срок	922,7	247,2	930,4
ДДГ, млн руб.			
рентабельный срок	3251,8	10952,6	10269,4
проектный срок	3251,9	11026,6	10343,4
КИН, д.ед.			
рентабельный срок	0,248	0,218	0,218
проектный срок	0,250	0,255	0,255
Топт	1,287	1,267	1,938

Согласно технико-экономической оценке с точки зрения недропользователя наименее выгодным является вариант 2 с разбуриванием объекта собственной сеткой без льгот [29, 30]. В итоге, как и в действующем проектом техническом документе, при текущих условиях более выгодным является вариант 1 – разработка транзитным фондом в более поздний период. При применении понижающего коэффициента  $K_d$ , определённого по показателю подвижности, вариант с разбуриванием становится более эффективным в сравнении с вариантом 1. По варианту 3 увеличивается и выгода недропользователя на 10 млн руб., и существенно возрастает доход государства – с 3251 млн руб. до 10343 млн руб., т.е. на 7 млрд руб. относительно утверждённого варианта. По данному варианту бурение скважин становится рентабельным, сравнение показателей бурения по вариантам 2 и 3 представлено в Таблице 1.7.

Таблица 1.7– Экономическая эффективность бурения

Вид ГТМ	Вариант	NPV, млн руб.	DPI, ед.	DPP, лет
ВНС	2	- 8.5	0.9	не окуп.
ВНС	3	8.7	1.1	6

Из Таблицы 1.7 видно, что опция бурения становится окупаемой только с применением налоговых льгот. В итоге, вариант 3 является более выгодным, как для недропользователя, так и для государства. По предварительной оценке, для возможного льготирования по значению подвижности с целью повышения темпов отбора запасов подходят около 5% остаточных запасов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

## Выводы к главе 1

1. Сформирован методический подход к мониторингу вовлечённости запасов в разработку для планирования мероприятий по их освоению.

2. На основе предложенной схемы мониторинга ресурсной базы возможна оценка эффективности вовлечения существующей структуры запасов, а также первичная оценка потенциальных капитальных вложений, необходимых для их полного освоения.

3. С целью контроля эффективности выработки запасов на вовлечённых участках предложен коэффициент использования запасов, основанный на прогнозе запасов по различным методикам (в рассматриваемой работе – по характеристикам вытеснения). Сопоставление величины остаточных запасов с коэффициентом использования позволило выделить наиболее проблемные участки с низкой эффективностью существующей системы разработки

4. На примере одного из участков рассмотрен один из подходов к дальнейшему анализу, на основе которого была сформирована и реализована программа дополнительного бурения горизонтальных скважин. Фактические результаты бурения подтвердили правильность выбранной стратегии дальнейшей разработки. Добыча нефти по участку увеличилась в 10 раз, существенно улучшилась динамика характеристики вытеснения. Согласно прогнозу при новой системе разработки извлекаемые запасы будут выработаны в полном объёме.

5. С целью повышение интенсивности и эффективности ввода в разработку запасов залежей со сложным геологическим строением рассмотрен вопрос изменения подходов к налоговому стимулированию. В качестве альтернативы существующей схеме льготирования по проницаемости предложен переход к показателю подвижности, учитывающему вязкость нефти.

6. На основе сопоставления ФЕС карбонатных объектов Урало-Поволжья с льготлируемыми объектами Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции предложено граничное значение подвижности для отнесения к ТриЗ -  $2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>/(мПа\*с). Дополнительно предложено отказаться от

коэффициента  $K_{KAN}$  в структуре расчёта НДС для исключения повторного учёта вязкости в структуре налогов.

7. На примере одного из объектов показана эффективность предлагаемых мер – за счёт налогового стимулирования недропользователь сможет ускорить ввод в активную разработку законсервированных запасов, повысить рентабельность проекта, а доход государства увеличивается в три раза, относительно текущей утверждённой стратегии разработки.

## **ГЛАВА 2 АЛГОРИТМ ОБОСНОВАНИЯ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТОВ СО СЛОЖНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СТРОЕНИЕМ**

Вторым ключевым этапом после анализа и структурирования ресурсной базы является определение оптимальной системы разработки [31-33]. Согласно правилам разработки месторождений углеводородного сырья [34] на этом шаге проводится обоснование следующих направлений:

- выделение эксплуатационных объектов;
- схема размещения и конструкции скважин;
- способы заканчивания;
- назначение и количество скважин (плотность сетки);
- режим работы залежей;
- рабочий агент для ППД и вытеснения углеводородов;
- методы увеличения нефтеотдачи и воздействия на призабойную зону

пласта.

При этом должны соблюдаться основные правила, предусмотренные действующим законодательством [35-37], наиболее важным из которых является: «соблюдение требований по рациональному использованию и охране недр, безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами, охране окружающей среды». От решений, принятых на основе анализа указанных выше пунктов, зависит последующая полнота выработки запасов, а также экономическая эффективность процесса разработки.

### **2.1 Повышение эффективности разработки залежей в терригенных коллекторах с анизотропией фильтрационно-емкостных свойств**

Наибольшее влияние на принцип формирования системы разработки оказывают особенности геологического строения рассматриваемого объекта.

Степень сложности строения месторождения устанавливается по характеристикам, указанным в [38]. Независимо от величины запасов месторождения разделяются на три типа, определяемых по характеристикам залежей, содержащих более 70% запасов. Описание указанных типов представлено в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Типы месторождений (залежей) по сложности геологического строения

Тип месторождения (залежи)	Описание
Простого строения	Однофазные, отсутствуют структурные нарушения, характеризуются выдержанностью фильтрационно-емкостных свойств по площади с разрезу
Сложного строения	Одно- и двухфазные, фильтрационно-емкостные свойства не выдержаны, могут присутствовать литологические замещения непроницаемыми породами, возможны тектонические нарушения
Очень сложного строения	Одно- и двухфазные, фильтрационно-емкостные свойства не выдержаны, могут присутствовать литологические замещения непроницаемыми породами, возможны тектонические нарушения, наличие коллекторов со сложной структурой порового пространства

Месторождения простого строения встречаются крайне редко. Наиболее распространены коллектора сложного и очень сложного строения, для которых вопрос определения оптимальной системы разработки приобретает особую сложность и требует детальной проработки всего цикла

проектирования – от тщательного изучения геологического строения до обеспечения процесса ликвидации месторождения после выработки запасов. На примере бобриковского горизонта одного из месторождений рассмотрен алгоритм повышения эффективности системы разработки с учётом сложного геологического строения объекта.

С палеогеографической точки зрения осадконакопление отложений бобриковского горизонта происходило в условиях обширной пологой прибрежной равнины, периодически заливаемой морем и рассеченной рукавами эстуария и каналами. В бобриковское время прибрежно-морские условия сменились прибрежно-континентальной обстановкой. Отлагались песчаные, реже глинистые и глинисто-углистые осадки. В радаевское время происходит дальнейший подъем территории и сокращение регрессирующего морского бассейна, которое распадается на отдельные лагуны и заливы. Здесь в прибрежно-мелководных и опресненных условиях происходит накопление мощных пластов алеврито-песчаных отложений и каменного угля.

На основе анализа поведения ГИС в 3336 скважин, в частности кривой альфаПС, выделены четыре основных вида фациальных зон: каналы, второстепенные каналы промоин, дельтовые равнины, а также фронт дельты и продельты. В результате составлена концептуальная седиментологическая модель, которая позволила локализовать и дифференцировать коллектор по типу осадконакопления [39-41]. Далее на основе концептуальной модели построена цифровая 3D модель осадконакопления отложений бобриковско-радаевского горизонта, представленная на Рисунке 2.1.

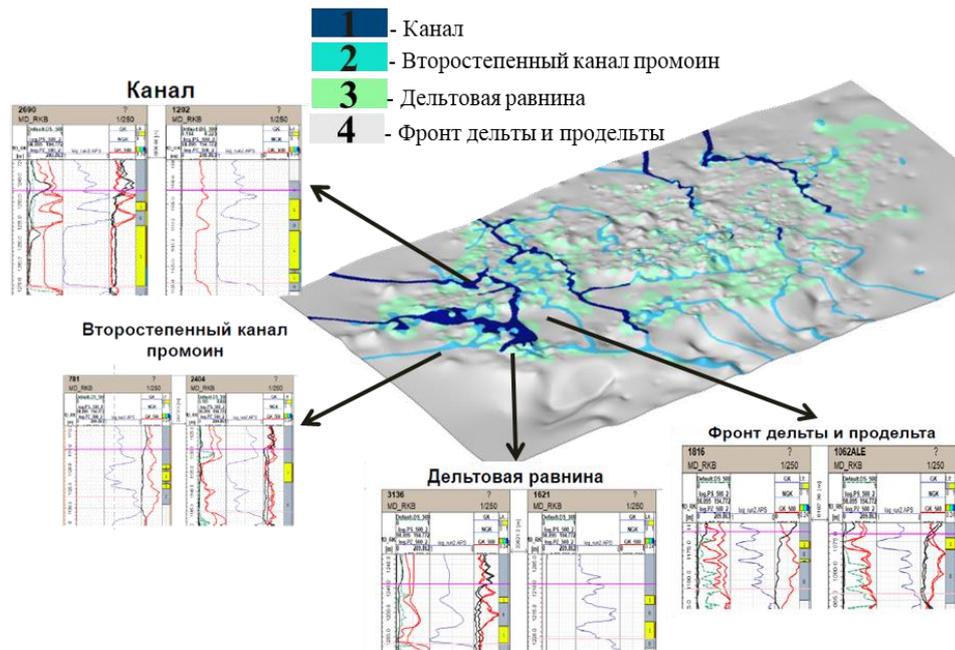


Рисунок 2.1 – Цифровая 3D модель осадконакопления отложений бобриковско-радаевского горизонта

Выделенные фациальные зоны характеризуются различными фильтрационно-емкостными свойствами, связанными с условиями их формирования. Основные параметры представлены в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Фильтрационно-емкостные свойства фациальных зон

Параметры	Группа для дальнейшего анализа			
	1	2	3	4
Фации	Канал	Второстепенный канал промоин	Дельтовая равнина	Фронт дельты и проделты
Пористость, д.ед.	0.24	0.24	0.23	0.22
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед	0.84	0.82	0.77	0.73
Нефтенасыщ.толщина, м	5.8	4.4	2.4	1.5
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0.861	0.778	0.511	0.475
Доля НГЗ, %	26	23	33	18

Как видно из Таблицы 2.2, фации, относящиеся к категории каналов, обладают лучшими свойствами в сравнении с дельтовой группой. С целью дальнейшего анализа влияния геологического строения на разработку объекта, фации объединены в две группы. Группа 1 включает фации каналов и

характеризуется высокими ФЕС, а группа 2 содержит дельтовые фации с ухудшенными свойствами. При этом геологические запасы распределены между двумя группами практически в равной степени, что показывает важность проведения детального анализа для каждой из групп.

Объект характеризуется не только анизотропией геологических свойств, но и различиями в сформированных системах разработки. На Рисунке 2.2 представлена карта накопленных отборов, совмещённая с распределением фаций по площади.

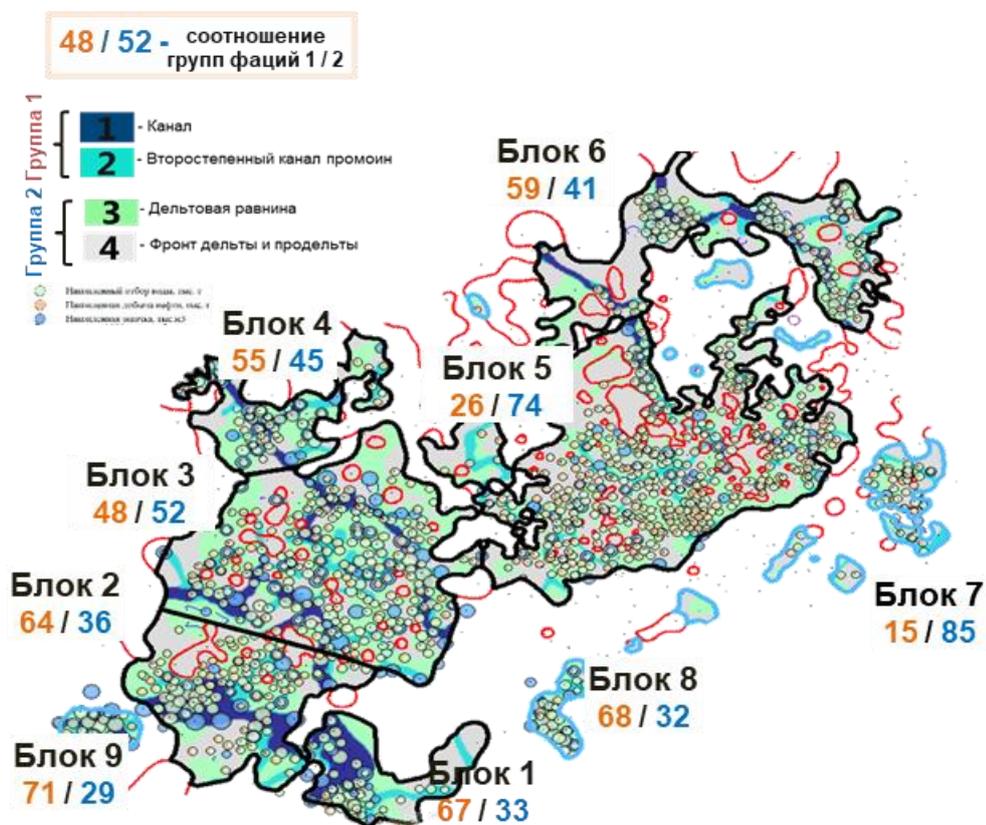


Рисунок 2.2 – Карта накопленных отборов и распределения фаций

На объекте изначально предусматривалось формирование системы разработки с треугольным размещением и расстоянием по 350-400 м между скважинами в сочетании с очагово-избирательной системой заводнения. В дальнейшем, по результатам уточнения геологического строения, система локально трансформировалась в неравномерную, чему также способствовал

перевод скважин с других объектов, отработавших там свои запасы. Особенно это повлияло на восточную часть объекта, характеризующуюся наиболее сложным строением, а также совпадающую в плане с основным объектом месторождения – пашийским горизонтом [42, 43]. В результате преобразований, на текущий момент в этой части плотность сетки скважин отличается от западной части объекта. С целью более детального анализа разработки вся площадь объекта была разделена на блоки, выделенные с учётом различий геологического строения и сформированной системы разработки. В результате сформировано девять блоков, указанных на Рисунке 2.2, по которым дополнительно отмечено соотношение геологических запасов, содержащихся в группах фаций 1 и 2. Основные показатели выделенным блокам представлены в Таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Основные показатели по блокам

Параметр	Номер блока								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Доля НГЗ, %	8	16	28	7	23	10	1	3	3
Доля ТИЗ, %	11	7	23	9	33	15	1	1	0,1
Текущий КИН, д.ед.	0,360	0,412	0,379	0,337	0,324	0,319	0,342	0,463	0,601
Отбор от вовл.НИЗ, %	91	91	87	91	82	83	77	94	99
Обводнённость, %	94	92	85	94	80	82	56	72	98
Перебывавший фонд (доб/наг), скв.	40 / 14	105 / 24	217 / 66	56 / 20	398 / 64	105 / 17	30 / 6	26 / 6	20 / 6
ПСС, га	29	24,3	22,7	23,1	15,9	25,3	14,9	15	18,3
Площадь блока, км <sup>2</sup>	12,9	28,8	58,2	15,0	92,0	43,1	7,6	5,0	4,1
Площадь неколлекторов, км <sup>2</sup>	0,3	1,9	4,0	1,6	23,9	10,5	0,5	0,1	0,0
Доля неколлекторов по площади, %	2	6	7	11	26	24	7	2	0
Нефтенас.толщина, м	4,1	4,0	3,6	3,8	2,9	3,9	2,5	4,2	4,3
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,635	0,705	0,654	0,676	0,582	0,589	0,547	0,718	0,768
Кпесчанности, д.ед.	0,46	0,38	0,29	0,28	0,20	0,22	0,23	0,40	0,45
Доля НГЗ фаций группы 1, %	67	64	48	55	26	59	15	68	71
Доля НГЗ фаций группы 2, %	33	36	52	45	74	41	85	32	29
Прогнозный КИН по ГДМ, д.ед.	0,369	0,436	0,432	0,382	0,362	0,351	0,387	0,482	0,603

Согласно Таблице 2.3, выделенные блоки характеризуются достаточно высокой степенью разброса различных параметров для проведения дальнейшего анализа. При сопоставлении в целом видно, что восточная часть объекта обладает меньшей проницаемостью и значениями нефтенасыщенных толщин, а также большей неоднородностью как по площади так и по разрезу, что видно из растущей доли площади замещения и уменьшения коэффициента песчаности. В западной части преимущественно сформированы более чистые, выдержанные, высокопродуктивные песчаники, что также отражается в увеличении доли запасов в группе фаций 1, относительно восточного направления, где преобладает вторая группа.

На основе анализа успешности применения высокотехнологичных методов [44-48] и с учётом различных условий геологической обстановки, для бобриковско-радаевского объекта была сформирована программа по испытанию технологий повышения эффективности выработки зон остаточных запасов:

- бурение горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов на участках высокой продуктивности, низкой вертикальной анизотропии проницаемости и хорошей выдержанности коллектора;

- проведение гидроразрыва пластов для зон высокой неоднородности и низких ФЕС.

Первые результаты бурения горизонтальных скважин подтвердили ожидаемую высокую эффективность применения данной технологии в предложенных условиях. Высокая разбуренность объекта и локализация остаточных запасов в виде небольших участков ограничивают бурение с точки зрения больших длин горизонтальных стволов, однако высокая продуктивность позволяет скважинам показывать экономическую рентабельность. Фактическое расположение горизонтальных стволов приведено на Рисунке 2.3.

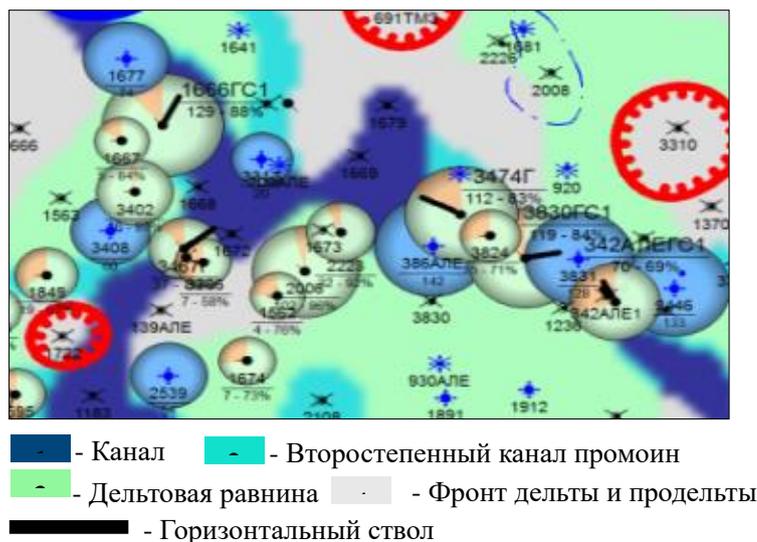


Рисунок 2.3 – Расположение ГС на фациальной карте

Согласно разработанной программе было пробурено шесть горизонтальных стволов. Результаты бурения представлены в Таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты бурения горизонтальных стволов

Тип скважины	Lг_общ, м	Lг_эфф, м	Запускные показатели			Накопленная добыча нефти, тыс.т *	Накопленное время работы, мес.*
			Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обв., %		
ГС	300	264	59,2	70,0	5	34	67
ГС	300	207	29,3	33,3	12	14	62
БГС	250	143	43,7	55,0	11	78	73
БГС	250	152	57,8	229,2	75	18	63
БГС	250	192	31,0	82,5	63	24	58
БГС	250	101	46,9	56,8	18	16	50
В целом	250-300	101-264	44,7	91,4	51	183	-

\* - эффект продолжается

Средний запускной дебит нефти по горизонтальным скважинам составил 45 т/сут, что в 20 раз выше текущего среднего дебита по объекту, который составляет 2,0 т/сут. По состоянию на 01.01.2022 г. за счёт бурения горизонтальных стволов отобрано более 180 тыс.т нефти, скважины продолжают успешно эксплуатироваться. Все горизонтальные стволы проводились в каналах, т.е. наиболее высокопродуктивной фации, чем была обеспечена их высокая эффективность. На основе полученных результатов с

использованием карты распространения фаций была составлена программа дальнейшего разбуривания участков локализации остаточных запасов с преимущественным содержанием фаций группы 1 горизонтальными скважинами.

Вторым направлением было проведение ГРП на участках группы фаций 2. Целями применения технологии в условиях повышенной вертикальной и латеральной неоднородности коллектора являются повышение связанности пропластков с различной проницаемостью с целью обеспечения равномерной выработки запасов, а также увеличение области дренирования для исключения застойных зон в межскважинном пространстве [49-51]. Основные результаты проведения ГРП представлены в Таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Показатели внедрения ГРП

Показатель	Значение
Количество операций, ед.	45
Удельная масса проппанта, т/м	2,0
Полудлина трещины ГРП, м	34
Прирост дебита жидкости, т/сут	19,9
Прирост дебита нефти, т/сут	6,4
Средняя длительность эффекта, мес.	28

Всего выполнено 45 операций со средним приростом дебита нефти 6,4 т/сут. Мониторинг экономической эффективности мероприятий показал, что доля рентабельных ГРП составляет более 90%, что показывает высокую успешность опытной программы. Результаты реализации данной программы легли в основу стратегии дальнейшего промышленного внедрения по всей площади объекта.

В результате обобщения результатов была составлена программа мероприятий на добывающем фонде, направленная на повышение эффективности выработки запасов. Успешность реализации подобной программы во многом зависит от энергетического состояния объекта,

которое поддерживается балансом отборов и закачки воды. Для анализа эффективности существующей системы заводнения был выполнен анализ ранее выделенных блоков, показатели по которым представлены в Таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Показатели энергетического состояния по блокам

Показатель	Номер блока								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Рпл нач, МПа	10,9								
Рпл текущее, МПа	10,1	10,7	10,8	10,5	10,8	10,8	10,9	10,8	10,7
Компенсация текущая, %	39	75	108	49	304	86	542	291	70
Накопленная компенсация, %	56	105	175	180	194	68	182	23	64
Доля фаций группы 1, %	67	64	48	55	26	59	15	68	71

В целом энергетическое состояние по всем блокам удовлетворительное, текущее пластовое давление на уровне начального. При этом отмечаются различные величины накопленной компенсации – от 23 до 194%. Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что выделенные блоки обладают разной эффективностью системы ППД [52-56]. На Рисунке 2.4 представлена зависимость доли скважин, реагирующих на закачку в очагах заводнения, от содержания запасов в группе фаций 1.

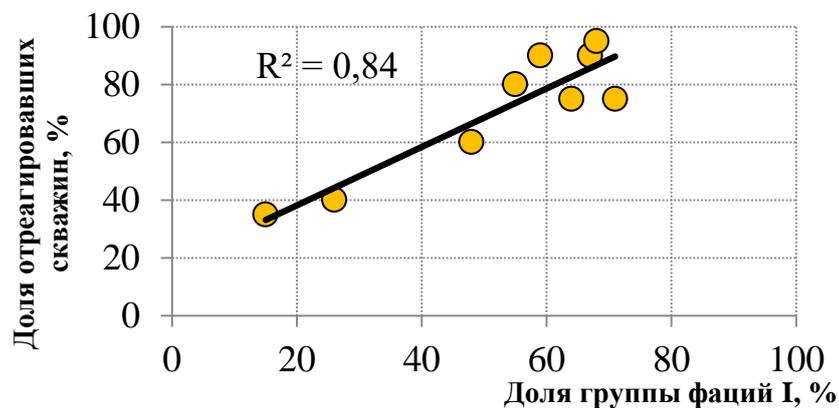


Рисунок 2.4 – Влияние ФЕС на эффективность закачки

Из Рисунка 2.4 видно, что качество коллектора напрямую влияет на эффективность заводнения – чем больше доля фаций группы 1, тем большее

количество скважин положительно реагируют на закачку. Это связано с тем, что группа фаций 2 характеризуются большей анизотропией свойств, прерывистостью коллекторов и низкой вертикальной связанностью. В подобных условиях фильтрационные потоки распределяются таким образом, что закачиваемая вода распространяется преимущественно в зоны лучших ФЕС, и часть скважин на закачку не реагирует. С учётом данного вывода, была составлена стратегия доформирования системы ППД, включающая увеличение закачки и организацию дополнительных очагов заводнения. При этом, в зонах ухудшенных ФЕС в связи с меньшей эффективностью закачки программа предусматривает организацию более жёсткой системы с точки зрения соотношения нагнетательного и добывающего фонда.

Бобриковского-радаевский объект характеризуется хорошей степенью изученности за счёт высокой разбуренности, проведения значительного количества гидродинамических, промыслово-геофизических, керновых и других лабораторных исследований. Достаточно большой и достоверный объём данных позволил построить полномасштабную гидродинамическую модель (ГДМ) с высокой точностью адаптации и прогнозной способностью. На основе данной модели были локализованы зоны остаточных запасов, а выполненный анализ с учётом фациальной обстановки позволил составить адресную программу мероприятий, включающую различный набор технологий. Составленная программа представлена на Рисунке 2.5.

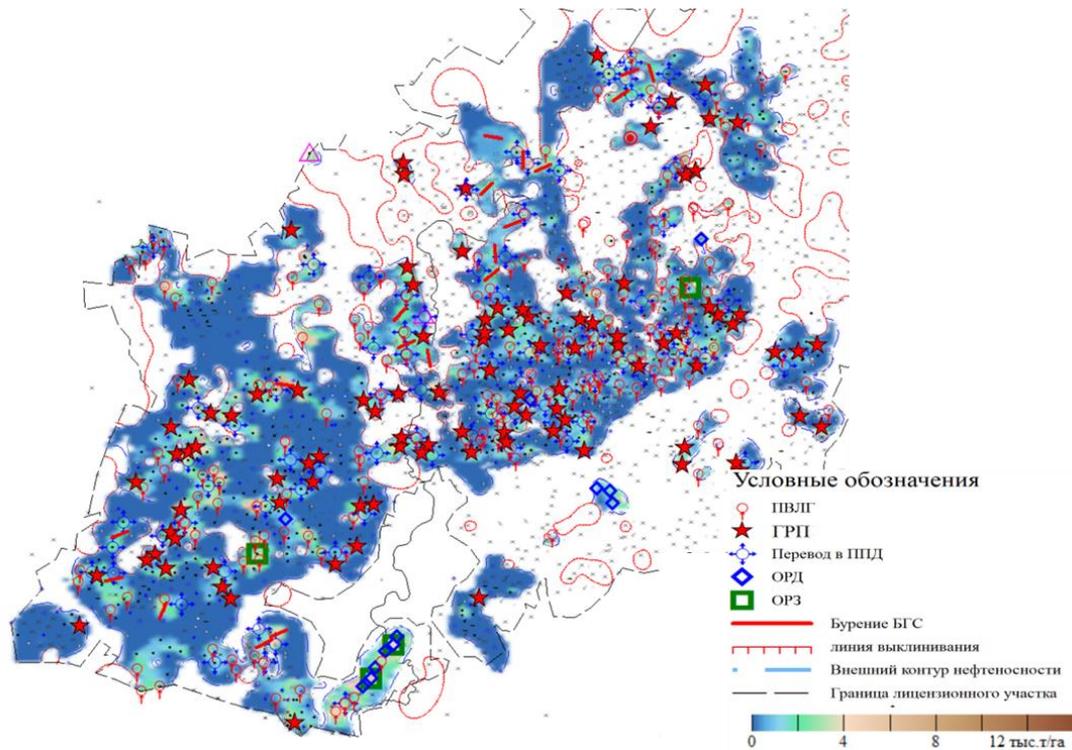


Рисунок 2.5 – Карта проектного размещения на карте текущих удельных подвижных запасов

Согласно расчётам на ГДМ, разработанная стратегия позволит дополнительно добыть более 5,5 млн т, что в полтора раза превышает прогнозную добычу базового фонда и позволит достичь КИН в целом по объекту, равный 0,460 д.ед. при прогнозном КИН, достигаемом при существующей системе разработки, равным 0,387 д.ед.

Соседние месторождения региона отличаются от рассмотренного меньшей изученностью и сформированностью систем разработки, а также отсутствием длительной истории разработки. В связи с этим, зачастую не представляется возможным построить качественную ГДМ, позволяющую осуществить выбор рациональной системы разработки. Прогноз величин КИН по статистическим моделям, использованных в других условиях, или просто привлечение аналогов имеет большую величину погрешности, что может напрямую повлиять на успешность принимаемых решений. При этом данное месторождение обладает достаточным набором информации для построения математических моделей, которые позволяют более точно

определить стратегию разработки для месторождений со схожим геологическим строением. Для решения данной задачи выполнен множественный регрессионный анализ [57, 58] влияния геолого-технологических параметров на прогнозную величину КИН, полученную по результатам прогноза работы существующего фонда на ГДМ. Исходные данные, использованные для анализа, представлены в таблице 13. В результате была составлена статистическая модель, отражающая влияние различных показателей на КИН [59-61]. Полученная модель ФЕС выглядит следующим образом:

$$\text{КИН} = 0,041 - 0,006 \cdot \text{ПСС} - 0,105 \cdot S_{\text{н}\backslash\text{к}} + 0,750 \cdot K_{\text{пр}} + 0,091 \cdot K_{\text{песч}}, \quad (2.1)$$

где КИН – прогнозная величина КИН, д.ед.;

ПСС – планируемая плотность сетки скважин, га;

$S_{\text{н}\backslash\text{к}}$  – доля неколлектора, представляющая из себя соотношение суммарной площади неколлекторов к общей площади рассматриваемого участка, д.ед.;

$K_{\text{пр}}$  – величина абсолютной проницаемости, мкм<sup>2</sup>;

$K_{\text{песч}}$  – коэффициент песчанности, д.ед.;

Полученная модель имеет множественный коэффициент корреляции  $R=0,92$  и медиану отклонения 4,6%. Однако, некоторые месторождения и участки обладают такой степенью изученности, которая не позволяет с достаточной уверенностью определить значения геологических параметров, участвующих в уравнении (2.1). По таким участкам возможно построение упрощённой модели, которая имеет меньшую точность, но при этом является достаточной для принятия первичных решений. Она требует построения фациальной модели, аналогичной рассматриваемому месторождению. При отсутствии достаточного количества скважинных данных необходимо

привлечение результатов 3D сейсмических исследований [62-64].  
Полученная модель фаций выглядит следующим образом:

$$\text{КИН} = 0,490 - 0,012 \cdot \text{ПСС} + 0,003 \cdot D_1, \quad (2.2)$$

где  $D_1$  – доля запасов, содержащихся в группе фаций 1, д.ед.

Полученная модель имеет множественный коэффициент корреляции  $R=0,84$  и медиану отклонения 8%. С использованием уравнений (2.1) и (2.2) на месторождениях со схожим геологическим строением можно выполнить выбор оптимальной системы разработки. На первом шаге необходимо подставить значения геологических параметров и затем, варьируя плотность стеки скважин, получать различные величины КИН для дальнейшей экономической оценки и выбора оптимальной стратегии. Сопоставление результатов, полученных на модели ФЕС и модели фаций с прогнозом на ГДМ, представлено на Рисунке 2.6.

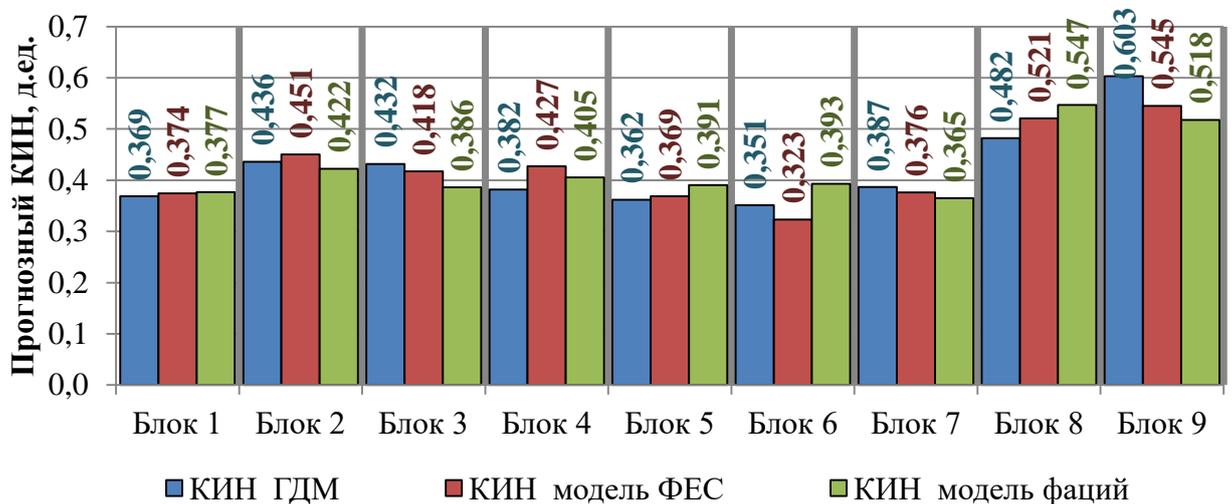


Рисунок 2.6 – Сопоставление КИН, полученных разными методами

Таким образом, результаты, полученные на бобриковско-радаевском горизонте рассматриваемого месторождения, с достаточной степенью

достоверности могут быть транслированы на другие месторождения для поддержки принятия решений в области разработки нефтяных залежей.

## **2.2 Научно-методическое обоснование технологических решений, направленных на оптимизацию разработки залежей в карбонатных коллекторах**

Особой сложностью отличаются задачи, связанные с карбонатными коллекторами [65-70]. Они обладают сложным геологическим строением, характеризуются высокой неоднородностью свойств, как по площади, так и по разрезу, имеют высокую изменчивость и прерывистость, зачастую низкопроницаемы и насыщены нефтью высокой вязкости, зачастую осложнены вторичной пустотностью. При этом в них содержится значительное количество запасов нефти, что делает их ценным активом, для раскрытия потенциала которого, необходимо выработать системный подход по освоению. Ключевыми вопросами в карбонатных коллекторах являются поиск наиболее перспективных для добычи участков, обеспечение высокой эффективности заводнения. Решение этих вопросов невозможно без детального изучения особенностей их геологического строения и их влияния на показатели разработки.

Рассмотрим в качестве примера отложения турнейского яруса на одном из месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Отложения турнейского яруса включают три продуктивных пласта – кизеловский (C1ksl), черепетский (C1crp) и упино-малевский (C1ml-up). Нефтеносность подтверждена в отложения кизеловского пласта, остальные являются водонасыщенными. Схематичный геологический профиль отложений представлен на Рисунке 2.7.

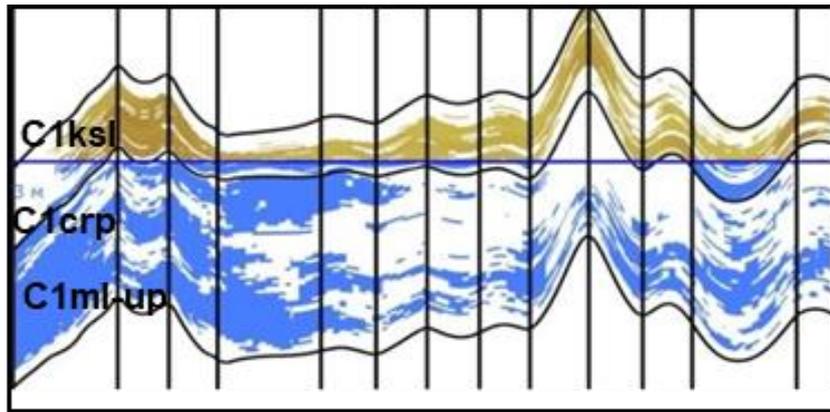


Рисунок 2.7 – Схематичный геологический профиль турнейского яруса

Объект имеет сложное геологическое строение, основные геолого-физические характеристики пласта C1ksl представлены в Таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Геолого-физические характеристики пласта C1ksl

Показатель	Значение
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	6,3
Пористость, д.ед.	0,10
Нефтенасыщенность, д.ед.	0,76
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,008
Песчанистость, д.ед.	0,6
Расчлененность	2,5
Вязкость нефти, мПа*с	31,2

По показателям Таблицы 2.7 пласт C1ksl низкопроницаемый, неоднородный, насыщен нефтью повышенной вязкости. Продуктивные пласты совпадают в структурном плане. Отложения характеризуются наличием вторичной пустотности. На Рисунке 2.8 представлены фотографии керна с характерными признаками трещин и каверн.

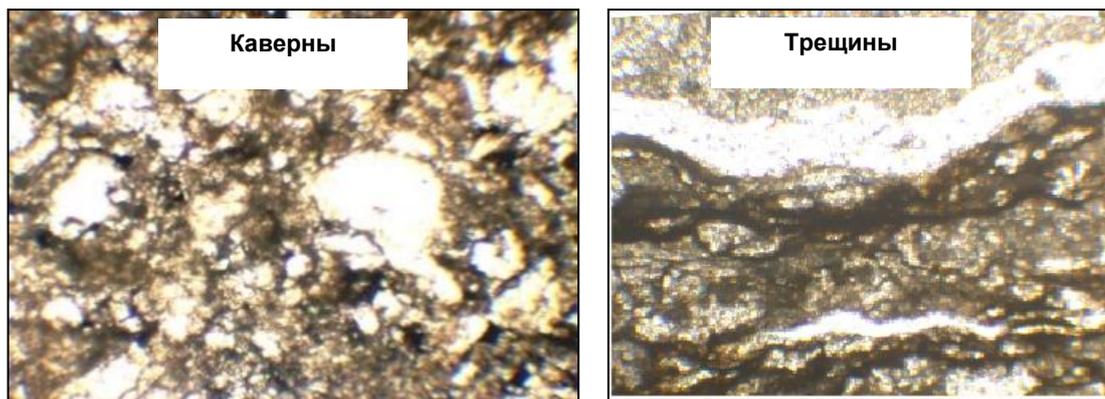


Рисунок 2.8 – Фотографии керн турнейского яруса

Особенности геологического строения оказывают влияние на показатели разработки объекта. Одной из отличительных черт работы скважин, является наличие воды в продукции скважин с момента запуска в эксплуатацию. Средняя запускная обводнённость составляет 35%, при том, что сам пласт C1ks1 имеет обширную чисто-нефтяную зону. На стартовую обводнённость и её дальнейшую динамику оказывают влияние несколько факторов.

Появление воды в продукции при вводе в эксплуатацию в основном объясняется наличием гидродинамической связи между пластами турнейского яруса. Пласты отделены друг от друга глинистой перемычкой толщиной от 0,5 до 4,0 м. При этом, за счёт наличия трещиноватости, отмеченной по данным керн, перемычка при наличии перепада давления становится проницаемой. Дополнительной нагрузкой на перемычку является техногенное воздействие при бурении. На Рисунке 2.9 представлена карта толщины глинистой перемычки, полученной по данным ГИС.

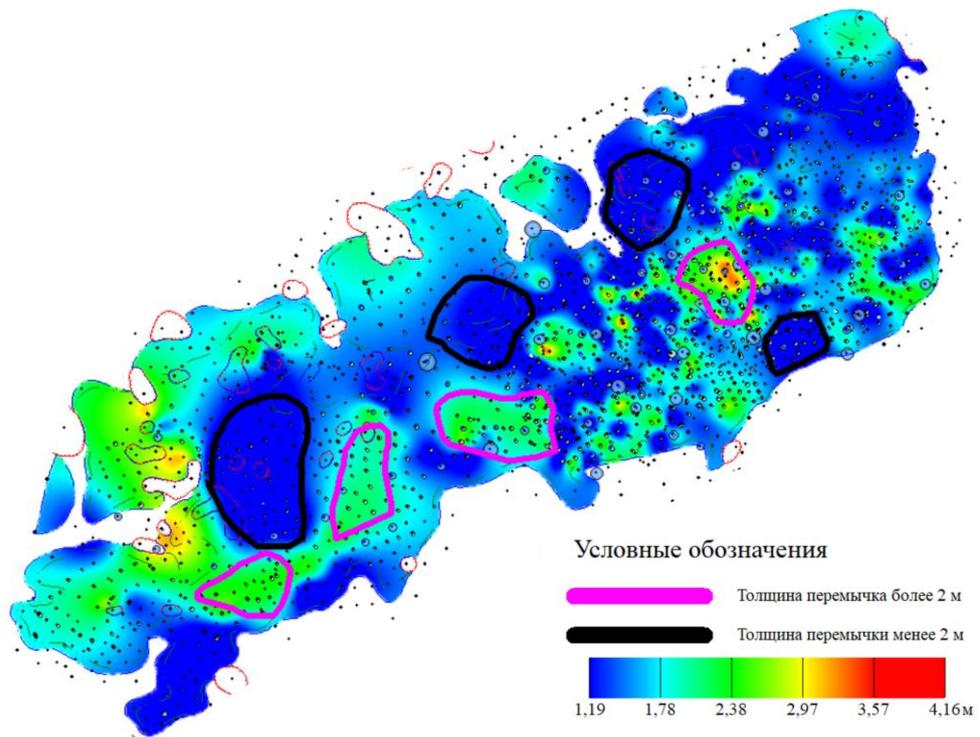


Рисунок 2.9 – Карта мощности глинистой перемычки между пластами C1ksl и C1cpr

На карте выделены несколько участков, на которых отмечаются различные мощности перемычки. Для анализа влияния толщины перемычки на обводнённость на Рисунке 2.10 представлен график средней запускной обводнённости по участку в зависимости от мощности перемычки.

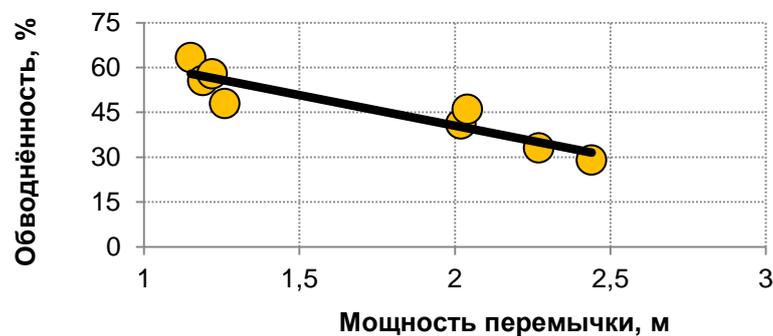


Рисунок 2.10 – Зависимость стартовой обводнённости от мощности глинистой перемычки

Согласно Рисунку 2.10, мощность перемычки напрямую влияет на среднюю запускную обводнённость продукции, что в дальнейшем будет характеризовать эффективность выработки запасов.

Одним из ключевых показателей, влияющих на динамику обводнения в процессе разработки является абсолютная глубина залегания коллектора – чем ниже структурная отметка, тем ниже начальная нефтенасыщенность и, соответственно, меньше запасов на участке. На Рисунке 2.11 представлено влияние структурного фактора на накопленный водо-нефтяной фактор, полученный по данным эксплуатации скважин.



Рисунок 2.11 – Зависимость накопленного ВНФ и абсолютной отметки залегания кровли коллектора

Согласно Рисунку 2.11, структурный фактор оказывает прямое влияние на обводнённость в процессе эксплуатации объекта.

Для выделения наиболее перспективных участков с точки зрения эффективности выработки запасов, выполнено картирование с учётом трёх факторов: толщины глинистой перемычки, структурного фактора и продуктивности в виде параметра проводимости – произведения проницаемости на эффективную мощность коллектора. Для их учёта выполнена нормировка на максимальные значения по следующим формулам:

$$K_i^{pot} = K_{i-n}^{pere} \cdot K_{i-n}^{str} \cdot K_{i-n}^{kH}, \quad (2.3)$$

где  $K_i^{pot}$  – коэффициент потенциальной эффективности участка, д.ед.;

$K_{i-n}^{pere}$  – нормированный коэффициент мощности глинистой перемычки, д.ед.;

$K_{i-n}^{str}$  – нормированный коэффициент структурной отметки кровли коллектора перемычки, д.ед.;

$K_{i-n}^{kH}$  – нормированный коэффициент проводимости, д.ед.

Нормированные коэффициент в свою очередь вычисляются по следующим формулам:

$$K_{i-n}^{pere} = K_i^{pere} / K_{max}^{pere}, \quad (2.4)$$

$$K_{i-n}^{str} = (1000 - K_i^{str}) / (1000 - K_{max}^{str}), \quad (2.5)$$

$$K_{i-n}^{kh} = K_i^{kh} / K_{max}^{kh}, \quad (2.6)$$

где  $K_i^{pere}$  – толщина глинистой перемычки в рассматриваемой точке, м;

$K_{max}^{pere}$  – максимальная толщина глинистой перемычки на залежи, м;

$K_i^{str}$  – значение абсолютной отметки в рассматриваемой точке, м;

$K_i^{kh}$  – значение проводимости коллектора в рассматриваемой точке, мкм<sup>2</sup>\*м;

$K_{max}^{kh}$  – максимальное значение проводимости коллектора на залежи, мкм<sup>2</sup>\*м.

Карты, построенные на результатах расчёта по формулам (2.4)-(2.6) представлены на Рисунке 2.12.

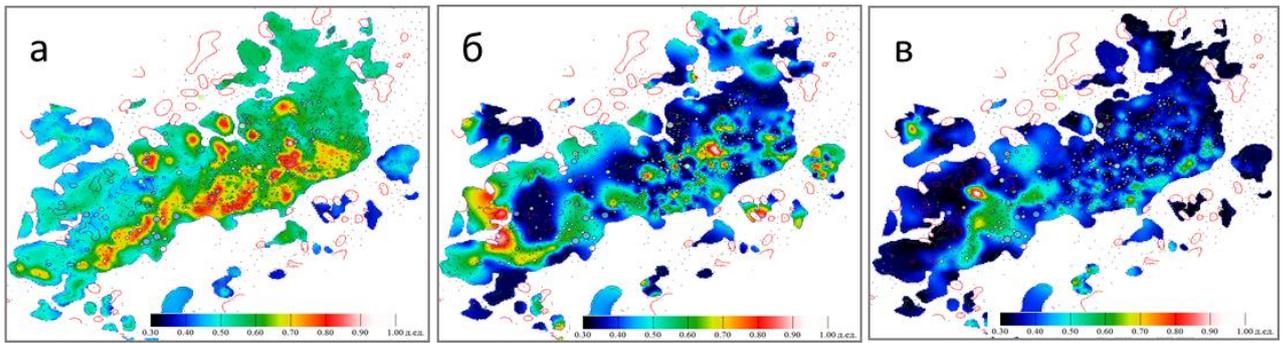


Рисунок 2.12 – Нормированные карты свойств коллектора:

а - нормированная карта кровли коллектора; б - Нормированная карта мощности перемычки; в – нормированная карта проводимости (кН)

Чем выше значения на представленных картах, тем лучше геологическая обстановка. В результате перемножения карт, отражённых на Рисунке 2.12, построена итоговая карта перспективности участков, представленная на Рисунке 2.13.

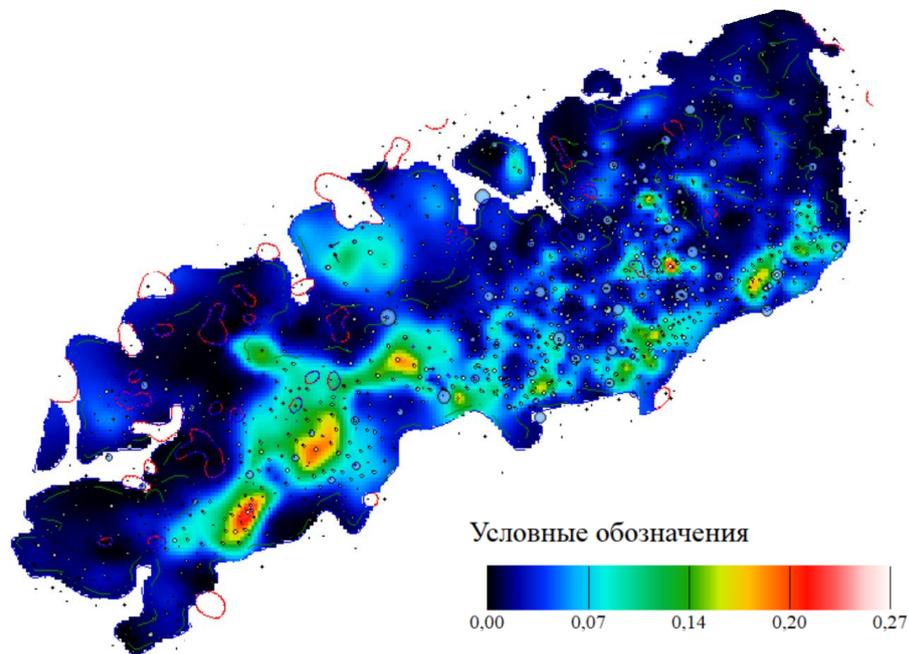


Рисунок 2.13 – Карта перспективности участков

На полученной карте наибольшие значения характеризуют потенциальную высокую эффективности разработки – низкую стартовую обводнённость и накопленный ВНФ, а также высокую продуктивность. Эти

участки являются первоочередными для планирования мероприятий, в т.ч. эксплуатационного бурения.

С целью оценки всего потенциала по выработке запасов для возможности дальнейшей оценки экономической рентабельности, необходимо оценить влияние плотности сетки скважин на конечный коэффициент нефтеизвлечения. Объект разделен на несколько участков, различающихся сформированностью системы разработки. Карта накопленных отборов с разделением на участки представлена на Рисунке 2.14.

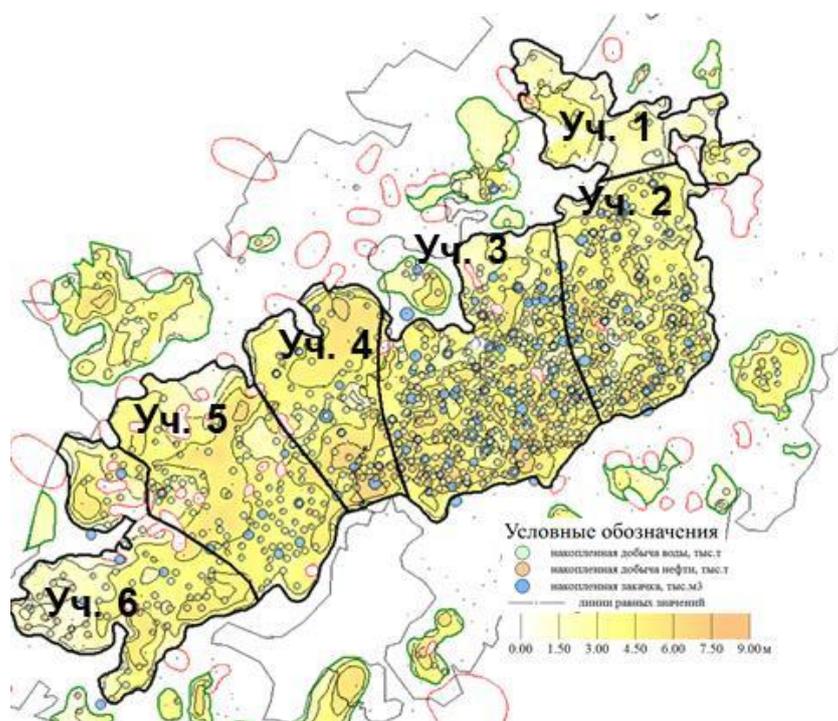


Рисунок 2.14 – Карта накопленных отборов с разделением на участки

На разбуренной части сформирована треугольная сетка с расстоянием между скважинами 400 м. Система ППД – очагово-избирательная. Выделенные участки имеют схожие фильтрационно-емкостные свойства, но различаются плотностью сформированной системы, для оценки достижения КИН выполнен прогноз на гидродинамической модели объекта. Результаты прогноза представлены на Рисунке 2.15.

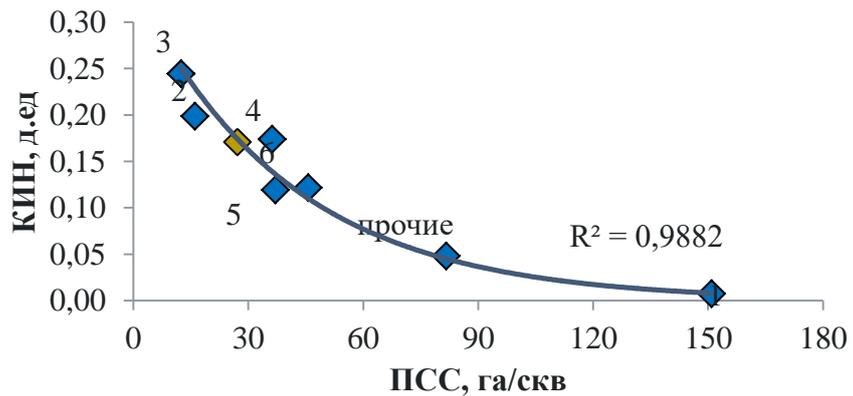


Рисунок 2.15 – Влияние плотности сетки скважин на величину КИН

Согласно полученной зависимости, величина КИН экспоненциально зависит от плотности сетки скважин. Зависимость выглядит следующим образом:

$$\text{КИН} = 0,3416 \cdot e^{-0,025 \cdot \text{ПСС}}, \quad (2.7)$$

Полученное уравнение (2.7) можно использовать для оценки КИН на неразбуренных участках, а также для других месторождений со схожими геологическими условиями.

Особенности геологии также оказывают влияние и на эффективность работы системы поддержания пластового давления. Наличие гидродинамической связи между пластами  $C1_{ksl}$  и  $C1_{cpr}$  негативно сказывается на заводнении, поскольку часть закачиваемой воды уходит в нецелевой водонасыщенный пласт  $C1_{cpr}$ , дополнительным негативным фактором является развитие трещин автоГРП [71-74]. Фильтрация закачиваемой воды по трещинам подтверждается результатами промыслово-геофизических исследований [75-78] в виде внутрипластовых перетоков между пластами, пример которых представлен на Рисунке 2.16.

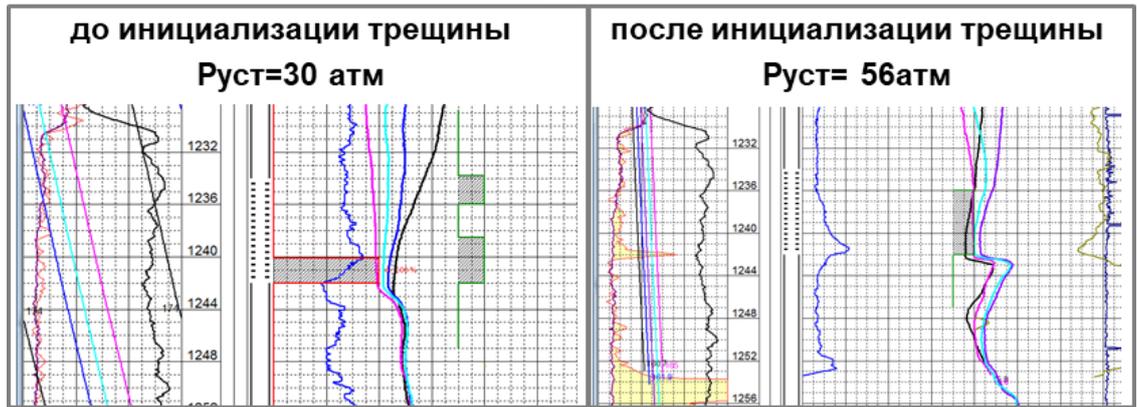


Рисунок 2.16 – Результаты промыслово–геофизических исследований на нагнетательной скважине

Как видно по Рисунку 2.16, при повышении устьевого давления появляются признаки работы трещин в виде перетока в нижележащий пласт, определяемые по отклонению термограммы и появлению радиогеохимического эффекта в нижних интервалах. Также присутствие работы трещин отмечается по данным гидродинамических исследований (ГДИС) [79-81], пример которых представлен на Рисунке 2.17.

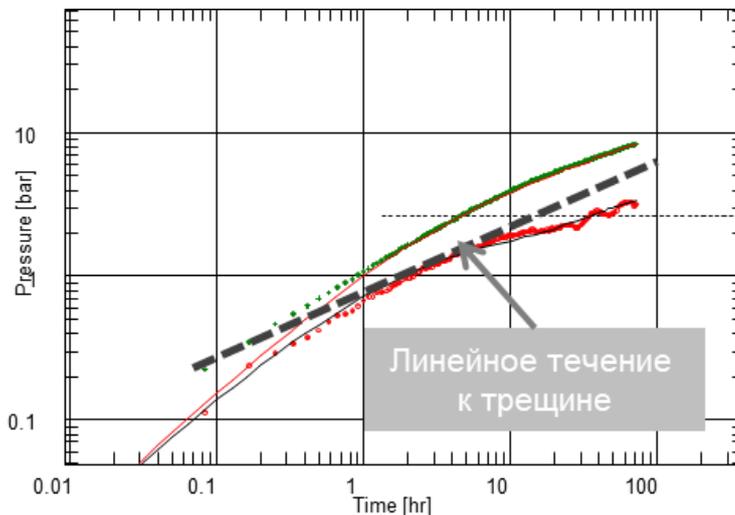


Рисунок 2.17 – Результаты гидродинамических исследований

По данным ГДИС отмечается наличие линейного течения по трещине автоГРП. Результат анализа динамики работы скважины по графику Холла [82, 83] представлен на Рисунке 2.18.

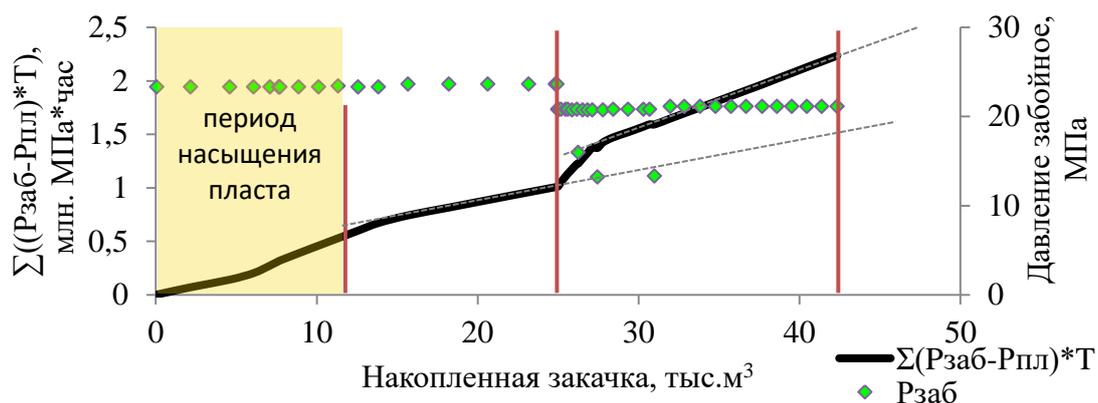


Рисунок 2.18 – График Холла по нагнетательной скважине

По графику 2.18 видно, что при ограничении закачки снижением забойного давления произошло изменение угла наклона кривой, т.е. изменился режим течения, что характерно для работы в режиме трещиноватости. На Рисунке 2.19 приведены результаты сопоставления приёмистости и забойного давления в нагнетательных скважинах, в которых происходили изменения режимов работы.

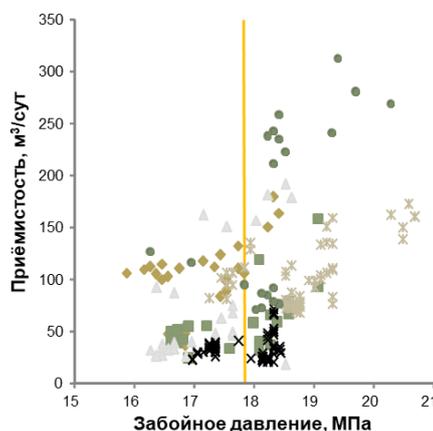


Рисунок 2.19 – Сопоставление приёмистости и забойного давления

В результате обработки статистической информации по исследованиям рост приёмистости отмечается при забойном давлении нагнетания более 17,5 МПа. Проблемой является то, что при меньшем давлении приёмистость

не позволяет обеспечить необходимую компенсацию отборов при существующей системе разработки.

Согласно расчётам методом материального баланса [84-86], доля ухода закачиваемой воды в нецелевые интервалы составляет 60-70%. При этом, по анализу динамики работы скважин отмечается положительное влияние закачки. На Рисунке 2.20 представлена статистика изменения показателей работы добывающих скважин после организации очага нагнетания.

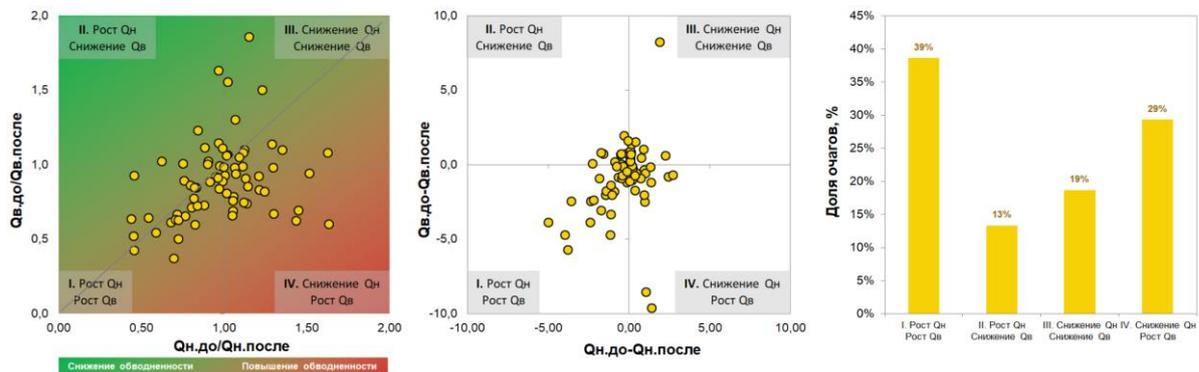


Рисунок 2.20 – Распределение очагов по изменению показателей после организации закачки

Согласно статистике на Рисунке 2.20, в 52% участков получен эффект в виде роста дебитов нефти в первый год организации ППД. По основной части оставшихся очагов изменения незначительны, эффект проявляется в виде стабилизации показателей. Таким образом, закачка в целом является эффективной, однако для поддержания её эффективности необходимо поддерживать высокую текущую компенсацию – для данного объекта на уровне 200%, поскольку часть закачки уходит в нижележащий водонасыщенный пласт. Для повышения эффективности закачки необходимо снизить давление, оказываемое на перемычку, с целью снижению величины перетоков. В связи с этим, для рассмотренного объекта была составлена стратегия повышения КПД закачки, предусматривающая снижение давления закачки и средней приёмистости в нагнетательных скважинах. При этом предусматривается увеличение охвата заводнением по площади за счёт

организации дополнительных очагов закачки, т.е. переход на более жёсткую систему ППД с точки зрения соотношения добывающих и нагнетательных скважин – текущее соотношение составляет 5/1, а целевое – 3/1. Это позволит обеспечить необходимую компенсацию без превышения порогового значения забойного давления в 17,5 МПа на нагнетательных скважинах. Также предусматривается проведение работ по закачке блокирующих составов с целью снижения утечек вниз и перераспределения закачки по площади [87-90].

## **Выводы к главе 2**

1. Разработан алгоритм, направленный на поиск путей оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов в коллекторах со сложным геологическим строением.

2. Для терригенных отложений бобриковско-радаевского горизонта одного из месторождений предложены пути совершенствования процесса разработки на основе детального анализа геологии, включающего фациальную модель и значения фильтрационно-емкостных свойств различных участков. На основе комплексного анализа выделенных фаций, распределения ФЕС, показателей разработки были сформированы программы бурения горизонтальных скважин в зонах с преобладающим содержанием фаций каналов и проведения ГРП в зонах с преобладанием дельт. Установлено прямое влияние ФЕС на эффективность заводнения в виде зависимости доли скважин, отреагировавших на закачку от доли запасов, содержащихся в группе фаций 1. По результатам составлена программа оптимизации и усиления системы ППД на объекте.

3. Успешная реализация и высокая эффективность первых мероприятий позволили расширить область внедрения разработанной стратегии на всю площадь объекта. Реализация сформированной программы позволит дополнительно добыть более 5,5 млн т и достичь величину КИН в целом по

объекту 0,460 д.ед. при прогнозном КИН, достигаемом при существующей системе разработки, равным 0,387 д.ед.

4. В результате обработки данных, подготовленных в ходе анализа, методом множественной регрессии получены две статистические модели. Данные зависимости позволяют выполнить оперативную оценку КИН на месторождениях с меньшей степенью изученности и отсутствием данных для построения собственной высокоточной ГДМ. Использование разработанных моделей способствует тиражированию опыта, накопленного при разработке рассмотренного месторождения, на залежи со схожим геологическим строением.

5. При анализе карбонатных формаций турнейского яруса представлено влияние мощности глинистой перемычки между пластами, определённой по ГИС, на стартовую обводнённость продукции. Отмечено влияние структуры залегания коллектора на эффективность разработки в виде накопленного водо-нефтяного фактора. Предложен алгоритм определения наиболее перспективных для разработки участков на основе нормированных карт геологической обстановки.

6. Выявлена зависимость величины КИН от плотности сетки скважин. Полученное уравнение можно использовать для оценки КИН на неразбуренных участках, а также на месторождения со схожими геологическими условиями.

7. Установлена причина низкой эффективности заводнения – развитая вторичная пустотность и работа нагнетательных скважин в режиме автоГРП, чем обусловлено наличие внутрипластовых перетоков в нижележащий водонасыщенный пласт. С учётом проведённого анализа составлена стратегия, предусматривающая снижение давления, оказываемого на перемычку для сокращения утечек закачиваемой воды. При этом предусматривается организация дополнительных очагов заводнения с формированием более жёсткой системы разработки с точки зрения соотношения добывающих и нагнетательных скважин.

### ГЛАВА 3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

После решения вопросов, связанных с управлением ресурсной базой и оптимальной системой разработки, возникает необходимость определения наиболее эффективных методов воздействия на ПЗП скважин. Целью проведения геолого-технических мероприятий является повышение охвата пласта воздействием с вовлечением в разработку труднодоступных запасов, а также интенсификация добычи нефти. Успешность применения ГТМ определяется правильностью подбора технологических параметров, а также определением влияния геологических особенностей на эффективность мероприятий.

Технология гидроразрыва пласта (ГРП) нашла широкое применение при разработке низкопроницаемых коллекторов, в том числе и в нашей стране [91-95]. Её эффективность подтверждена множеством результатов и статистических выборок как на территории Волго-Урала, так и на месторождения Западной Сибири, где большая часть новых скважин вводится в эксплуатацию сразу с ГРП. Статистический анализ показывает, что это позволяет значительно увеличить как текущие отборы нефти, так и величину КИН. В таких условиях, вопросы применения данной технологии носят, как правило, только уточняющий характер. Однако существующие аналитические модели не подходят для некоторых геологических групп – в первую очередь это многопластовые объекты с неравномерной выработкой запасов, а также карбонатные отложения. В первом случае, для многопластовых объектов с вертикальной анизотропией ФЕС, эффективность ГРП будет напрямую зависеть от правильности и точности оценки выработанности отдельных пластов. Прорыв трещины в полностью выработанный пласт либо недостаточное воздействие на пласт с остаточной подвижной нефтью, существенно снижают приросты дебитов нефти и экономическую эффективность операции. Для карбонатных объектов на

успешность ГРП также существенно влиянию оказывают коллекторские свойства. Таким образом, для указанных условий особую актуальность имеет задача поиска факторов, влияющих на эффективность ГРП. Решение данной задачи позволит существенно интенсифицировать выработку остаточных запасов в сложных геологических условиях.

### **3.1 Методический подход к выделению геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах**

Гидроразрыв пласта является на сегодняшний день одной из наиболее эффективных технологий для повышения эффективности разработки месторождений. Она нашла применение как при вводе в разработку новых залежей, так в условиях активной выработки запасов. Для успешной реализации ГРП требуется подбор оптимальных технологических параметров с учётом геологического строения участка. При этом также будут отличаться и методические подходы к их определению. Особой сложностью отличаются задачи применения ГРП на объектах, характеризующихся высокой степенью выработанности запасов. В подобных условиях требуется особая детализация подходов к определению скважин-кандидатов для обеспечения экономической эффективности мероприятий [96-98].

В качестве примера рассмотрен пашийской горизонт одного из месторождений, характеризующегося длительной историей разработки. Продуктивные отложения пашийского горизонта приурочены к крупной брахиантиклинальной структуре и характеризуются большой площадью распространения. Строение структуры асимметричное, юго-восточное крыло более крутое, северо-западное крыло более пологое. В отложениях пашийского горизонта выделены два продуктивных пласта: D3ps.1 и D3ps.2-3. Около 80% объёма нефтенасыщенных пород выделяется в нижнем пласте D3ps.2-3. Пласт D3ps.2-3 содержит наиболее выдержанные, отсортированные песчаники. Пласт в 740 скважинах представлен одним

прослоем коллектора, в 704 – двумя и в 773 - тремя и более прослоями. Верхний пласт D3ps.1 – песчаники мелкозернистые, кварцевые, иногда со значительной глинистостью, часто переходят в алевролиты различной зернистости, плохо отсортированы, малой толщины, литологически не выдержаны, на значительной части территории отсутствуют из-за полного их замещения алевролитами и аргиллитами. В 1039 скважинах вскрыто по одному прослою коллектора, в 580 – по два и в 110 – по три и более прослоя. Всего отложения пашийского горизонта вскрыли 2343 скважины. Основные геолого-физические характеристики пластов пашийского горизонта представлены в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Основные геолого-физические характеристики пластов пашийского горизонта

Показатель	Пласт	
	D3ps.1	D3ps.2-3
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,1	5,7
Пористость, д.ед.	0,18	0,22
Нефтенасыщенность, д.ед.	0,87	0,89
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,859	1,709
Доля начальных геологических запасов объекта, %	20	80

Отмечается ухудшение фильтрационно-емкостных свойств вверх по разрезу. Нефть пашийского горизонта по плотности легкая, с незначительной вязкостью.

Пашийский горизонт находится на завершающей стадии разработки, отобрано около 98 % от начальных извлекаемых запасов объекта, отборы нефти снижаются, разработка ведется с высокой обводненностью, фонд скважин выводится из эксплуатации в связи с достижением предельных значений параметров рентабельной эксплуатации. При этом остаточные запасы существенны, но для обеспечения их выработки необходима реализация комплекса мероприятий.

Согласно технико-экономическому обоснованию разработки, выполненному в начале 2000-х годов, прогнозировалось, что эксплуатация

пашийского горизонта станет нерентабельной в 2005 г. Сегодня, анализируя весь комплекс проведенных работ на объекте, можно с полной уверенностью сказать, что разработка в сложных геологических условиях на завершающей стадии может быть рентабельна и эффективна.

Целью работы является создание программы мероприятий для повышения степени выработки запасов путем обобщения показателей длительной истории разработки месторождения и оценки возможностей внедрения современных методов извлечения нефти. Основными задачами на текущей стадии разработки объекта являются: локализация остаточных запасов нефти, оценка эффективности проведения ГТМ, формирование стратегии довыработки запасов, детализация адресной программы геолого-технических мероприятий в условиях сложного геологического строения объекта. Эффективно сформированная стратегия работы с объектом, включающая комплекс исследовательских работ и внедрение новых технологий добычи нефти, позволит повысить интенсивность выработки запасов и улучшить экономические показатели разработки.

Эксплуатационный объект D3ps включает в себя оба пласта пашийского горизонта, разрабатывается с 1945 г. Разбурен кольцевыми рядами скважин с расстоянием 500x400 м. Площадь максимально охвачена бурением, достигнута плотность сетки скважин в 25,1 га. Основные этапы формирования системы разработки представлены на Рисунке 3.1.

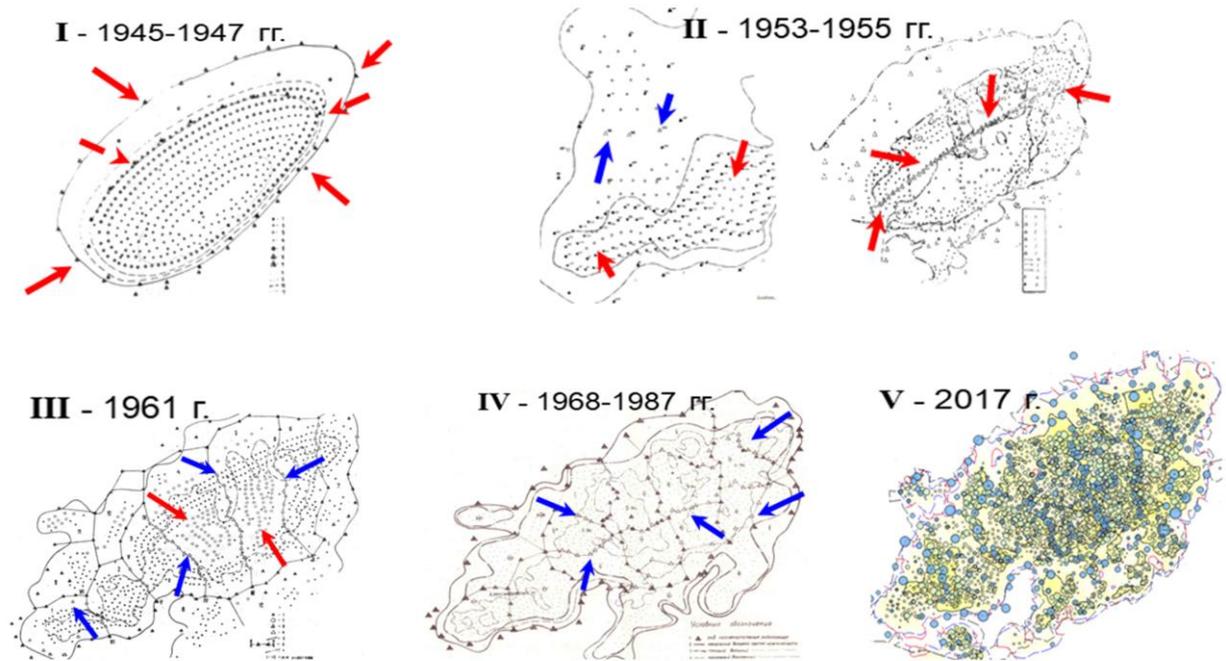


Рисунок 3.1 - Этапы формирования системы разработки

Совершенствование системы разработки объекта, описанное в работах [99, 100], происходило с непрерывным развитием системы ППД и включает следующие основные этапы:

- 1) разработка кольцевыми батареями, законтурное заводнение;
- 2) отделение водонефтяной части залежи от нефтяной рядом нагнетательных скважин и ее разработка как самостоятельного объекта с размещением скважин по сетке 400x500 м, внутриконтурное заводнение;
- 3) дополнительное разрезание рядами нагнетательных скважин, организация очагового заводнения;
- 4) развитие очагового заводнения, дополнительное разрезание;
- 5) очагово-избирательная система ППД в сочетании с законтурной.

Инновационные для своего времени подходы к разработке, и непрерывный процесс научного сопровождения позволили на текущий момент достичь коэффициента извлечения нефти, равного 0,594 д.ед. Совершенствование системы разработки обеспечило высокий коэффициент охвата объекта вытеснением, который составляет 0,877 д.ед. Высокая

эффективность подходов к разработке данного объекта позволила тиражировать опыт на объекты со схожим геологическим строением.

Развитие системы разработки с трансформацией системы ППД позволило максимально охватить площадь пашийского горизонта разработкой. В связи с этим наибольшие перспективы локализации остаточных запасов связаны с поиском их по разрезу и применением различных технологий отбора остаточных запасов [101-104].

На основании данных о более сложном геологическом строении верхнего пласта D3ps.1 сделано предположение о преимущественной локализации в нём остаточных запасов объекта. Выполненный комплексный анализ данных о фактической работе скважин, промыслово-геофизических исследований, геолого-технических мероприятий и результатов уплотняющего бурения позволил уточнить геолого-гидродинамическую модель объекта, которая подтвердила локализацию запасов преимущественно в верхнем пласте D3ps.1. Пример по кубу нефтенасыщенности из гидродинамической модели, демонстрирующий зоны локализации остаточных запасов, приведен на Рисунке 3.2.

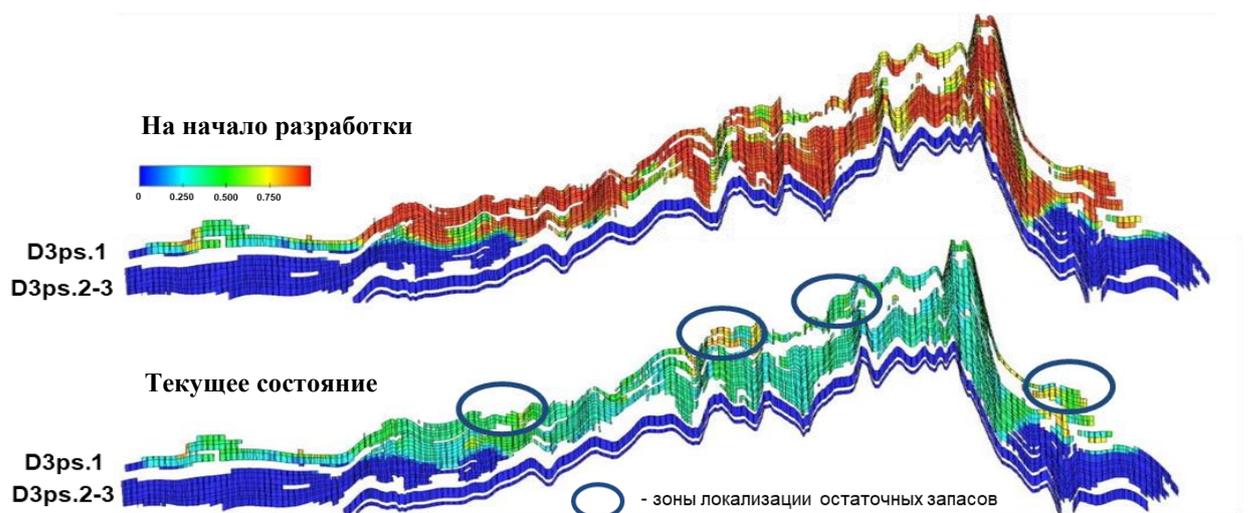


Рисунок 3.2 – Сопоставление кубов начальной и текущей нефтенасыщенности из гидродинамической модели объекта

Всего на объекте перебивали в эксплуатации 1672 добывающие и 507 нагнетательных скважин, что составляет 93% фонда, вскрывшего отложения пашийского горизонта. В зоне совместного залегания пластов D3ps.1 и D3ps.2-3 находятся 1226 скважин, из которых в 878 скважинах были перфорированы оба пласта.

Контроль выработки запасов на месторождении осуществляется проведением широкого комплекса промыслово-геофизических исследований, в т.ч. расходомерии, термометрии, ИННК. При анализе результатов ПГИ выявлено, что, при совместной эксплуатации пластов объекта, верхний характеризуется меньшей степенью вовлеченности в выработку по сравнению с нижним, обладающим лучшими ФЕС. Так, в 45 % исследований добывающих и нагнетательных скважин работа пласта D3ps.1 не отмечается, а в скважинах с наличием притока из обоих пластов доля притока из D3ps.1 меньше, чем из D3ps.2-3.

На месторождении имеется транзитный фонд для проведения исследований по оценке текущей нефтенасыщенности, включающий около 70 скважин, на которых выполнено 86 исследований методом ИННК. В качестве примера на Рисунке 3.3 приведен участок, на котором велась разработка с 50-х годов прошлого века, с 1963 г. с применением заводнения.

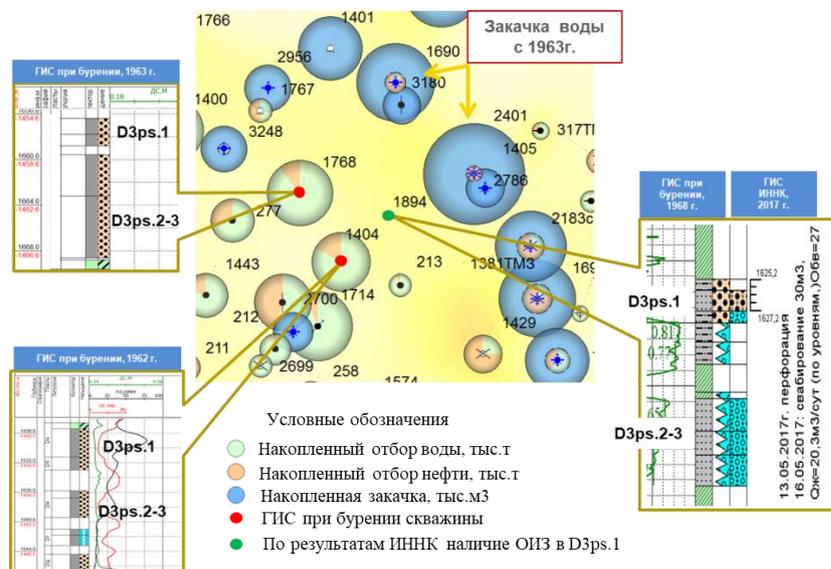


Рисунок 3.3 – Пример участка с наличием ОИЗ в пласте D3ps.1

В добывающих и нагнетательных скважинах на участке были перфорированы оба пласта. Несмотря на разработку и активную закачку, при проведении ИННК в 2017 г. и сопоставлении с результатами РИГИС после бурения, в скв. 1894 в 1968 г. установлено наличие остаточных запасов по верхнему пласту D3ps.1.

Аналогичные результаты были получены при уплотняющем бурении 87 боковых стволов. По результатам анализа ИННК и бурения боковых стволов, отмечаются более высокие значения текущей нефтенасыщенности по верхнему пласту. Обобщение результатов исследований приведено в Таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Результаты исследований методом ИННК и бурения БС

Пласт	Коэффициент начальной нефтенасыщенности, д.ед	Коэффициент текущей нефтенасыщенности по результатам:		Изменение текущей нефтенасыщенности от начальной:	
		ИННК	Бурения БС	ИННК	Бурения БС
D3ps.1	0,83	0,52	0,80	0,31	0,03
D3ps.2-3	0,89	0,49	0,68	0,40	0,21

Изменение текущей нефтенасыщенности по пластам относительно начальной показывает большее изменение по нижнему пласту, что свидетельствует о более высокой выработке запасов нижнего пласта по сравнению с верхним. Степень выработки запасов нижнего пласта D3ps.2-3 составляет 99%, верхнего D3ps.1 - 86%. На текущий момент в верхнем пласте сосредоточено более 75% остаточных извлекаемых запасов нефти объекта, для выработки которых необходима разработка и реализация комплексной программы мероприятий.

На основе результатов промысловых исследований и анализа работы скважин выполнялись различные виды геолого-технических мероприятий, направленных на интенсификацию выработки запасов верхнего пласта: проппантные гидроразрывы, глино-кислотные обработки, перфорационные и ремонтно-изоляционные работы. Успешность результатов подтвердила

правильность вывода о наличии остаточных запасов в верхней части разреза. При сравнении показателей удельной эффективности наиболее успешным мероприятием является гидроразрыв верхнего пласта с отключением высокообводнённого нижнего. С 2013 г. выполнено 78 операций ГРП со средним запускным приростом дебита нефти 9,8 т/сут, динамика показателей представлена в Таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Динамика показателей по ГРП по годам

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Количество ГРП, шт.	3	12	10	13	26	8	6
Дебит нефти после ГРП, т/сут	10,1	13,9	16,2	8,3	7,4	7,2	7,3
Обводненность после ГРП, %	89,8	65,8	49,4	60,8	70,1	65,0	79,6
Расстояние до водоносного/обводненного пласта, м	6,9	6,0	6,1	5,5	4,2	4,3	3,6

Пример реализации успешного ГРП на верхний пласт с отключением нижнего выработанного пласта D3ps.2-3 показан на Рисунке 3.4.

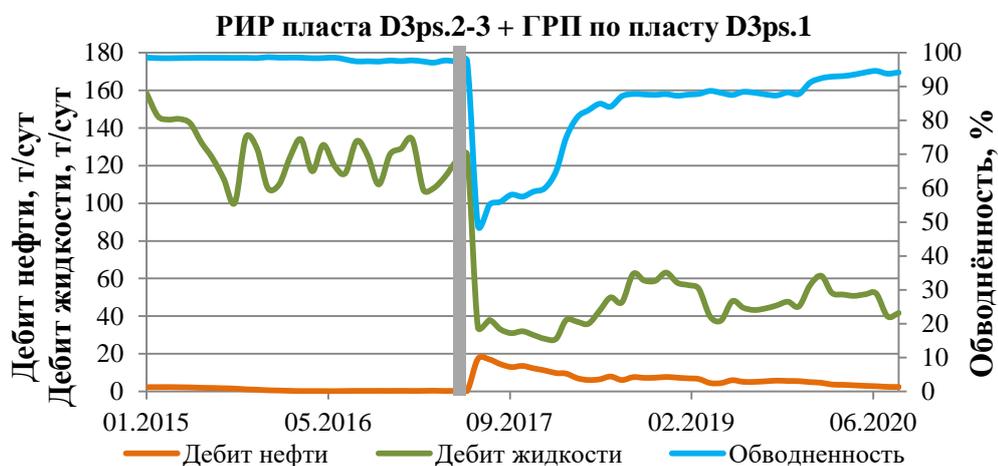
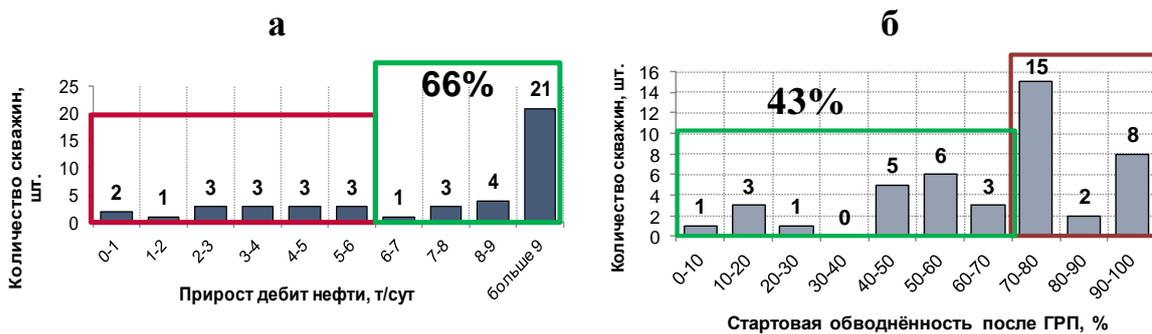


Рисунок 3.4 – Динамика показателей работы скважины с выполненным ГРП по пласту D3ps.1 после отключения пласта D3ps.2-3

Добыча по скважине ведется с 1959 г. При вводе в добычу проведена перфорация обоих пластов. В 2017 г. выполнено отключение нижнего пласта и проведение ГРП по верхнему, что позволило значительно увеличить дебит

нефти в скважине и существенно сократить объём попутно-добываемой воды. Таким образом, установлено, что наиболее эффективным мероприятием является гидроразрыв верхнего пласта с отключением высокообводнённого нижнего. Распределение скважин по стартовым приростам дебита нефти и стартовой обводнённости после ГРП представлены на Рисунке 3.5.



а - по стартовому приросту дебита нефти, б - по стартовой обводнённости после ГРП

Рисунок 3.5 - Распределение скважин с ГРП

Согласно экономической оценке минимальный рентабельный прирост дебита нефти составляет 6 т/сут. Успешность ГРП в виде достижения минимального прироста составляет 66%. Основным фактором получения низких приростов дебита нефти является превышение плановых значений обводнённости (по 57% скважин стартовая обводнённость выше 70%). По большей части скважин причиной получения высокой стартовой обводнённости является прорыв трещины ГРП в нижние высокопродуктивные выработанные интервалы. На Рисунке 3.6 представлен типовой дизайн трещины ГРП.

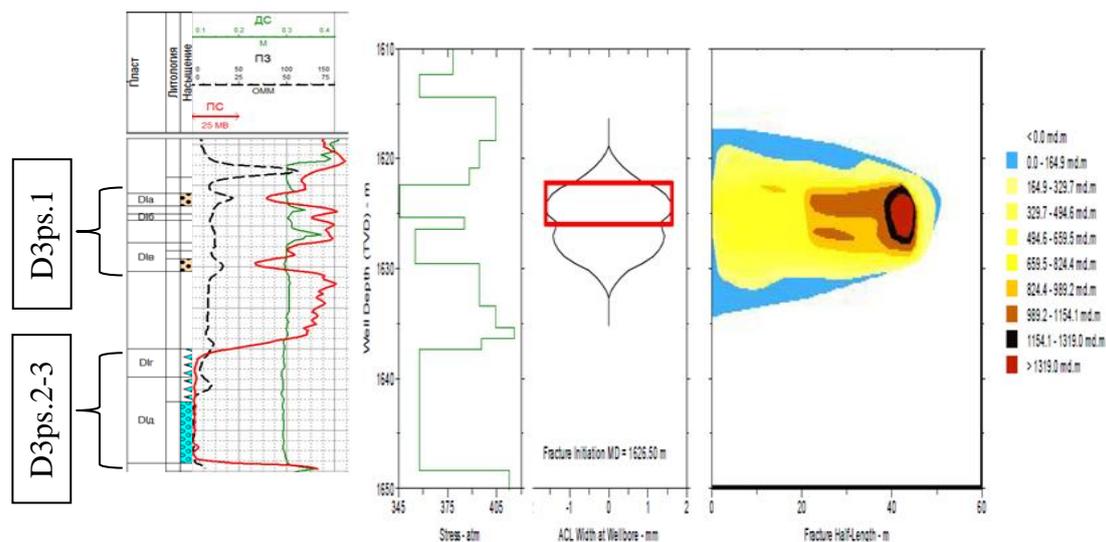


Рисунок 3.6 - Дизайн трещины ГРП

В скважине планировалось ограничение высоты трещины для исключения прорыва в нижние пласты. По результатам проведения разрыва трещина ГРП прорвалась в нижние пласты. Прорыв подтверждается показателями, полученными в процессе ГРП (отрицательная динамика чистого давления по данным забойного манометра), а также запусковыми показателями работы скважины. Динамика работы скважины представлена на Рисунке 3.7.

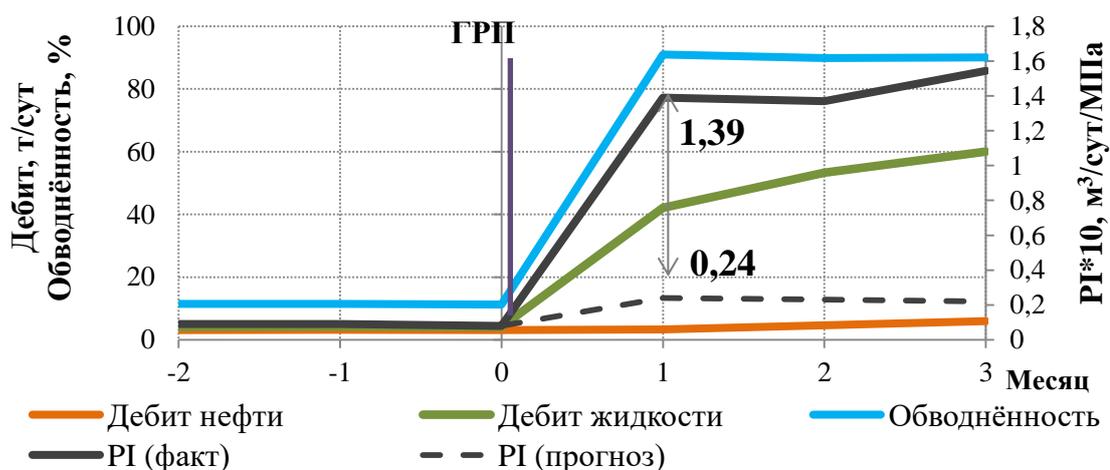


Рисунок 3.7 –Динамика работы скважины с прорывом трещины ГРП в выработанный высокопродуктивный пласт D3ps.2-3

Запускная продуктивность выше прогнозной в 5.8 раз, а также получен рост обводнённости с 9 до 91%, что также указывает на прорыв трещины ГРП. Для повышения успешности проведения ГРП в данных условиях необходимо определение оптимальных геолого-технологических параметров. Влияние данных параметров на стартовую обводнённость приведено на Рисунке 3.8.

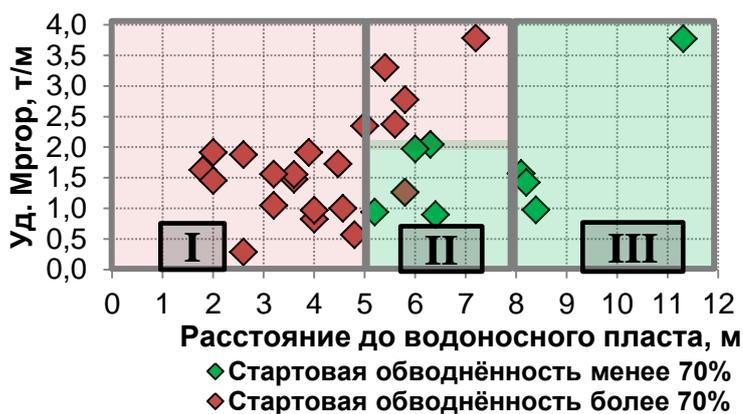


Рисунок 3.8 - Влияние геолого-технологических параметров на стартовую обводнённость

На полученной зависимости выделяются 3 группы скважин:

- группа I – по скважинам с толщиной глинистой перемычки между верхней и средней или нижней пачкой менее 5 метров происходит прорыв трещины ГРП независимо от загрузки пропантанта;
- группа II – при расстоянии глинистой перемычки от 5 до 8 метров прорыв трещины ГРП происходит при удельной загрузке пропантанта более 2 т/м;
- группа III – при расстоянии глинистой перемычки более 8 метров трещина ГРП развивается в запланированных интервалах.

При этом по части скважин из группы 1 получены высокие стартовые приросты дебитов нефти (более 10 т/сут) в условиях высокой обводнённости. Влияние ФЕС верхнего пласта на успешность ГРП представлена на Рисунке 3.9.

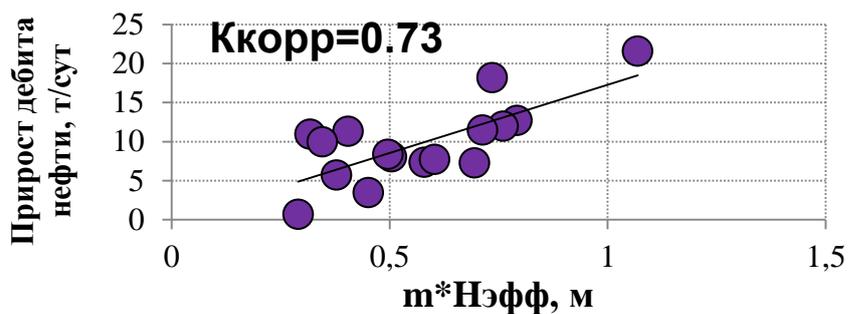


Рисунок 3.9 - Влияние ФЕС верхнего пласта на успешность ГРП

Произведение пористости на эффективную мощность с одной стороны характеризует величину начальных запасов нефти, а с другой фильтрационную способность через связь пористость-проницаемость. Отмечается прямое влияние данного параметра на стартовый прирост дебита нефти. Таким образом, в условиях прорыва трещины ГРП в нижележащие высокопродуктивные пласты дебит нефти увеличивается с ростом ФЕС верхнего пласта, так как при этом повышается доля притока из этих интервалов. Граничное значение произведения суммарной эффективной мощности на средневзвешенную пористость для получения прироста дебита нефти не менее 6 т/сут составляет 0.4. На основе сделанных выводов составлена блок-схема снижения рисков не успешности при проведении ГРП, представленная на Рисунке 3.10.

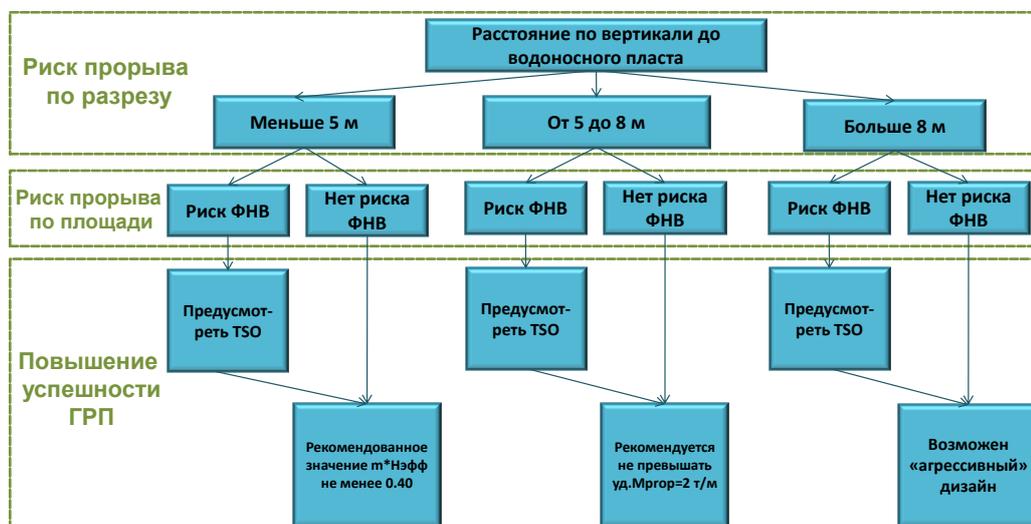


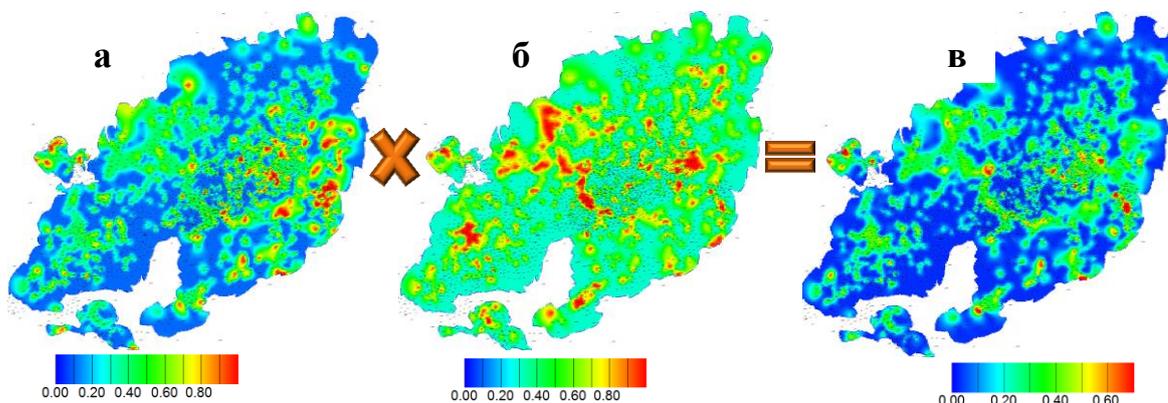
Рисунок 3.10 – Блок-схема снижения рисков при планировании ГРП

С учётом разработанных рекомендаций по повышению успешности ГРП с точки зрения прорыва воды по разрезу, карта разделена на участки, согласно рейтингу, представленному в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Критерии рейтингования участков

Толщина глинистой перемычки, м	Коэффициент, д.ед.	Комментарии
Больше 8	1.0	Не высокие риски при ГРП, возможен агрессивный дизайн
От 5 до 8	0.7	Риск прорыва трещины ГРП, рекомендуемая уд.Мргор < 2 т/м
Меньше 5 (при $m \cdot N_{эфф} > 0.4$ )	0.4	Высокие риски прорыва трещины ГРП. Необходимо детальное уточнение текущей насыщенности по целевым пластам, ограничение высоты трещины
Меньше 5 (при $m \cdot N_{эфф} < 0.4$ )	0.1	Высокие риски по не успешности ГРП, проведение в подобных условиях не рекомендуется

Также рейтингование проведено на основе значения суммарной эффективной мощности верхней пачки: значениям больше 4 м присвоен коэффициент 1, от 2 до 4 м – коэффициент 0.7, для толщин меньше 2 м – 0.3. Результатом перемножения этих карт и является рейтинговая карта перспективности ГРП, представленная на Рисунке 3.11.



а – карта рейтингования по толщине глинистой перемычки, б – карта рейтингования по эффективной мощности верхней пачки, в – карта рейтингования наиболее перспективных участков для ГРП

Рисунок 3.11 – Построение карты перспективности ГРП

Участки с максимальным значением соответствуют наиболее перспективным зонам для гидроразрыва. Полученная карта позволит повысить успешность проведения ГРП и, тем самым, интенсифицировать и повысить эффективность выработки запасов.

Для эффективного вовлечения в разработку запасов на участках с низким рейтингом рекомендуется применение технологий с ограничением высоты трещины ГРП. Одной из технологий, показавшей высокую эффективность в схожих условиях является проведение ГРП на линейном геле [105-107]. Она позволяет уменьшить высоту трещины за счёт снижения эффективного давления путём применения жидкости с меньшей вязкостью. Линейные гели обладают слабой песконесущей способностью, из-за чего ограничена максимальная концентрация проппанта. Поэтому скважины с ГРП на линейном геле имеют меньшую продуктивность и, как следствие, запускные дебиты жидкости и нефти ниже в сравнении с ГРП на сшитом геле. При этом, данная технология позволила проводить интенсификацию в наиболее сложных геологических условиях: при небольшой эффективной мощности целевого пласта и наличии близкостелегающих водонасыщенных пластов, при небольшой мощности глинистого барьера между ними.

Совмещение результатов разработанного алгоритма определения оптимальных условий ГРП с локализацией остаточных запасов, полученных по данным ГГДМ, позволяет сформировать оптимальную стратегию выработки остаточных запасов в целом по объекту. На основе выполненного анализа для рассмотренного объекта была сформирована адресная программа мероприятий, как на добывающем, так и на нагнетательном фонде, направленная на повышение эффективности выработки остаточных запасов. При этом следует отметить, что довыработка запасов предусматривает формирование системы дифференцированной закачки по пластам D3ps.1 и D3ps.2-3, в т.ч. с организацией дополнительных очагов заводнения. На Рисунке 3.12 представлены проектные мероприятия по объекту D3ps.

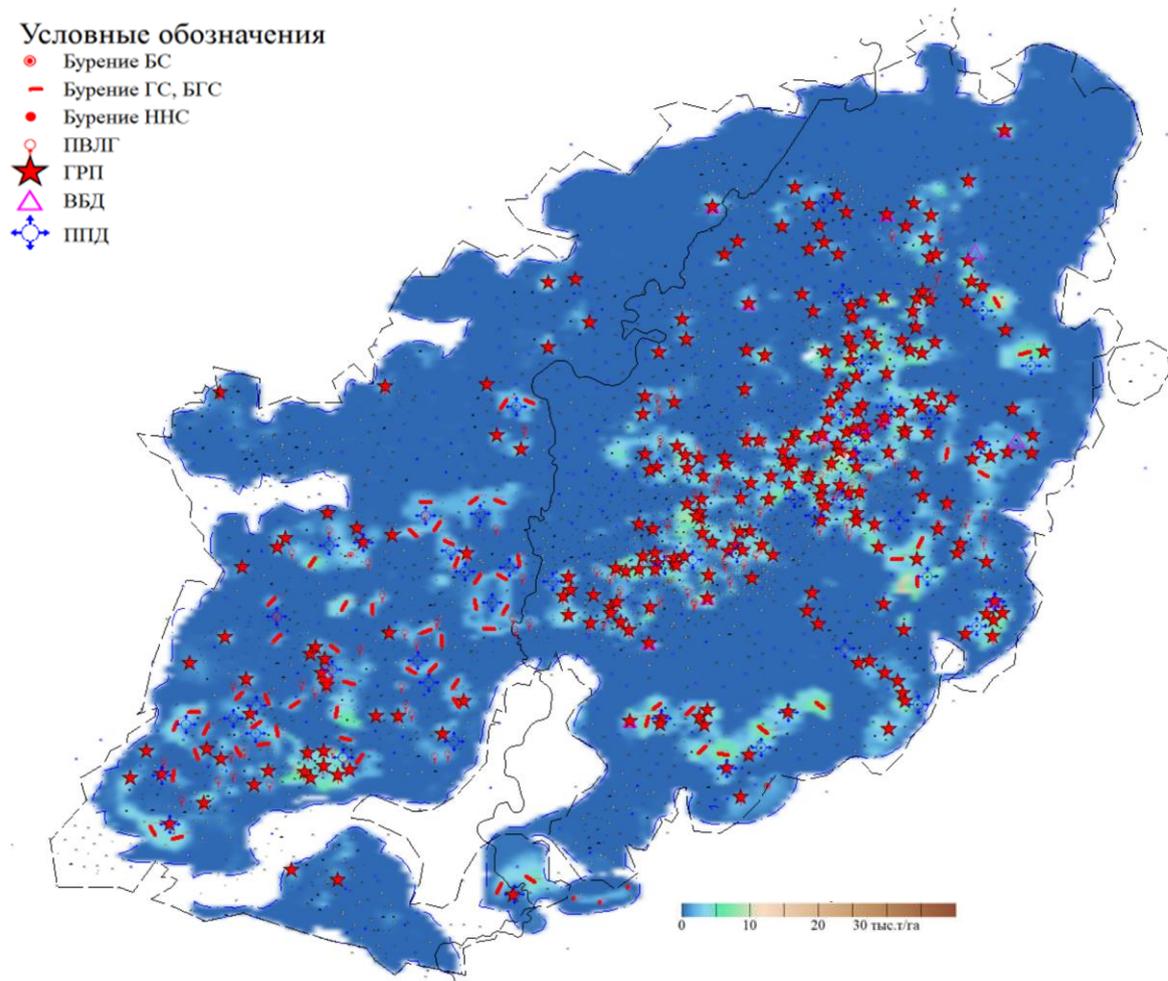


Рисунок 3.12 – Проектное размещение скважин и ГТМ на карте текущих удельных подвижных запасов нефти объекта D3rs.

Несмотря на заключительную стадию разработки и высокую степень выработки объекта, составленная программа мероприятий позволит обеспечить растущий тренд уровня добычи нефти в течение следующих 15 лет с достижением максимальных отборов с начала 2000-х годов. Благодаря внедрению современных технологий, подходов к анализу и мониторингу разработки целевое значение КИН увеличено с 0,608 д.ед в 2011 г. до 0,613 д.ед. в 2020 г., остаточные извлекаемые запасы выросли на 35%. Реализация сформированной стратегии повысит эффективность выработки запасов и улучшит экономические показатели разработки объекта.

### 3.2 Использование технологии кислотного ГРП с пропантом, её эффективность, оценка оптимальных условий применения, методика прогнозирования эффективности и выбора скважин – кандидатов

История разработки нефтяных месторождений Республики Башкортостан насчитывает более 80 лет. Запасы нефти приурочены как терригенным, так и карбонатным отложениям. В связи с тем, что терригенные коллектора (терригенная толща нижнего карбона и терригенная толща девона) обладает значительно более высокими фильтрационно-емкостными свойствами по сравнению с карбонатными коллекторами (карбонатные толщи среднего и нижнего карбона, а также карбонатная толща девона) исторически сложилось так, что основными объектами разработки являлись именно первые. На текущий момент степень выработанности запасов в терригенных пластах составляет более 85%, а по карбонатным менее 50%. С 2000-х годов доля добычи и её абсолютное значение из карбонатных отложений непрерывно увеличивается. В процессе активного освоения новых запасов постепенно вовлекаются в участки, обладающими низкими фильтрационными свойствами, для разработки которых требуется применение высокоэффективных методов воздействия [108-110].

В сводном геологическом разрезе отложений рассматриваемой территории выделяются шесть основных нефтегазоносных комплексов. Основные параметры комплексов представлены в Таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Основные параметры нефтегазоносных комплексов на территории республики Башкортостан

Комплекс	Ярус, горизонт	Тип коллектора	Абс. отметка, м	Нефтенас. толщина, м	Прониц-ть, мкм <sup>2</sup>	Вязкость нефти, мПа*с
Нижняя пермь (КТНП)	Артинский, сакмарский	Карбонатный	-500	40	0,020	10

Продолжение таблицы 3.5

Комплекс	Ярус, горизонт	Тип коллектора	Абс. отметка, м	Нефтенас. толщина, м	Прониц- ть, мкм <sup>2</sup>	Вязкость нефти, мПа*с
Средний карбон (КТСК)	Каширский, подольский, башкирский, верейский	Карбонатный	-800	8	0,020	25
Терриг. карбон (ТТНК)	Бобриковский, радаевский, тульский	Терригенный	-1300	12	0,400	25
Карбонатный нижний карбон (КТНК)	Турнейский	Карбонатный	-1400	3,5	0,010	30
Верхний девон (КТНВД)	Фаменский, заволжский	Карбонатный	-1600	17	0,060	30
Нижний девон (ТТД)	Пашийский, муллинский, ардатовский	Терригенный	-1800	6,5	0,150	15

К терригенным относятся ТТНК (терригенная толща нижнего карбона) и ТТД (терригенная толща девона). Данные отложения в основном обладают высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Также выделяются четыре карбонатных комплекса: карбонатная толща нижней перми (рифовые отложения), карбонатные толщи среднего и нижнего карбона, а также карбонатная толща верхнего девона. Данные отложения имеют более низкие фильтрационные параметры и их разработка сопровождается традиционными для данного вида коллекторов осложнениями

Исторически основными объектами разработки являлись терригенные коллектора. На текущий момент большая часть этих объектов находится на заключительной стадии разработки, отбор от начальных извлекаемых запасов более 85%. Карбонатные комплексы (за исключением рифовых), как правило, являлись возвратными объектами, в связи с чем на сегодняшний момент обладают высоким потенциалом по вовлечению и интенсификации

выработки запасов. К карбонатным коллекторам приурочена половина всех остаточных извлекаемых запасов. На Рисунке 3.13 представлена динамика изменения вклада в добычу терригенных и карбонатных коллекторов.

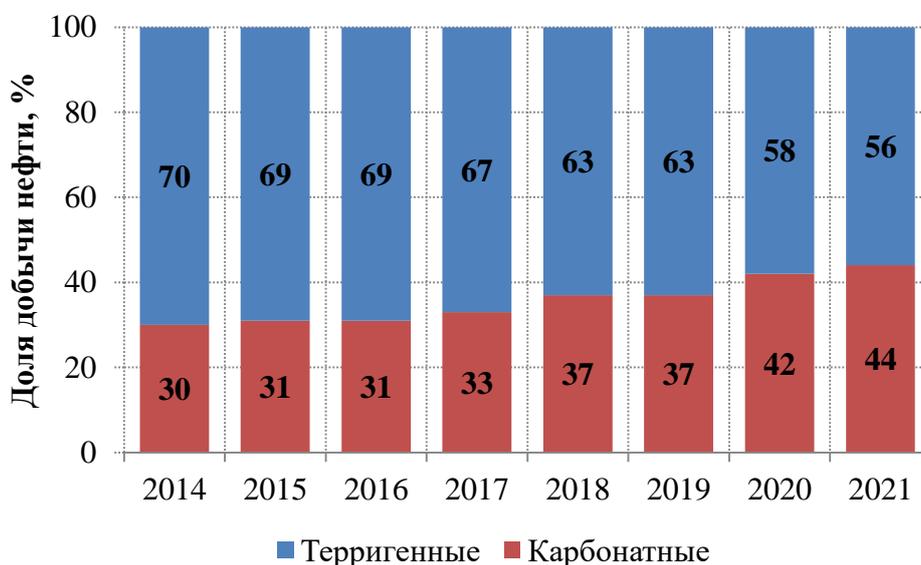


Рисунок 3.13 – Динамика доли добычи из терригенных и карбонатных коллекторов

Начиная с 2014 г. взят курс на интенсивное вовлечение в разработку карбонатных коллекторов. За семь лет их вклад в добычу вырос с 30 до 44%, ожидается дальнейшее увеличение. По ключевым объектам проходит процесс доформирования систем разработки переводами с терригенных комплексов, а также бурением горизонтальных скважин (в т.ч. с многостадийными ГРП). Преимущественно формируются плотные сетки с очаговой системой заводнения.

За счёт развития технологий стимуляции процесс вовлечений в разработку карбонатных коллекторов проходит достаточно интенсивно. Основным методом воздействия, показавшим высокую эффективность является кислотный гидроразрыв пласта (КГРП), представляющий из себя закачку больших объёмов кислотного состава под высоким давлением с целью растворения карбонатной породы для увеличения области

дренирования. С целью адаптации технологии для различных геологических условий разрабатываются её модификации [111-115]. Динамика проведения различных видов ГРП представлена на Рисунке 3.14.

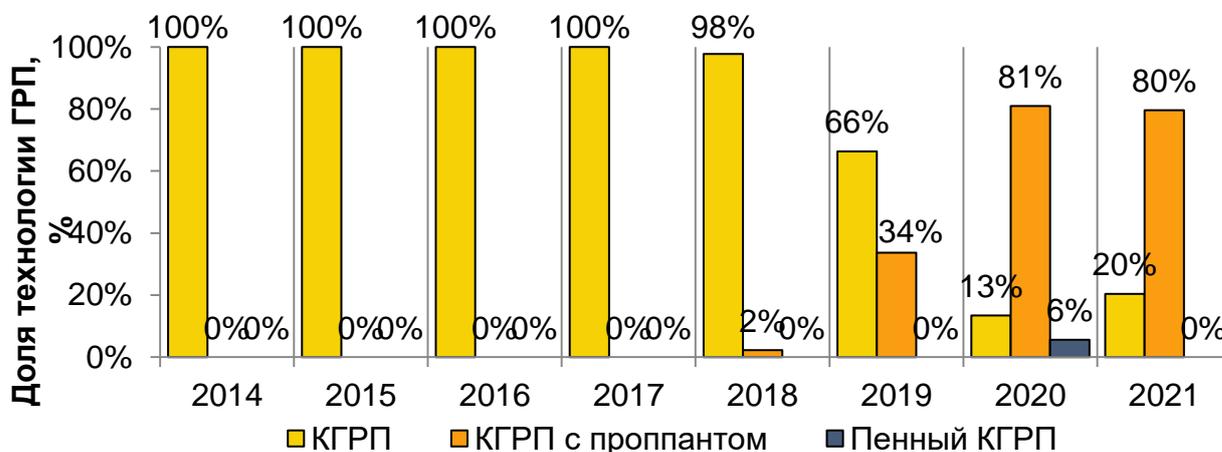


Рисунок 3.14 – Динамика применения различных технологий КГРП

Как видно из рисунка 55, в последнее время широкое применение получила технология кислотного ГРП с закреплением проппантом (ПКГРП). Однако на момент внедрения технологии ПКГРП отсутствовала научно-обоснованная методика её применения. С целью определения области её применения, выполнен сопоставительный анализ результатов КГРП и ПКГРП в аналогичных условиях. Сопоставление типовых схем закачки КГРП и ПКГРП представлено на Рисунке 3.15.

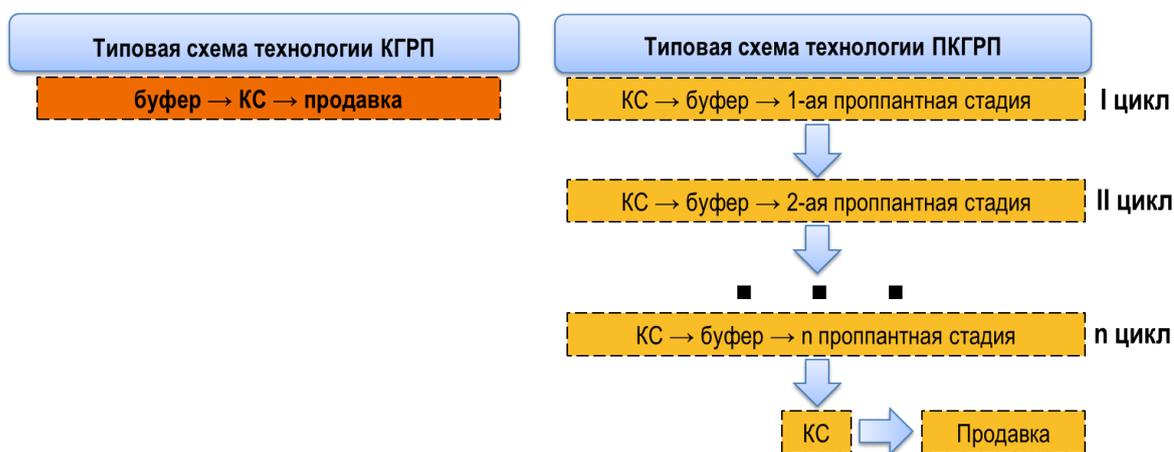


Рисунок 3.15 – Типовые схема проведения КГРП и ПКГРП

Типовая схема проведения ПКГРП включает в себя закачку нескольких циклов, состоящих из кислотного состава (КС), буфера и проппантной стадии. Закачка проппанта при проведении КГРП преследует две цели:

- 1 - поддержание раскрытости трещин в процессе эксплуатации;
- 2 - возможность более рационального воздействия кислотных составов на горную породу.

Заключительным этапом является закачка кислотного состава с продавкой в пласт. Перепродавка на заключительной стадии позволяет исключить вынос проппанта в процессе эксплуатации. Количество циклов закачки (проппантных стадий) зависит от геологической обстановки – чем выше неоднородность пласта, тем большее количество циклов реализуется. На рисунке 3.16 представлено распределение выполненных работ по числу проппантных стадий.

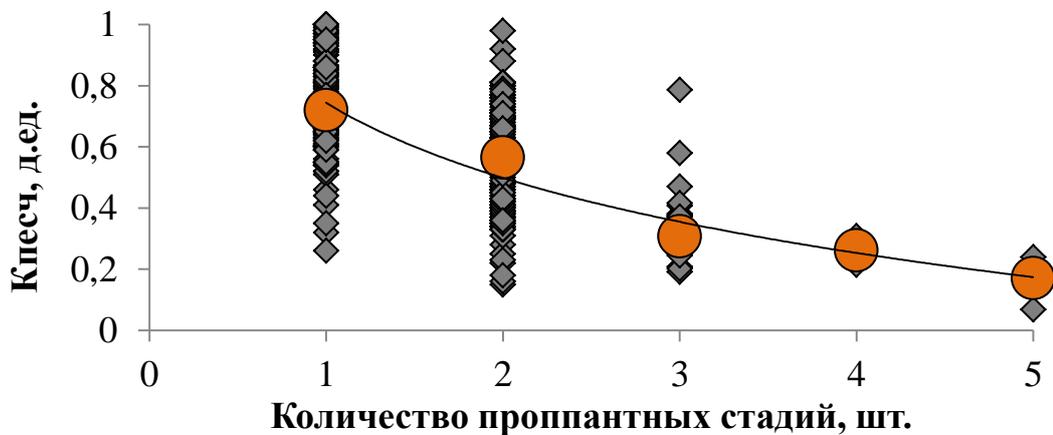


Рисунок 3.16 – Распределение работ по числу проппантных стадий

Большая часть работ выполнены с одной и двумя проппантными стадиями. Процесс эволюции технологии заключался в постепенном её опробовании на коллекторах с повышенной степенью неоднородности. Технологией охвачены практически все виды карбонатных объектов Башкирии, типовые разрезы которых представлены на Рисунке 3.17.

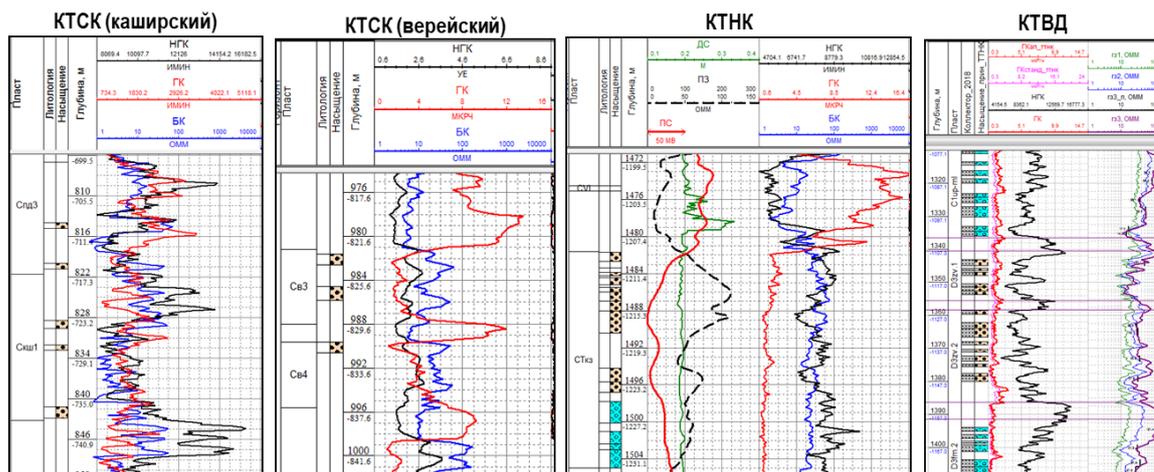
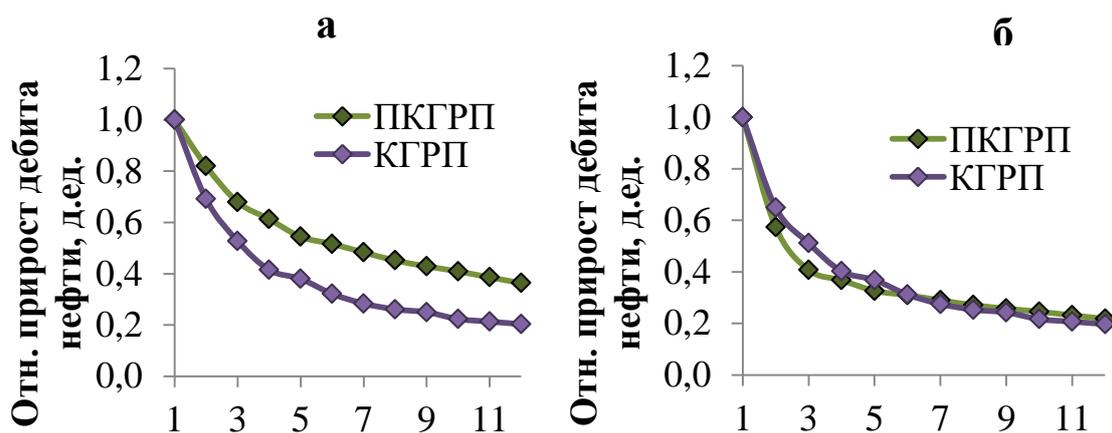


Рисунок 3.17 – Типовые разрезы карбонатных отложений

Подробное описание геологического строения комплексов описано в работе [116]. Объекты, относящиеся к среднему карбону, характеризуются низкими значениями нефтенасыщенной толщины, повышенной вертикальной неоднородностью, отсутствием близкозалегающих водонасыщенных интервалов. Отложения турнея и верхнего девона обладают значительной эффективной мощностью, но при этом осложнены наличием водонасыщенных пластов как сверху, так и снизу. Данные особенности должны учитываться при определении параметров кислотного воздействия.

Для оценки эффективности технологии ПКГРП в виде прироста дополнительной добычи нефти относительно стандартного КГРП отобраны скважины с отработкой не менее шести месяцев и без повторных КРС в течение продолжительности эффекта КГРП. Дополнительно для приведения скважин к схожим условиям разработки выделены две группы по принципу обеспеченности либо необеспеченности участка КГРП компенсацией в рассматриваемый период. Для примера рассмотрим динамику работы после КГРП на КТСК (каширский горизонт), представленную на Рисунке 3.18.



а – скважины, обеспеченные компенсацией, б - не обеспеченные

Рисунок 3.18 – Динамика работы после КГРП на КТСК (каширский)

Согласно данным из Рисунка 3.18, максимальный эффект от закачки проппанта отмечается только при условии наличия компенсации, при её отсутствии динамика работы после обоих видов КГРП практически идентична. Аналогичная картина наблюдается и по остальным группам объектов. Это связано с тем, что при отсутствии компенсации происходит быстрое истощение пластовой энергии в трещинах, а матрица не способна поддерживать высокий приток к трещинам, и эффект от большей раскрытости трещин за счёт проппанта практически не заметен.

На следующем этапе была выполнена оценка влияния геологических условий на эффективность технологии. Были отобраны участки, обеспеченные необходимой компенсацией отборов, которые определены на предыдущем шаге, и выполнено осреднение удельной эффективности технологии ПКГРП относительно КГРП для объектов. Исходные данные для анализа влияния представлены в Таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Влияние параметров на эффективность ПКГРП

Группа	Прирост уд.ДДН, тыс.т/скв	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Эфф. мощность, м	Расчленённость, ед.	Песчанистость, д.ед.	Вязкость нефти, мПа*с
Объект 1	0,6	0,027	7,2	3,2	0,51	50
Объект 2	1,2	0,042	4,4	2,4	0,57	18

Продолжение таблицы 3.6

Группа	Прирост уд.ДДН, тыс.т/скв	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Эфф. мощность, м	Расчленённость, ед.	Песчанистость, д.ед.	Вязкость нефти, мПа*с
Объект 3	0,6	0,024	3,4	2,76	0,57	28
Объект 4	1,7	0,093	3,3	3,03	0,37	26
Объект 5	0,7	0,032	19	2,4	0,70	19
Объект 6	0,0	0,007	14	3,4	0,74	42
Объект 7	0,0	0,018	3	3,6	0,75	50
Объект 8	0,0	0,019	7,7	1,4	0,96	36
Объект 9	2,2	0,089	2,9	1,84	0,41	44
Объект 10	0,4	0,042	3,6	2,6	0,62	20
Объект 11	0,0	0,016	7,1	3,8	0,87	38
Объект 12	1,0	0,032	3,8	4,7	0,46	50
Корреляция	-	0,91	-0,34	-0,21	-0,84	-0,14

На основе рассчитанного коэффициента корреляции [117] установлено влияние проницаемости и песчанистости на прирост удельной дополнительной добычи при ПКГРП относительно КГРП. Влияние указанных параметров на эффективность ПКГРП представлено на Рисунке 3.19.

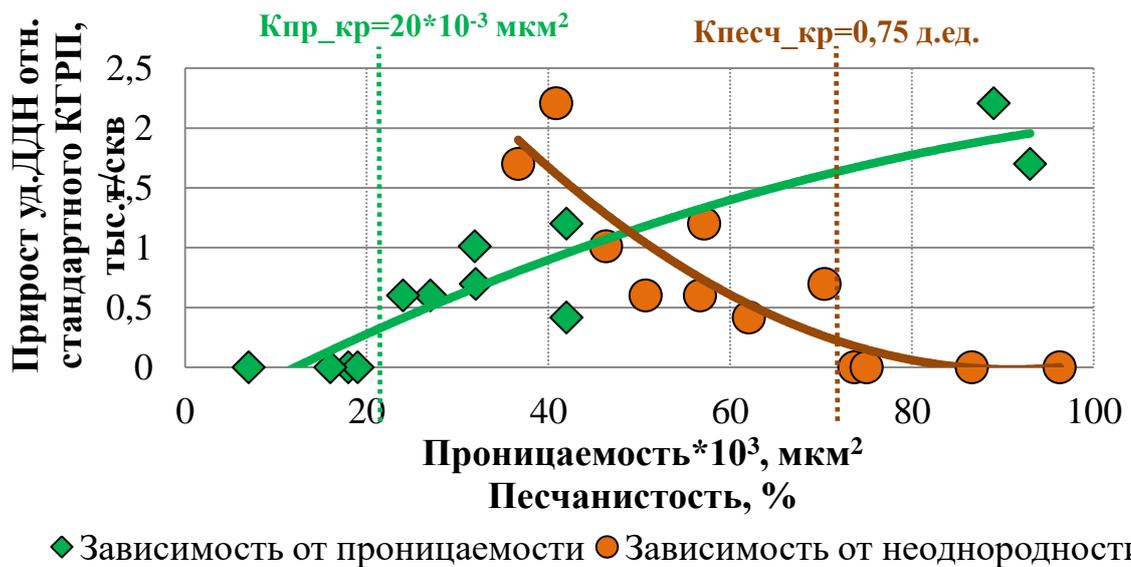


Рисунок 3.19 – Влияние проницаемости и песчанистости на эффективность технологии ПКГРП

Влияние проницаемости на эффективность ПКГРП носит прямой характер, т.е. чем выше проницаемость тем больше эффект от закачки проппанта. Объясняется это тем, что при повышении проницаемости увеличивается приток из матрицы к трещинам, а также увеличивается эффективность заводнения за счёт увеличения гидродинамической связанности зон нагнетания и отборов (увеличение воронок депрессий и репрессий) и, большая раскрытость трещин снижает фильтрационные сопротивления течению к скважине. А вот влияние неоднородности в виде коэффициента песчаности, представляющего собой отношений эффективной и общей мощности пласта, носит обратный характер, т.е. ПКГРП наиболее эффективен в коллекторах с повышенной неоднородностью. Здесь стоит отметить, что влияние данного параметра носит явный характер, поскольку его количественная оценка не представляет больших трудностей. Также, положительными факторами для технологии являются и другие показатели неоднородности, определение которых носит в основном качественный характер. Например, такие как множественное переслаивание нерастворимыми породами, низкая связанность трещин и каверн, высокая вертикальная анизотропия проницаемости и т.д. Объясняется это тем, что чем выше неоднородность, тем ниже эффективность стимуляции пласта кислотным составом. При закачке проппантной стадии повышается связанность протравленных каналов как между собой, так и с несвязанными кавернами и трещинами, незатронутыми кислотным составом. Критическим значением проницаемости является не менее  $20 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, для песчаности – не более 0,75. Для прочих условий рекомендуется проведение КГРП по стандартной технологии. Итоговая область применения ПКГРП представлена на Рисунке 3.20.

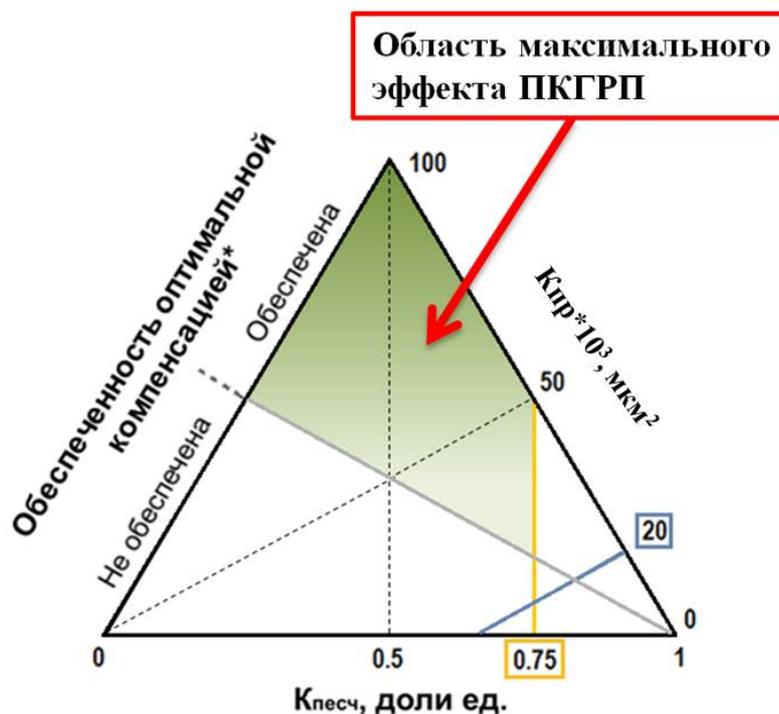


Рисунок 3.20 – Область применения технологии ПКГРП для условий месторождений Республики Башкортостан

В результате установлено, что для карбонатных отложений Республики Башкортостан технология ПКГРП наиболее эффективна при следующих условиях:

- 1 – Обеспеченность компенсацией после ПКГРП (оптимальное значение компенсации определяется индивидуально для каждого объекта с учётом геолого-физических особенностей и состояния разработки объекта);
- 2 – Коллектора со средней и высокой проницаемостью;
- 3 – Повышенная неоднородность разреза.

На основе разработанных критериев применимости все карбонатные объекты были ранжированы по прогнозной эффективности проведения ПКГРП. Результаты представлены на Рисунке 3.21.

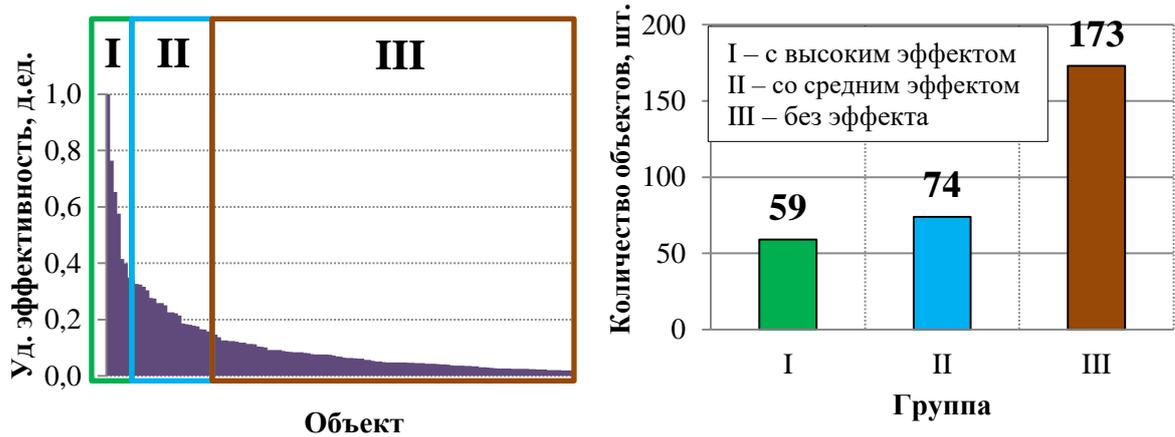


Рисунок 3.21 – Распределение карбонатных объектов республики Башкортостан по прогнозной эффективности технологии ПКГРП

В результате выполненного анализа технология ПКГРП рекомендована для применения на 133 карбонатных объектах, для остальных 173 объектов оптимальным является проведение КГРП по стандартной технологии.

### Выводы к главе 3

1. Разработан алгоритм определения оптимальных условий проведения проппантного ГРП для условий многопластового объекта, находящегося на заключительной стадии разработки.

2. На основе анализа эффективности проведения ГТМ и бурения, промыслово-геофизических исследований, а также результатов геолого-гидродинамического моделирования выполнена локализация остаточных запасов по разрезу и по площади.

3. Для исключения рисков прорыва трещины ГРП в выработанные либо изначально водонасыщенные пласты учтены как технологические аспекты мероприятия, так и геологические особенности залегания пластов. В результате определены оптимальные условия проведения гидроразрыва, учитывающие мощность глинистой перемычки, фильтрационно-емкостные свойства целевых интервалов, а также удельную загрузку проппанта.

4. С использованием полученных результатов была составлена стратегия дальнейшей выработки запасов, включающая как мероприятия на добывающем фонде, так и организацию отдельной системы ППД по пластам.

5. С целью повышения эффективности и экономической привлекательности разработки сложнопостроенных карбонатных коллекторов определена область наиболее эффективного применения технологии кислотного ГРП с проппантом.

6. Определена схема выполнения анализа технологий для рассматриваемых условий. Установлено, что для технологии ПКГРП наиболее благоприятными условиями являются высокая и средняя проницаемость, повышенная неоднородность коллектора, а также обеспечение участка необходимой величиной компенсации отборов.

7. С учётом установленных критериев все карбонатные объекты республики Башкортостан были поделены на рекомендованные для проведения ПКГРП и стандартной технологии КГРП.

## **ГЛАВА 4 КОМПЛЕКС МЕТОДИЧЕСКИХ РАЗРАБОТОК ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ УПРАВЛЯЮЩИХ РЕШЕНИЙ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЁННОСТЕЙ**

Заключительным этапом в схеме управления активом является организация контроля и оптимизация принятых решений. В процессе разработки месторождений происходит постепенное наполнение информационного поля, охватывающего все аспекты работы системы «скважина-пласт». Эффективность процесса управления напрямую зависит как от количества получаемой информации, так и от полноты её анализа и интеграции в процессы. Правильное прямое и косвенное использование данных работы системы позволяет снять значительное количество неопределённостей [118, 119]. Они могут относиться к вопросам поддержания эффективности выработки запасов за счёт оптимизации работы скважин, правильности прогнозирования эффективности проводимых мероприятий, обеспеченности данными о текущем состоянии пласта в условиях недостаточного количества проводимых исследований. Стоит отметить, что постепенное повышение наполненности базы данных новой информацией требует периодического уточнения полученных ранее статистических моделей и других результатов аналитических работ. В противном случае возможно получение ошибочных результатов в связи с большой погрешностью зависимостей.

### **4.1 Повышение охвата данными об энергетическом состоянии залежей применением метода косвенной оценки пластового давления по ИДН**

С целью сохранения экономической эффективности по активам на поздней стадии разработки, снижение уровня добычи нефти сопровождается сокращением операционных затрат. Как правило, под данное сокращение попадают и исследования (гидродинамические и промысло-

геофизические), что существенно сокращает количество данных о текущем состоянии пластов с точки зрения энергетического состояния и выработки запасов. Количество исследований уменьшается в связи с отсутствием возможности длительной остановки фонда на период восстановления или падения давления, который при эксплуатации низкопроницаемых пластов может достигать нескольких месяцев. Для частичной компенсации недополученной информации всё большее развитие получают альтернативные подходы, в том числе косвенные методы оценки пластового давления. При этом используются все доступные данные, способные дать информацию о текущем энергетическом состоянии. Осложняющим фактором является эксплуатация большого количества скважин при забойном давлении ниже давления насыщения нефти газом, что требует внесения соответствующих поправок. Актуальность данного вопроса заключается в том, что точность определения текущего пластового давления напрямую влияет на успешность проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ) и эффективность системы заводнения, и в конечном итоге на величину КИН.

Для поддержания эффективной выработки запасов нефтяных месторождений, находящихся на заключительной стадии разработки проводится интенсивная программа мероприятий, включающая переводы скважин между объектами, организацию очагов заводнения, перераспределение закачки, остановки нерентабельных скважин, гидроразрывы пласта и т.д. Это приводит к локальным изменениям энергетического состояния, в связи с чем, одним из основных видов геолого-технических мероприятий на эксплуатационных объектах является оптимизация насосного оборудования или ИДН (интенсификация добычи нефти) [120-124]. Ежегодное количество ИДН на порядок превышает количество исследований скважин на установившихся режимах. Использование показателей эксплуатации скважин при оптимизации насосного оборудования для оценки энергетического состояния резервуара может существенно повысить охват данными о текущем пластовом давлении.

Это будет способствовать повышению эффективности планирования ГТМ и мониторинга работы базового фонда скважин.

Одним из основных видов ГДИС является исследование скважин на установившихся режимах, относящееся к категории квазистационарных технологий. Согласно работе [76], квазистационарными условно считают «серию одиночных разновременных замеров на нескольких установившихся режимах, учитывая, что на каждом режиме измеряемые параметры ведут себя стабильно». В процессе исследования изменяется режим работы скважины, и регистрируются необходимые параметры (дебит, забойное давление), зависимость которых представляет собой индикаторную диаграмму (ИД). Таким образом, цель работы – анализ результатов косвенного определения пластового давления по изменению режимов работы скважин – является актуальной.

Показатели эксплуатации скважины связаны с пластовым давлением частным решением обобщенного закона Дарси, которое для случая радиального установившегося однофазного притока описывается формулой Дюпюи [27,28]:

$$q = \frac{2\pi kh(\bar{P}_r - P_{wf})}{B\mu(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + S_{tot})}, \quad (4.1)$$

где  $q$  – дебит флюида, м<sup>3</sup>/с;

$k$  – абсолютная проницаемость коллектора, м<sup>2</sup>;

$h$  – эффективная мощность коллектора, м;

$\mu$  – вязкость флюида, Па·с;

$B$  – коэффициент объёмного расширения флюида, ед.;

$\bar{P}_r$  – среднее давление на контуре питания, Па;

$P_{wf}$  – забойное давление в скважине, Па;

$r_e$  – радиус контура питания, м;

$r_w$  – радиус скважины, м;

$S_{tot}$  – совокупный скин-фактор, ед.

Таким образом, дебит флюида на скважине связан с забойным давлением следующей зависимостью:

$$q = \frac{2\pi kh \bar{P}_r}{\mu B \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} + S_{tot} \right)} - \frac{2\pi kh}{\mu B \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} + S_{tot} \right)} \cdot P_{wf}. \quad (4.2)$$

В стандартизованной форме данная зависимость принимает вид:

$$\frac{q_0}{q_{0max}} = 1 - \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right), \quad (4.3)$$

где  $q_{0max} = \frac{2\pi kh \bar{P}_r}{\mu B \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} + S_{tot} \right)}$  – дебит флюида при нулевом забойном давлении, м<sup>3</sup>/с.

Вогель в 1968 году показал, что при забойных давлениях ниже давления насыщения, зависимость относительного дебита флюида на скважине от относительного забойного давления отклоняется от линейного вида и описывается следующей эмпирической зависимостью [125]:

$$\frac{q_0}{q_{0max}} = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0,8 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2 \quad (4.4)$$

Формулу (4.4) для определения дебита флюида на скважине для случая радиального установившегося однофазного притока можно записать также следующим образом:

$$q = PI (\bar{P}_r - P_{wf}), \quad (4.5)$$

где  $PI = \frac{2\pi kh}{B\mu \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + S_{tot} \right)}$  – индекс продуктивности скважины, м<sup>3</sup>/(Па·с).

С учетом результатов работы Вогеля, при забойном давлении ниже давления насыщения формула (4.5) приобретает вид:

$$q = q_b + \frac{PI \cdot P_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right], \quad (4.6)$$

где  $q_b = PI(\bar{P}_r - P_b)$  – приток к скважине при забойном давлении, равном давлению насыщения, м<sup>3</sup>/с;

$P_b$  – давление насыщения нефти газом, Па.

Графическое отображение кривой, рассчитанной по формуле Дюпюи, и кривой с учётом поправки Вогеля представлено на Рисунке 4.1.

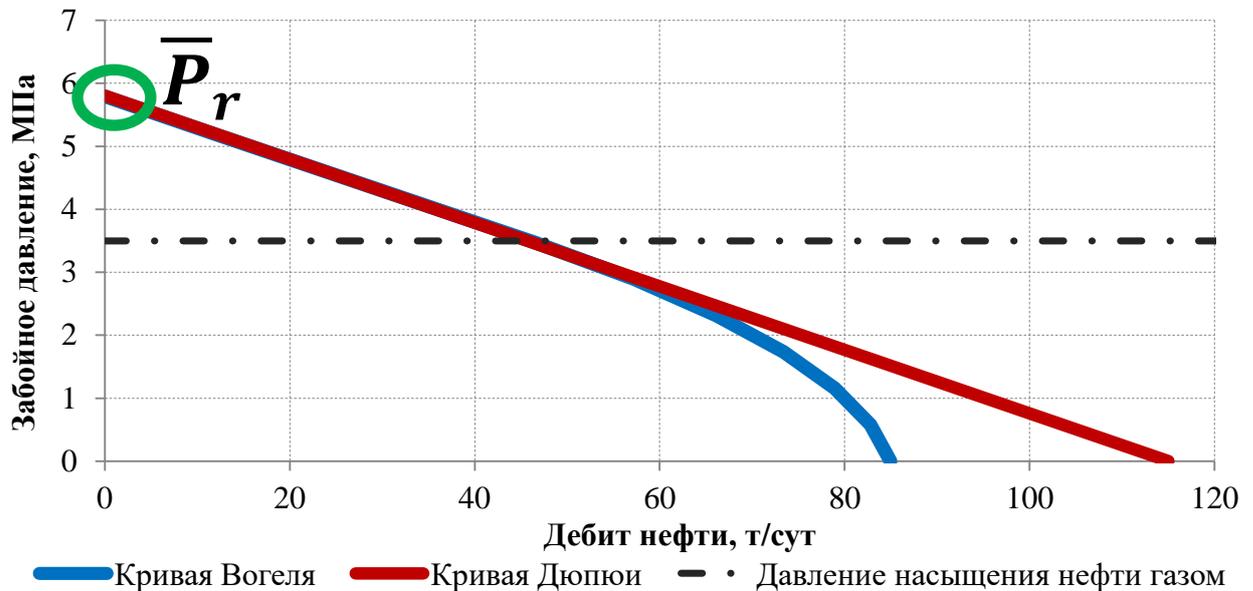


Рисунок 4.1 – Сопоставление индикаторных кривых Вогеля и Дюпюи

Из рисунка 4.1 видно, что в режиме ниже давления насыщения результаты расчётов по определению максимального дебита  $q_{0max}$  имеют внушительное расхождение. Значение давления на графике при нулевом дебите является значением пластового давления. Рассмотрим различные случаи расположения режимов относительно давления насыщения нефти газом при неизвестном пластовом давлении и известном дебите скважине до и после ИДН (Рисунок 4.2).

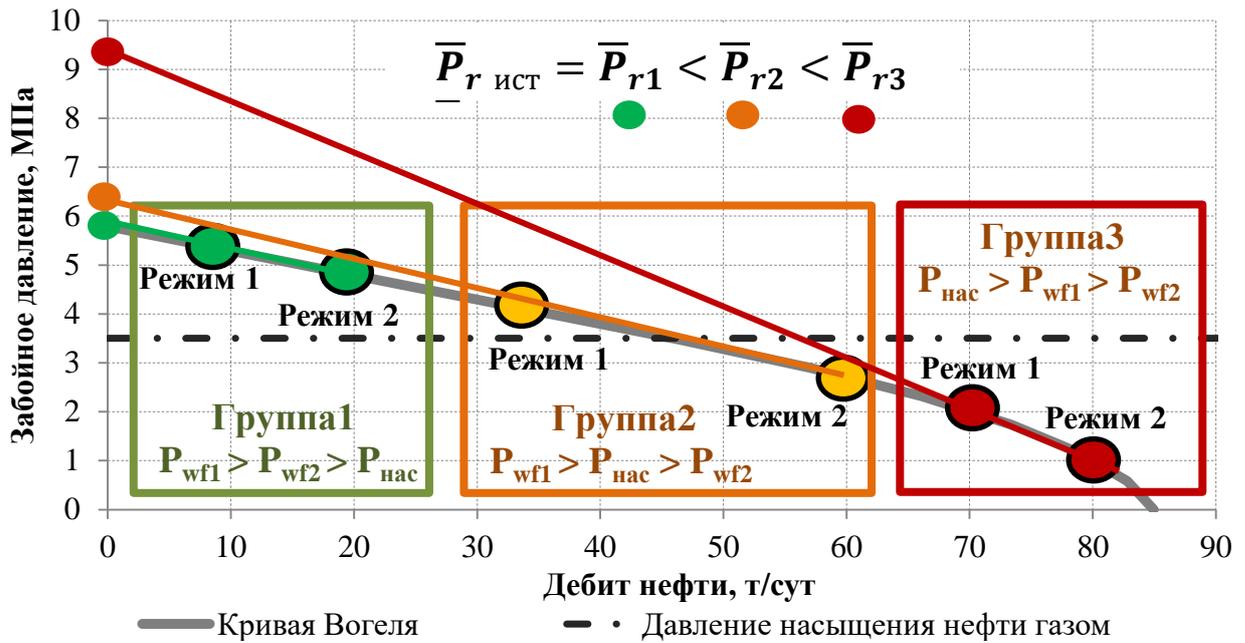


Рисунок 4.2 – Сопоставление расхождений оценки пластового давления в зависимости от режима работы скважины

Для группы 1 забойное давление до и после оптимизации выше давления насыщения, т.е. зависимость имеет линейный характер, и пластовое давление можно найти на прямой пересечения с осью забойного давления. Для группы два после оптимизации забойное давление стало ниже давления насыщения, и зависимость стала нелинейной, в связи с чем при оценке без учёта поправки Вогеля расчётное пластовое давление имеет завышенное значение. Для группы 3 оба режима находятся в зоне ниже давления насыщения и степень завышения расчётного пластового давления по линейной зависимости от истинного пластового давления ( $\bar{P}_{r \text{ ист}}$ ) существенно возросла. Таким образом, в целях минимизации ошибок для условий ниже давления насыщения расчёт пластового давления по изменению режима работы скважин необходимо вести с учётом поправок на нелинейность. Таким образом, для расчёта пластового давления на основании данных о режиме работы скважины (дебит, забойное давление) до и после ИДН необходим поиск математического аппарата, учитывающего соответствующие поправки к индикаторной кривой Дюпюи. Значительная

часть скважин на низкопродуктивных залежах на текущий момент эксплуатируется в режиме ниже давления насыщения для обеспечения рентабельности разработки подобных активов, что существенно увеличивает актуальности данного вопроса.

На практике, помимо пластового давления неизвестным параметром является также и индекс продуктивности. При проведении ИДН измеряются показатели эксплуатации на двух режимах работы скважины – до и после оптимизации насосного оборудования, что позволяет получить аналитическое решение системы уравнений, включающей зависимости (4.5) и (4.6) при двух неизвестных.

В случае проведения нескольких последовательных ИДН в период времени, в течение которого изменением пластового давления и индекса продуктивности можно пренебречь, задача определения значений пластового давления и индекса продуктивности решается методом регрессионного анализа [126]. Одним из методов решения регрессионного уравнения является определение значений неизвестных параметров с использованием генетического алгоритма [127].

Применение метода регрессионного анализа с использованием генетического алгоритма позволяет уточнять значение пластового давления за счет использования результатов проведения нескольких последовательных ИДН в условиях неопределенности в погрешности изменения показателей эксплуатации скважины (Рисунок 4.3).

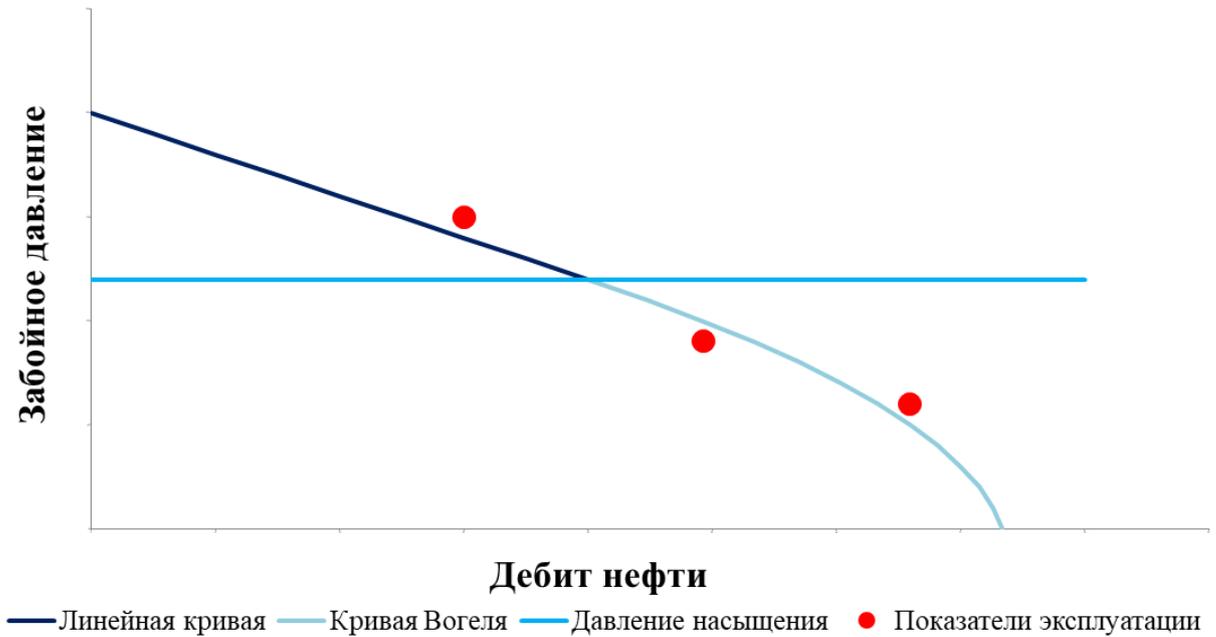


Рисунок 4.3 - Определение функциональной зависимости дебита нефти от забойного давления с использованием множества режимов работы скважины

Для анализа результатов косвенного определения пластового давления по изменению режимов работы скважин был использован алгоритм, подробно описанный в работе [128].

Оценка точности полученных результатов и возможности применения алгоритма косвенного определения пластового давления на практике была выполнена методом ретроспективного анализа фактических данных по скважинам с проведёнными ИДН. Для анализа были использованы скважины с наличием замеров пластового давления до или после проведения ИДН, обладающие удовлетворительным техническим состоянием эксплуатационной колонны и цементного камня и с отсутствием технических проблем при проведении КРС (аварии, значительные поглощения технологических жидкостей и т.д.). По каждой скважине из итогового перечня была выполнена оценка пластового давления с использованием принятого алгоритма с дальнейшим сравнением полученных результатов с фактическими замерами давления (Рисунки 4.4, 4.5).

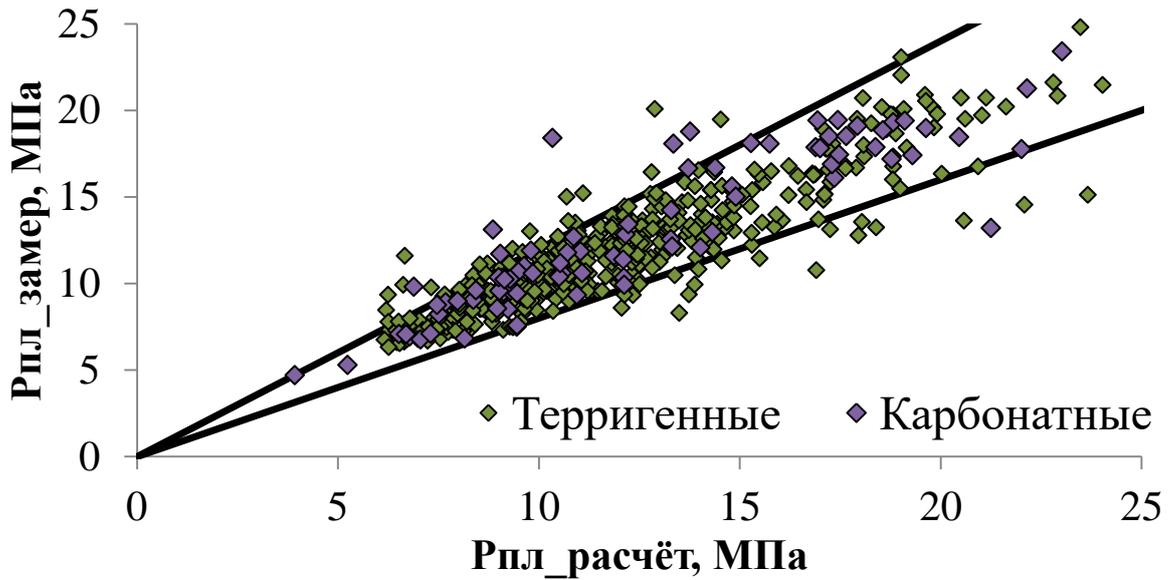


Рисунок 4.4 - Кросс-плот расчётных и фактических значений пластового давления по скважинам с наличием замеров до или после проведения ИДН

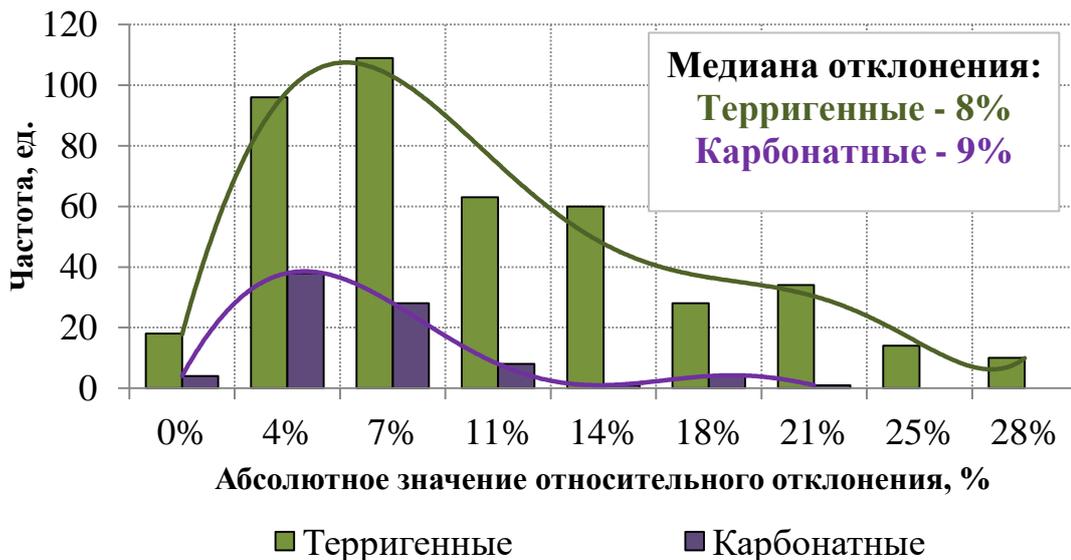


Рисунок 4.5 - Гистограмма отклонений расчётных и замеренных значений пластового давления

Из Рисунков 4.4 и 4.5 видно, что результаты имеют достаточно высокую сходимость для скважин, разрабатывающих как терригенные, так и карбонатные объекты – медиана отклонения составляет 8 и 9% соответственно. В пределах 20%-го отклонения расположено 87% рассмотренных операций. Наибольший вклад в полученные отклонения

вероятно вносят погрешности замеров пластового давления (особенно для низкопродуктивных залежей, имеющих сложное геологическое строение) и пересчёта забойного давления через динамический уровень. В целом полученные результаты позволяют сделать вывод о высокой степени достоверности результатов расчёта пластового давления на основе созданного инструмента и возможности его применения для практических задач. Следует отметить, что описанные алгоритмы не являются полноценной заменой гидродинамических исследований по определению пластовых характеристик, а являются их дополнением, результаты которого должны анализироваться с учётом опыта разработки залежей в конкретных геологических условиях.

#### **4.2 Использование характеристик вытеснения для прогнозирования обводнённости после оптимизации насосного оборудования**

Одним из методов поддержания уровней добычи, также получивших широкое распространение, является форсированный отбор жидкости (ФОЖ) или интенсификация добычи нефти. Анализу эффективного данного метода посвящено большое количество работ. Однако, в большей части результатом аналитической работы являются статистические модели, основанные на результатах фактических работ, выполненных в определённых условиях. Данное обстоятельство ограничивает возможность их масштабного применения для прогноза эффективности ИДН. Ключевым вопросом при планировании ИДН является изменение обводнённости после мероприятия. В связи с тем, что данные мероприятия выполняются в больших количествах скважин, находящихся в различных геологических условиях, разрабатывающих участки с разнообразной степенью выработки запасов, необходимо формирование универсального подхода, позволяющего выполнять прогноз независимо от внешних факторов.

По мере выработки запасов нефтяных залежей, в скважинной продукции постепенно увеличивается доля воды (закачиваемой либо пластовой). На темп роста обводнённости оказывают влияние различные факторы, такие как особенности геологического строения, темп отбора запасов и заводнения, кратность промывки пласта и т.д. Учёт большей части влияющих параметров возможен при использовании геолого-гидродинамических моделей, однако данный инструмент является достаточно громоздким и сложным для решения оперативных задач по изменению режимов работы скважин. В связи с этим требуется разработка методических подходов к прогнозированию параметров работы скважин при изменении забойного давления.

Радиальный установившийся однофазный приток нефти к скважине описывается формулой (4.1) с дополнительными переменными:

$$q_H = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (\bar{P}_r - P_{wf})}{B \cdot \mu \cdot \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + S_{tot} \right)} \cdot (100 - n_B) \cdot \rho_H / 100, \quad (4.7)$$

где  $n_B$  – обводнённость продукции, %;

$\rho_H$  – плотность нефти, т/м<sup>3</sup>.

Поскольку при изменении забойного давления не происходит прямого воздействия на призабойную зону скважины, то можно предположить, что при эксплуатации в режиме выше давления насыщения продуктивность после оптимизации не изменится, а в режиме ниже давления насыщения изменится с учётом поправки Вогеля. Для упрощения рассмотрим первый случай. Исходя из предположения, что при отсутствии осложняющих геологических факторов, таких как активная подошвенная вода в водо-нефтяных зонах, высокая анизотропия свойств по разрезу в сложнопостроенных коллекторах и т.д., индекс продуктивности остаётся неизменным при снижении забойного давления, изменение дебита после ИДН можно записать в следующем виде:

$$\frac{q_{\text{н}}^1}{q_{\text{н}}^2} = \left( \frac{\bar{P}_r - P_{wf}^1}{\bar{P}_r - P_{wf}^2} \right) \cdot \left( \frac{100 - n_{\text{в}}^1}{100 - n_{\text{в}}^2} \right) / 100, \quad (4.8)$$

где  $q_{\text{н}}^1$  – дебит нефти до ИДН, т/сут;

$q_{\text{н}}^2$  – дебит нефти после ИДН, т/сут;

$P_{wf}^1$  – забойное давление до ИДН, МПа;

$P_{wf}^2$  – забойное давление после ИДН, МПа;

$n_{\text{в}}^1$  – обводнённость продукции до ИДН, МПа;

$n_{\text{в}}^2$  – обводнённость продукции после ИДН, МПа.

Согласно уравнению (4.8) изменение дебита жидкости будет определяться изменением депрессии. Вычисление данного параметра не представляет больших трудностей, поскольку зависит только от изменения забойного давления. Для последующего расчёта дебита нефти необходимо определить обводнённость после ИДН. На практике при реализации большого количества мероприятий, как правило, не удаётся получить устойчивые зависимости изменения обводнённости от каких-либо параметров с достаточной степенью достоверности и высокой прогнозной способностью. В связи с этим, зачастую при прогнозе обводнённости используется экспертная оценка, основанная на опыте разработки конкретного участка недр. В целом, результаты показывают сходимость подобных прогнозов с фактическими запускными параметрами, но в некоторых случаях отклонение показателей является критическим и существенно увеличивает степень отклонения. Для решения данной проблемы требуется разработка методического подхода, который с одной стороны будет основан на объективной оценке параметров и позволит повысить достоверность прогнозирования, а с другой будет более простым и оперативным в использовании в сравнении с полномасштабной гидродинамической моделью.

В данной работе в качестве одного из возможных путей решения указанного вопроса рассмотрена возможность применения характеристик вытеснения. Характеристики вытеснения представляют собой различные зависимости между величинами отборов нефти, воды и жидкости [129]. Основное назначение данных зависимостей – это определение величины извлекаемых запасов или конечного коэффициента извлечения нефти при существующей системе разработки. Таким образом, их главной целью является оценка конечной точки при разработке нефтяных залежей, которая, как правило, определяется установленным ограничением – предельной обводнённостью продукции. Для решения вопроса прогноза обводнённости после ИДН необходим поиск не последней точки на зависимости, а значения на каждом шаге характеристики вытеснения, зависящей от величины отборов жидкости. Характеристики вытеснения, с помощью которых возможно решить эту проблему, должны иметь определённый вид – одна часть уравнения должна содержать добычу жидкости, вторая – добычу нефти или жидкости в сочетании с нефтью. В таком случае возможно определить прогнозный отбор жидкости после ИДН и в дальнейшем оценить добычу нефти и обводнённость. В данной работе в качестве подобных характеристик рассмотрены четыре зависимости, представленные в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Используемые характеристики вытеснения

Автор	Характеристика вытеснения
Сипачёв-Посевич	$\frac{V_{\text{ж}}}{V_{\text{н}}} = a \cdot V_{\text{ж}} + b$
Сазонов Б.Ф.	$\ln V_{\text{ж}} = a \cdot V_{\text{н}} + b$
Пирвердян А.М.	$V_{\text{н}} \cdot \sqrt{V_{\text{ж}}} = a \cdot \sqrt{V_{\text{ж}}} + b$
Камбаров Г.С.	$V_{\text{н}} = a + \frac{b}{V_{\text{ж}}}$

где  $V_{\text{ж}}$  – накопленный отбор жидкости, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{н}}$  – накопленный отбор нефти, тыс.т.

Представленные в Таблице 4.1 характеристики отвечает необходимому требованию по виду уравнения. Рассмотрим в качестве примера прогноз по одной скважине на основе зависимости Сазонова Б.Ф. В качестве входных данных использована динамика отборов нефти и жидкости, по которым построена зависимость на Рисунке 4.6.

### Сазонов

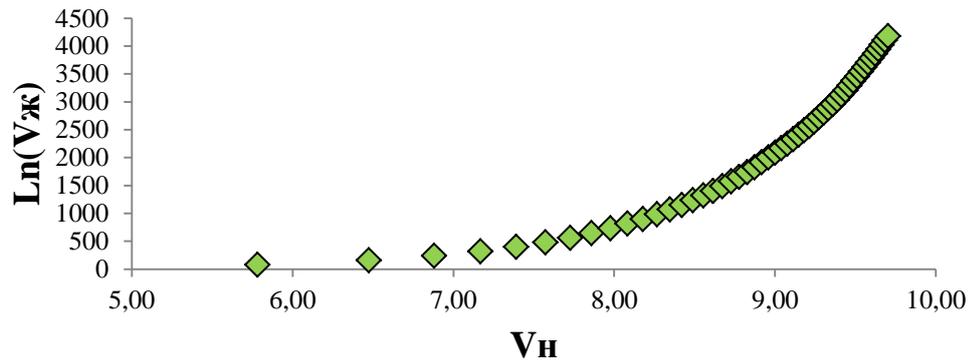


Рисунок 4.6 – Исходная характеристика вытеснения

На полученной характеристике выделяется прямолинейный участок на основе последних значений, по которому возможно сделать прогноз последующих точек на кривой (Рисунок 4.7).

### Сазонов

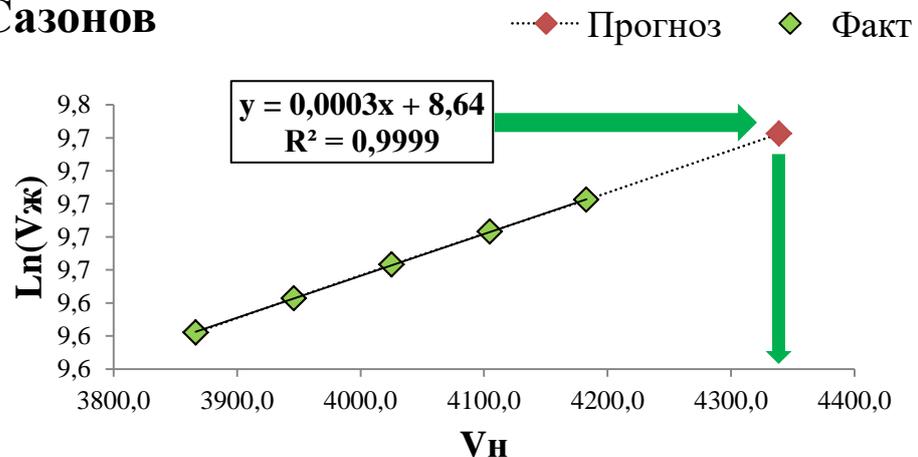


Рисунок 4.7 – Прогноз на основе характеристики

Получив по фактическим данным уравнение, представленное на Рисунке 4.7, можно, задаваясь различными величинами отборов жидкости, спрогнозировать отбор нефти и обводнённости. Прогнозный дебит жидкости можно рассчитать по формуле Дюпюи, изменяя забойное давление, предельное значение которого определяется техническим и геологическим потенциалом. Аналогично проводятся расчёты по другим характеристикам из Таблицы 4.1. Результаты расчёта для рассматриваемой скважины приведены в Таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты расчётов для рассматриваемой скважины

Показатель	Значение					
	Факт	Прогноз				
		Сипачёв-Посевич	Сазонов Б.Ф.	Пирвердян А.М.	Камбаров Г.С.	В среднем
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	313	674	674	674	674	674
Обводнённость, %	75,0	75,1	76,9	77,1	77,8	76,7
Дебит нефти, т/сут	68,0	146,3	135,5	134,0	130,0	136,4
Прирост дебита нефти, т/сут	-	78,3	67,5	66,0	62,0	68,4

Из Таблицы 4.2 видно, что результаты расчётов по выбранным характеристикам показывают недостаточно близкие значения, чтобы их можно было применять с достаточной степенью достоверности. Для повышения точности прогноза необходимо адаптировать методику к конкретным геологическим условиям. Для этого рассмотрим несколько нефтяных месторождений, расположенных на территории республики Башкортостан. Для проведения анализа 412 скважин с выполненными операциями ИДН, имеющих достоверные замеры дебитов до и после мероприятия, а также с отсутствием технологических проблем при реализации (поглощения технологических жидкостей). Скважины эксплуатируют различные пласты, которые можно объединить в пять

нефтегазоносных толщ (НГТ) по схожести геологических условий. Для каждой скважины проведён ретроспективный анализ – выполнен прогноз показателей на момент проведения ИДН и сравнение с фактическими результатами, дебит жидкости в прогнозе задавался равным фактическому. Результаты средних отклонений по обводнённости после ИДН представлены в Таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Средние отклонения расчётных и фактических показателей

НГТ	Среднее абсолютное отклонение обводнённости, %			
	Сипачёв-Посевич	Сазонов Б.Ф.	Пирвердян А.М.	Камбаров Г.С.
КТВД	2,4	2,6	1,8	5,2
КТНК	2,9	3,2	2,0	3,9
КТСК	3,5	6,2	4,4	5,2
ТТД	4,6	8,3	4,7	2,4
ТТНК	1,6	2,5	3,6	3,1

В Таблице 4.3 выделены значения минимальных отклонений расчётных и фактических значений для каждой характеристики в пределах одной НГТ. В итоге для каждой группы геологических объектов установлена характеристика вытеснения, наиболее подходящая для прогноза обводнённости после ИДН. На Рисунке 4.8 представлено сопоставление расчётных и фактических значений обводнённости по двум вариантам – с осреднением показателей по четырём характеристикам и расчёт, адаптированный согласно Таблице 4.3.

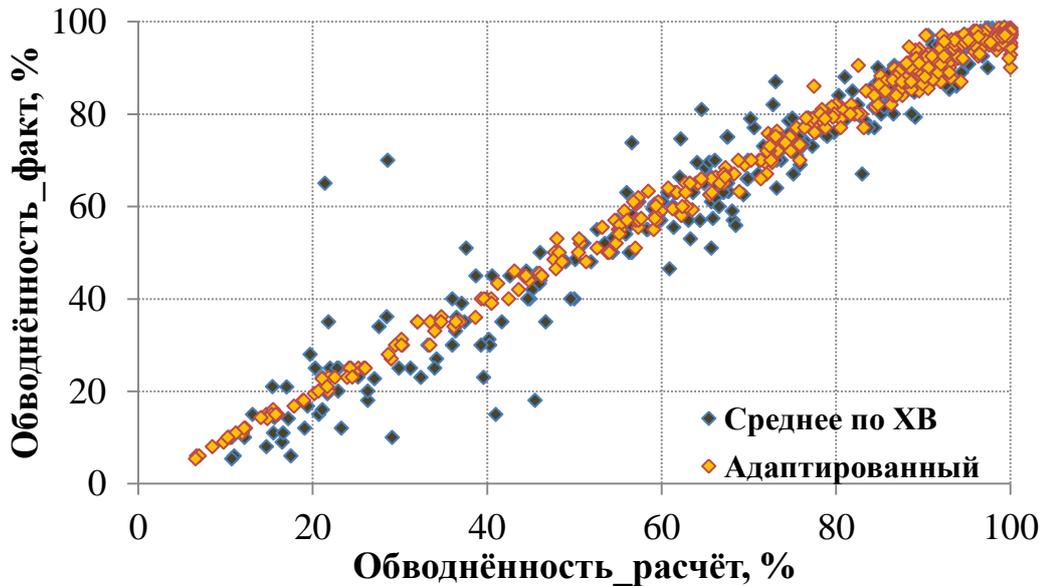


Рисунок 4.8 – Сопоставление расчётной и фактической обводнённости

На Рисунке 4.8 видно, что использование различных характеристик вытеснение к определённым геологическим условиям позволило существенно повысить точность прогнозирования – среднее абсолютное отклонение при осреднении всех характеристик составляет 3,2%, по адаптированному расчёту 1,9%, что меньше в 1,7 раза. Величина среднего отклонения в зависимости от обводнённости до ИДН представлена на Рисунке 4.9.



Рисунок 4.9 - Величина среднего отклонения в зависимости от обводнённости до ИДН

Согласно Рисунку 4.9 с ростом обводнённости увеличивается средняя величина абсолютного отклонения. Это может быть связано с различными факторами, такими как погрешность определения доли воды в потоке при больших значениях, влияние близости фронта нагнетаемой воды и контура нефтеносности при повышении степени выработки запасов и т.д. Данный факт необходимо учитывать в качестве риска при планировании ИДН с использованием предложенной методики, реализованной в виде программного продукта, позволяющего выполнять оперативный прогноз обводнённости и дебитов нефти. Варьируя значения дебитов жидкости, возможен прогноз остальных параметров, что позволяет в дальнейшем выполнить экономическую оценку и выбрать наиболее эффективный вариант оптимизации глубинно-насосного оборудования.

#### **4.3 Алгоритм обоснования повышения эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки**

Большая часть объектов разрабатывается с применением системы заводнения, которая обеспечивает вытеснение нефти от нагнетательных скважин к добывающим и позволяет сохранить энергетическое состояние пластов на начальном уровне. В ходе наблюдения за скважинами зачастую отмечается, что реакция добывающих скважин на заводнение может существенно отличаться. Для эффективного управления и планирования закачки необходимо сформировать методический подход, сформированный на основе анализа фактических данных об эксплуатации и геологическом строении коллекторов. Особняком при рассмотрении эффективности заводнения стоят объекты со сформированной системой ППД и характеризующиеся высокой степенью прокачки пласта, т.е. отношением закаченного объёма воды к геологическим запасам нефти. Для объектов на поздней стадии разработки постоянно встаёт вопрос о поддержании их

экономической эффективности, и в данном случае одним из возможных решений является сокращений неэффективной закачки [130-134]. Для исключения потерь добычи нефти от сокращения закачиваемой воды необходимо определить неэффективные фильтрационные потоки, где вода практически полностью циркулирует от нагнетательной скважины к добывающей, не проводя при этом вытеснения нефти. Формирование подходов к определению неэффективной закачки позволит значительно сократить операционные затраты (ОРЕХ) и повысить экономическую привлекательность подобных объектов.

В качестве объекта для анализа рассмотрены терригенные отложения нижнего карбона одного из месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В продуктивном разрезе объекта выделено два пласта - CVI.1 и CVI.2, частично совпадающих в структурном плане. Схематический геологический профиль представлен на Рисунке 4.10.

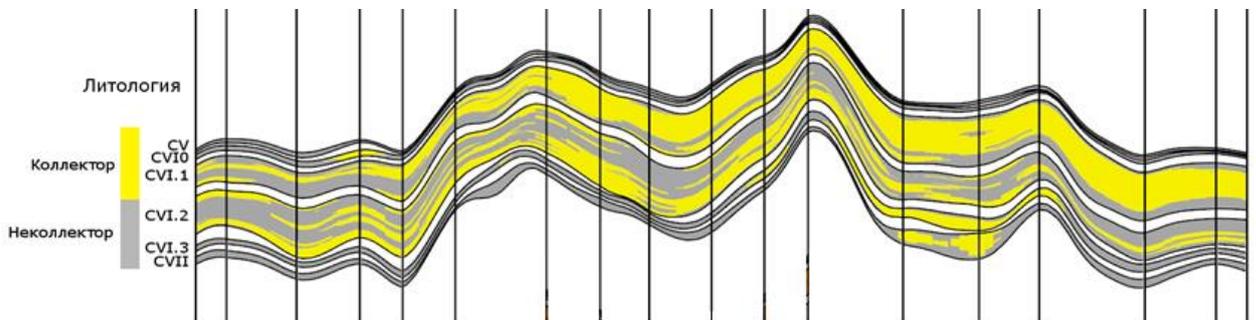


Рисунок 4.10 - Схематический геологический профиль пластов ТТНК

Основные геолого-физические характеристики данных пластов представлены в Таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Геолого-физические характеристики пластов

Параметры	Пласт	
	CVI.1	CVI.2
Тип коллектора	Поровый	

Продолжение таблицы 4.4

Параметры	Пласт	
	CVI.1	CVI.2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4.3	3.0
Коэффициент пористости, доли ед.	0.239	0.234
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	1.422	0.758
Начальное пластовое давление, МПа	13.3	
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	20.8	26.5
Давление насыщения нефти газом, МПа	5.8	5.1

Пласты обладают хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, насыщены нефтью повышенной вязкости, объединены в эксплуатационный объект C1rd-bb-tl. На рисунке 4.11 представлена карта накопленных отборов на карте начальных нефтенасыщенных толщин по основным залежам объекта.

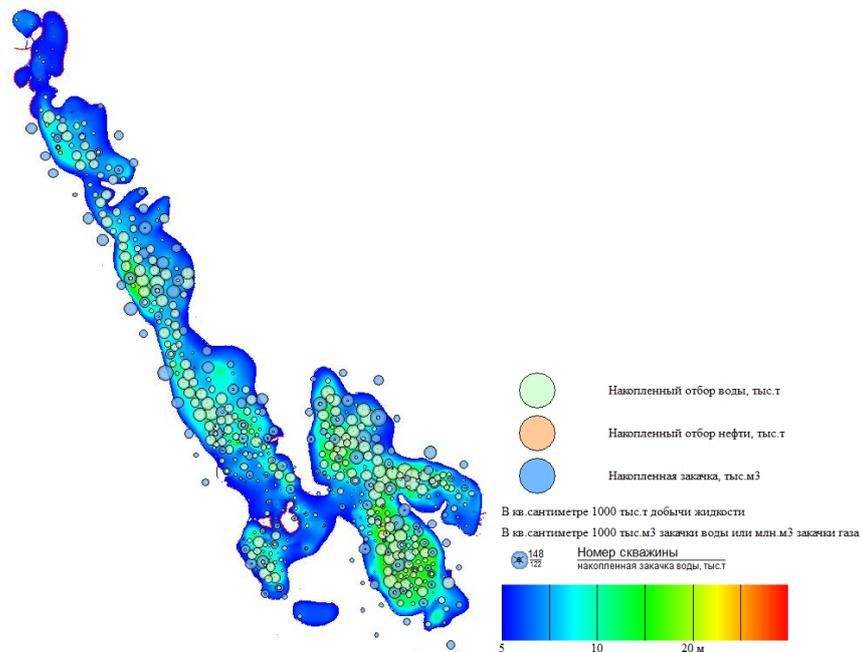


Рисунок 4.11 – Карта текущих отборов на карте начальных нефтенасыщенных толщин

Объект разрабатывается с 1957 г. на естественном режиме, с 1959 г. с использованием системы поддержания пластового давления. На объекте сформирована система разработки по треугольной схеме с расстоянием между скважинами 250–350 м. Сформирована очагово-избирательная обращенная семиточечная система заводнения с целью поддержания пластового давления. Динамика основных показателей разработки представлена на Рисунке 4.12.

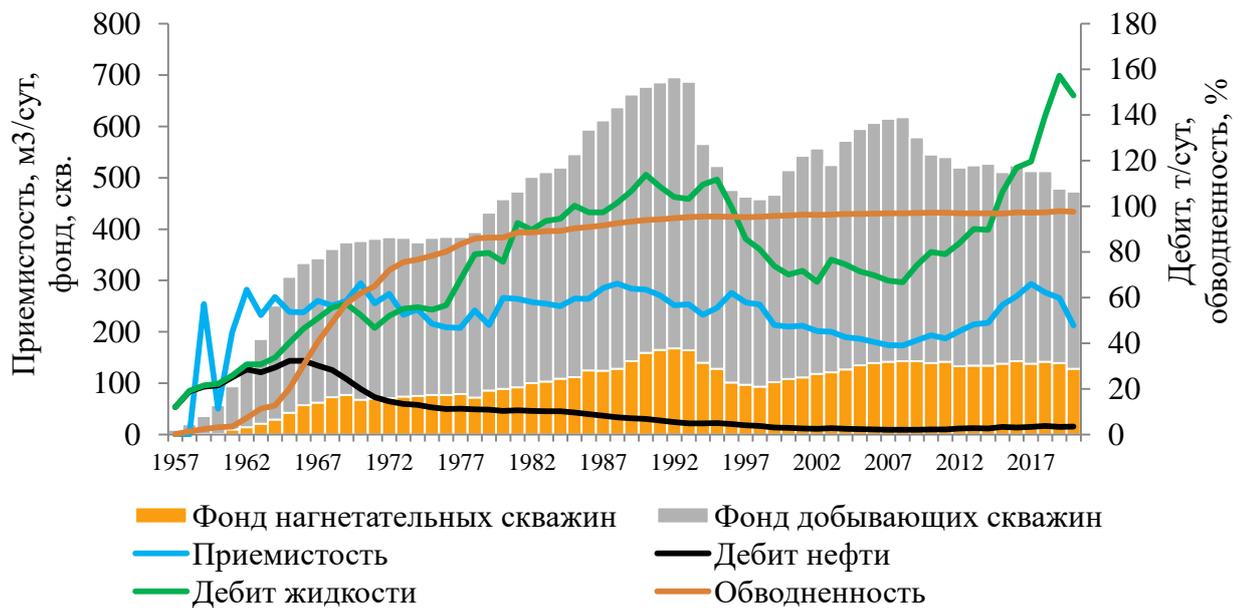


Рисунок 4.12 – Динамика основных показателей разработки по объекту

Объект находится на заключительной стадии разработки, отбор от начальных извлекаемых запасов 97.8% при обводнённости 96.2%. При этом на объекте более 1,5 млн т текущих извлекаемых запасов, выработка которых является непростой задачей. С целью повышения экономической эффективности разработки объекта необходимо проведение анализа существующей системы разработки и поиск путей оптимизации эксплуатационных затрат.

На первом этапе выполнена оценка эффективности закачки с помощью метода материального баланса. При разработке объекта с системой ППД и с

условием поддержания пластового давления выше давления насыщения уравнения материального баланса принимает следующий вид [84,85]:

$$N_p \cdot B_0 + W_p \cdot B_w - W_i \cdot B_w = N(B_0 - B_{0i}) + N \cdot \frac{B_{0i}}{1 - S_{wc}} \cdot (c_f + c_w \cdot S_{wc}) * \Delta P + W_e, \quad (4.9)$$

где  $N_p$  – накопленная добыча нефти, м<sup>3</sup>;

$N$  – начальные геологические запасы нефти, м<sup>3</sup>;

$W_p$  – накопленная добыча воды, м<sup>3</sup>;

$W_i$  – накопленный объём закачанной воды, м<sup>3</sup>;

$B_0$  – объёмный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$B_{0i}$  – объёмный коэффициент нефти при текущем пластовом давлении, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$B_0$  – объёмный коэффициент воды, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$S_{wc}$  – насыщенность связанной водой, д.ед.;

$c_f$  – сжимаемость порового пространства, МПа<sup>-1</sup>;

$c_w$  – сжимаемость воды, МПа<sup>-1</sup>;

$\Delta P = P_i - P$  – изменением пластового давления, разница между начальным и текущим пластовым давлением, МПа;

$W_e$  – накопленный приток воды из законтурной области, м<sup>3</sup>.

Зная фактическую динамику пластового давления, можно решить уравнение (4.9) относительно накопленного объёма закачанной воды  $W_i$ . Сравнив полученное значение с фактическим объёмом закачки можно вычислить коэффициент полезного действия закачки:

$$K_i = W_i / W_i^{\text{факт}}, \quad (4.10)$$

где  $K_i$  – коэффициент полезного действия закачки, д.ед.;

$W_i^{\text{факт}}$  – фактический объём закаченной воды, м<sup>3</sup>.

Результаты адаптации пластового давления представлены на Рисунке 4.13.

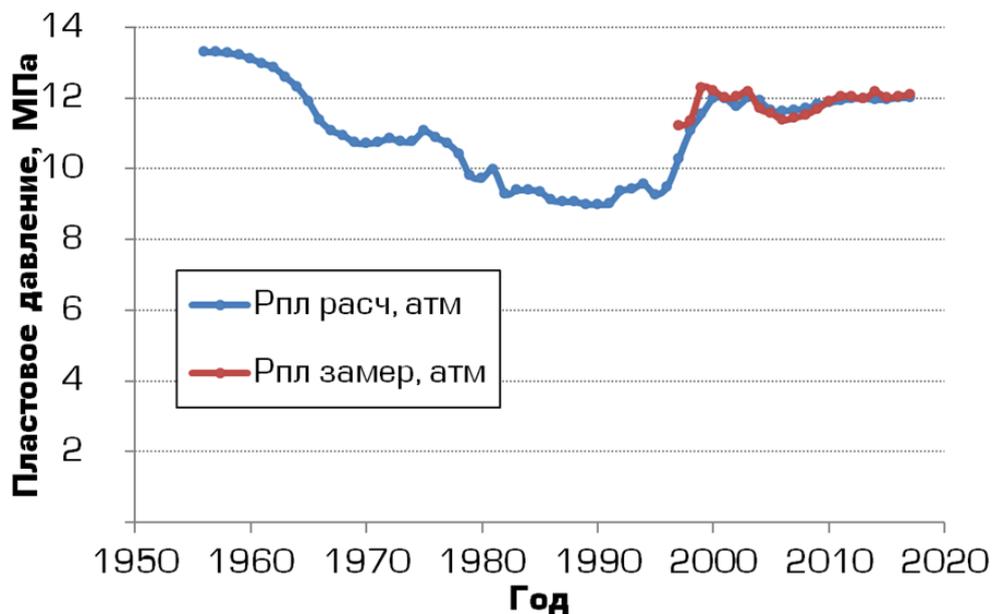


Рисунок 4.13 - Адаптация пластового давления по объекту

В результате адаптации давления определён  $K_i$  для данного объекта, который составил 0,86 д.ед. Таким образом, 14% накопленной закачки не повлияли на изменение давления (неэффективная закачка) и для дальнейшего анализа исключены из расчётов. В данный объём входит закачка, утерянная в скважинах с нарушением технического состояния, а также часть приконтурного и законтурного заводнения.

Поскольку пласты CVI.1 и CVI.2 включены в единый эксплуатационный объект, разработка их осуществляется единой сеткой скважин, в которых при вводе в работу перфорировались оба пласта. Для

дальнейшего анализа необходимо выполнить распределение закаченных объемов воды (с учётом КПД закачки) между пластами. Схема распределения представлена на Рисунке 4.14.

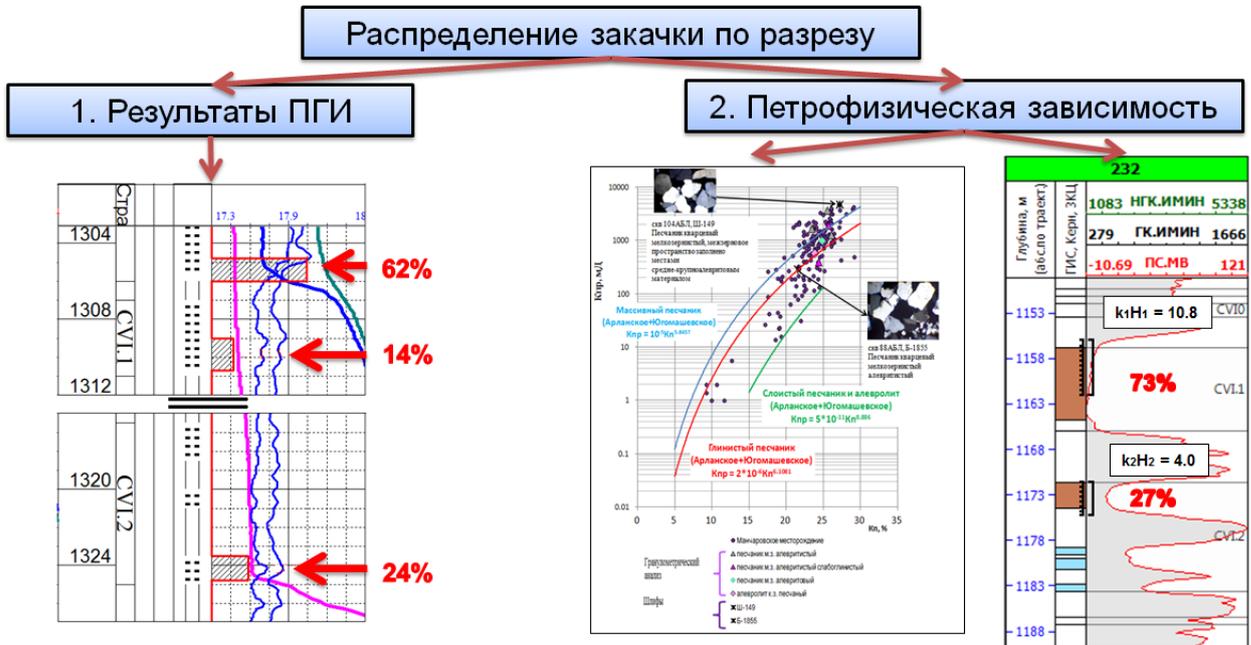


Рисунок 4.14 – Схема оценки распределения закачки по разрезу

Распределение закачиваемой воды по разрезу проводилось на основе результатов промыслово-геофизических исследований, а при их отсутствии либо низкой достоверности распределение принималось на основе фильтрационно-емкостных свойства, определённых по данным ГИС и керновых исследований. Результатом является распределение накопленной закачки в каждой нагнетательной скважине по пластам.

Следующим шагом является распределение закачки от нагнетательных скважин в направлении каждой добывающей в очаге заводнения. Коэффициент распределения закачки по площади подробно описан в работе [135]. Для каждой реагирующей скважины он определяется с учетом четырех факторов по следующей формуле:

$$\varphi_i = \varphi_{\text{пр}} * \gamma_1 + \varphi_{\text{стр}} * \gamma_2 + \varphi_{\text{ф}} * \gamma_3 + \varphi_{\text{р}} * \gamma_4, \quad (4.11)$$

где  $\varphi_i$  - коэффициент распределения закачки;

$\varphi_{\text{пр}}$  - пространственный фактор распределения закачки;

$\varphi_{\text{стр}}$  - структурный фактор распределения закачки;

$\varphi_{\text{ф}}$  - фильтрационный фактор распределения закачки;

$\varphi_{\text{р}}$  - фактор изменения давления;

$\gamma_1, \gamma_2, \gamma_3, \gamma_4$  — весовые доли факторов.

Пространственный фактор распределения закачки характеризует удаление той или иной добывающей скважины от нагнетательной в сравнении с другими добывающими скважинами. Основой для расчета являются пространственные координаты скважины. Закачиваемая вода будет преимущественно двигаться к наименее удаленным от нагнетательной скважины участкам. Расчёт фактора проводится по следующим формулам:

$$\varphi_{\text{пр}i} = \frac{\delta_i}{\sum_{i=1}^n \delta_i}, \quad (4.12)$$

$$\delta_i = \frac{\sum_{i=1}^n S_i}{S_i}, \quad (4.13)$$

$$S_i = \sqrt{(x_{\text{н}} - x_{\text{д}})^2 + (y_{\text{н}} - y_{\text{д}})^2}, \quad (4.14)$$

где  $x_{\text{н}}, x_{\text{д}}, y_{\text{н}}, y_{\text{д}}$  — координаты нагнетательной и добывающей скважины

Графическое отображение примера результатов определения пространственного фактора приведено на Рисунке 4.15.

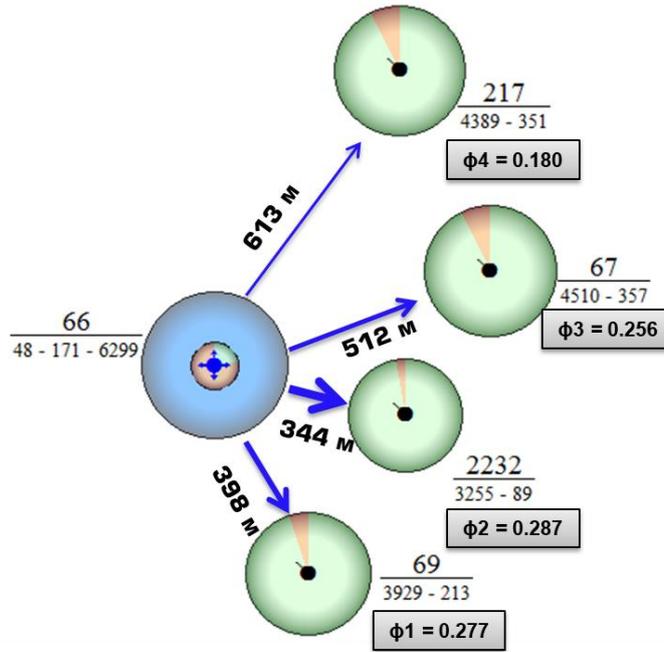


Рисунок 4.15 – Пример расчёта пространственного фактора

Структурный фактор распределения закачки характеризует разницу абсолютной глубины залегания кровли продуктивного пласта, вскрытого той или иной добывающей скважиной относительно других добывающих скважин, участвующих в распределении закачки. Основой для расчета является абсолютная отметка глубины залегания кровли пласта. Закачиваемая вода будет двигаться к участкам, залегающим глубже других. Определяются он следующим образом:

$$\varphi_{\text{стр } i} = \frac{K_{zi}}{\sum_{i=1}^n K_{zi}}, \quad (4.15)$$

$$K_{zi} = 1 - \frac{\Delta Z_i}{Z_{\text{max}} - Z_{\text{min}}}, \quad (4.16)$$

$$\Delta Z_i = Z_{\text{наг}} - Z_{\text{доб } i}, \quad (4.17)$$

где  $Z_{\text{наг}}$  - глубина залегания кровли пласта нагнетательной скважины;

$Z_{\text{доб } i}$  - глубина залегания кровли пласта реагирующей скважины.

Данный фактор учитывает влияние изменения проводимости коллектора по площади. Основой для расчета является величина межскважинной проводимости – произведения проницаемости на эффективную толщину коллектора. Закачиваемая вода будет двигаться к участкам с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами. Расчёт проводится по следующей формуле:

$$\varphi_{khi} = \frac{K_{прони} * H_{эффи}}{\sum_{i=1}^n K_{прони} * H_{эффи}}, \quad (4.18)$$

где  $K_{прони}$  – коэффициент проницаемости коллектора, мкм<sup>2</sup>;

$H_{эффи}$  – эффективная толщина пласта, м.

Последним фактором является перепад давления, который характеризует распределение закачки пропорционально разнице давлений в зоне отбора и нагнетания. Основой для расчета являются величины среднего буферного (для нагнетательных скважин) и забойного давлений (для добывающих скважин). Закачиваемая вода будет двигаться к зонам с наименьшим забойным давлением. При значительных изменениях в режимах работы скважин на длительных периодах, расчёт необходимо проводить для каждого периода в отдельности. Расчёт проводится по следующим формулам:

$$\varphi_{\Delta p_i} = \frac{\delta_i}{\sum_{i=1}^n \delta_i}, \quad (4.19)$$

$$\delta_i = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{\Delta P_i}, \quad (4.20)$$

$$\Delta P_i = P_{ср. буфи} - P_{ср. заби}, \quad (4.21)$$

где  $P_{ср. буфи}$  - среднее буферное давление нагнетательной скважины;

$P_{ср. заби}$  - среднее забойное давление добывающей скважины.

Согласно формуле (4.11) каждый фактор имеет свою весовую долю, которая может меняться в зависимости от геологических и технологических условий анализируемого объекта [136, 137]. В данном случае определение весов проводилось двумя способами: методом экспертных оценок (постоянные значения) и с учётом информации о качестве значений частных критериев оптимальности (переменные значения).

Метод экспертных оценок по приписыванию баллов основан на том, что эксперты оценивают важность частного критерия по шкале от 0 до 10 (непосредственная оценка). Подразумевается, что эксперты имеют равную компетентность. Обработка результатов анкетирования позволяет получить весовые коэффициенты для каждого фактора. Обозначим через  $h_{ik}$  - балл  $i$ -го эксперта для  $k$ -критерия. Обработка результатов проводится по следующим формулам:

$$r_{ik} = \frac{h_{ik}}{\sum_{k=1}^m h_{ik}}, \quad (4.12)$$

где  $r_{ik}$  – вес, посчитанный для  $k$ -критерия  $i$ -м экспертом;

$\sum_{k=1}^m h_{ik}$  - сумма  $i$ -ой строки

Отсюда, учитывая что:

$$r_i = \sum_{j=1}^L r_{ji} \quad (4.13)$$

Получается:

$$\gamma_{1i} = \frac{r_i}{\sum_{i=1}^m r_i} \quad (4.14)$$

Экспертная группа включала в себя специалистов, обладающих высоким уровнем компетенций в области геологии и разработки месторождений, а также с наличием обширного опыта работы с

рассматриваемым регионом. В связи с этим при оценке принято допущение о равной компетентности выбранных экспертов. Результаты расчёта приведены на Рисунке 4.16.

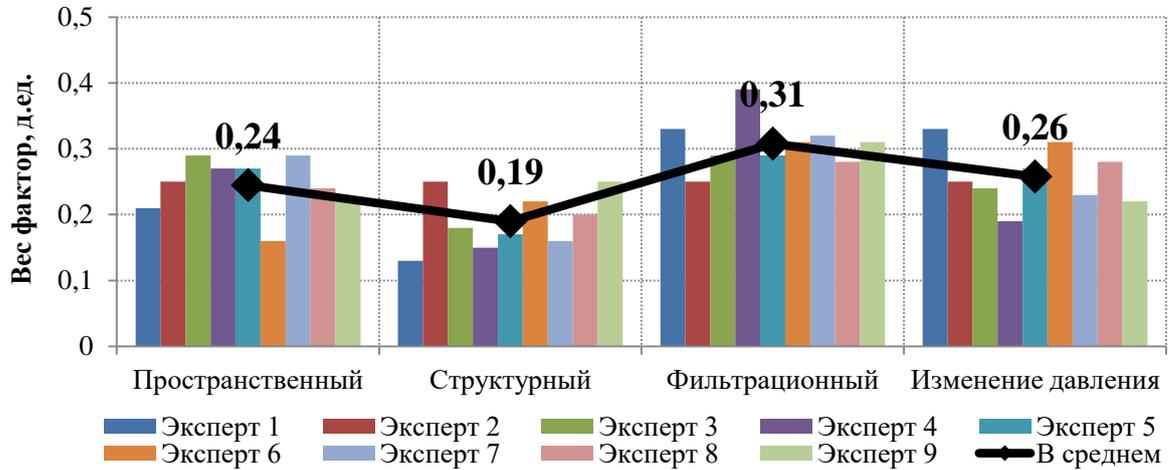


Рисунок 4.16 – Результаты оценки весов методом экспертных оценок

Оценка через коэффициент относительного разброса основана на том, что в обобщенном критерии "большой вес" имеют те критерии, у которых минимальное значение частного критерия сильно разнится от максимального. И, наоборот, чем меньший разброс имеет некоторый критерий, тем с меньшим весом его необходимо взять в линейной свертке. Для каждого частного критерия оптимальности  $F_i(x) > 0$ ,  $i=1,2,\dots,m$  определяется коэффициент разброса:

$$\delta_i = \frac{F_i^+ - F_i^-}{F_i^+} = 1 - \frac{F_i^-}{F_i^+}, \quad (4.15)$$

$$\gamma_{2i} = \frac{\delta_i}{\sum_{k=1}^m \delta_k}, \quad (4.16)$$

где  $F_i^- = \min F_i(X)$ ,  $F_i^+ = \max F_i(X)$ , который определяет возможное отклонение по  $i$ -му частному критерию.

Для рассматриваемого случая  $\varphi_p$  фактор изменения давления может меняться в динамике при изменении режимов работы скважин. В этом случае для периодов, определённых по динамике давления, определяется свой весовой коэффициент. Пример результатов расчёта приведён на Рисунке 4.17.

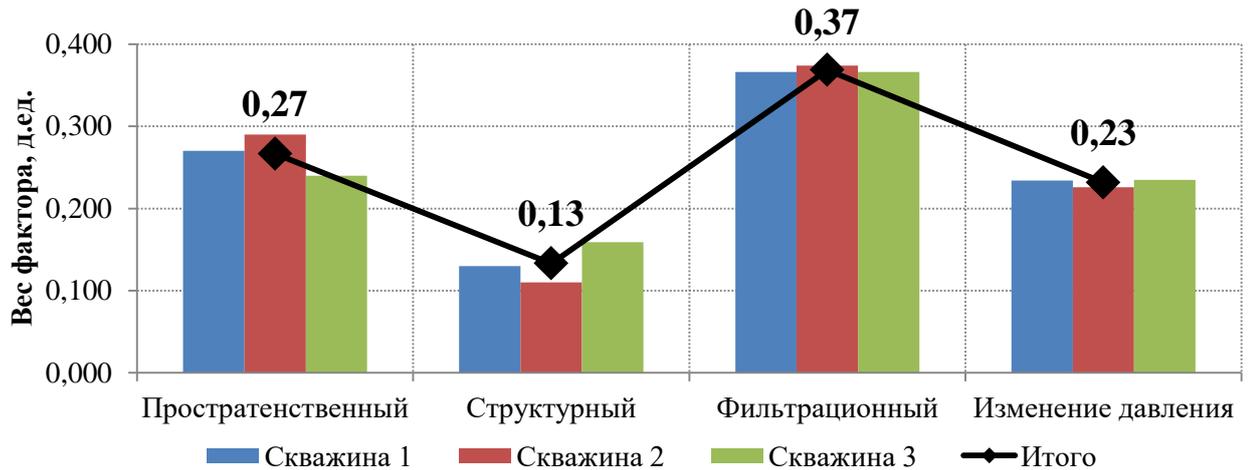


Рисунок 4.17 – Пример результатов расчёта весовых коэффициентов по разбросу

Для рассматриваемого участка результат расчётов показывает, что наибольшее влияние оказывает фильтрационный фактор, т.е. ФЕС в различных направлениях имеют значительный разброс. А структурный фактор имеет небольшой вес, поскольку в пределах небольшого участка залегание пласта прослеживается примерно на одних и тех же абсолютных отметках. Для рассмотренного очага заводнения результат оценки весов в целом сходится с методом экспертных оценок, но подобный результат наблюдается не на всех участках. Однозначное решение об эффективности или неэффективности закачки принималось только при совпадении оценки весов по обоим методом. При их расхождении проводился более детальный анализ разработки с целью принятия решения по дальнейшей оптимизации ППД.

В результате выполненных операций на текущем шаге было получено итоговое распределение закачки от нагнетательных скважин в направлении каждой отдельно взятой скважины. Далее необходимо ответить на вопрос – насколько закачка на текущий момент является эффективной? Под эффективностью понимается процесс вытеснения нефти к забою добывающей скважины [138]. В случае, если закачка только поддерживает пластовое давление и дебиты жидкости, напрямую циркулируя от зоны нагнетания к добывающей скважине, такая закачка считается неэффективной, поскольку не способствует добыче нефти, а в некоторых случаях и препятствует ему. С целью решения данного вопроса привлечены результаты керновых исследований анализируемых пластов. В рамках фильтрационных тестов определяется зависимость коэффициента вытеснения от степени промывки пласта. Зависимости, полученные в лабораторных условиях, представлены на Рисунке 4.18.

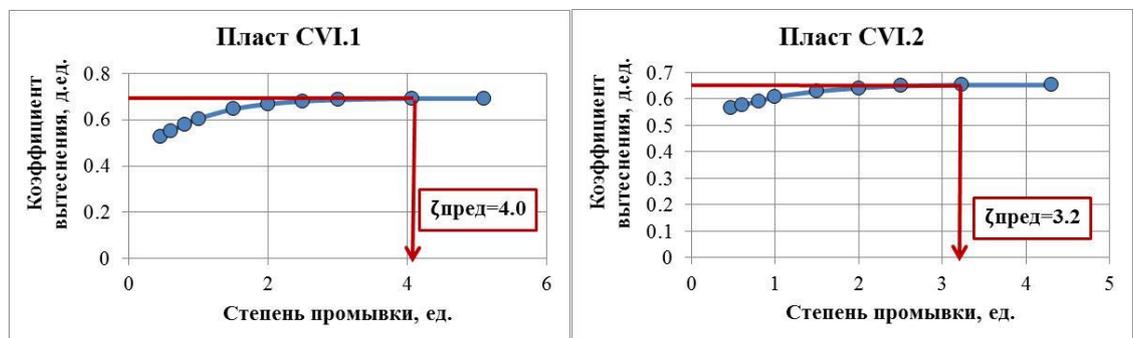


Рисунок 4.18 – Зависимость коэффициента вытеснения от степени промывки по результатам исследования керна

Из полученных зависимостей видно, что при определённом значении степени промывки пласта коэффициент вытеснения перестаёт увеличиваться, т.е. закачка переходит в категории неэффективной. Для пласта CVI.1 предельным значением степени промывки  $\zeta_{\text{пред}}$  является 4,0 ед., для пласта CVI.2 – 3,2 ед. Текущая степень промывки пласта в зоне репрессии определяется по формуле:

$$\zeta_i = \frac{Q_{\text{закі}}^{\text{нак}}}{V_{\text{порі}}} = \frac{Q_{\text{закі}}^{\text{нак}}}{S \cdot m_{\text{срі}} \cdot \left( \frac{h_{\text{ЭФср}}^{\text{добі}} + h_{\text{ЭФср}}^{\text{нагні}}}{2} \right)}, \quad (4.17)$$

где  $\zeta_i$  - степень промывки пласта в границах зоны площадью  $S$ ;

$Q_{\text{закі}}^{\text{нак}}$  - накопленная закачка воды в  $i$ -ую нагнетательную скважину,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{порі}}$  - объем порового пространства зоны репрессии  $i$ -ой скважины,  $\text{м}^3$ ;

$S$  – площадь дренирования, приходящаяся на  $i$ -ую скважину, определяемая как диаграмма Вороного [139, 140],  $\text{м}^2$ ;

$m_{\text{срі}}$  – средний коэффициент пористости пласта, доли ед.;

$h_{\text{ЭФср}}$  – средняя начальная нефтенасыщенная толщина зоны репрессии,  $\text{м}$ .

С учётом ранее полученных коэффициентов по формулам (4.10) и (4.11) накопленная закачка определяются следующим образом:

$$Q_{\text{закі}}^{\text{нак}} = \sum Q_{\text{закі}}^{\text{нак}} \cdot K_i \cdot \varphi_i, \quad (4.18)$$

где  $\sum Q_{\text{закі}}^{\text{нак}}$  – суммарная накопленная закачка по нагнетательной скважине.

В результате выполненных расчётов все направления закачки распределяются по категориям в соответствии со следующими критериями:

$$\begin{cases} \text{если } \zeta_i > \zeta_{\text{пред}}, \text{ закачка неэффективна} \\ \text{если } \zeta_i < \zeta_{\text{пред}}, \text{ закачка эффективна} \end{cases} \quad (4.19)$$

По условиям (37) все пары скважин «нагнетательная-добывающая» распределены по эффективности. Далее в зависимости от доли неэффективных направлений закачки все рассмотренные нагнетательные скважины распределены в три группы: неэффективные (100% неэффективных направлений), малоэффективные (более 50% неэффективных

направлений), эффективные (менее 50% неэффективных направлений).  
Пример распределения по группам приведён на Рисунке 4.19.

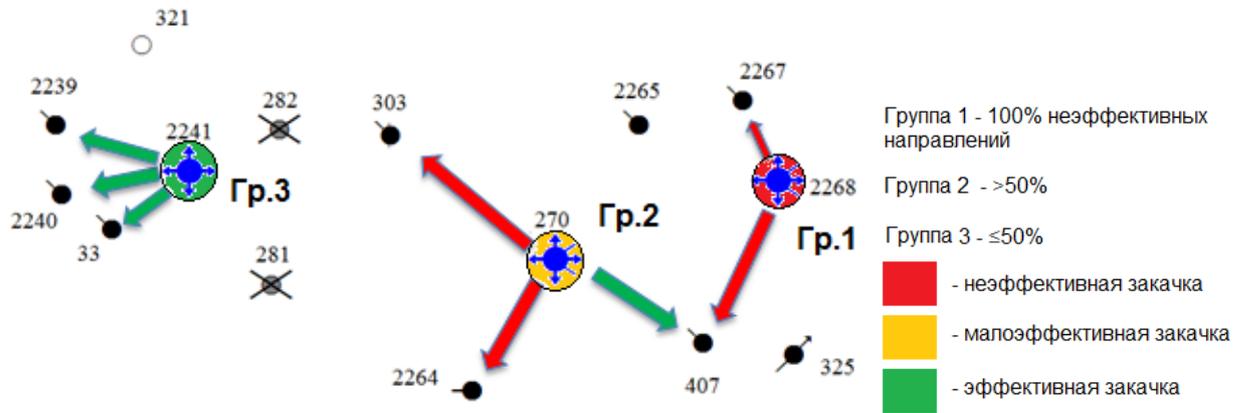


Рисунок 4.19 – Пример распределения нагнетательных скважин по эффективности

Результаты распределения всех скважин представлены в Таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Распределение нагнетательных скважин по эффективности

Пласт	Параметр	Группа		
		Неэффективные	Малоэффективные	Эффективные
CVI.1	Кол-во, шт.	21	3	23
	Приёмистость, м <sup>3</sup> /сут	9016	912	8129
CVI.2	Количество, шт.	12	3	17
	Приёмистость, м <sup>3</sup> /сут	2096	751	3237
Всего	Количество, шт.	33	6	40
	Приёмистость, м <sup>3</sup> /сут	11112	1663	11366

В итоге, по результатам оценки эффективности системы заводнения по 33 скважинам выявлена неэффективная закачка (21 скважина по пласту CVI.1; 12 – по пласту CVI.2). Для этих скважин рекомендуются следующие мероприятия:

1. По 6 скважинам рекомендуется перераспределить закачку между пластами (изоляция промытого пласта). При этом суммарный объем закачки сократится на 457 м<sup>3</sup>/сут, экономия составит более 2.3 млн руб./год;
2. Остальные 27 скважин рекомендуется перевести в циклический режим закачки;
3. Также данные участки предлагается рассмотреть на применение МУН (щелочное заводнение, ПАВ, APS, мицеллярное заводнение). Суммарная ожидаемая дополнительная добыча нефти составит 33.6 тыс.т;
4. При отсутствии эффекта от перевода на циклический режим и физико-химических МУН предлагается остановка неэффективных скважин с суммарным объемом закачки 10654 м<sup>3</sup>/сут. Экономия составит 53.6 млн руб./год.

#### **Выводы к главе 4**

1. Разработан алгоритм косвенного определения пластового давления по изменению режима работы скважин, эксплуатируемых при забойном давлении ниже давления насыщения нефти газом
2. Ретроспективный анализ показывает высокую сходимость расчётной величины пластового давления с фактическими замерами по ГДИС. Медиана отклонения составляет менее 10%, что позволяет сделать вывод о применимости данного алгоритма для оценки пластового давления с высокой степенью достоверности
3. Предложен подход к прогнозированию обводнённости при проведении ИДН на основе характеристик вытеснения.
4. Для анализируемого региона определён оптимальный вид характеристики вытеснения, подходящий для определённой группы пластов. При сравнении с фактическими результатами работ среднее абсолютное отклонение расчётной обводнённости от фактической составляет 1,9%, что вполне достаточно для применения разработанного инструмента на практике

5. Разработана методика оптимизации системы ППД, включающая определение эффективности фильтрационных потоков с привлечением лабораторных исследований керна.

6. В результате выполненного анализа на примере одного из объектов выявлена неэффективная закачка в объёме более 11 тыс.м<sup>3</sup>/сут. По неэффективным скважинам даны рекомендации, в результате которых возможно получение дополнительной добычи нефти и экономия эксплуатационных затрат в размере 55 млн руб. в год.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

На основании проведённых исследований созданы новые и уточнены существующие методические подходы, направленные на обоснование управляющих решений задач ресурсосбережения и увеличения выработки остаточных трудноизвлекаемых запасов на зрелых нефтяных месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

При этом:

1. Для условий регионов, имеющих сложную структуру ресурсной базы, предложен алгоритм, позволяющий организовать эффективный мониторинг использования запасов. На его основе возможно выделение участков, перспективных для вовлечения, планирование программы геолого-разведочных работ для уточнения запасов, а также выявление участков с недостаточной эффективностью существующей системы разработки. С целью ввода в разработку законсервированных запасов и интенсификации выработки запасов предложен механизм снижения налоговой нагрузки путём изменения определения категории трудноизвлекаемых запасов. На основе сопоставления параметров карбонатных объектов Волго-Урала и Западной Сибири предложен переход от обоснования проницаемости к подвижности, представляющей собой отношение проницаемости коллектора к вязкости флюида. Предложенная схема является обоюдовыгодной для государства и нефтяных компаний, и позволит как повысить налоговую базу, так и повысить эффективность разработки.

2. Предложен подход определения оптимальных параметров системы разработки на основе данных фациальной модели осадконакопления и распределения фильтрационно-емкостных свойств. Полученные результаты с достаточной достоверностью могут быть также транслированы на участки со схожим строением коллектора. Для условий одного из карбонатных объектов разработан алгоритм поиска перспективных для разработки участков и оптимизации работы системы заводнения.

3. На примере одного из многопластовых терригенных объектов с неравномерной выработкой запасов по разрезу предложена схема составления портрета успешного ГРП и определения ключевых геолого-технологических параметров. Для карбонатных объектов республики Башкортостан определена область применения перспективной технологии кислотного ГРП с закреплением проппантом, позволяющая эффективно вовлекать в разработки участки с ухудшенными ФЕС.

4. Для повышения охвата данными об энергетическом состоянии пластов разработан алгоритм косвенного определения пластового давления по изменению режима работы скважин в условиях, когда забойное давление ниже давления насыщения нефти газом, что позволяет более точно планировать ГТМ и мониторинг работы базового фонда при недостаточном охвате гидродинамическими исследованиями. С целью повышения точности прогноза обводнённости после ИДН предложено применение характеристик вытеснения. Преимуществом разработанного метода является учёт темпа отбора жидкости из пласта, что отсутствует при экспертной оценке. Предложен алгоритм определения неэффективных направления закачки на основе комплексного распределения закаченных объёмов в каждом направлении и привлечения фильтрационных исследований на керне. Предложенный подход позволяет определить объёмы неэффективной закачки для дальнейшего внедрения МУН либо остановки скважин с целью повышения рентабельности разработки.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Дейк Л.П. Практика инжиниринга нефтяных пластов. М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. - 651 с.
2. Тимонов Н.В., Сергейчев А.В., Ямалов Н.Р., Мусабиров Т.Р. Влияние неоднородности пласта на прогнозный коэффициент извлечения нефти на северном лицензионном участке Приобского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 38–40.
3. Фурсов А.Я., Максимов М.И. и др. Справочник по нефтепромысловой геологии. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
4. Короновский Н.В. Краткий курс региональной геологии СССР. Изд.2-е. - М., 1984, - 265 с.
5. Гутман Н.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. М.: Недра, 1985. 223с.
6. Гришин Ф.А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1985.-277с.
7. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. М.: Недра, 1981.-488с.
8. Лухминский Б.Е., Сержантов Р.Б. Уточнение определения запасов нефти и газа Journal of Petroleum Technology. 1997, 11. 527-528.
9. ОСТ 153-39.0-050-2003. Методическое руководство «Оценка технологической эффективности геолого-технических мероприятий по повышению нефтеизвлечения пластов и интенсификации добычи нефти». Министерство энергетики Российской Федерации. – М., 2003. – 89 с
10. Казаков А.А., Орлов В.С. Методическое руководство по определению активных извлекаемых запасов нефти месторождений (объектов), находящихся в поздней стадии разработки. – Уфа: БашНИПИнефть, 1987. – 48 с.
11. Казаков А.А. Методы характеристик вытеснений // ИС. Научнотехнические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для

внедрения в нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – Вып. 1. – С. 4-10.

12. Баишев Б.Т., Манаева Л.Б.: О типизации нефтяных месторождений по характеру водонефтяных зон пластов. / Тр. ВНИИнефть, вып. 54. Изд. Недра, 1968, с. 147-155.

13. Абызбаев И.И., Леви Б.И. Повышение эффективности разработки водонефтяных зон месторождений Башкирии. Башкирское книжное издательство, Уфа, 1978, 72 с.

14. Кисель В.А., Абрамов Ю.С. Разработка нефтяных залежей с подошвенной водой. М.: Недра, 1978, 192 с.

15. De Ghetto G., Kossack Ch.: "Control of water and gas coning by dynamic preassure barrier: application to a carbonate reservoir." Paper presented at the 8th European IOR -Symposium in Vienna, 1995, May 15-17.

16. Zakirov S. Coning effects examined for oil-rim horizontal wells. // Oil and Gas Journal, 1995, June 26.

17. Краснова Т.Л. Контроль за конусообразованием при разработке нефтегазовых залежей с подошвенной водой / Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. -1997.- №4.-С. 38-43.

18. Абызбаев И.И., Сыртланов А.Ш., Викторов П.Ф. и др. Разработка залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти Башкортостана Уфа: изд-во «Китап», 1994. -180с.

19. Саттаров М.М. и др. Особенности разработки водонефтяных зон месторождений платформенного типа. Тр. УфНИИ. - Вып. 27. - 1969. - С. 117-133.

20. Muskat M., Wyckoff R.: "An approximate theory of water-coning in oil production". / AIME Trans. Petr. Dev. Technol., 1935, vol. 114.

21. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года: утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 года №1523-П // URL: <http://government.ru/docs/39847>

22. Гавура В.Е. и др. Вопросы нефтяного законодательства и стимулирования добычи нефти в зарубежных странах /В.Е. Гавура, Б.И. Плужников, Т.Б. Красильникова. М.: ВНИИОЭНГ, 1994. - 28с.
23. Чертенков М.В. О подходах к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в ОАО «ЛУКОЙЛ» // Состояние и проблемы разработки трудноизвлекаемых запасов и месторождений, находящихся на поздней стадии: сб. докладов выездного совещания (Пермь, 19–21 ноября). – 2014. – С. 8–21.
24. Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов Республики Татарстан / А.Ф. Яртиева, И.Н. Хакимянов, В.Н. Петров, З.С. Идиятуллина – Казань: Ихлас, 2016. – 192 с.
25. "Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая)" от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 02.07.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.10.2021) // Консультант Плюс. - Режим доступа: <http://www.consultant.ru/>.
26. Порядок определения показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта по залежи углеводородного сырья ; утв. приказом Минприроды России от 15.05.2014 № 218.
27. Деева Т.А., Камартинов М.Р., Кулагина Т.Е., Шевелев П.В. Современные методы разработки месторождений на поздних стадиях: учебное пособие. – Томск, 2006. – 286 с.
28. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидромеханических процессов разработки месторождений углеводородов. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. 140 с/
29. Приказ Минприроды России от 20.09.2019 № 639 "Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья".
30. Вернер Беренс, Питер М. Хавранек. Руководство по оценке эффективности инвестиций. М.: Инфра-М, 1995. - 528 с.

31. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – 304 с.
32. Саттаров М.М., Мусин М.Х., Полудень И.А. Системы разработки месторождений нефти и газа с помощью горизонтальных скважин. М.: ВНИЦентр, 1991.
33. Федоров К.М., Тимчук А.С. Анализ эффективности систем разработки нефтяных залежей в юрских отложениях на примере Ершового и Хохряковского месторождений // Известия вузов. Нефть и газ. – 2006. – № 3. – С. 11–17.
34. Приказ Минприроды России от 14.06.2016 № 356 (ред. от 20.09.2019) "Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья".
35. Закон Российской Федерации "О недрах" от 21.02.1992 № 2395-1
36. Заславская Л.А. Правовое регулирование охраны недр. // Ученые записки ВНИИСЗ. 1969. Выпуск 17. С.3 13.
37. Кабатова Е.В. Закон «О недрах»: нерешенные проблемы. // Московский журнал международного права. 2005. Специальный выпуск. Декабрь. С. 149 — 156.
38. Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 №3-р «Об утверждении методических рекомендаций по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утверждённой приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 №477»
39. Крашенинников Г.Ф. Учения о фациях Учеб. пособие. М.: Высшая школа, 1971.-367с.
40. Нестеров И.И., Шпильман В.И. Теория нефтегазонакопления. М.: Недра. 1987.-316с.
41. Рединг Х.Г. и др. Обстановки осадконакопления и фации. М.: Мир, 1990. Т. 1,2-736 с.
42. Баймухаметов К.С., Еникеев В.Р., Сыртланов А.Ш., Якупов Ф.М. Геологическое строение и разработка Туймазинского нефтяного месторождения - Уфа: Китап, 1993. - 280 с.

43. Исхаков И.А., Баймухаметов К.С., Габитов Г.Х., Гибадуллин Н.З., Лозин Е.В., Якупов Р.Ф. Уроки разработки Туймазинского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. - 2004. - №8. - С. 12-16.
44. Бачин С.И. Доразработка остаточных запасов нефти высокообводненных месторождений с неоднородными коллекторами. Диссертация на соискание степени кандидата технических наук. Уфа, 2008. С.128
45. Сарваров А.Р. Анализ эффективности применения гидроразрыва пласта на пластах пачки АВ Самотлорского месторождения. М.: ВНИИОЭНГ, НТЖ «Нефтепромысловое дело». — №1. — 2009, С.22-25.
46. Хайрединов Н.Ш., Андреев В.Е., Котенев Ю.А. и др. Критерии в применимости методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Башкирии // Нефтепромысловое дело.-1996.-№ 5.-С.4-6.
47. Литвин В.В. Интенсификация выработки запасов нефти с применением горизонтальных скважин (на примере Самотлорского месторождения): дисс. на соиск. уч. ст. канд. техн. наук. Уфа: ГУН «ИПТЭР», 2009. - 177с.
48. Hang B.T., Ferguson W.I., Kudland T. "Horizontal wells in the water zone: the most effective way of the tapping oil from thin oil zones?" / Paper SPK 22929 presented at the ATCK. Dallas, 1991, Oct. 6-9.
49. Ахметов Н.З. Повышение эффективности регулирования выработки остаточных запасов из многопластового объекта циклическим заводнением. Дис. канд техн наук, Альметьевск, 2003 г., 155 с.
50. Шахвердиев А Х , Захаров И В , Сулейманов И В Исследование степени информативности параметров, определяющих процесс образования застойных и слабодренируемых зон залежей углеводородов // Нефть хоз-во , 2004, №8 С.64-68
51. Мирзаджанзаде АХ., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче Системный анализ, диагноз, прогноз -М.: Наука, 1997 254 с.
52. Атанов Г.А, Боксерман А.А., Сургучев М.Л. Приближенная методика определения показателей заводнения нефтяных залежей при циклическом воздействии на пласты. Тр. ВНИИнефть, вып.40, М., Недра, 1974, с. 195-208.

53. Борисов А.Ю. Прогнозирование основных показателей разработки нефтяных месторождений при заводнении (по характеристикам вытеснения): Дис. .кан.техн.наук.-М.:МИНХиГП, 1989.-280 с.
54. Горюнов В.А, Хусаинов В.М., Гумеров Н.Ф.: Довыработка заводненных зон в условиях однопластового объекта/ Тр. Научн.-практ. конфер, посвященной 50-летию открытия девонской нефти Ромашкинского мест. Казань. Изд. Новое Знание, 1998 -С 77-81
55. Крейг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении.- М.:Недра, 1974-191
56. Методическое руководство по оценке промысловой эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи на поздних стадиях разработки заводнением/ТатНИПИнефть -Бугульма, 1992
57. Мостеллер Ф., Тьюки Дж. Анализ данных и регрессия. – М.: Финансы 97 и статистика, 1982. – 317 с.
58. Дрейпер, Н. Прикладной регрессионный анализ / Н. Дрейпер. - М.: Вильямс И.Д., 2019. - 912 с.
59. Саттаров М.М., Андреев Е.А., Ключарев В.С., Панова Р.К., Тимашев Э.М.: Проектирование крупных нефтяных месторождений. Изд Недра 1969,237 с.
60. Сергеев В.Б.: Влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу водонефтяных зон залежей Арланского месторождения. //Нефт. хоз., № 2, 1985, с. 23-28.
61. Учет расчлененности пласта в расчетах коэффициента охвата воздействием / В.П. Балин, Н.А. Мохова, И.А. Синцов, Д.А. Остапчук // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 1. – С. 14–20.
62. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. Учебное пособие для вузов. -М.: РГУ нефти и газа, 2001, 68 с.
63. Янкова Н.В. Геологическое моделирование сложнопостроенных пластов неокома на основе данных сейсморазведки и литолого-фациального анализа

при подсчете запасов нефти и разработке (на примере месторождений ОАО «Юганскнефтегаз») Автореферат кандидат.диссертации. 2002. 207

64. Curray J.R. Transgressions and regressions. In: Papers in Marine Geology (Ed. By R.L. Miller), p-p 175

65. Левянт В.Б., Хромова И.Ю. и др. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа. Москва ЦГЭ. 2010. С. 250.

66. Багринцева, К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа [Текст] / К.И. Багринцева. - М. : ВНИГНИ, 1999. - 283 с. + рис.

67. Основы геологии карбонатных пород. Томск: ТПУ, ЦППСНД, 2010. – 339 с.

68. Смехов, Е.М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа [Текст] / Е.М. Смехов. - Л. : Недра, 1974. - 200 с.

69. Малофеев Г.Е., Желтов Ю.В., Кудинов В.И. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах Москва. Нефть и газ, 1997-255 с.

70. Мищенко И.Т., Кондратюк А.Т.: Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Изд. Нефть и газ, 1996, 190 с.

71. Базыров, И.Ш. Моделирование инициации трещин в трещиноватом коллекторе в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. И.Ш. Базыров, А.С. Гунькин, Ю.В. Овчаренко, С.В. Лукин, Д.В. Альчибаев, А.А. Шаповалова, И.П. Болгов //Нефтяное хозяйство. 2019. - № 12. - С. 56-60.

72. Мальцев, В.В., Асмандияров, Р.Н., Байков, В.А., Усманов, Т.С., Давлетбаев, А.Я. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки // Нефтяное хозяйство. 2012. №5. С. 70-73.

73. Bachman, R.C., Harding, T.G., Settari, A. Tony, and D.A. Walters. "Coupled Simulation of Reservoir Flow, Geomechanics, and Formation Plugging With Application to High-Rate Produced Water Reinjection." Paper presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, February 2003.
74. Fischer, K., Ferreira, F.C., Holzberg B.B., et al. Integrated modeling of formation damage and multiple induced hydraulic fractures during produced water reinjection. In: SPE Latin America and caribbean petroleum engineering conference. Society of Petroleum Engineers; 2017.
75. Ипатов, А.И. Научные принципы и применение современных технологий геофизических исследований эксплуатационных скважин для контроля за динамикой разработки нефтегазовых залежей: Дисс. д.т.н., Москва, 1999. - 399 с.
76. Кременецкий, М.И., Ипатов, А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. - М. : МАКС Пресс, 2008.
77. Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. М.Недра, 1977
78. Fedorov, A. I., Davletova A. R. 2014. Reservoir stress state simulator for determining of fracture growth direction. Geophysical research. Vol. 15. No. 1: 15-26. <http://gr.ifz.ru/soderzhanie/tom-15-nomer-1-2014/> (Russian) Peichao L. 2008.
79. Шагиев, Р.Г. Исследование скважин по КВД. - М.: Наука, 1998. – 304 с.
80. Морозовский, Н.А., Кокурина, В.В., Кричевский, В.М., Мельников, С.И. Подходы к количественной интерпретации ГДИС при длительном мониторинге разработки в условиях низкой информативности традиционных технологий// Инженерная практика. - 2012. - №8. - стр.6-11.
81. Van-Poolen H.K., Bateman S.J. Application of DST to Hydrodynamic Studies // World Oil, July 1958.
82. Silin, D.B. Monitoring Waterflood Operations: Hall's Method Revisited / D.B. Silin, R. Holzman [and others] // Regional Meeting held in Irvine. - CA, U.S.A., 30 March - 1 April 2005.

83. Silin, D.B A well-test analysis method accounting for pre-test operations / D.B. Silin, C.F. Tsang // SPE Journal, 2003(March). - P. 22-31.
84. Абидов, Д.Г., Камартдинов, М.Р. (2013). Метод материального баланса как первичный инструмент оценки показателей разработки участка месторождения при заводнении. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 322, 1, 91-96.
85. Севастьянова К.К., Павлов В.А. Применение метода материального баланса для прогнозирования темпов добычи пластовых флюидов и падения пластового давления для карбонатных трещиноватых коллекторов. Нефтяное хозяйство, 2007, т.11, с.14-17.
86. Pickup, G.E. Top-Down Reservoir Modelling: From Material Balance to Reservoir Simulation / G.E. Pickup, M.A. Christie // SPEJ. - 2009.
87. Персиянцев М.Н., Кабиров М.М., Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов. Оренбургское книжное изд-во, 1999.- 223с.
88. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1986. - 308с.
89. Бурдынь Т.А., Горбунов А.Т., Лютин Л.В. и др. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении. М.: Недра, 1983. -192с.
90. Бабалян Г.А., Тумасян А.Б., Леви Б.И., Халимов Э.М. Применение ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов. // Нефтяное хозяйство, 1976.-№7.- С. 7-16.
91. Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам: Учеб. пособие. - м.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2006. - 565 с.: ил.
92. Реутов В.А. Гидравлический разрыв пласта: условия образования трещин, их практическое определение и использование // Итоги науки и техники. Разработка нефтяных и газовых месторождений.- М.: ВИНТИ, 1991.- Т. 23. - С. 73-153.
93. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта: Учеб. Пособие для спту/П.М. Усачев. - м.: Недра, 1986. - 165 с.

94. Clark J.B. Hydraulic process for increasing productivity of wells // Trans. AIME.- 1949,-V. 186,-P. 1-8.
95. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation.-Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 07632. - 1989.- 430 p.
96. Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г., Юсупов И.Г., Ограничение притока пластовых вод в нефтяных скважинах. М., Недра, 1976, с.175.
97. Методическое руководство по выбору объектов для проведения методов воздействия на призабойную зону скважин. ВНИИнефть, 1976, с.107.
98. Авдеев, И.В. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий на примере турнейско-фаменского объекта Озерного месторождения / И.В. Авдеев, А.А. Кочнев // Научно-технический журнал “Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений”. – 2020. – №1. – С.48-52.
99. Лозин Е.В. Проектирование разработки терригенного девона Туймазинского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 8. – С. 26–29.
100. Габдрахманов Н.Х., Сыртланов Н.Я., Сафонов Е.Н., Гайнуллин К.Х. Развитие системы поддержания пластового давления Туймазинского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 8. – С. 30–31.
101. Аналитическая методика оценки эффективности технологии отбора прикровельной нефти из водоплавающих залежей, верифицированная на гидродинамической модели / Р.Ф. Якупов, А.А. Гимазов, В.Ш. Мухаметшин, Р.И. Макаев//Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 6. – С. 66–69.
102. Способ разработки контактных зон на примере Туймазинского нефтяного месторождения /Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин, Ю.В. Зейгман, А.Н. Червякова, М.Д. Валеев // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 36–40.
103. Mukhametshin V.Sh., Tyncherov K.T. Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir /Periodico Tche Quimica. – 2018. – Vol. 15. – Iss. 30. – P. 725-733.

104. Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин, И.Н. Хакимзянов, В.Е. Трофимов // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 3. – С. 55–61. DOI: 10.18599/grs.2019.3.55-61. (S, Wos)
105. Демакин П.С. Перспективы развития ГРП. Материалы 12-й Потребительской конференции СЗАО «ФИДМАШ», № 3 (057) Сентябрь 2016, с. 26-34
106. Зольников Д., Ачимовские пласты Уренгойского месторождения. Массивные ГРП с применением линейных подушек / Д. Зольников, А. Шнитко, И. Ельцов, Н. Завьялов, Д. Перфильев, Д. Штурн, Л. Каменский // Oil&Gas Jornal Russia, ноябрь, 2017, с. 56-62.
107. Ramana Murthy RVV, Murthy C, Naresh KK. Preparation of linear frac concentration with 4-Vinyl-2,6-Dimethoxyphenol. Mater Today: Proc. 2016;3(7):3792-3798.
108. Мухаметшин В.В. Идентификация и группирование залежей для использования метода аналогий в решении задач повышения эффективности управления ресурсами жидких углеводородов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. – 176 с.
109. Создание эффективных систем разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах / Р.З. Мухаметшин, Г.Ф. Кандаурова, О.П. Мигович, Е.Ю. Мочалов, А.М. Гайнаншина, Ш.Я. Гилязов // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 2. – С. 37–42.
110. Webb, K.J. A Laboratory Study Investigating Methods for Improving Oil Recovery in Carbonates / K.J. Webb, C.J.J. Black, G. Tjetland // International Petroleum Technology Conference (Doha, Qatar, 21-23 November 2005) / the team of authors. – М.: International Petroleum Technology Conference, 2005. – 7 p. – DOI: 10.2523/IPTC-10506-MS

111. Каневская Р.Д., Новиков А.В. Методы моделирования кислотного гидроразрыва пласта.// Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2018. - №3. – С. 28-34.
112. Куртис Кроуи., Жак Масмонтейл., Рон Томас. Тенденции в кислотной обработке матрицы// Нефтяное обозрение. 1996г. С.59-63.
113. Муслимов Р.Г., Орлов Г.А. Комплекс технологий обработки призабойной и удаленной зон карбонатных пластов// Нефтяное хозяйство. 1995. №3.- С.47-49.
114. Правдюк А.Н., Мишкин А.Г., Магадова Л.А. Развитие кислотного гидроразрыва карбонатных пластов на месторождениях ОАО "Татнефть"// Нефтяное хозяйство.- 2005.- №3. С.76.
115. Kanevskaya R.D., Novikov A.V. Simulation Of Acid Fracturing Including Acid Propagation In Formation. // Proceedings. 16th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery —Barcelona, Spain 3-6 September 2018. – We A1 02.
116. Лозин Е.В. Атлас нефтяных и газовых месторождений, разрабатываемых ПАО АНК «Башнефть». – Уфа, БашНИПИнефть, 2015. – 270 с.
117. Методы корреляционного и регрессионного анализа : Руководство для экономистов / Э. Ферстер, Б. Ренц; Пер. с нем. и предисл. В. М. Ивановой. - М. : Финансы и статистика, 1983. - 302 с.
118. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях. – Тюмень: Изд-во Тюменского государственного университета, 2000. – 352 с.
119. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 368 с.
120. Влияние на нефтеотдачу форсированных отборов жидкости и перспективы их применения. Сонич В.П., Черемисин Н.А., Климов А.А., Афанасьев В.А.// Нефтяное хозяйство. 2002. - № 8.

121. Влияние форсированного отбора жидкости на процесс обводнения и нефтеотдачу на примере разработки месторождения Яблоновый Овраг. Губанов А. И., Колганов В. И., Сазонов Б. Ф., Жуков Д. М.// Нефтяное хозяйство. 1962. -№6.
122. Колганов В.И., Немков А.С. Форсированный отбор жидкости на нефтяных месторождениях Куйбышевской области// Труды института "Гипрвостокнефть". 1981.
123. Максимович Г.К. Технологические основы метода форсированного отбора жидкости из обводненных пластов// Нефтяное хозяйство. 1954. - № 1.
124. Шустеф И.Н., Стадникова Н.Е. Применение форсированного отбора жидкости на месторождениях разной геолого-промысловый характеристикой// Нефтяное хозяйство. 1980. -№ 12.
125. Vogel J.V. et al. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells // Journal of Petroleum Technology. – 1968. – Т. 20. – №1. – С. 83-92.
126. Шашков В. Б. Прикладной регрессионный анализ. Многофакторная регрессия: учебное пособие. – Оренбург: ГОУ ВПО ОГУ, 2003. – 363 с.
127. Панченко Т.В. Генетические алгоритмы. – Астрахань: Издательский дом «Астраханский университет», 2007. – 87 с.
128. Харисов М. Н., Юнусова Э. А., Майский Р. А. Алгоритм косвенного определения пластового давления с использованием методов Data Mining // научно-технический журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». – 2018. – №. 3. – С. 40-48.
129. Савельев, В.А., Токарев, М.А., Чинаров, А.С. (2008). Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи. Ижевск: Удмуртский университет.
130. Жеребцов Е.П. Приоритетное решение проблем в области поддержания пластового давления // Нефтяное хозяйство. М.: ЗАО Изд-во Нефтяное хозяйство, 1996. - №12. - С.39-40.

131. Тахаутдинов Ш.Ф. Проблемы поддержания пластового давления и их решение в АО "Татнефть" / Ш.Ф. Тахаутдинов, Е.П. Жеребцов // Нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ, 1995. -№11.- С.2-4.
132. Тазиев М.З. Разработка технологий регулирования заводнения многопластовых залежей нефти (на примере Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения). Уфа: БашНИПИнефть, 1998. - 148 с.
133. Артемьев В. И. Управление процессом распределения нагнетаемой в пласт жидкости (для условий месторождений ПО Юганскнефтегаз). М.: ВНИИОЭНГ, 1993.-59 с.
134. Блажевич В.А., Уметбаев В.Г., Блажевич А.А. Регулирование объемов закачиваемой воды в процессе разработки месторождений с применением заводнения. -М.: ВНИИОЭНГ, 1973. 56 с.
135. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Методика распределения закачиваемой воды по всей площади нефтяной залежи с определением влияющих факторов // Материалы Международной научно-практической конференции. - 2013. – С. 165-168.
136. Экспертные методы принятия решений : учеб. пособие / Ю.Ф. Мартемьянов, Т.Я. Лазарева. – Тамбов : Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2010. – 80 с. – 100 экз. – ISBN 978-5-8265-0912-8.
137. Браверман Э. М. Структурные методы обработки эмпирических данных / Э. М. Браверман, И. Б. Мучник. – М. : Наука, 1983. – 464 с.
138. Викторов П.Ф., Гайнуллин К.Х., Ефремов Ф.М., Лозин Е.В., Сергеев В.Б. Обоснование критериев отключения нагнетательных скважин // Геология нефти и газа. – 1996. - №7. - С. 36-38.
139. Малинаускас К.К. Динамическое построение абстрактных диаграмм Вороного. // Фундаментальная и прикладная математика, 2007, том 13, № 2. - С.141-154.
140. Aichholzer O., Aurenhammer F. Voronoi diagrams computational geometry's favorite // Special issue of Foundations of Information Processing of TELEMATIK. - 2002. - Vol. 1. - P. 7-11.