

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

На правах рукописи

КОЧНЕВ АЛЕКСАНДР АЛЕКСАНДРОВИЧ

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ  
РАДИАЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА НА ОСНОВЕ  
ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГО-СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ  
(НА ПРИМЕРЕ КАРБОНАТНЫХ НЕФТЕНОСНЫХ  
КОЛЛЕКТОРОВ ПЕРМСКОГО КРАЯ)**

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата технических наук

25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Научный руководитель:

доктор геолого-минералогических наук,  
профессор Галкин Сергей Владиславович

Пермь 2020

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
Глава 1. Анализ эффективности применения технологии радиального вскрытия пласта.....	11
1.1. Анализ эффективности применяемых методов интенсификации добычи нефти на нефтяных месторождениях Пермского края.....	11
1.2. Обзор мирового и российского опыта применения технологии радиального вскрытия пласта .....	18
1.3. Сравнение эффективности основных технологий воздействия на призабойную зону пласта.....	29
1.4. Обзор основных методов прогноза эффективности ГТМ .....	33
Основные выводы по главе 1 .....	37
Глава 2. Оценка влияния геолого-технологических параметров на эффективность технологии радиального вскрытия пласта.....	39
2.1. Анализ объектов исследования .....	39
2.2. Оценка влияния технологических особенностей на эффективность технологии радиального вскрытия пласта .....	43
2.3. Оценка влияния геолого-гидродинамических параметров на эффективность технологии радиального вскрытия пласта .....	47
Основные выводы по главе 2 .....	60
Глава 3. Разработка методики оперативного прогноза эффективности технологии радиального вскрытия пласта.....	62
3.1. Построение трендов падения прироста дебитов нефти для эксплуатационных объектов .....	62
3.2. Построение геолого-статистических моделей для прогнозирования прироста дебита нефти от мероприятий по радиального вскрытия пласта .....	65
3.2.1. Построение геолого-статистических моделей прогноза прироста дебита нефти для объекта Фм.....	66
3.2.2. Построение геолого-статистических моделей прогноза прироста дебита нефти для объекта Т .....	69
3.2.3. Построение геолого-статистических моделей прогноза прироста дебита нефти для объекта Бш .....	73

3.3. Введение поправок для учета предшествующих мероприятий по кислотной обработке призабойных зон скважин .....	77
3.4. Разработка методики оперативного прогноза эффективности технологии радиального вскрытия пласта .....	80
3.4.1. Алгоритм экспресс-прогноза эффективности технологии радиального вскрытия пласта .....	80
3.4.2. Оценка применимости методик прогноза эффективности мероприятий по радиального вскрытия пласта .....	82
3.4.3. Проведение ретроспективного анализа. Оценка сходимости между прогнозными и фактическими значениями прироста общей дополнительной добычи нефти от технологии радиального вскрытия пласта.....	89
3.5. Разработка рекомендаций для применения технологии радиального вскрытия пласта на месторождениях Пермского края .....	98
Основные выводы по главе 3 .....	105
Глава 4. Разработка комплексной методики прогнозирования эффективности технологии радиального вскрытия пласта .....	107
4.1. Вопросы моделирования процессов фильтрации .....	108
4.2. Способы и особенности моделирования технологий гидромониторного вскрытия.....	110
4.3. Разработка методики комплексного моделирования технологии радиального вскрытия пласта .....	111
4.4. Проверка достоверности разработанной методики.....	128
Основные выводы .....	131
Список источников .....	134
Приложение .....	148

# ВВЕДЕНИЕ

## Актуальность темы

На текущий момент большинство нефтяных месторождений Пермского края находятся на поздних стадиях разработки. Такие месторождения, как правило, характеризуются недренируемыми зонами с остаточными запасами и низкими дебитами скважин. Основная доля остаточных запасов нефтяных залежей сосредоточена в низкопроницаемых коллекторах с высокой степенью неоднородности и затрудненной фильтрацией флюидов. Повышение производительности скважин таких эксплуатационных объектов достигается за счет применения различных геолого-технических мероприятий (ГТМ).

В условиях карбонатных коллекторов Пермского края по соотношению технолого-экономического эффекта перспективной для повышения степени нефтеизвлечения является технология радиального вскрытия пласта (РВП). Данный метод заключается в создании горизонтальных каналов малого диаметра (25–50 мм) длиной до 100 м гидромониторным способом. Технология создания радиальных глубокопроникающих каналов позволяет многократно увеличить площадь фильтрации флюидов к стволу скважины, при этом производительность скважин возрастает в 3–4 раза. Технология позволяет не только стимулировать добычу, но и повысить степень извлечения запасов, вовлекая в разработку недренируемые пропластки. Бурение каналов в направлении остаточных запасов и невыработанных зон позволяет повысить эффективность и рациональность разработки нефтяной залежи. Технология активно развивается по всему миру, в том числе применяется на эксплуатационных нефтеносных объектах Пермского края.

Для карбонатных объектов Пермского края за последние 10 лет технология РВП стала одной из основных для скважин с падающей продуктивностью, которые в конце срока эксплуатации имеют низкий

дебит. За период с 2006 по 2018 г. проведено 648 операций на добывающем фонде скважин. Эффективность технологии варьируется в зависимости от геолого-технологических условий, ввиду чего необходим детальный подход к подбору скважин-кандидатов с целью повышения технологической эффективности применения метода.

Таким образом, для территории исследования актуальной является задача оценки влияния геолого-технологических параметров на эффективность применения технологии РВП с созданием статистических моделей прогноза эффективности.

### **Степень разработанности темы исследования**

Анализу эффективности технологии РВП посвящен ряд работ отечественных и зарубежных специалистов. В работах W. Dickinson (1985), Dykstra (1991) описаны физические основы технологии гидромониторного вскрытия. Результаты анализа эффективности технологии для различных типов месторождений представлены в работах H. Chi, T. Brantson, S. Ibeh, D. Jain, A. Kamel, A. Ragab, Н.А. Шамова, А.В. Лягова, Н.А. Демяненко. Авторами на основе фактических данных выявляются различные условия успешного применения технологии: пониженная проницаемость коллекторов, более вязкие нефти, меньшее время воздействия жидкостями заканчивания. Однако в данных работах рассмотрен недостаточно представительный объем фактических данных, в результате чего не проведен комплексный анализ влияния геолого-физических свойств резервуара на эффективность технологии. Накопленный опыт применения технологии на месторождениях Пермского края позволяет применять для анализа статистические методы, в том числе построить геолого-статистические модели для прогноза эффективности технологии РВП.

**Целью работы** является повышение эффективности планирования мероприятий по радиальному вскрытию пласта путем использования построенных геолого-статистических моделей с учетом комплекса геолого-технологических показателей.

В соответствии с целью работы сформулированы следующие **основные задачи исследования:**

1. Анализ эффективности технологии радиального вскрытия пласта на месторождениях Пермского края.

2. Анализ и систематизация промысловых данных по скважинам с выполнением статистической оценки влияния геолого-технологических показателей эксплуатационных объектов на эффективность применения технологии РВП.

3. Разработка геолого-статистических моделей прогноза прироста дебита нефти и жидкости после проведения РВП.

4. Разработка комплексной методики прогноза дополнительной добычи нефти от применения технологии РВП на краткосрочную и долгосрочную перспективу.

**Объектом исследования** являются карбонатные коллекторы месторождений Пермского края и эксплуатирующие их нефтедобывающие скважины, на которых проведены мероприятия по РВП.

**Предметом исследования** является методология прогнозирования эффективности мероприятий по радиальному вскрытию пласта путем построения геолого-статистических моделей.

### **Научная новизна и теоретическая значимость выполненной работы**

Впервые выявлены геолого-технологические параметры, комплексно влияющие на эффективность применения технологии РВП.

Научно обосновано применение геолого-статистических моделей для прогноза прироста дебита нефти после применения технологии РВП.

Разработаны методологические аспекты для оценки эффективности мероприятий по РВП с учетом геолого-физических особенностей разрабатываемых объектов.

### **Практическая значимость исследования**

Полученные геолого-статистические модели позволяют оперативно прогнозировать прирост дебита нефти и дополнительную добычу от

мероприятий по РВП с возможностью проведения экономической оценки мероприятий.

Разработана и апробирована методика оперативного прогноза эффективности мероприятий по радиальному вскрытию пласта.

Разработанная комплексная методика прогноза дополнительной добычи нефти от мероприятий по радиальному вскрытию пласта позволяет повысить эффективность геолого-гидродинамического моделирования операции радиального вскрытия пласта с выполнением прогнозной технологической оценки эффективности на краткосрочную и долгосрочную перспективу (акт внедрения Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми).

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках гранта № 19-35-90029 «Исследование и моделирование процессов фильтрации в нефтеносных пластах после проведения гидромониторного вскрытия».

### **Методология и методы исследования**

В работе использованы известные методы математической статистики и гидродинамического моделирования. Проведен статистический анализ данных, в результате которого выявлены геолого-технологические параметры, оказывающие наибольшее влияние на эффективность технологии радиального вскрытия пласта. Построены геолого-статистические модели прироста дебита нефти с помощью использования линейного дискриминантного анализа и регрессионного анализа. Разработан скрипт на языке программирования Python для интеграции геолого-статистических моделей в гидродинамический симулятор. Проведено моделирование процесса радиального вскрытия пласта в гидродинамическом симуляторе Tempest more 8.3 (ROXAR).

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

1. Комплекс геолого-технологических критериев эффективности использования радиального вскрытия пласта для карбонатных нефтяных эксплуатационных объектов и их научное обоснование.

2. Способ прогноза начальных приростов дебитов нефти при применении технологии радиального вскрытия пласта для башкирских, турнейских и фаменских эксплуатационных объектов Пермского края.

3. Комплексная методика прогноза дополнительной добычи нефти от технологии радиального вскрытия пласта, позволяющая повысить эффективность прогноза технологических показателей разработки на геолого-гидродинамических моделях.

**Степень достоверности результатов работы** обусловлена привлечением значительного объема данных промысловых исследований и их обработкой методами математической статистики. Для оценки результатов вычислений использованы «экзаменационные» выборки – данные, изначально не применяемые в качестве исходных. Результаты расчетов прироста дебита нефти и дополнительной добычи по предложенным методикам с высокой степенью достоверности согласуются с фактическими данными.

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

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

#### **Апробация и реализация результатов исследования**

Основные положения, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации докладывались на ежегодных всероссийских конференциях «Проблемы разработки месторождений

углеводородных и рудных полезных ископаемых» (Пермь, 2017–2019), на ежегодных конкурсах на лучшую научно-техническую разработку ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (Пермь, 2017, 2020); на ежегодном международном научном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2017, 2018); на ежегодной международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Геология в развивающемся мире» (г. Пермь, 2018–2019); на ежегодной международной молодежной научной конференции «Нефть и газ» (Москва, 2018–2020); на ежегодных конференциях Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» на лучшую научно-техническую разработку молодых ученых и специалистов.

### **Фактический материал**

Для достижения поставленной цели в работе использованы следующие основные материалы и данные:

1. База геолого-технических мероприятий на месторождениях Пермского края за период 1997–2018 гг.
2. Месячные эксплуатационные рапорты по скважинам с мероприятиями по радиальному вскрытию пласта.
3. Режимы работы добывающих скважин.
4. Результаты гидродинамических исследований скважин до и после проведения технологии радиального вскрытия пласта.
5. Геолого-физические характеристики продуктивных пластов по месторождениям Пермского края.
6. Результаты интерпретации геофизических исследований скважин с мероприятиями по радиальному вскрытию пласта.
7. Геолого-гидродинамические модели залежей.

### **Публикации по теме исследования**

По теме диссертации опубликовано 14 печатных работ, в том числе семь статей в журналах, входящих в перечень ведущих журналов и изданий, рекомендуемых ВАК Минобрнауки России.

## **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, выводов и рекомендаций, библиографического списка, включающего 105 наименований. Материал диссертации изложен на 147 страницах, включает 41 таблицу, 57 рисунков.

Автор выражает свою искреннюю благодарность научному руководителю, доктору геолого-минералогических наук, профессору Сергею Владиславовичу Галкину. Автор выражает благодарность за ценные советы доктору геолого-минералогических наук, профессору Владиславу Игнатьевичу Галкину, и признателен за помощь, конструктивную критику и поддержку коллегам В.И. Зотикову, Е.В. Силаеву, Д.С. Анисимовой, Н.Д. Козыреву, О.В. Мелкишеву, С.Н. Кривощеккову и О.Е. Кочневой.

# ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ РАДИАЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ

## 1.1. Анализ эффективности применяемых методов интенсификации добычи нефти на нефтяных месторождениях Пермского края

Пермский край является старым нефтедобывающим районом, поэтому для нефтяных месторождений характерны высокая выработанность запасов, сложные горно-геологические условия с вовлечением в разработку неоднородных карбонатных коллекторов с низкими емкостными свойствами и залежей с высоковязкими нефтями. Разработка месторождений с подобными условиями на естественных режимах или путем обычного заводнения малоэффективна, так как темпы отбора и коэффициенты нефтеизвлечения очень низкие от 2,5 до 30,0 % [1–3]. Начиная с 70-х гг. XX в. в Пермском крае с каждым годом всё активнее исследуются и внедряются методы интенсификации добычи (ИД) и повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). Даже при большом экономическом успехе некоторых технологий, необходимо использовать и внедрять все виды методов, чтобы поддерживать объекты на должном уровне по добыче нефти, поскольку каждая технология демонстрирует успех только на какой-то части объектов разработки, в определенных геолого-физических и технологических условиях [4].

Наиболее успешными методами ИД и ПНП для карбонатных объектов месторождений Пермского края признаны кислотный гидравлический разрыв пласта (КГРП), кислотная обработка (КО), радиальное вскрытие пласта (РВП), сверлящая перфорация (СП), повторная перфорация (ПП), реперфорация и дострел (ДОС) [5].

Ниже приведено краткое описание технологий и оценка их эффективности за исследуемый период (2006–2018 гг.). Анализировались мероприятия, проведенные на добывающих скважинах, эксплуатирующих карбонатные объекты.

Кислотный гидравлический разрыв пласта применяется для карбонатных коллекторов, в качестве жидкости разрыва используется соляная кислота. В результате создается сеть трещин и каверн и значительно повышается проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП). Технология достаточно эффективно себя проявляет, однако является высокзатратной (в среднем около 6 млн руб. за операцию). Поэтому только при увеличении продуктивности скважины в 2–3 раза, успешности в 85–90 % и длительностью эффекта 2–3 года технология оправдывает себя экономически [6]. На месторождениях Пермского края технология кислотного гидроразрыва пласта (КГРП) проявляет себя достаточно непредсказуемо, значения приростов дебита нефти имеют большую дисперсию. Контролировать направления трещин не представляется возможным, поэтому часто после проведения мероприятий у скважин резко возрастает обводненность [7]. За анализируемый период на добывающем фонде скважин проведено 476 мероприятий. Время эффекта составило от 0 до 4300 сут. Величина дополнительной добычи нефти на скважину – от 0 до 88 тыс. тонн, при среднем значении 6,8 тыс. тонн. Среднесуточный прирост дебита нефти находится в интервале от 0,1 до 40 т/сут, среднее значение 4,9 т/сут.

Кислотные обработки скважин в условиях карбонатных нефтеносных объектов проводятся в течение всего периода разработки месторождений для улучшения фильтрационных свойств ПЗП с целью повышения производительности нефтедобывающих, а также приемистости нагнетательных скважин. Эффект от технологии временный, а влияние осуществляется только на ПЗП [4, 8]. На месторождениях Пермского края с разной эффективностью применяются различные кислотные составы: ДН-9010, СНПХ, КСПЭО, ФЛАКСОКОР, ИТПС-70 и др. С 2006 г. на карбонатных объектах проведено 610 операций по кислотной обработке ПЗП. Время работы с эффектом составило от 0 до 4320 сут. Прирост дополнительной добычи нефти составил от 0 до 48 тыс. тонн, при среднем значении 3 тыс. тонн, а среднесуточный прирост изменяется от 0,1 до 23 т/сут, в среднем – 2,9 т/сут.

Большое количество кислотных обработок (654 шт.) проведено в комплексе с дострелами (ДОС) и повторной перфорацией (ПП). При комплексном воздействии на ПЗП дополнительная добыча нефти варьируется в интервале от 0 до 135 тыс. тонн на скважину, при среднем значении 4,5 тыс. тонн. Время эффекта составляет от 0 до 4300 сут. Среднесуточный прирост в интервале от 0,1 до 32 т/сут, при среднем значении 3,3 т/сут [8].

Технология РВП или радиального бурения (РБ) заключается в создании высокопроницаемых каналов в ПЗП. При этом вовлекаются в разработку недренируемые запасы, а дальнейшая обработка кислотными составами дополнительно увеличивает проницаемость канала [8–11]. За анализируемый период выполнено 590 мероприятий. Продолжительность эффекта изменяется от 0 до 4400 сут. Прирост добычи нефти от технологии варьируется от 0 до 154 тыс. тонн, среднее значение составляет 4,7 тыс. тонн. Среднесуточный прирост нефти составляет от 0,1 до 35 т/сут, при среднем значении 3,3 т/сут [12]. Необходимо отметить, что РБ относительно недорогая и эффективная технология для разработки трудноизвлекаемых запасов [8].

Сверлящая перфорация (СП) – метод вторичного вскрытия пластов, позволяющий создавать радиальные каналы в ПЗП длиной до 2 м. За выбранный период выполнено 161 мероприятие. Продолжительность эффекта изменяется от 39 до 3186 суток. Величина дополнительной добычи на скважину составила от 4 до 61 тыс. тонн, в среднем составила 3,8 тыс. тонн. Среднесуточный прирост составил от 0,1 до 11,8 т/сут, при среднем значении 2,9 т/сут [8].

Дострелы и повторные перфорации применяют для увеличения или восстановления перфорационных отверстий, а также улучшения состояния ПЗП. Длительность эффекта по мероприятиям за анализируемый период составляет от 0 до 4340 сут. Дополнительная добыча изменяется от 0 до 22 тыс. тонн, при среднем значении 1,4 тыс. тонн на скважину. Среднесуточный прирост варьируется от 0,1 до 16,1 т/сут, в среднем составляет 3 т/сут [8].

На рисунке 1.1.1 представлено сравнение технологий по величине средней дополнительной добычи на скважину и среднесуточного прироста дебита нефти (2006–2019 гг.) [8].

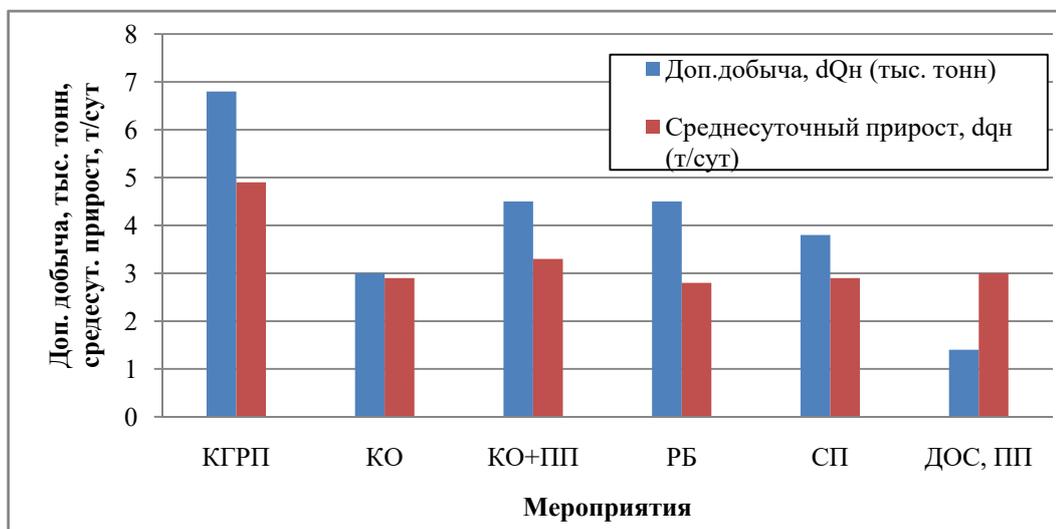


Рисунок 1.1.1 – Сравнение ГТМ по эффективности технологий

На рисунке 1.1.2 представлено сравнение среднего времени действия эффекта от ГТМ.

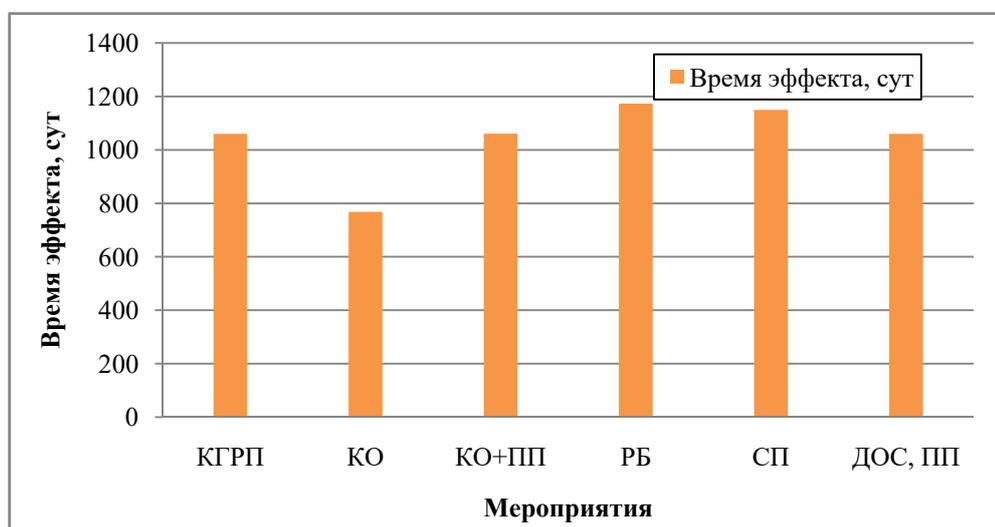


Рисунок 1.1.2 – Сравнение ГТМ по среднему времени действия эффекта

На рисунках 1.1.1, 1.1.2 показано, что наибольшая дополнительная добыча и среднесуточный прирост соответствуют технологии КГРП, однако данная технология имеет существенные недостатки: большая стоимость; риск прорыва трещины в обводненный коллектор; использование большого

объема химических реагентов приводят к сложным работам по утилизации загрязнений. Необходимо учитывать данное обстоятельство в условиях старого фонда скважин. Технические требования к скважинам-кандидатам также высоки, что серьезно ограничивает применение данной технологии. Остальные из рассмотренных технологий менее требовательны к подбору скважин-кандидатов и менее затратные. Технология радиального вскрытия пласта идет следом за КГРП по дополнительной добыче, а по времени эффекта находится на первом месте.

Территориально можно выделить 5 групп месторождений в пределах Пермского края: Чернушинская, Осинская, Кунгурская, Ножовская и Северная. На рисунке 1.1.3 представлено распределение процента количества мероприятий по группам месторождений Пермского края.

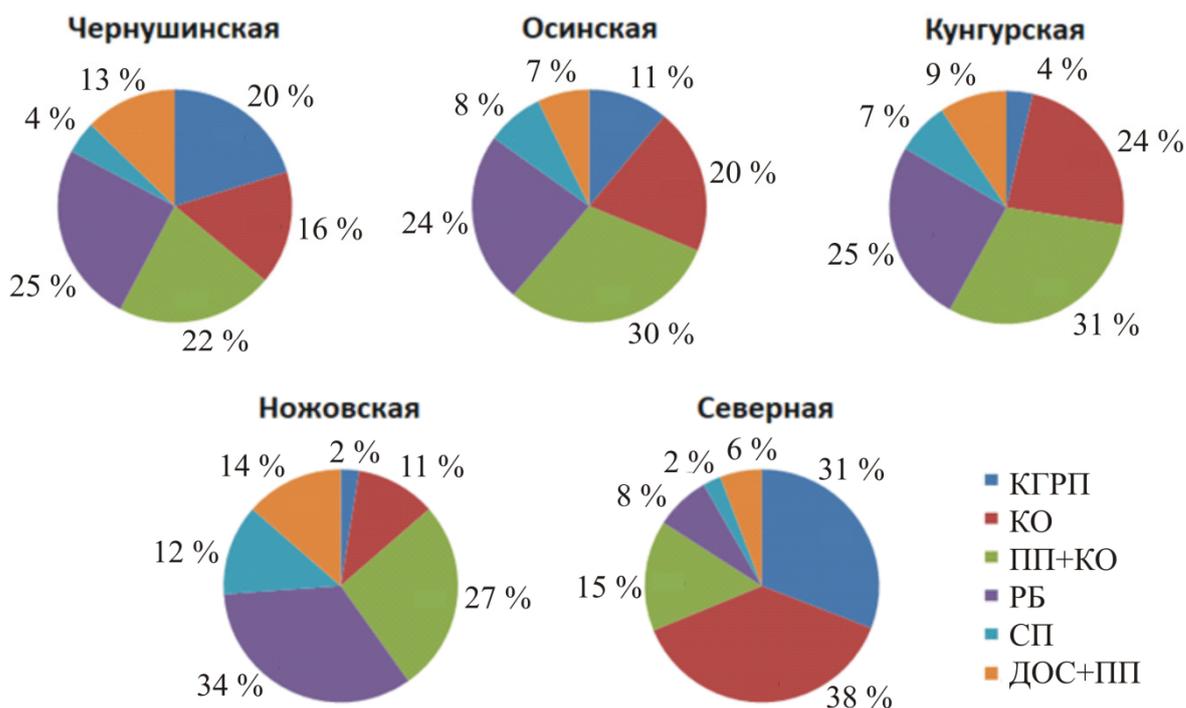


Рисунок 1.1.3 – Распределение технологий ГТМ по группам месторождений Пермского края

На рисунке 1.1.3 отмечается, что технология РВП является одной из основных для Чернушинской (25%), Осинской (24%) и Ножовской (34%)

групп месторождений. Для Северной группы основными являются технологии КО (38 %) и КГРП (31 %). Наиболее часто на месторождениях Осинской и Кунгурской группы применяется технология ПП+КО (30 %). Технологии СП, БС и ДОС+ПП на месторождениях всех групп применяются значительно реже остальных (2–14 %).

Ниже на рисунке 1.1.4 представлена доля дополнительной добычи нефти в результате проведения ГТМ по группам.

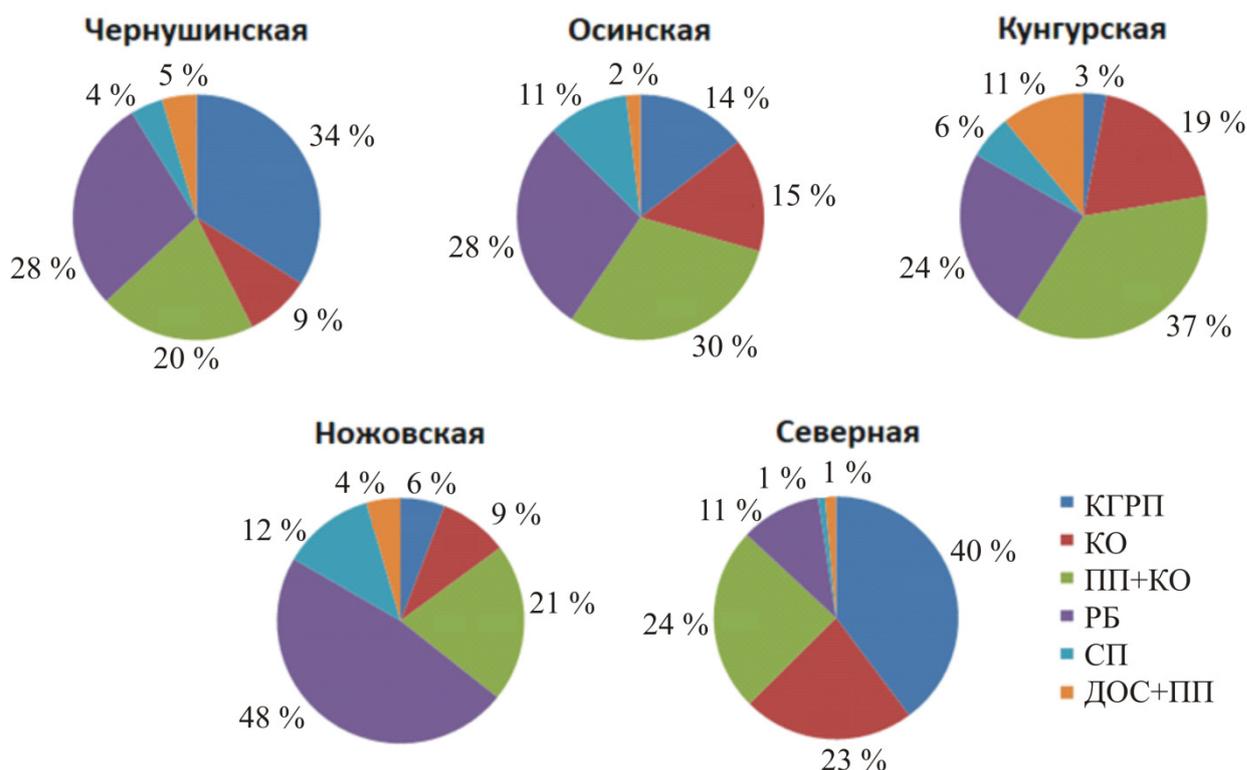


Рисунок 1.1.4 – Доля дополнительной добычи в результате проведения различных видов ГТМ

Для Чернушинской группы месторождений отмечается примерно равная эффективность технологий РБ, КГРП (доля дополнительной добычи от технологии в интервале от 28 до 34 %). Наименьший вклад в общую дополнительную добычу вносят технологии КО, ДОС+ПП и СП (доля дополнительной добычи от технологии в интервале от 4 до 9 %), однако количество применения данных технологий тоже невелико.

На скважинах месторождений Осинской группы наибольший вклад в дополнительную добычу от ГТМ вносят РБ (28 %) и ПП+КО (30 %). Наименьший вклад вносят мероприятия ДОС+ПП (2 %).

Для месторождений Кунгурской группы хорошо зарекомендовал себя комплекс ГТМ, включающий ПП и КО (37 % от общей дополнительной добычи нефти). Следующим по значимости является РБ (24 %). Низкий прирост дополнительно добычи характерен для мероприятий ДОС+ПП, КГРП и СП (3–11 %).

На месторождениях Ножовской группы основной вклад в дополнительную добычу вносит технология РБ (48 %). Далее идут технологии ПП+КО (21 %) и СП (12 %). Наименьший вклад вносят КО, ДОС+ПП и КГРП (4–9 %).

На месторождениях Северной группы основной является технология КГРП (40 %). Большую долю также имеют кислотные обработки (КО), а также КО в сочетании с повторной перфорацией (23–24 %). Практически незначительная дополнительная добыча от технологий ДОС+ПП и СП (1 %).

Таким образом, на карбонатных объектах Пермского края основными технологиями являются РБ, КГРП и КО. Остальные мероприятия применяются значительно реже и обеспечивают меньшую дополнительную добычу от ГТМ. Важно отметить, что для различных групп месторождений характерны различные геолого-физические условия, которые во многом определяют эффективность того или иного ГТМ.

Технология радиального вскрытия пласта позволяет вовлекать в разработку недренируемые пропластки, увеличивает коэффициент проницаемости призабойной зоны пласта и позволяет более рационально подходить к разработке месторождений, однако в различных геолого-физических условиях эффективность технологии варьируется. Выявление условий успешного проведения мероприятия является важной задачей и выбрано в качестве диссертационного исследования.

## **1.2. Обзор мирового и российского опыта применения технологии радиального вскрытия пласта**

Технология радиального вскрытия пласта разработана компанией Rad Tech International Inc, которая в конце 70-х гг. провела первые мероприятия на добывающих скважинах. На глубине продуктивного пласта устанавливается отклонитель, фрезеруется окно в обсадной колонне, в которое спускают койлтюбинг и шланг высокого давления с гидромонитором. Через гибкий шланг на гидромониторную насадку подается жидкость под высоким давлением (до 100 МПа). Особенностью насадки является наличие разрушающих и реактивных каналов. Намыв происходит перед насадкой, а реактивные каналы толкают струями жидкости насадку сзади. За счет гидромониторного воздействия создается проницаемый канал [9, 13]. Время проходки составляет около 20 мин, длина канала ограничивается 100 м, количество радиальных каналов, как правило, от 2 до 4 штук. После бурения радиальные каналы промываются кислотными составами для удаления загрязнений после бурения и дополнительного увеличения проницаемости канала [9, 14, 15].

### **Обзор опыта применения технологии на зарубежных месторождениях**

В работе [16] представлен опыт применения РВП на некоторых зарубежных месторождениях.

Таримское газоконденсатное месторождение (Китай), продуктивный пласт сложен алевролитом с низкой проницаемостью. Для пласта характерны значительные разрушения пласта буровым раствором во время операций бурения и заканчивания. Месторождение находится в эксплуатации с 2006 г., при добыче нефти 5,3 т / сут, а добыче газа 36 103 м<sup>3</sup>/сут. После трех лет добыча нефти составляла 0,5 т/сут. В 2010 г. проведено радиальное вскрытие для увеличения добычи на месторождении. Результат работы показал значительное увеличение добычи нефти – на 200 %.

Cinelli and Kamel (2013) провели исследование месторождения Donelson West (резервуар сложен известняком). Добыча нефти на этом месторождении ведется с 1968 г., на 13 скважинах добывалась нефть – 83 тыс. баррелей, затем добыча быстро сократилась, и в 1973 г. совокупная добыча составила около 15 тыс. баррелей. Проницаемость коллектора составила от 1,0 до 10,0 мД, а его пористость от 15 до 20 %. На восьми старых скважинах и на двух относительно новых проведено РВП. Все скважины обработаны кислотой после РВП. После РВП две новые скважины и семь старых показали значительно более высокую добычу. Одна скважина не показала прироста, что, возможно, связано с тем, что она пробурена на западе месторождения, характеризующегося низкими эффективными толщинами. Учитывая низкое давление, это может быть главной причиной прекращения работы скважины. Однако добыча на двух новых скважинах и семи старых значительно возросла. Ежемесячная добыча возросла от 197 баррелей, при средней добыче 157 баррелей до РВП, до 1100 баррелей в месяц, при средней добыче 938 баррелей после РВП [16].

Месторождение Белайм (Египет) – многопластовое месторождение, характеризующееся переслоением сланцев и ангидритов. Пилотные испытания РВП проведены в трех скважинах. В первой скважине пробурено 6 радиальных каналов на двух основных глубинах; три из них на глубине 7460 футов, а остальные три на глубине 7450 футов. Длина каналов от 160 до 330 футов. Во второй скважине пробурено 7 горизонтальных каналов длиной 160 футов, интервал глубин от 7650 до 7700 футов. Для третьей скважины пробурены 4 боковых канала длиной 160 футов: два на глубине 7500 футов, а два других на глубине 8080 футов. Скважина № 1 показала увеличение дебита с 470 до 820 баррелей в сутки (примерно 350 баррелей в сутки), в то время как обводненность не изменилась. Для скважины № 2 РВП менее эффективно. Добыча нефти лишь немного увеличилась с 233 до 246 баррелей в сутки (примерно 13 баррелей в сутки). Для скважины № 3 эффекта не было совсем, что связано с пескопроявлениями, которые кольматируют каналы

после бурения. Скважины № 2 и № 3 характеризуются плохосцементированным песчаником с историей пескопроявлений. Это один из недостатков РВП, так как данный метод не рекомендуется для применения в неуплотненном песчанике.

В работе [17] описано применение РВП на экспериментальной основе в Oil India Limited (OIL) для увеличения добычи из коллектора с низкой проницаемостью и значительной выработкой запасов вблизи ствола скважины. РВП является проверенной технологией, позволяющей воздействовать на отдаленные участки, и увеличивать охват залежи. В статье описывается успешное проведение операций РВП на четырех пилотных скважинах (3 нефтяные скважины и одна газовая скважина) в четырех различных резервуарах Oil India Limited.

Глубина целевых зон варьировалась от 2407 м до рекордной глубины 3226 м (самая глубокая скважина в Индии, где было внедрено РВП). На первой пилотной скважине пробурены три горизонтальных канала (длина 29,5–100 м) с фазировкой 90 градусов. На второй скважине пробурено 5 каналов (длина 30–100 м) с фазировкой 90 градусов в двух разных интервалах коллектора. Третья скважина была закончена с 4 каналами (длина 97–100 м), в то время как на четвертой скважине пробурено 8 каналов длиной 50 м на двух разных глубинах коллектора.

Значительное увеличение добычи наблюдалось в первых трех скважинах, однако никакого улучшения в добыче не достигнуто в четвертой пилотной газовой скважине.

Достигнутая успешность объясняется:

- меньшим временем воздействия жидкостями заканчивания;
- наличием относительно мощной толщи нефтенасыщенного коллектора;
- тем, что радиальные каналы выходят за пределы выработанной зоны, подключая в работу неохваченные пропластки;
- хорошей пластовой энергетикой.

Возможные причины низкой эффективности в двух скважинах объясняются следующими факторами:

- длительное воздействие жидкостей заканчивания в радиальных каналах, что приводит к потере продуктивности;
- маленькая толщина коллектора;
- низкое пластовое давление.

Отмечено, что в этом районе распространены как дисперсионные, так и набухающие глины, каолинит, иллит, хлорит. Присутствие этих частиц глины в контакте с жидкостями для заканчивания может привести к разбуханию и забиванию пор, а также к снижению проницаемости, что приведет к кольматации ПЗП, даже несмотря на использование ингибиторов глины.

В работе [18] оценена кратность увеличения дебита от РВП при различных условиях резервуара (рисунок 1.2.1), можно отметить, что наибольшие приросты дебита характерны для резервуаров с низкой проницаемостью и четырьмя радиальными каналами.

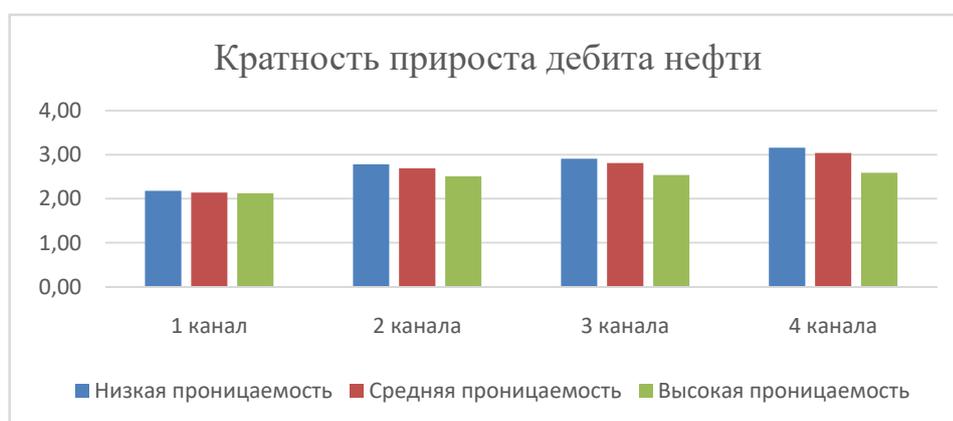


Рисунок 1.2.1 – Кратность увеличения дебита от РВП при различных условиях резервуара

На рисунке 1.2.2 представлено сравнение приростов дебита в зависимости от количества каналов, от длины каналов для резервуаров с высокой и низкой проницаемостью. Наибольшие эффекты достигнуты при низкой проницаемости пласта, 4 каналах и длине каналов 300 футов (91 м).

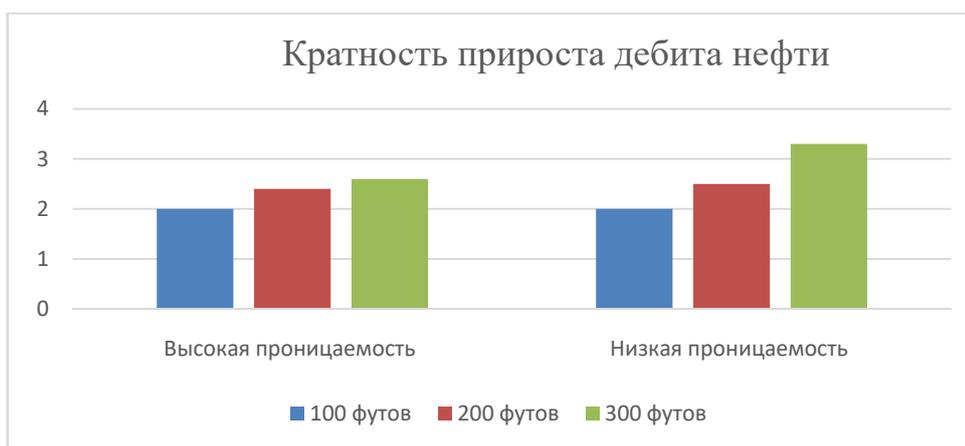


Рисунок 1.2.2 – Кратность увеличения дебита от РВП при различных условиях резервуара и длине каналов

В работе [19] показан опыт применения технологии РВП в Египте. Данная технология применялась на двух скважинах: на первой скважине дебит нефти увеличился с 220 до 289 баррелей в сутки, а на второй скважине с 465 до 686 баррелей нефти в сутки.

В работах [19–22] отмечается, что РВП наиболее эффективно в условиях повышенной вязкости нефти, для которых характерно образование застойных зон в низкопроницаемых зонах резервуара.

### **Обзор применения технологии РВП на месторождениях России**

В исследовании [23] приведен анализ эффективности применения технологии бурения радиальных каналов на Вахитовском нефтяном месторождении на эксплуатационном объекте Д<sub>1</sub>. Успешность бурения радиальных каналов оценивается в 75 %. После применения технологий зафиксированы приросты добычи нефти в 1,5–5,0 раза.

В работе [5] представлены среднегодовые показатели эффективности ГТМ за последние годы, согласно которым для КО эффективность изменялась от 38 до 48 %, для гидроразрыва пласта – от 38 до 49 %, для РВП – от 42 до 78 %. Эффект от мероприятия оценивался как достижение после ГТМ планового изменения дебита по нефти [9].

По данным исследования [24] РВП можно рассматривать как основную альтернативу боковым стволам со сверхмалыми радиусами.

В статьях [25, 26] методами статистического анализа выявлено, что технология РВП более эффективна по показателям среднесуточного прироста дебита нефти после ГТМ в сравнении с данными СКО, сверлящих перфораций, дострелов.

На сегодняшний день не сформулированы формализованные критерии успешного применения технологии РВП. Отмечаются основные недостатки технологии: невозможность прогноза направления траектории радиальных каналов ввиду отсутствия изгибной жесткости компоновки и различий плотности разрушаемых пород, что может привести к смещению разрушающего инструмента по вертикальной оси – в водоносные пласты. В процессе создания канала возникает значительная гидродинамическая нагрузка за счет воздействия промывочной жидкости, поток которой движется со скоростью до 400 м/с, и давление на гидромониторной насадке достигает до 100 МПа. Ввиду чего в зоне разрушений образуется зона проникновения фильтрата эмульсий с нестационарными реологическими характеристиками. Для терригенного коллектора характерны набухание глин при взаимодействии с промывочной жидкостью, а также кольматация каналов [11, 23, 27].

### **Анализ эффективности мероприятий на месторождениях Пермского края**

Технология РВП на месторождениях Пермского края за последние десять лет заняла значительную производственную нишу для скважин с низкими дебитами, которые находятся на поздних стадиях эксплуатации. На месторождениях Ножовской и Осинской групп РВП является основной. Технологию можно применять как альтернативу ГРП для скважин с низкими техническими характеристиками, которые не подходят по требованиям для ГРП. РВП значительно дешевле при сравнении с ГРП [9, 23], что важно учитывать для продуктивных пластов с низкими нефтенасыщенными толщинами. В условиях старого фонда скважин с каждым годом все сложнее подбирать скважины, подходящие для ГРП по критериям применимости, что делает технологию РВП более актуальной в перспективе [9, 24].

На нефтеносных объектах месторождений Пермского края РВП применяется с 2006 г. На 01.01.2018 г. всего выполнено 648 мероприятий по РВП (рисунок 1.2.3) [9].

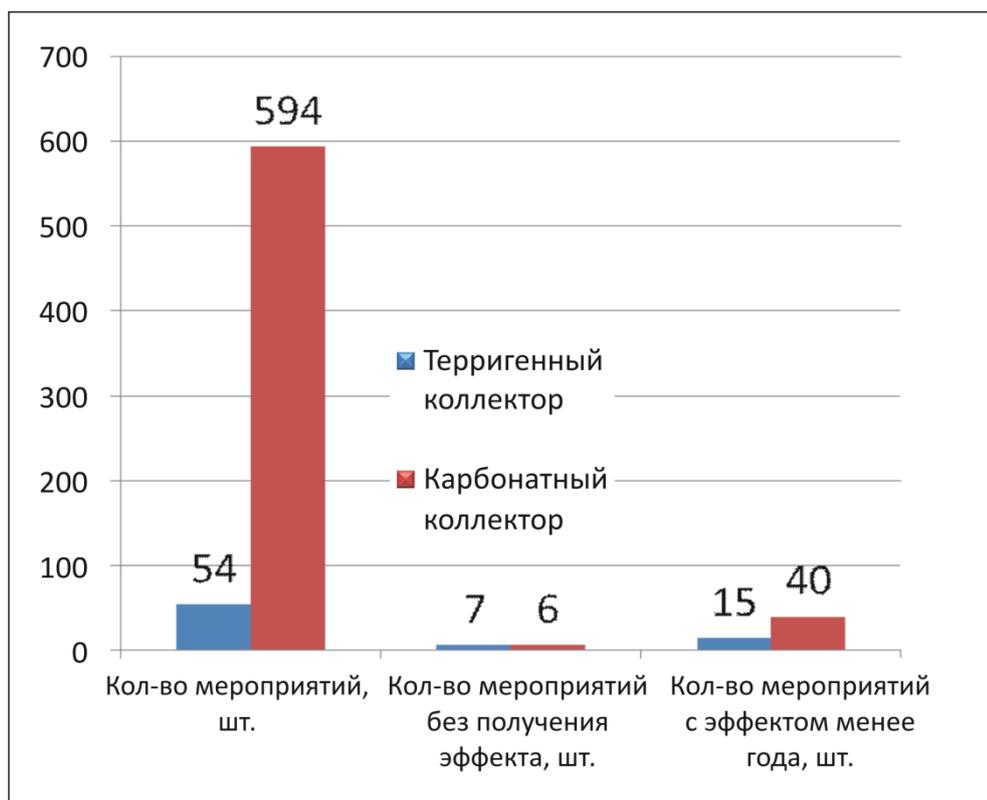


Рисунок 1.2.3 – Общая характеристика применения РВП

Количество проведенных мероприятий (см. рисунок 1.2.3) на карбонатном коллекторе (594 штуки) значительно выше, чем на терригенном (54 штуки). Эффективность мероприятий на карбонатном коллекторе на порядок выше, чем на терригенном (рисунок 1.2.4). Средний прирост дополнительной добычи нефти составил 4573 тонны на скважину для карбонатных объектов, в то время как для терригенных 3555 тонн. На терригенных объектах время эффекта от РВП менее года отмечается в трети мероприятий, а в 15 % прирост нефти составил менее 2 тонн. На карбонатных объектах количество ГТМ с длительностью эффекта менее года составляет 7 %, а доля неудачных мероприятий составила лишь 1 %.

Основной причиной высокой эффективности технологии РВП для карбонатных пластов является ее дополнение кислотными обработками

(СКО), эффект от которых значительно выше для карбонатных пород, чем для терригенных. Среди возможных причин низкой эффективности применения РВП на терригенных объектах выделяется набухание глин, кольматация канала, эффект Жамена и низкая степень остаточных запасов на момент проведения РВП. Технологические особенности проведения ГТМ и различная эффективность мероприятий определяют необходимость отдельного изучения условий применения РВП карбонатных и терригенных объектов [9].

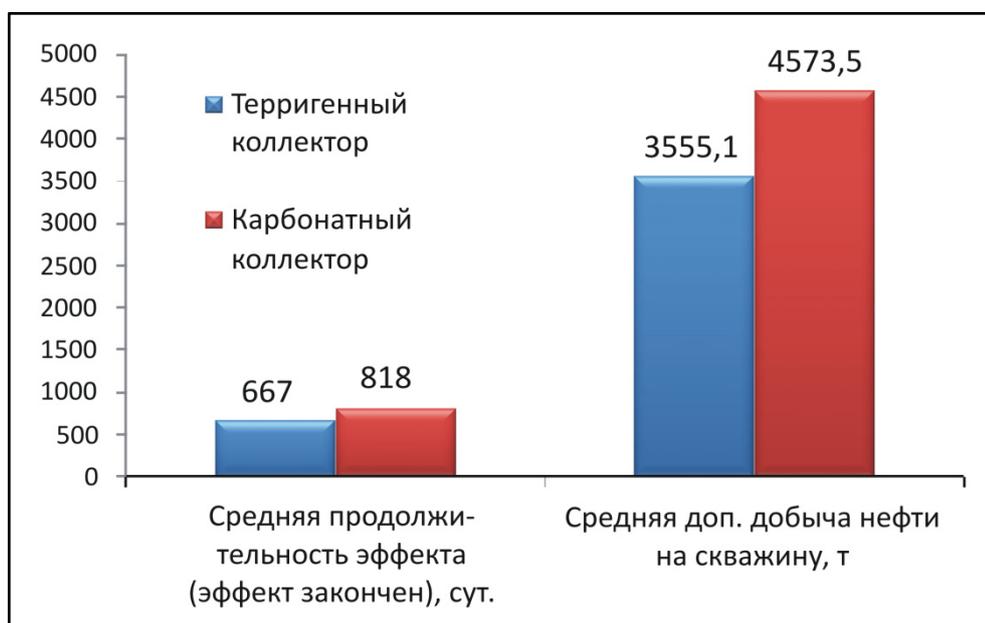


Рисунок 1.2.4 – Сравнение основных показателей эффективности технологии РВП для терригенного и карбонатного коллектора

Ввиду малого количества применения и низкой эффективности технологии РВП на терригенном коллекторе, в данной работе будут рассмотрены мероприятия на карбонатных коллекторах.

На карбонатных объектах проведено 594 мероприятия по радиальному вскрытию пласта. Распределение количества мероприятий по объектам представлено на рисунке 1.2.5.

На рисунке 1.2.6 представлено распределение объектов по накопленной дополнительной добыче от РВП.

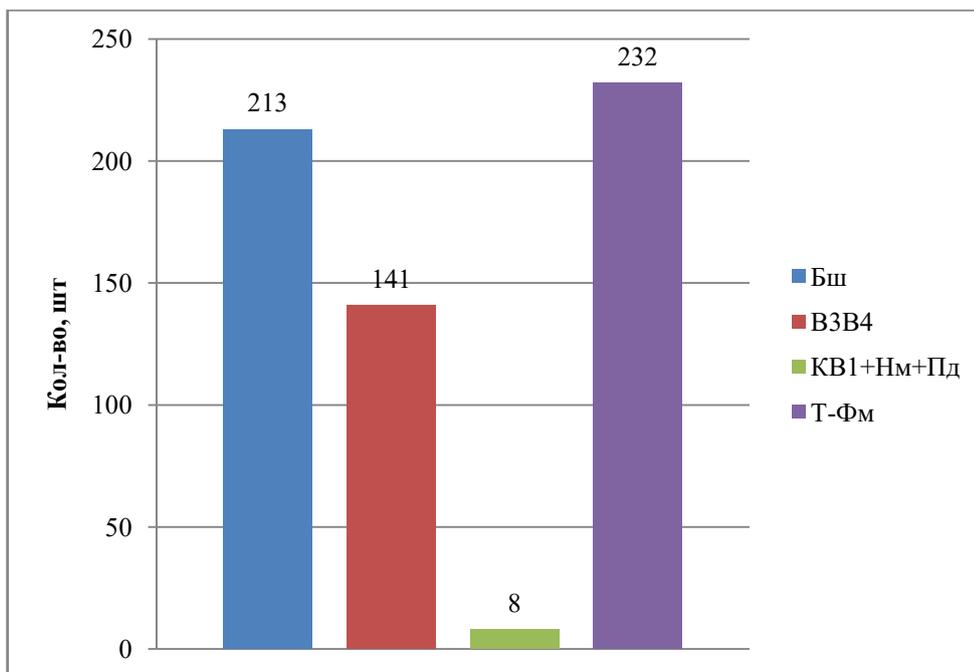


Рисунок 1.2.5 – Распределение количества мероприятий по РВП на карбонатных объектах месторождений Пермского края

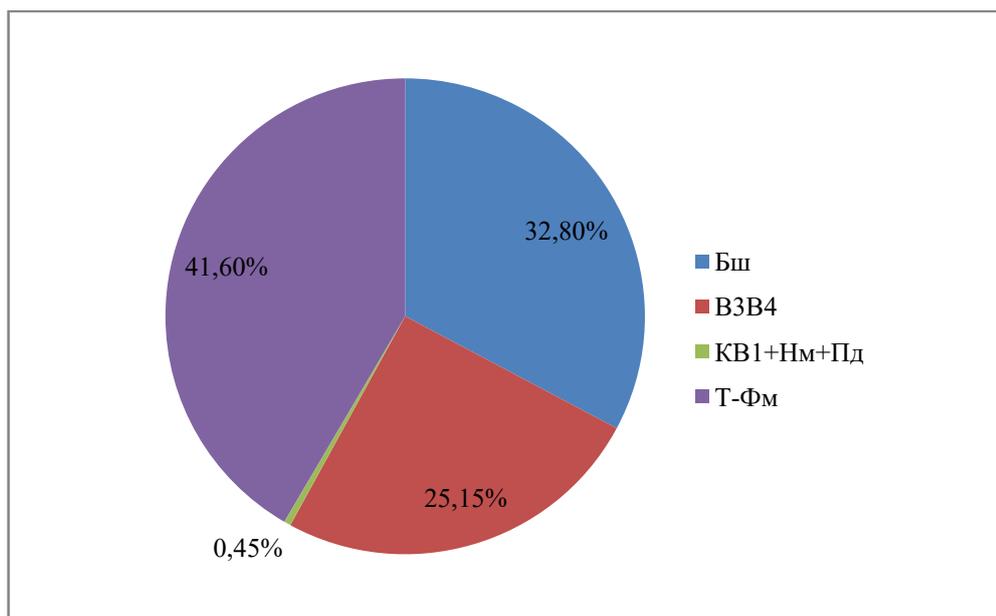


Рисунок 1.2.6 – Распределение объектов по накопленной дополнительной добыче нефти от РВП

Наибольшая доля дополнительной добычи – на объектах Т-Фм (42 % – 1152 тыс. т), сопоставимой является добыча с объектов Бш (33 % – 908,6 тыс. т), затем идет добыча с объектов ВЗВ4 (25 % – 696,5 тыс. т) и незначительный вклад вносят объекты KB1, Нм, Пд (0,5 % – 12 тыс. т).

На следующем этапе проанализированы результаты гидродинамических исследований (ГДИ). ГДИ проводились не на всех скважинах, в работе проанализированы данные по 417 скважинам до и после применения технологии РВП. На рисунке 1.2.7 представлен процент успешности, то есть процент положительного изменения гидродинамических характеристик пласта.

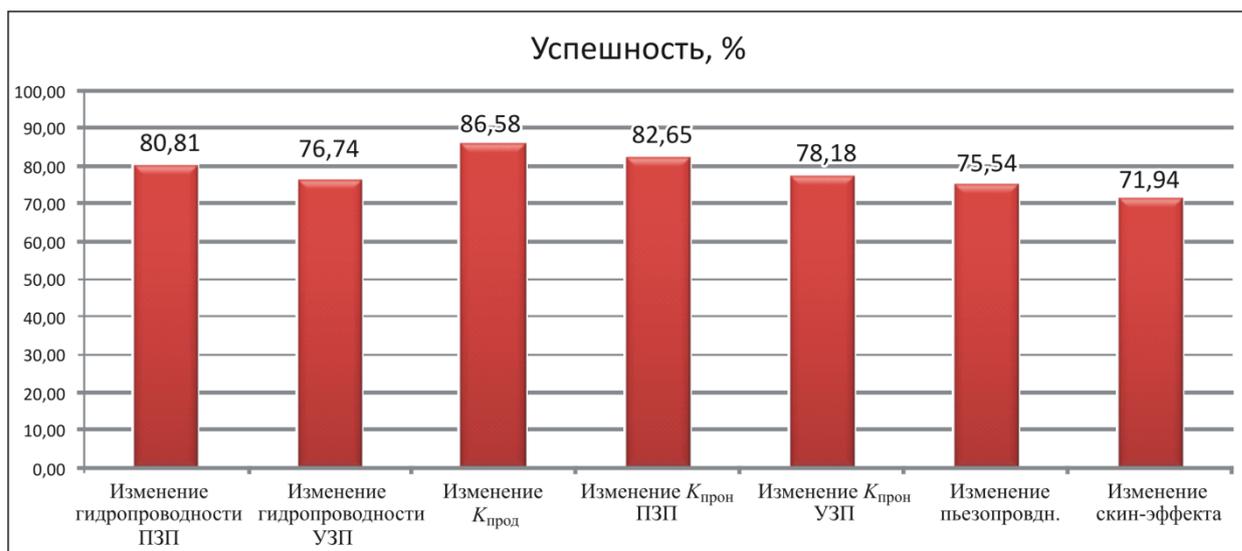


Рисунок 1.2.7 – Успешность изменения гидродинамических параметров после РВП

Анализируя рисунок 1.2.7, отметим, что успешность составляет от 71 до 86 %, что является высоким значением. Технология радиального вскрытия пласта в большинстве случаев оказывает положительное влияние на изменение гидродинамических характеристик пласта.

При более детальном анализе изменения гидродинамических параметров до и после РВП отдельно по объектам (рисунок 1.2.8), процент успешности изменения параметров для карбонатных объектов находится в диапазоне от 70 до 92 % (в среднем 80 %) по всем параметрам, кроме скин-фактора (успешность от 67–71 %). По терригенным объектам – от 60 до 70 %. Более низкий процент успешности изменения параметров после РВП на терригенных объектах связан с более высокими исходными ФЕС, а также с более низкой эффективностью РВП на терригенном типе разреза.

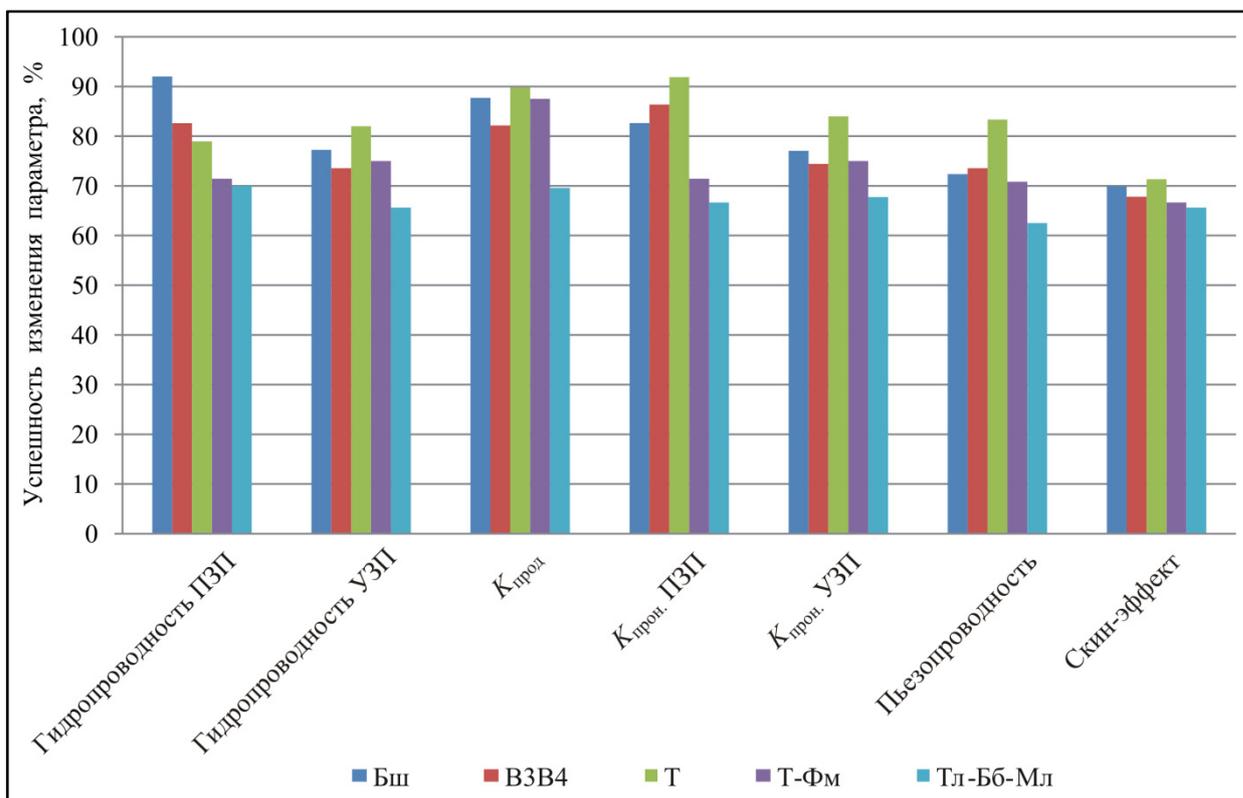


Рисунок 1.2.8 – Успешность изменения гидродинамических параметров после РВП по пластам

При анализе применения технологии радиального вскрытия пласта на месторождениях России и мира необходимо отметить:

1. Технология РВП активно развивается по всему миру, ведутся исследования по оценке эффективности в таких странах, как Нигерия, Китай, США, Египет, Индия, Венесуэла, Канада.

2. В России опыт применения технологии имеется у крупнейших нефтегазовых компаний: ПАО «Татнефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Роснефть», однако наибольшее распространение и успешность получена компанией ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на месторождениях Пермского края.

3. Наибольшая эффективность технологии установлена для карбонатных коллекторов с относительно низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), при более вязких нефтях, повышенной пластовой энергетике и при бурении 4 каналов по 100 метров.

### **1.3. Сравнение эффективности основных технологий воздействия на призабойную зону пласта**

В ходе анализа выявлено, что основными технологиями для карбонатных объектов месторождений Пермского края являются КГРП, БС, РВП и СКО. Наиболее щадящими и малозатратными методами воздействия на ПЗП являются РВП и СКО [5]. Существует мнение, что эффект РВП в основной мере зависит от влияния СКО, дополняемой мероприятиями по РВП. В работе [28] проведено сравнение эффективности РВП и матричных КО на примере добывающей скважины в условиях карбонатного коллектора. Установлено, что эффект от РВП значительно выше (на 50 %).

В работе проанализирована технологическая эффективность СКО и РВП для карбонатных коллекторов месторождений Пермского края.

СКО применяется для воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) с целью восстановления проницаемости ПЗП для повышения производительности добывающих скважин, а также увеличения приемистости в нагнетательных скважинах [11, 28]. Опыт проведения СКО на карбонатных пластах месторождений Пермского края приведен в работах [11, 29], результаты международных исследований обобщены в исследованиях [30–32]. Зарубежные авторы уделяют значительное внимание при планировании СКО составу пород: карбонатности, содержанию глинистых частиц, типу цемента, а также структуре порового пространства [11, 32–34]. Значительное влияние на эффективность кислотных обработок оказывает забойное и пластовое давление, а также обводненность скважин [35, 36].

С помощью методов математической статистики проведено сравнение эффективности технологии СКО и РВП. Для сравнения использовались статистические критерии – *t*-критерий Стьюдента и критерий согласия Пирсона.

Первоначально сравнение проводилось с помощью  $t$ -критерия Стьюдента, суть критерия заключалась в проверке гипотезы о равенстве средних значений (1):

$$t_p = \frac{|X_1 - X_2|}{\sqrt{\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2} \left( \frac{(n_1 - 1)S_1^2 + (n_2 - 1)S_2^2}{n_1 + n_2 - 2} \right)}}, \quad (1)$$

где  $X_1, X_2$  – это средние значения параметров для каждой выборки;  $S_1^2, S_2^2$  – дисперсии параметров выборки. Различие между средними значениями статистически значимо, если  $t_p > t_t$ , где  $t_p$  – расчетный критерий, а  $t_t$  – табличное значение критерия  $t$ . Значение  $t_t$  определяется в зависимости от степени свободы и достигаемого уровня значимости ( $p = 0,05$ ). То есть если уровень значимости менее 5 %, то выборки различны с вероятностью более 95 % [37].

Далее эффективность технологий сравнивалась по критерию согласия Пирсона, критерий применяется для проверки гипотез о соответствиях законов распределения случайных величин (2):

$$\chi^2 = \sum \frac{(X_n - X_o)^2}{X_o}, \quad (2)$$

где  $X_n, X_o$  – соответственно наблюдаемые и ожидаемые значения в клетке таблиц сопряженности.

Для разбиения выборок на интервалы необходимо определить шаг интервала, для этого использовалась следующая формула (3)

$$h = \frac{X_{\max} - X_{\min}}{n}, \quad (3)$$

где  $X_{\max}, X_{\min}$  – максимальное и минимальное значение в выборке;  $n$  – число групп.

Для определения числа групп ( $n$ ) использовалась формула Стерджесса (4):

$$n = 1 + 3,322 \cdot \lg N, \quad (4)$$

где  $N$  – количество значений в выборке.

При большом различии в количестве значений в сравниваемых выборках данный способ не всегда корректно сравнивает законы распределения случайных величин. Поэтому было принято решение провести сравнение не по количеству значений в интервалах, а по процентам значений, попавших в интервал на каждом шаге. В таблице 1.3.1 показано преобразование количества значений в проценты для каждого интервала на примере показателя времени эффекта для турнейских объектов.

Таблица 1.3.1 – Пример преобразование количества значений в каждом интервале в проценты

Интервал	ГТМ			
	РВП (шт.)	СКО (шт.)	РВП (%)	СКО (%)
0–187	19	35	9,27	30,43
187–374	29	25	14,15	21,74
374–561	28	13	13,66	11,30
561–747	18	13	8,78	11,30
747–934	16	2	7,80	1,74
934–1121	12	6	5,85	5,22
1121–1308	8	5	3,90	4,35
1308–1495	17	3	8,29	2,61
1485–1682	10	2	4,88	1,74
1682–1869	2	0	0,98	0,00
1869–2055	12	3	5,85	2,61
2055–2242	6	2	2,93	1,74
2242–2429	2	1	0,98	0,87
2429–2616	3	1	1,46	0,87
2616–2803	5	0	2,44	0,00
2803–2990	3	1	1,46	0,87
2990–3176	6	0	2,93	0,00
3176–3363	5	1	2,44	0,87
3363–3550	4	1	1,95	0,87
>3550	0	1	0,00	0,87
Сумма значений	205	115	100	100

В таблицах 1.3.2–1.3.5 представлено сравнение эффективности технологий СКО и РВП для карбонатных объектов месторождений Пермского края.

Таблица 1.3.2 – Сравнение эффективности методов РВП и СКО для фаменских эксплуатационных объектов Пермского края

Показатель	ГТМ							
	РВП	СКО	<i>t</i> -знач.	<i>p</i>	<i>N</i> <sub>набл.</sub>	<i>N</i> <sub>набл.</sub>	$\chi^2$	<i>p</i>
Время работы с эффектом, сут	889,3	1000,2	-0,44	0,66	26	61	<b>27,63</b>	<b>0,01</b>
Ср.сут. прирост, т/сут	6,1	4,9	1,00	0,32	26	59	9,65	0,72
Доп. добыча нефти, т	11318,3	6484,8	1,06	0,29	26	61	11,28	0,59

По рассмотренным показателям для фаменских объектов время эффекта от технологии РВП ниже, чем от СКО по критерию согласия Пирсона ( $\chi^2 = 27,63$ ;  $p = 0,01$ ). По остальным показателям различия статистически не значимы, однако при сравнении средних значений видно, что среднесуточный прирост и дополнительная добыча нефти выше от технологии РВП (на 1,2 т/сут и 4833,5 т соответственно).

Таблица 1.3.3 – Сравнение эффективности методов РВП и СКО для турнейских эксплуатационных объектов Пермского края [11]

Показатель	ГТМ							
	РВП	СКО	<i>t</i> -знач.	<i>p</i>	<i>N</i> <sub>набл.</sub>	<i>N</i> <sub>набл.</sub>	$\chi^2$	<i>p</i>
Время работы с эффектом, сут	1132,1	639,5	<b>4,85</b>	<b>&lt;0,01</b>	205	115	<b>68,66</b>	<b>&lt;0,01</b>
Ср.сут. прирост, т/сут	3,1	2,9	0,92	0,36	202	112	18,91	0,53
Доп. добыча нефти, т	4185,2	2247,5	<b>3,41</b>	<b>&lt;0,01</b>	205	115	<b>57,61</b>	<b>&lt;0,01</b>

По рассмотренным показателям для турнейских объектов эффективность технологии РВП статистически значимо ( $p < 0,05$  для обоих критериев) превышает таковую СКО по показателям «время работы с эффектом» и «дополнительная добыча нефти» [11].

Таблица 1.3.4 – Сравнение эффективности методов РВП и СКО для башкирских эксплуатационных объектов Пермского края

Показатель	ГТМ							
	РВП	СКО	<i>t</i> -знач.	<i>p</i>	<i>N</i> <sub>набл.</sub>	<i>N</i> <sub>набл.</sub>	$\chi^2$	<i>p</i>
Время работы с эффектом, сут	1128,2	706,2	<b>5,53</b>	<b>&lt;0,01</b>	211	352	<b>84,63</b>	<b>&lt;0,01</b>
Ср.сут. прирост, т/сут	3,4	3,1	1,09	0,28	209	344	21,99	0,34
Доп. добыча нефти, т	4306,2	2627,2	<b>3,57</b>	<b>&lt;0,01</b>	211	350	<b>65,13</b>	<b>&lt;0,01</b>

По рассмотренным показателям для башкирских объектов эффективность технологии РВП статистически значимо ( $p < 0,05$  для обоих критериев) превышает эффективность СКО по показателям «время работы с эффектом» и «дополнительная добыча нефти».

Таблица 1.3.5 – Сравнение эффективности методов РВП и СКО для верейских эксплуатационных объектов Пермского края

Показатель	ГТМ							
	РВП	СКО	<i>t</i> -знач.	<i>p</i>	<i>N</i> <sub>набл.</sub>	<i>N</i> <sub>набл.</sub>	$\chi^2$	<i>p</i>
Время работы с эффектом, сут	1349,3	1024,3	<b>2,29</b>	<b>0,02</b>	140	69	<b>73,77</b>	<b>&lt;0,01</b>
Ср.сут. прирост, т/сут	3,1	2,4	<b>2,14</b>	<b>0,03</b>	139	69	<b>33,50</b>	<b>0,03</b>
Доп. добыча нефти, т	4975,3	3285,1	<b>2,00</b>	<b>0,05</b>	140	69	17,90	0,59

По рассмотренным показателям для верейских объектов эффективность технологии РВП статистически значимо ( $p < 0,05$  для обоих критериев) превышает эффективность СКО по показателям «время работы с эффектом» и «дополнительная добыча нефти».

#### 1.4. Обзор основных методов прогноза эффективности ГТМ

При проведении ГТМ важно оценивать его экономическую эффективность, прогнозировать потенциальный прирост дополнительной добычи. В условиях карбонатных коллекторов на эффективность технологии РВП влияет огромное количество факторов, как технологических и технических, так и геолого-гидродинамических. В таком случае выявлять одномерные зависимости одного показателя от другого не представляется возможным, стандартные статистические параметры (среднее значение, мода, медиана и др.) тоже не показательны. Поэтому необходимо выполнить комплексный прогноз технологической эффективности мероприятий.

На сегодняшний день одним из основных методов прогноза эффективности ГТМ является их моделирование в гидродинамическом симуляторе. Плюсы данного метода – возможность комплексной оценки ГТМ в условиях взаимного влияния всех скважин на процесс добычи нефти,

а также учет геологических особенностей пласта. Моделирование может осуществляться во множестве симуляторов, основными для российских нефтегазовых компаний являются программные обеспечения (ПО) Tempest, Eclipse, T-Navigator.

В ПО Tempest моделирование ГТМ по радиальному вскрытию пласта проводится через ключевое слово Branch, которое используется для определения структуры ответвлений для нескольких боковых стволов. Оно задает основной ствол и подключаемый, а также задает измеренную глубину подключения, на которой подключаемый ствол выходит из основного. Задается длина каналов, направление, скин-фактор и сообщаемость канала. Стандартный радиальный канал длиной 100 м в модели будет вскрывать одну или две ячейки. При задании ГТМ для интервала перфорации можно задать субъективный в количественном выражении параметр сообщаемости «пласт – скважина» ( $\phi$ ) и параметр скин-фактора ( $S$ ). Величина  $\phi$  определяется экспертно, исходя из необходимого дебита жидкости после ГТМ, а значение скин-фактора указывается среднее по результатам ГДИ после РВП на других скважинах объекта. Величина погрешности при таком расчете достаточно велика [11].

В ПО Eclipse моделирование ГТМ по радиальному вскрытию пласта проводится путем задания дополнительных перфораций по ячейкам, которые будут вскрыты радиальным каналом (ключевое слово COMDAT), а также задается режим работы скважины (WCONPROD). Стандартному радиальному каналу длиной 100 м в модели будет соответствовать перфорации одной или двух ячеек. Как и в симуляторе Tempest, эти ячейки модели возможно охарактеризовать только субъективным в количественном выражении параметром сообщаемости «пласт – скважина» ( $\phi$ ) и параметром скин-фактора ( $S$ ). Аналогично происходит моделирование РВП в ПО T-Navigator.

При гидродинамическом моделировании (ГДМ) важно учитывать субъективность адаптации и задания ГТМ, что значительно сказывается на

прогнозных характеристиках модели. Большие затраты времени и стоимость работ по ГДМ определяют необходимость его использования в основном для проектирования высокочрезмерных ГТМ (зарезка боковых и горизонтальных стволов) [38].

В методических рекомендациях [39] описан метод прогноза прироста дебита от ГТМ через удельный коэффициент продуктивности, который основан на сопоставлении аналогов и прогнозе дебита жидкости. Расчет прироста дебита по данной методике прост и оперативен при наличии наработанной базы мероприятий, однако точность его невелика. В расчете не учитывается комплекс геолого-технологических параметров, а считается лишь удельный коэффициент продуктивности и его составляющие. Подход является на данный момент основным для группы компаний «ЛУКОЙЛ». Детальный «ручной» анализ скважин на основе геолого-промыслового анализа с помощью аналитических и статистических методов занимает большое количество времени и очень субъективен [38].

В нефтегазовой отрасли все чаще начинают использоваться алгоритмы машинного обучения. Это различные методы, такие как нейронные сети, деревья решений, алгоритм случайного леса, кластерный анализ. В статьях [40, 41] представлен пример применения деревьев решений для прогноза успешности ГТМ. Алгоритм в данном случае сам разделяет параметры по критическому значению, а затем выделяет те, которые оказывают наибольшее влияние на разбиение выборки по классам: успешные и неуспешные. Плюсы данного алгоритма в том, что автоматически подбираются параметры и критические значения, можно отследить на каждой ветви дерева, какие параметры оказывают наибольшее влияние на успешность. Минусы заключаются в том, что результатом анализа является отнесение скважины к классу успешных или неуспешных мероприятий, а не конкретное значение прироста дебита. В ходе расчетов выделяется малое количество параметров, оказывающих влияние на эффект.

В работе [42] описывается проблема выбора переменных для обучения нейронной сети с целью оценки эффективности ГРП. Подчеркивается важность нейронных сетей для планирования ГТМ, так как современные технологии анализа данных позволяют оперативно получать удовлетворительные прогнозы. Подобный подход к прогнозированию не требует от специалистов навыков гидродинамического моделирования.

В статье [43] рассматриваются базовые теоретические понятия, а также актуальность и практическая значимость применения машинного обучения в нефтегазовой промышленности. Среди преимуществ использования машинного обучения отмечены: точность, автоматизация, скорость, возможность настройки, масштабируемость.

В статье [44] представлена методика подбора скважин-кандидатов на основе методов машинного обучения: градиентного бустинга, случайного леса, искусственной нейронной сети. Показана успешность определения прироста, доля ошибки составляет от 23 до 35 % для различных алгоритмов. Также в работе представленными алгоритмами, выявлены топ-10 значимых параметров для ГРП.

При использовании методов машинного обучения основными недостатками являются: отсутствие четких алгоритмов прогнозирования, отсутствие физического обоснования, низкая интерпретируемость полученных результатов.

В исследовании [45] предложена методика на основе факторного анализа для оценки эффективности ГТМ. Авторами говорится о необходимости повышения качества прогнозов ГТМ на ГДМ, для этого оценивается влияние комплекса геологических факторов на прирост дебита от ГТМ. Методика позволила не допускать переоценки либо недооценки потенциала скважин и оперативно принимать решения о необходимости ГТМ.

Анализ исследований методов прогнозирования эффективности ГТМ показал, что на сегодняшний день тема актуальна, ведущие научные

институты занимаются разработкой методик для прогноза приростов дебита нефти и жидкости от ГТМ. Основным вывод по обзору исследований заключается в необходимости комплексного учета геолого-технологических показателей при оценке эффективности ГТМ, повышении качества прогнозов и разработке методики достоверного прогноза.

### **Основные выводы по главе 1**

1. Основными геолого-техническими мероприятиями для интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов сложного строения на месторождениях Пермского края являются РВП, КГРП и КО. Остальные мероприятия применяются значительно реже, и они вносят меньший вклад в дополнительную добычу от ГТМ. Технология РВП является недорогим и эффективным способом вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов.

2. Технология РВП активно развивается по всему миру, ведутся исследования по оценке эффективности в таких странах, как Нигерия, Китай, США, Египет, Индия, Венесуэла, Канада.

3. В России опыт применения технологии РВП имеется у крупнейших нефтегазовых компаний: ПАО «Татнефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Роснефть», однако наибольшее распространение и успешность получена компанией ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на месторождениях Пермского края.

4. Наибольшая эффективность технологии установлена для карбонатных коллекторов с относительно низкими ФЕС, при более вязких нефтях, повышенной пластовой энергетике, при бурении 4 каналов по 100 м. Выявление геолого-физических условий успешного применения технологии РВП остается актуальной задачей.

5. Проведено сравнение эффективности основных методов воздействия на ПЗП – СКО и РВП. Установлено, что для карбонатных объектов эффективность РВП выше по показателям дополнительной добычи, времени эффекта, среднесуточного прироста дебита нефти.

6. На месторождениях Пермского края по состоянию на 01.01.2018 г. проведено 648 операций по РВП, величина средней дополнительной добычи нефти на скважину составила 4573 тонны в карбонатных коллекторах, в то время как для терригенных – 3555 тонн.

7. Доля улучшения гидродинамических характеристик пласта после РВП составляет от 71 до 86 %.

8. Ведущие научные институты занимаются разработкой методик для прогноза приростов дебита нефти и жидкости от ГТМ, применяются технологии гидродинамического, математического моделирования, методы машинного обучения и др. В ходе обзора исследований выявлена необходимость комплексного учета геолого-технологических показателей и повышение прогнозной надежности при оценке эффективности ГТМ.

## ГЛАВА 2. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ РАДИАЛЬНОГО БУРЕНИЯ

### 2.1. Анализ объектов исследования

В работе рассмотрены мероприятия по радиальному вскрытию пласта на карбонатных объектах месторождений Пермского края: Т, Т-Фм, Бш. Объекты относятся к основным нефтегазоносным комплексам Пермского края – верхнедевонско-турнейскому и окско-башкирскому – встречающимся практически повсеместно на месторождениях Пермского края.

Верхнедевонско-турнейский нефтегазоносный комплекс характеризуется разнообразными по составу и свойствам отложениями. Комплекс имеет высокую степень изученности. Выделяются типы отложений мелководного и глубоководного шельфов. Для отложений мелководного палеошельфа выделяются три типа разреза [46]: прибрежно-лагунный, лагунный и рифовый.

Прибрежно-лагунный тип прослежен в северо-западной части Камского свода и сложен известковыми аргиллитами, тонкими прослоями глинистых известняков и известняково-битуминозных сланцев. Лагунный тип сложен известняками и доломитами с включениями гипсов и ангидритов. Для рифового типа характерны органогенные массивные и органогенно-обломочные известняки, реже доломиты. Рифовый тип разделяют на два подтипа:

– гребневый подтип, который сложен органогенными известняками и массивными доломитами с первично-биоморфной структурой. Толщина изменяется от 0 до 220 м;

– склоновый тип сложен мелкообломочными, брекчевидными и окремнелыми известняками. Толщина турнейского яруса в подтипах изменяется от 0 до 186 м [46].

Для глубоководного шельфа характерны два типа разрезов: рифовый и межрифовый. Рифовый тип характеризуется преобладанием органогенных, органогенно-обломочных известняков, доломитов массивных и толстослоистых. Разделяется на гребневый, склоновый и лагунный [46].

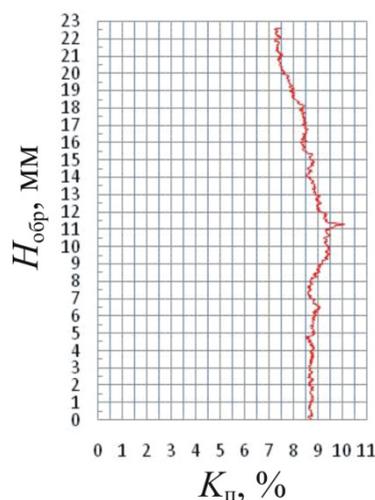
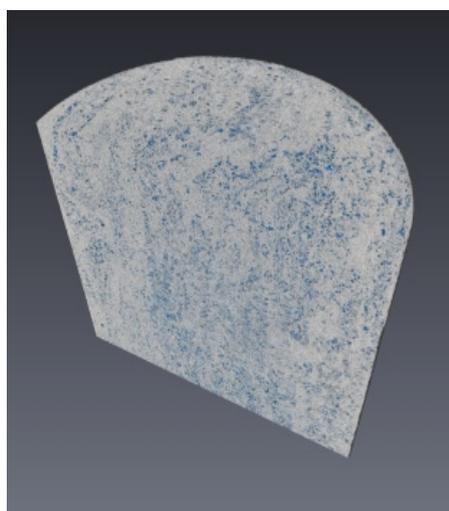
Межрифовый тип характерен только для осевых зон ККСП, сложен битуминозными и глинисто-кремнисто-карбонатными разностями пород.

Фаменские отложения сложены пористыми и кавернозными породами, слагающими тела позднедевонских рифовых сооружений Соликамской депрессии. На фильтрационно-емкостных свойствах пород в большой мере сказываются трещиноватость и кавернозность пород [9, 47, 48]. При этом на одной и той же залежи могут быть обнаружены как интервалы с поровым, так и трещинным типом коллектора, что определяется литолого-фациальными условиями осадконакопления [9, 49].

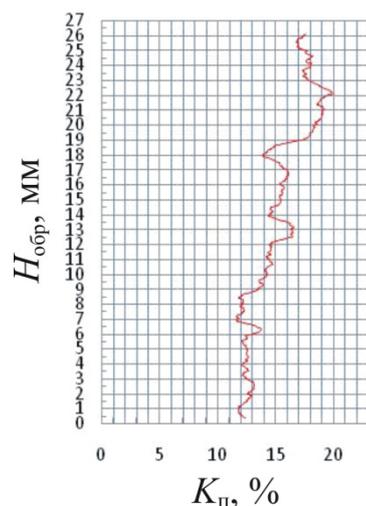
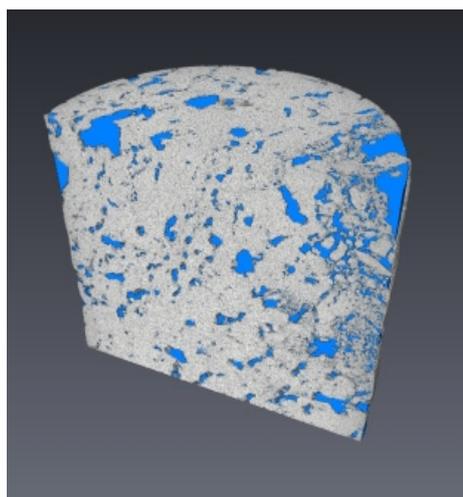
Турнейские отложения платформенной части территории Пермского края сложены преимущественно органогенно-детритовыми, мелко-обломочными и комковато-водорослевыми известняками. Для отложений характерна высокая степень изученности, обширно исследованы материалы керна, в том числе методом рентгеновской томографии, позволяющим визуализировать структуру порового пространства горных пород, не разрушая их [50–52]. Для карбонатных коллекторов метод рентгеновской томографии керна позволяет с высокой разрешающей способностью визуализировать кавернозность и трещиноватость горных пород [54–56]. Проведенный анализ кернового материала в комплексе с гидродинамическими исследованиями скважин по методике, изложенной в работах [56, 57], показал, что турнейские коллекторы в платформенной части Пермского края преимущественно относятся к поровому (гранулярному) типу. Трещиноватость для них в целом нетипична [11].

Открытая пористость ( $K_{п}$ ) турнейских коллекторов находится в широком диапазоне от 8 до 19 %, среднее значение 12 %. Для малопористых коллекторов ( $K_{п} < 12$  %) пористость в основном относится к гранулярному типу

(рисунок 2.1.1, *а*), для более пористых – емкостное пространство также может быть представлено кавернами выщелачивания (рисунок 2.1.1, *б*).



*а*



*б*

Рисунок 2.1.1 – Структура емкостного пространства турнейских коллекторов порового (*а*) и кавернозно-порового (*б*) типа по данным рентгеновской томографии керна [11]

Для коллекторов турнейских отложений характерна высокая неоднородность геологического разреза, малые толщины и, как следствие, невысокая производительность скважин. Промысловый опыт показывает, что на всех стадиях разработки нефтяных месторождений проницаемость

призобойной зоны пласта (ПЗП) ухудшается за счет уплотнения пород в ПЗП, повышения водонасыщенности с последующим снижением фазовой проницаемости для нефти, выпадения солей и образования парафина [11, 58].

Окско-башкирский карбонатный нефтегазоносный комплекс является одним из главных нефтегазоносных комплексов. Всего открыто 77 месторождений нефти и газа. Комплекс включает в себя отложения верхневизейского подъяруса, серпуховского и башкирского ярусов [46].

Верхневизейский ярус представлен тремя типами разрезов: известняковый, доломитово-известняковый и доломитовый. Толщина от 0 до 220 м. В серпуховских отложениях выделены карбонатный и терригенно-карбонатный типы разреза. Карбонатный – доломиты, известняки и смешанный тип доломито-известняковый. Толщина изменяется от 0 до 195 м. Башкирский ярус представлен карбонатным и терригенно-карбонатным типом разреза. Широкое распространение имеет карбонатный тип, в нем преобладают органогенные, органогенно-обломочные и оолитовые известняки. Присутствуют также прослои доломитов, доломитизированные известняки и аргиллиты. Терригенно-карбонатный тип представлен известняками и аргиллитами. Толщина башкирских отложений изменяется от 0 до 29 м.

Коллекторы пласта Бш сложены преимущественно биоморфно-водорослевыми, фораминиферовыми разностями известняков. Высокоперспективные по наличию углеводородов комплексы приурочены к рифогенным зонам Камско-Кинельской системы прогибов в южной части территории и в Соликамской депрессии. Для коллекторов характерен поровый тип, пористость характеризуется внутриформенными и межформенными пустотами. Поры в основном крупные, в разрезе круглые, открытые. Лучшими коллекторскими свойствами обладают биоморфные известняки с фораминиферовой и с фораминиферо-водорослевой структурами. Но в отдельных прослоях они оказываются плотными вследствие вторичной кальцитизации и ангидритизации [60].

В таких условиях для карбонатных коллекторов наиболее экономически эффективны такие малозатратные геолого-технические мероприятия (ГТМ), как СКО и РВП [5, 11].

## **2.2. Оценка влияния технологических особенностей на эффективность технологии радиального вскрытия пласта**

Для каждого объекта проведена оценка влияния технологических особенностей на проведение мероприятий по РВП. Важно учитывать проведенные ранее ГТМ на скважинах-кандидатах для РВП. Такие ГТМ снижают потенциал по дополнительной добыче, что сказывается на эффекте от РВП. При анализе проведенных ГТМ до РВП на исследуемых скважинах, установлено, что статистически возможно учесть только КО, так как эти мероприятия в большом объеме проводились на скважинах до РВП (в период с 1997 г.). Другие мероприятия, такие как КГРП или дострел, до РВП осуществлялись в единичном порядке.

Кислотные обработки проводятся на всех скважинах с карбонатным типом коллектора при освоении. В дальнейшем КО осуществляют в процессе эксплуатации скважины для интенсификации добычи. Оценено влияние проведенных кислотных обработок (как отдельных мероприятий) на показатели эффективности дальнейших мероприятий по радиальному вскрытию пласта. Для этого скважины с РВП делились на выборки: 1. Скважины, на которых не проводилась КО. 2. Скважины с проведенной ранее КО (таблицы 2.2.1–2.2.3).

Таблица 2.2.1 – Сравнение эффективности РВП на скважинах с проведенной КО и без таковой. Объект ФМ

Параметр	Проводилась ли КО		N набл.	N набл.	t- крит.	p	$\chi^2$	p
	нет	да						
Мах дебит нефти, т/сут	19,7	11,9	19	7	1,48	0,15	<b>31,40</b>	<b>&lt;0,01</b>
Время работы с эффектом, сут	925,3	515,1	19	7	1,01	0,32	<b>24,21</b>	<b>0,011</b>
Ср.сут доп. нефть, т/сут	7,5	2,8	19	7	1,42	0,17	<b>22,40</b>	<b>0,02</b>
Доп. добыча нефти, т	13369,4	1776,0	19	7	0,91	0,37	<b>4,40</b>	<b>&lt;0,95</b>

Установлено, что для скважин, эксплуатирующих объект Фм, статистически значимого различия по  $t$ -критерию Стьюдента не выявлено. Это связано с наличием большого стандартного отклонения и маленькой выборки для скважин, с проведенной КО. Однако по средним значениям видно, что по всем параметрам эффективность РВП значительно выше на скважинах, на которых не было кислотных обработок.

По критерию согласия Пирсона выборки по всем параметрам статистически значимо различимы, то есть законы распределения величин не одинаковы, и эффект от РВП выше на скважинах без проведенных КО.

Для объекта Т (таблица 2.2.2) статистически значимого различия по  $t$ -критерию Стьюдента (при уровне значимости 0,05) не выявлено. Однако по показателям времени эффекта и дополнительной добыче ( $p = 0,08$  и  $p = 0,16$ ) средние значения сильно различаются, и эффективность выше на скважинах без ранее проведенных КО. По критерию согласия Пирсона выборки по всем параметрам, кроме среднесуточного прироста, статистически значимо различаются, то есть эффект от РВП выше на скважинах без проведенных КО.

Таблица 2.2.2 – Сравнение эффективности РВП на скважинах с проведенной КО и без таковой. Объект Т

Параметр	Проводилась ли КО		N набл.	N набл.	$t$ - крит.	$p$	$\chi^2$	$p$
	нет	да						
Мах дебит нефти, т/сут	10,9	11,0	116	73	-0,17	0,87	<b>29,3</b>	<b>0,04</b>
Время работы с эффектом, сут	1132,7	911,1	116	73	1,78	0,08	<b>47,9</b>	<b>&lt;0,01</b>
Ср.сут доп. нефть, т/сут	3,3	3,0	115	73	1,12	0,27	12,3	0,83
Доп. добыча нефти, т	4446,6	3430,2	116	73	1,41	0,16	<b>38,5</b>	<b>&lt;0,01</b>

Для объекта Бш (таблица 2.2.3) статистически значимо различие по  $t$ -критерию Стьюдента (при уровне значимости 0,05) характерно для параметров среднесуточного прироста дебита нефти и дополнительной добычи нефти ( $p = 0,01$  и  $p = 0,04$  соответственно), по показателю максимального дебита после мероприятия выборки также с высокой вероятностью различны ( $p = 0,08$ ). Статистически значимое различие в

выборках подтвердилось также и по критерию согласия Пирсона, то есть эффект от РВП выше на скважинах без проведенных КО.

Таблица 2.2.3 – Сравнение эффективности РВП на скважинах, с проведенной КО и без таковой. Объект БШ

Параметр	Проводилась ли КО		N набл.	N набл.	t- крит.	p	$\chi^2$	p
	нет	да						
Мах дебит нефти, т/сут	13,7	11,1	121	57	1,78	0,08	<b>56,7</b>	<b>&lt;0,01</b>
Время работы с эффектом, сут	1153,7	969,8	121	57	1,29	0,2	24,8	0,12
Ср.сут доп. нефть, т/сут	3,9	2,8	121	57	<b>2,72</b>	<b>0,01</b>	<b>47,6</b>	<b>&lt;0,01</b>
Доп. добыча нефти, т	4952.6	3262.3	121	57	<b>2.11</b>	<b>0.04</b>	<b>59.84</b>	<b>&lt;0,01</b>

С точки зрения технологических особенностей проведения мероприятий по РВП важно учитывать интервал перфорации, в котором бурятся высокопроницаемые каналы. На анализируемом фонде скважин существуют следующие виды проведения РВП: 1) РВП в действующем интервале перфорации; 2) все каналы проводятся для перфорации нового интервала перфорации; 3) часть каналов подключает новый интервал перфорации, а часть бурится в действующем интервале перфорации.

Для оценки влияния подключения новых интервалов перфорации все скважины разделим на две выборки: 1) РВП в действующем интервале перфорации (старый интервал перфорации); 2) РВП с привлечением нового интервала перфорации, в эту выборку вошли скважины, подключающие за счет радиальных каналов частично или полностью новый интервал перфорации (новый интервал перфорации).

В таблицах 2.2.4–2.2.6 представлено сравнение эффективности РВП в действующем интервале перфорации и при подключении нового интервала перфорации с помощью статистических критериев – *t*-критерия Стьюдента и критерия согласия Пирсона.

Из таблицы 2.2.4 видно, что по критерию согласия Пирсона выборки статистически значимо различаются по параметрам максимального дебита, времени работы с эффектом и среднесуточного прироста дебита нефти.

Однако по параметру дополнительной добычи средние значения различаются в 1,4 раза, что также необходимо учитывать, статистическая значимость по  $t$ -критерию не выявилась из-за большого разброса значений и малого количества выборки. В целом время работы с эффектом, среднесуточный прирост дебита нефти и дополнительная добыча нефти выше при подключении нового интервала.

Таблица 2.2.4 – Сравнение эффективности РВП в действующем интервале перфорации и при подключении нового интервала перфорации. Объект ФМ

Параметр	Интервал		N набл.	N набл.	t- крит.	p	$\chi^2$	p
	старый	новый						
Макс. дебит нефти, т/сут	21,1	20,8	15,0	13,0	0,0	1,0	<b>43,33</b>	<b>&lt;0,01</b>
Время работы с эффектом, сут	716,5	862,8	15,0	13,0	-0,4	0,7	<b>37,5</b>	<b>&lt;0,01</b>
Ср.сут. прирост, т/сут	5,7	6,6	15,0	13,0	-0,3	0,8	<b>21,0</b>	<b>0,03</b>
Доп. добыча, т	11237,6	7813,9	15,0	13,0	0,3	0,8	16,6	11,0

Из данных таблицы 2.2.5 видно, что по критерию согласия Пирсона выборки статистически значимо различаются по параметрам времени работы с эффектом и дополнительной добычи нефти. По критерию Стьюдента близки к статистической значимости различия выборок параметры среднесуточного прироста дебита нефти ( $p = 0,06$ ) и дополнительной добычи нефти ( $p = 0,07$ ). Средние значения параметров выше при подключении новых интервалов перфорации.

Таблица 2.2.5 – Сравнение эффективности РВП в действующем интервале перфорации и при подключении нового интервала перфорации. Объект Т

Параметр	Интервал		N набл.	N набл.	t- крит.	p	$\chi^2$	p
	старый	новый						
Мах дебит нефти, т/сут	10,9	11,1	104	85	-0,29	0,78	29,95	0,37
Время работы с эффектом, сут	1010,2	1092,3	104	85	-0,67	0,51	<b>40,90</b>	<b>&lt;0,01</b>
Ср.сут доп. нефть, т/сут	3,0	3,5	104	84	-1,87	0,06	24,45	0,14
Доп. добыча нефти, т	3484,9	4750,3	104	85	-1,80	0,07	<b>51,73</b>	<b>&lt;0,01</b>

Из таблицы 2.2.6 видно, что по параметрам максимального дебита после РВП, среднесуточного прироста дебита нефти и дополнительной добычи

нефти выборки статистически значимо различны по  $t$ -критерию Стьюдента и критерию согласия Пирсона. Для объекта Бш привлечение нового интервала за счет РВП намного эффективнее, чем бурение каналов в действующем интервале перфорации.

Таблица 2.2.6 – Сравнение эффективности РВП в действующем интервале перфорации и при подключении нового интервала перфорации. Объект Бш

Параметр	Интервал		N набл.	N набл.	t- крит.	p	$\chi^2$	p
	старый	новый						
Мах дебит нефти, т/сут	11,1	15,5	121	67	-3,17	<0,01	43,95	<0,01
Время работы с эффектом, сут	1058,8	1182,5	121	67	-0,90	0,37	28,12	0,06
Ср.сут доп. нефть, т/сут	3,2	4,1	120	67	-2,51	0,01	58,68	<0,01
Доп. добыча нефти, т	3842,6	5339,9	121	67	-1,96	0,05	31,20	0,03

Таким образом, в ходе анализа установлено, что по всем объектам эффективность РВП при привлечении нового интервала дает больший эффект. При дальнейшем анализе следует отдельно учитывать различные варианты перфорации.

### **2.3. Оценка влияния геолого-гидродинамических параметров на эффективность технологии радиального вскрытия пласта**

На сегодняшний день нет четкого представления о том, в каких геологических условиях технология РВП наиболее эффективна. Важной задачей является выявление влияния геолого-гидродинамических параметров на эффективность технологии РВП.

Лишь в некоторых зарубежных источниках [62] предполагается, что эффективность связана с наличием мощной толщи нефтенасыщенного коллектора и хорошей пластовой энергетикой. В работе [63] наибольшая эффективность по фактическим данным характерна для коллекторов с низкой проницаемостью и при бурении четырех радиальных каналов длиной 90 м.

В исследовании [64] установлено, что технология РВП наиболее эффективна в условиях высоковязких нефтей, где образуются застойные зоны нефти в низкопроницаемых частях коллектора.

Опыт исследований показывает, что задача выявления оптимальных геологических условий для эффективного применения РВП актуальна, но комплексного учета геолого-гидродинамических параметров не проводилось.

Накопленный опыт мероприятий на территории Пермского края позволяет оценить влияние основных геолого-гидродинамических параметров на показатели эффективности проведения технологии РВП и выделить наиболее значимые для различных объектов разработки.

В ходе работы создана сводная база по всем скважинам с проведенными мероприятиями по РВП и соответствующим им параметрам. В базу вошли параметры геолого-физических характеристик пласта (ГФХ), принятые на месторождениях при подсчете запасов; результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИ) до проведения мероприятий по РВП; результаты интерпретации геофизических исследований по скважинам (РИГИС) [9]:

- средняя общая толщина  $H_o$ , м;
- средняя нефтенасыщенная толщина  $h_n$ , м;
- пористость  $K_p$ , %;
- средняя начальная нефтенасыщенность  $K_n$ , д.ед.;
- проницаемость, принятая в ГФХ,  $k_{гфх}$ , мкм<sup>2</sup>;
- коэффициент песчаности  $K_{песч}$ , д.ед.;
- коэффициент расчлененности  $K_{расч}$ , ед.;
- средняя вязкость нефти в пластовых условиях  $\mu$ , мПа·с;
- плотность нефти в пластовых условиях  $\rho_n$ , г/см<sup>3</sup>;
- объемный коэффициент нефти  $b$ , д.ед.;
- содержание парафина в нефти ПР, %;
- средняя газонасыщенность  $G$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;
- гидропроводность ПЗП  $\epsilon_{пзп}$ , мкм<sup>2</sup>·см/(мПа·с);
- гидропроводность УЗП  $\epsilon_{узп}$ , мкм<sup>2</sup>·см/(мПа·с);
- коэффициент проницаемости ПЗП  $k_{пзп}$ , мкм<sup>2</sup>;
- коэффициент проницаемости УЗП  $k_{узп}$ , мкм<sup>2</sup>;

- пьезопроводность  $\chi$ ,  $\text{см}^2 \cdot \text{с}$ ;
- пластовое давление  $P_{\text{пл}}$ , МПа;
- забойное давление  $P_{\text{заб}}$ , МПа;
- давление насыщения  $P_{\text{нас}}$ , МПа;
- средняя толщина единичного нефтенасыщенного пропластка  $h_{\text{пр}}$ , м, (рассчитывалась как отношение  $h_{\text{н}}$  к количеству нефтенасыщенных пропластков);
- скин-фактор скважины  $S$ ;
- общая толщина пласта вскрытая скважиной по РИГИС,  $H_{\text{общ.гис}}$ , м;
- средняя толщина нефтенасыщенного пропластка по РИГИС,  $h_{\text{ср.гис}}$ , м;
- эффективная толщина пласта по РИГИС,  $H_{\text{эф.гис.}}$ , м;
- нефтенасыщенная толщина пласта по РИГИС,  $h_{\text{нн.гис.}}$ , м;
- коэффициент нефтенасыщенности по РИГИС,  $K_{\text{нн.гис.}}$ , д.ед.;
- коэффициент пористости по РИГИС,  $K_{\text{п.гис}}$ , %;
- коэффициент проницаемости по РИГИС,  $K_{\text{пр.гис.}}$ , мД;
- расчлененность по РИГИС,  $K_{\text{расчл.гис}}$ , ед.;
- песчанистость по РИГИС,  $K_{\text{песч.гис}}$ , д.ед.;
- также важно учитывать параметр дебита нефти до мероприятия,  $q_{\text{н}}$ , т/сут, который определяет потенциал прироста дебита от РВП.

В ходе исследования проведена оценка влияния данных параметров на показатели эффективности. В качестве показателей эффективности в данном случае рассматривались параметры максимального дебита нефти после РВП, т/сут; времени эффекта, сут; среднесуточного прироста дебита нефти, т/сут; дополнительной добычи нефти, тонн.

В таблицах 2.3.1–2.3.3 приведены результаты расчета  $t$ -критерия в целом для всех скважин с карбонатным типом коллектора. Жирным шрифтом выделены значения с уровнем значимости  $p$  менее 0,05, при которых с вероятностью более 95 % можно утверждать о различиях в сравниваемых выборках. То есть исследуемый параметр оказывает статистически значимое (неслучайное) влияние на различия показателей в выборках. Курсивом

выделены значения с  $p$  в диапазоне от 0,05 до 0,10, при которых влияние также существует, но несколько ниже. Символами  $N_1$  и  $N_2$  в таблицах 2.3.1–2.3.3 обозначены объемы выборок соответственно для первой и второй групп, а также представлены расчетные значения  $t$ -критерия. Все скважины и соответствующие им параметры разделены на две примерно равные выборки по одному из показателей эффективности. Статистически не значимые результаты в таблицах не приведены [9].

Таблица 2.3.1 – Влияние геологических параметров на эффективность РВП для скважин с карбонатным типом коллектора

Дополнительная добыча нефти, т	< 2200	> 2200	$t$ -критерий	$p$	$N_1$	$N_2$
$K_{п}$ , %	13,8	14,1	-1,8	0,06	270	264
$K_{песч}$ , д.ед.	0,37	0,38	-1,7	0,09	275	271
$\mu$ , МПа·с	16,6	20,2	-2,0	<b>0,04</b>	275	271
$q_{нз}$ , Г/см <sup>3</sup>	0,85	0,86	-1,7	0,07	274	271
$b$ , д.ед.	1,08	1,07	1,8	0,07	275	271
$G$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	42,2	36,6	1,9	<b>0,05</b>	274	271
Среднесуточный прирост, т/сут	< 2,7	> 2,7	$t$ -критерий	$p$	$N_1$	$N_2$
$K_{н}$ , д.ед.	0,741	0,754	-2,7	<b>&lt;0,01</b>	278	256
$K_{расч}$ , ед.	6,5	7,3	-2,2	<b>0,02</b>	279	261
$\mu$ , МПа·с	17,0	19,9	-1,7	0,08	279	261
ПР, %;	3,4	3,5	-1,7	0,07	278	261
$P_{нас}$ , МПа	9,0	9,5	-2,8	<b>&lt;0,01</b>	279	260
Продолжительность эффекта от РВП, сут	< 870	> 870	$t$ -критерий	$p$	$N_1$	$N_2$
$K_{п}$ , %	13,7	14,1	-2,1	<b>0,03</b>	264	270
$K_{песч}$ , д.ед.	0,3	0,4	-2,0	<b>0,04</b>	269	277
$q_{нз}$ , Г/см <sup>3</sup>	0,8	0,9	-1,8	0,06	268	277
$b$ , д.ед.	1,1	1,1	2,0	<b>0,04</b>	269	277
ПР, %;	3,4	3,5	-1,8	0,07	268	277
$G$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	41,8	37,2	1,6	0,10	268	277
Мах дебит нефти после РВП, т/сут	< 10	> 10	$t$ -критерий	$p$	$N_1$	$N_2$
$h_{н}$ , м	5,8	7,8	-4,1	<b>&lt;0,01</b>	281	261
$K_{н}$ , д.ед.	0,74	0,75	-1,5	0,10	282	258
$K_{расч}$ , ед.	6,3	7,6	-3,6	<b>&lt;0,01</b>	283	263
$P_{нас}$ , МПа	9,0	9,5	-2,8	<b>&lt;0,01</b>	283	262

Для скважин карбонатных объектов (таблица 2.3.1) дополнительная добыча нефти от РБ выше в условиях лучших свойств продуктивных пластов ( $K_{п}$ ,  $K_{песч}$ ), большей расчлененности разреза и меньшей газонасыщенности (то есть потенциально более вязких) нефтей. Большой среднесуточный прирост дебита нефти отмечается при больших величинах

нефтенасыщенных толщин и повышенной расчлененности разреза. Время работы скважин с эффектом дольше при лучших коллекторских свойствах ( $K_{п}$ ,  $K_{песч}$ ,  $h_{пр}$ ) и повышенной вязкости нефти. Значение максимально дебита нефти зависит в основном от нефтенасыщенных толщин, расчлененности пласта и давления насыщения [9].

Для карбонатных залежей большей эффективности технологии следует ожидать в условиях высокой расчлененности разреза и более вязких нефтей. В данных условиях наиболее вероятно вовлечение в разработку ранее застойных целиков нефти. При этом лучшие свойства продуктивных пластов ( $K_{п}$ ,  $K_{песч}$ ,  $h_{пр}$ ), характеризую потенциал объекта, также способствуют повышению эффективности технологии [9].

Таблица 2.3.2 – Влияние гидродинамических параметров на эффективность РВП для скважин с карбонатным типом коллектора

Дополнительная добыча нефти, т	< 2480	> 2480	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	$N_1$	$N_2$
$\epsilon_{пзп}$ , мкм <sup>2</sup> ·см/(МПа·с)	1,2	2,0	-2,3	<0,01	171	171
$\chi$ , см <sup>2</sup> ·с	120,5	213,0	-1,8	0,07	171	171
$P_{заб}$ , МПа	4,5	5,2	-2,4	0,02	171	171
скин-фактор <i>S</i>	-2,8	-1,7	-3,1	<0,01	171	171
Среднесуточный прирост, т/сут	< 2,7	> 2,7	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	$N_1$	$N_2$
$\epsilon_{узп}$ , мкм <sup>2</sup> ·см/МПа·с	0,9	2,3	-3,6	<0,01	177	165
$K_{прод}$ , м <sup>3</sup> /сут/МПа	1,2	2,0	-2,7	<0,01	120	135
$k_{узп}$ , мкм <sup>2</sup>	0,027	0,061	-1,9	0,06	176	163
$\chi$ , см <sup>2</sup> ·с	86,9	252,4	-3,2	<0,01	177	165
$P_{пл}$ , МПа	10,3	11,2	-2,5	0,01	177	164
$P_{заб}$ , МПа	4,2	5,6	-5,1	<0,01	177	165
скин-фактор <i>S</i>	-2,8	-1,7	-3,4	<0,01	177	165
Продолжительность эффекта, сут	< 900	> 900	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	$N_1$	$N_2$
$k_{пзп}$ , мкм <sup>2</sup>	0,068	0,039	1,8	0,07	66	73
$P_{пл}$ , МПа	10,3	11,1	-2,0	0,04	169	172
скин-фактор <i>S</i>	-2,6	-1,8	-2,2	0,02	170	172
Мах дебит нефти, т/сут	< 10	> 10	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	$N_1$	$N_2$
$\epsilon_{узп}$ , мкм <sup>2</sup> ·см/МПа·с	0,9	2,2	-3,5	<0,01	161	181
$K_{прод}$ , м <sup>3</sup> /сут/МПа	1,1	2,1	-3,4	<0,01	114	141
$\chi$ , см <sup>2</sup> ·с	86,3	238,4	-2,9	<0,01	161	181
$P_{пл}$ , МПа	10,3	11,1	-2,0	0,04	161	180
$P_{заб}$ , МПа	4,2	5,4	-4,5	<0,01	161	181

Дополнительная добыча нефти (таблица 2.3.2) больше при более высоком значении коэффициента продуктивности и гидропроводности ПЗП, пьезопроводности пласта, забойного давления при относительно ухудшенном состоянии ПЗП. Все исследуемые гидродинамические параметры статистически значимо влияют на среднесуточный прирост дебита нефти. Высокий энергетический потенциал залежи и условия кольматации ПЗП характеризуют большие значение среднесуточного прироста добычи нефти. Время продолжительности эффекта от РВП возрастает при условии высокого забойного и пластового давлениях, загрязненной ПЗП (параметр  $S$ ). При высоких значениях гидродинамических параметров значение максимального дебита нефти после РВП наибольшее.

Таблица 2.3.3 – Влияние геологических параметров (определенных по ГИС) на эффективность РВП для скважин с карбонатным типом коллектора

Дополнительная добыча нефти, т	< 2200	> 2200	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	$N_1$	$N_2$
$K_{\text{ни. гис}}$ , д.ед.	69,0	73,8	-2,25	<b>0,02</b>	200	197
Среднесуточный прирост, т/сут	< 3	> 3	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	$N_1$	$N_2$
$H_{\text{эф.гис}}$	9,2	10,3	-1,88	0,06	204	190
$H_{\text{ни.гис}}$ , м	7,4	8,3	-2,06	<b>0,04</b>	203	190
Продолжительность эффекта, сут	< 900	> 900	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	$N_1$	$N_2$
–	–	–	–	–	–	–
Мах дебит нефти, т/сут	< 10	> 10	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	$N_1$	$N_2$
$H_{\text{эф.гис}}$	9,0	10,4	-2,52	<b>0,01</b>	187	206
$H_{\text{ни.гис}}$ , м	7,1	8,5	-3,19	<b>&lt;0,01</b>	186	206
$K_{\text{расчл.н. гис}}$ , ед.	7,6	9,4	-3,24	<b>&lt;0,01</b>	186	206
$K_{\text{расчл. гис}}$ , ед.	9,3	11,1	-2,79	<b>0,01</b>	186	206

При оценке влияния параметров, определенных по ГИС, можно отметить влияние коэффициента нефтенасыщенности на дополнительную добычу нефти, то есть в более нефтенасыщенной части разреза технология позволит вырабатывать больше запасов. На среднесуточный прирост оказали влияние параметры эффективной и нефтенасыщенной толщины, в условиях больших толщин можно ожидать большего эффекта от РВП. На

продолжительность эффекта выявить влияние параметров, определенных по ГИС, не удалось. Максимальный дебит скважины после РВП можно ожидать в условиях больших эффективных и нефтенасыщенных толщин, а также большей расчлененности разреза. То есть за счет радиальных каналов подключаются невыработанные пропластки.

В целом при оценке влияния геолого-гидродинамических параметров на эффективность РВП наибольшее влияние оказывают:

- нефтенасыщенная толщина;
- вязкость нефти;
- расчлененность;
- коэффициент песчанистости;
- пористость;
- проницаемость УЗП;
- гидропроводность УЗП;
- скин-фактор;
- пьезопроводность;
- коэффициент продуктивности;
- средняя толщина единичного нефтенасыщенного пропластка.

Далее проведено исследование по оценке влияния геолого-гидродинамических параметров отдельно по каждому исследуемому объекту (Фм, Т, Бш). В таблицах 2.3.4–2.3.6 представлены результаты расчета  $t$ -критерия для скважин отдельно по объектам.

Таблица 2.3.4 – Влияние геолого-гидродинамических параметров на эффективность РВП для скважин объекта Фм

Дополнительная добыча нефти, т	< 1500	> 1500	$t$ -критерий	$p$	$N_1$	$N_2$
$q_n$ , т/сут	1,89	3,84	-2,26	<b>0,03</b>	13	13
$\epsilon_{узп}$ , мкм <sup>2</sup> ·см/(МПа·с)	2,01	8,10	-1,76	0,09	11	13
$k_{узп}$ , мкм <sup>2</sup>	0,003	0,02	-1,87	0,07	11	13
$\chi$ , см <sup>2</sup> ·с	111,84	547,73	-1,85	0,08	11	13
$P_{заб}$ , МПа	6,71	8,71	-1,86	0,08	11	13

Среднесуточный прирост, т/сут	< 3,5	>3,5	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	<i>N</i> <sub>1</sub>	<i>N</i> <sub>2</sub>
<i>q</i> <sub>н</sub> , т/сут	1,70	4,03	-2,84	<b>0,01</b>	13	13
<i>k</i> <sub>узп</sub> , мкм <sup>2</sup>	0,003	0,02	-1,92	0,07	11	13
$\chi$ , см <sup>2</sup> ·с	92,02	564,50	-2,03	0,05	11	13
Продолжительность эффекта от РВП, сут	< 500	>500	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	<i>N</i> <sub>1</sub>	<i>N</i> <sub>2</sub>
<i>K</i> <sub>п</sub> , %	10,46	11,23	-1,77	0,09	13	13
<i>P</i> <sub>заб</sub> , МПа	6,49	8,90	-2,31	<b>0,03</b>	11	13
Мах дебит нефти после РВП, т/сут	< 14	> 14	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	<i>N</i> <sub>1</sub>	<i>N</i> <sub>2</sub>
<i>q</i> <sub>н</sub> , т/сут	1,95	3,78	-2,11	<b>0,05</b>	13	13
$\epsilon_{узп}$ , мкм <sup>2</sup> ·см/(МПа·с)	1,96	8,65	-1,97	0,06	12	12
<i>k</i> <sub>узп</sub> , мкм <sup>2</sup>	0,003	0,02	-1,98	0,06	12	12
$\chi$ , см <sup>2</sup> ·с	110,25	585,64	-2,05	<b>0,05</b>	12	12
<i>P</i> <sub>нас</sub> , МПа	13,60	11,70	2,01	0,06	12	12
<i>h</i> <sub>ср. гис</sub> , м	0,95	1,31	-2,08	<b>0,05</b>	13	13
Прирост дебита нефти в 1 год после РВП, т/сут	< 6,5	> 6,5	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	<i>N</i> <sub>1</sub>	<i>N</i> <sub>2</sub>
<i>q</i> <sub>н</sub> , т/сут	1,83	3,90	-2,44	<b>0,02</b>	13	13
$\epsilon_{узп}$ , мкм <sup>2</sup> ·см/(МПа·с)	1,93	8,17	-1,81	0,08	11	13
<i>k</i> <sub>узп</sub> , мкм <sup>2</sup>	0,003	0,02	-1,92	0,07	11	13
$\chi$ , см <sup>2</sup> ·с	91,64	564,82	-2,03	<b>0,05</b>	11	13
<i>S</i> , ед.	-2,08	1,26	-1,74	0,09	11	13
<i>K</i> <sub>пл. гис</sub> , д.ед.	68,62	80,25	-1,74	0,09	13	13

Анализируя данные таблицы 2.3.4, можно отметить, что основной параметр, влияющий почти на все показатели эффективности, это дебит нефти до РВП. При проведении РВП на скважинах, эксплуатирующих объект Фм, важно учитывать текущий дебит нефти. Для объекта характерна трещиноватость, поэтому низкий дебит нефти, вероятно, является следствием снижения пластового давления, что привело к схлапыванию трещин. В данных условиях эффективность технологии ниже, чем на скважинах с большим энергетическим потенциалом. Дополнительная добыча и максимальный дебит нефти от РВП выше в условиях более высокой гидропроводности и проницаемости УЗП, пьезопроводности и забойного давления. Эти параметры также указывают на более благоприятные гидродинамические параметры пласта, хорошую связь с УЗП. На максимальный дебит нефти также оказывает влияние средняя толщина нефтенасыщенного пропластка. Для высокого

среднесуточного прироста важными параметрами являются повышенные значения проницаемости УЗП и пьезопроводности, что характерно для более однородного коллектора. На продолжительность эффекта повлияли условия большей емкости породы ( $K_{п}$ ) и энергетического потенциала ( $P_3$ ). Большой прирост дебита нефти в определяющий первый год после РВП можно ожидать в условиях улучшенных характеристик УЗП (гидропроводность, проницаемость), пьезопроводности, кольтматации ПЗП ( $S$ ), большей начальной нефтенасыщенности коллектора.

Таблица 2.3.5 – Влияние геолого-гидродинамических параметров на эффективность РВП для скважин объекта Т

Дополнительная добыча нефти, т	< 2000	> 2000	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	$N_1$	$N_2$
$K_{п}$ , %	12,41	12,81	-1,64	0,10	96	93
$\mu$ , МПа·с	24,98	32,03	-1,76	0,08	96	93
$q_{н}$ , г/см <sup>3</sup>	0,87	0,89	-2,06	<b>0,04</b>	96	93
$P_{заб}$ , МПа	5,22	6,29	-2,57	<b>0,01</b>	56	75
$P_{нас}$ , МПа	10,32	10,21	0,33	0,74	56	75
$S$ , ед.	-3,52	-2,03	-2,82	<b>0,01</b>	56	75
$h_{ин.гис}$ , м	8,47	9,32	-1,85	0,07	96	92
Среднесуточный прирост, т/сут	< 3	>3	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	$N_1$	$N_2$
$K_{п}$ , %	12,32	12,94	-2,58954	<b>0,01</b>	102	87
$\mu$ , МПа·с	25,38	32,04	-1,65491	0,10	102	87
$q_{н}$ , г/см <sup>3</sup>	0,87	0,89	-1,90103	0,06	102	87
$h_{пр}$ , м	2,09	1,66	2,07692	<b>0,04</b>	97	76
$P_{пл}$ , МПа	11,95	13,29	-2,64755	<b>0,01</b>	71	60
$P_{заб}$ , МПа	5,28	6,49	-2,94610	<b>0,00</b>	71	60
$S$ , ед.	-3,16	-2,09	-2,00948	<b>0,05</b>	71	60
Продолжительность эффекта от РВП, сут	< 900	>900	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	$N_1$	$N_2$
$q_{н}$ , т/сут	3,47	2,89	2,00750	<b>0,05</b>	98	91
$S$ , ед.	-3,66	-1,83	-3,52711	<b>0,00</b>	60	71
Мах дебит нефти после РВП, т/сут	< 10	> 10	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	$N_1$	$N_2$
$q_{н}$ , т/сут	2,33	4,00	-6,26547	<b>0,00</b>	92	97
$W$ , %	21,50	16,86	2,23791	0,03	87	96
Прирост дебита нефти в 1 год после РВП, т/сут	< 5	> 5	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	$N_1$	$N_2$
$H_о$ , м	21,26	24,53	-1,99884	<b>0,05</b>	93	96
$K_{п}$ , %	12,39	12,81	-1,70817	0,09	93	96
$q_{н}$ , г/см <sup>3</sup>	0,87	0,89	-2,71147	<b>0,01</b>	93	96
$b$ , д.ед.	1,09	1,06	2,64501	<b>0,01</b>	93	96
$G$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	41,81	31,55	2,31560	<b>0,02</b>	93	96
$S$ , ед.	-3,50	-2,05	-2,73439	<b>0,01</b>	56	75
$H_{общ.гис}$ , м	22,23	25,27	-1,85204	0,07	93	95

Для объекта Т (таблица 2.3.5) успешность мероприятий характеризуют несколько другие свойства, в отличие от Фм. Для турнейских объектов платформенной части Пермского края характерны более вязкие нефти, поэтому более сильное влияние оказывают свойства нефти. Большой дополнительной добычей, среднесуточным приростом после РВП характеризуются залежи с большей вязкостью и плотностью нефти, для которых более характерно образование застойных зон в низкопроницаемых зонах коллектора. Условия большего энергетического потенциала залежи ( $P_{пл}$ ,  $P_{заб}$ ) и большей пористости коллектора являются более благоприятными для проведения РВП. Условия больших удельных толщин пропластка, общих и нефтенасыщенных толщин влияют на большую эффективность показателей. На прирост дебита нефти в первый год после РВП влияет эффективная толщина, емкость коллектора, плотность нефти, объемный коэффициент и газонасыщенность. Как и для объекта Фм, ухудшенное состояние ПЗП ( $S$ ) позволяет более эффективно использовать технологию.

Для коллекторов объекта Бш (таблица 2.3.6) условия большой расчлененности, песчаности и эффективной толщины коллектора являются определяющими для всех показателей эффективности. На показатель дополнительной добычи также влияют нефтенасыщенная толщина и начальная нефтенасыщенность, определенная в районе скважины. Большой среднесуточный прирост дебита нефти ожидается в условиях больших нефтенасыщенных толщин, улучшенных гидродинамических параметрах пласта ( $\epsilon_{пзп}$ ,  $\epsilon_{узп}$ ,  $\chi$ ), лучшем энергетическом состоянии залежи ( $P_{заб}$ ,  $P_n$ ), относительно загрязненном состоянии ПЗП ( $S$ ).

Таблица 2.3.6 – Влияние геолого-гидродинамических параметров на эффективность РВП для скважин объекта Бш

Дополнительная добыча нефти, т	< 2500	> 2500	t-критерий	p	$N_1$	$N_2$
$H_0$ , м	18,838	21,64	-1,70	0,091	98	90
$K_{песч}$ , д.ед.	0,345	0,37	-1,98	<b>0,049</b>	98	90
$K_{расч}$ , ед.	6,511	7,87	-2,73	<b>0,007</b>	98	90
$H_{эф.гис}$ , м	6,371	8,59	-2,93	<b>0,004</b>	93	87

Продолжение табл. 2.3.6

$h_{\text{нн.гис}}, \text{ м}$	5,474	6,66	-2,68	<b>0,008</b>	93	87
$K_{\text{нн. гис}}, \text{ Д.ед.}$	71,294	77,62	-2,79	<b>0,006</b>	98	90
$K_{\text{расчл. гис}}, \text{ ед.}$	7,576	9,10	-1,69	<i>0,093</i>	92	87
$K_{\text{песч. гис}}, \text{ Д.ед.}$	0,326	0,37	-2,34	<b>0,020</b>	91	85
<b>Среднесуточный прирост, т/сут</b>	<b>&lt; 3</b>	<b>&gt;3</b>	<b>t-критерий</b>	<b>p</b>	<b><math>N_1</math></b>	<b><math>N_2</math></b>
$H_0, \text{ м}$	18,629	21,77	-1,91	<i>0,058</i>	95	93
$q_{\text{н}}, \text{ т/сут}$	2,613	3,99	-3,17	<b>0,002</b>	94	92
$h_{\text{н}}, \text{ м}$	5,561	7,64	-3,44	<b>0,001</b>	94	92
$K_{\text{расч}}, \text{ ед.}$	6,506	7,84	-2,66	<b>0,009</b>	95	93
$P_{\text{нас}}, \text{ МПа}$	9,072	9,82	-2,16	<b>0,032</b>	95	93
$h_{\text{пр}}, \text{ м}$	1,581	1,95	-2,25	<b>0,026</b>	95	93
$\epsilon_{\text{пзп}}, \text{ МКМ}^2 \cdot \text{см}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$	4,244	6,41	-2,32	<b>0,021</b>	95	93
$\epsilon_{\text{узп}}, \text{ МКМ}^2 \cdot \text{см}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$	1,798	3,33	-2,78	<b>0,006</b>	94	92
$\chi, \text{ см}^2 \cdot \text{с}$	92,727	261,21	-2,82	<b>0,006</b>	52	52
$P_{\text{заб}}, \text{ МПа}$	3,516	4,95	-3,27	<b>0,001</b>	52	52
$S, \text{ ед.}$	-2,881	-1,74	-2,10	<b>0,038</b>	52	52
$H_{\text{эф.гис}}, \text{ м}$	6,251	8,69	-3,24	<b>0,001</b>	92	88
$h_{\text{нн.гис}}, \text{ м}$	5,293	6,84	-3,53	<b>0,001</b>	92	88
$K_{\text{расчл. гис}}, \text{ ед.}$	6,868	9,82	-3,34	<b>0,001</b>	91	88
<b>Продолжительность эффекта от РВП, сут</b>	<b>&lt; 800</b>	<b>&gt;800</b>	<b>t-критерий</b>	<b>p</b>	<b><math>N_1</math></b>	<b><math>N_2</math></b>
$K_{\text{песч}}, \text{ Д.ед.}$	0,343	0,37	-2,25	<b>0,026</b>	91	97
$K_{\text{расч}}, \text{ ед.}$	6,726	7,57	-1,68	<i>0,095</i>	91	97
$\mu, \text{ МПа} \cdot \text{с}$	16,286	19,37	-1,76	<i>0,080</i>	91	97
$\epsilon_{\text{пзп}}, \text{ МКМ}^2 \cdot \text{см}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$	6,561	4,15	2,59	<b>0,010</b>	91	97
$\epsilon_{\text{узп}}, \text{ МКМ}^2 \cdot \text{см}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$	3,068	2,07	1,79	<i>0,076</i>	90	96
$k_{\text{пзп}}, \text{ МКМ}^2$	0,105	0,09	2,06	<b>0,041</b>	91	97
$P_{\text{пл}}, \text{ МПа}$	9,510	10,83	-2,11	<b>0,037</b>	51	53
$W, \%$	19,481	15,98	1,83	<i>0,069</i>	89	90
$K_{\text{нн. гис}}, \text{ Д.ед.}$	71,375	77,09	-2,51	<b>0,013</b>	91	97
<b>Мах дебит нефти после РВП, т/сут</b>	<b>&lt; 10</b>	<b>&gt; 10</b>	<b>t-критерий</b>	<b>p</b>	<b><math>N_1</math></b>	<b><math>N_2</math></b>
$H_0, \text{ м}$	17,251	22,93	-3,53	<b>0,001</b>	91	97
$q_{\text{н}}, \text{ т/сут}$	1,829	4,67	-7,20	<b>0,000</b>	90	96
$h_{\text{н}}, \text{ м}$	4,940	8,14	-5,52	<b>0,000</b>	90	96
$K_{\text{расч}}, \text{ ед.}$	6,042	8,22	-4,49	<b>0,000</b>	91	97
$P_{\text{нас}}, \text{ МПа}$	9,128	9,73	-1,75	<i>0,082</i>	91	97
$h_{\text{пр}}, \text{ м}$	1,361	2,15	-4,97	<b>0,000</b>	91	97
$\epsilon_{\text{пзп}}, \text{ МКМ}^2 \cdot \text{см}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$	4,298	6,27	-2,11	<b>0,037</b>	91	97
$\epsilon_{\text{узп}}, \text{ МКМ}^2 \cdot \text{см}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$	1,930	3,14	-2,18	<b>0,031</b>	90	96
$\chi, \text{ см}^2 \cdot \text{с}$	87,778	247,71	-2,65	<b>0,009</b>	46	58
$P_{\text{заб}}, \text{ МПа}$	3,357	4,92	-3,60	<b>0,000</b>	46	58
$H_{\text{эф.гис}}, \text{ м}$	6,259	8,63	-3,14	<b>0,002</b>	90	90
$h_{\text{нн.гис}}, \text{ м}$	5,197	6,90	-3,93	<b>0,000</b>	90	90
$K_{\text{нн. гис}}, \text{ Д.ед.}$	71,492	76,98	-2,41	<b>0,017</b>	91	97
$K_{\text{расчл.н. гис}}, \text{ ед.}$	6,191	8,14	-2,80	<b>0,006</b>	89	90
$K_{\text{расчл. гис}}, \text{ ед.}$	6,944	9,68	-3,08	<b>0,002</b>	89	90
$K_{\text{песч. гис}}, \text{ Д.ед.}$	0,332	0,37	-1,66	<i>0,099</i>	87	89

Прирост дебита нефти в 1 год после РВП, т/сут	< 5	> 5	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	<i>N</i> <sub>1</sub>	<i>N</i> <sub>2</sub>
<i>H</i> <sub>о</sub> , м	17,454	22,69	-3,23	<b>0,001</b>	90	98
<i>q</i> <sub>н</sub> , т/сут	2,672	3,87	-2,73	<b>0,007</b>	89	97
<i>h</i> <sub>н</sub> , м	5,572	7,53	-3,21	<b>0,002</b>	89	97
<i>k</i> <sub>тфх</sub> , МКМ <sup>2</sup>	0,124	0,10	2,66	<b>0,009</b>	90	98
<i>K</i> <sub>расч</sub> , ед.	6,324	7,94	-3,25	<b>0,001</b>	90	98
<i>b</i> , д.ед.	1,062	1,08	-2,20	<b>0,029</b>	90	98
ПР, %	3,251	3,49	-2,33	<b>0,021</b>	90	98
<i>P</i> <sub>нас</sub> , МПа	8,823	10,01	-3,50	<b>0,001</b>	90	98
<i>h</i> <sub>пр</sub> , м	1,599	1,92	-1,92	0,056	90	98
<i>k</i> <sub>пзп</sub> , МКМ <sup>2</sup>	0,107	0,08	2,37	<b>0,019</b>	90	98
<i>χ</i> , см <sup>2</sup> ·с	96,383	243,42	-2,43	<b>0,017</b>	47	57
<i>P</i> <sub>заб</sub> , МПа	3,466	4,86	-3,17	<b>0,002</b>	47	57
<i>S</i> , ед.	-3,057	-1,69	-2,52	<b>0,013</b>	47	57
<i>H</i> <sub>эф.гис</sub> , м	6,182	8,68	-3,32	<b>0,001</b>	89	91
<i>h</i> <sub>нн.гис</sub> , м	5,331	6,75	-3,23	<b>0,001</b>	89	91
<i>K</i> <sub>нн. гис</sub> , д.ед.	71,238	77,15	-2,60	<b>0,010</b>	90	98
<i>K</i> <sub>расчл.н. гис</sub> , ед.	6,557	7,77	-1,71	0,089	88	91
<i>K</i> <sub>расчл. гис</sub> , ед.	7,136	9,46	-2,60	<b>0,010</b>	88	91
<i>K</i> <sub>песч. гис</sub> , д.ед.	0,332	0,37	-1,73	0,085	87	89

Большей продолжительностью эффекта от РВП характеризуются залежи с более вязкими нефтями, а следовательно и с относительно ухудшенными гидродинамическими параметрами ( $\epsilon_{пзп}$ ,  $\epsilon_{узп}$ ). Большую продолжительность эффекта определяют условия ухудшенного состояния ПЗП ( $k_{пзп}$ ), меньшая обводненность, большая энергетика пласта ( $P_{пл}$ ) и большая начальная нефтенасыщенность. Достижение максимального дебита РВП должно проводиться при относительно большем текущем дебите нефти, больших нефтенасыщенных толщин, улучшенных гидродинамических параметрах пласта ( $\epsilon_{пзп}$ ,  $\epsilon_{узп}$ ,  $\chi$ ), лучшем энергетическом состоянии залежи ( $P_{заб}$ ,  $P_n$ ), большей нефтенасыщенной толщине и большей удельной толщине пропластка. Прирост дебита нефти в первый год после РВП определяется относительно большим текущим дебитом нефти, большими нефтенасыщенными толщинами, лучшим энергетическим состоянием залежи ( $P_{заб}$ ,  $P_n$ ,  $\chi$ ), большей нефтенасыщенной толщине и большей удельной толщине пропластка, относительно загрязненном состоянии ПЗП ( $S$ ,  $k_{пзп}$ ).

Также на это оказывают влияние такие параметры, как содержание парафина и объемный коэффициент нефти. При более вязкой нефти прирост ожидается более высокий ввиду большей вероятности образования недренируемых зон.

Проанализировав влияние геолого-гидродинамических параметров на эффективность технологии РВП для карбонатных объектов Пермского края, необходимо отметить:

– для объекта Фм основное влияние на показатели эффективности оказали параметры гидропроводности и проницаемости УЗП, пьезо-проводности, нефтенасыщенности и нефтенасыщенной толщины. При более высоких данных параметрах следует ожидать и большей эффективности для технологии РВП. Также большой эффект возможен при ухудшенном состоянии ПЗП (положительное значение скин-фактора), что связано как раз с реализацией потенциала скважины при очистке ПЗП;

– на скважинах, эксплуатирующих пласт Т, большая эффективность характерна в условиях больших вязкости и плотности нефти, большего энергетического потенциала залежи ( $P_{пл}$ ,  $P_{заб}$ ). Ухудшенное состояние ПЗП позволяет более эффективно использовать технологию;

– для объекта Бш успешность РВП во многом определяется условиями большей расчлененности, песчаности и эффективной толщины коллектора, относительно загрязненным состоянием ПЗП ( $S$ ,  $k_{пзп}$ ), более высокими значениями ( $P_{заб}$ ,  $P_n$ ,  $\chi$ ,  $\epsilon_{пзп}$ ,  $\epsilon_{узп}$ ), однако длительность эффекта выше в условиях ухудшенной вязкости нефти, а следовательно и гидропроводности;

– для всех объектов отмечается влияние величины скин-фактора, дебита нефти до РВП, нефтенасыщенности коллектора, энергетического состояния залежи ( $P_{пл}$ ,  $P_{заб}$ ,  $P_{нас}$ ).

## Основные выводы по главе 2

1. Эффективность технологии РВП выше на скважинах, на которых ранее не проводились КО как отдельные мероприятия. КО уменьшают потенциал дополнительной добычи от РВП. При планировании РВП необходимо учитывать данный факт.

2. В ходе анализа установлено, что по всем объектам при привлечении нового интервала РВП дает больший эффект, поэтому необходимо отдельно учитывать различные варианты перфорации.

3. В целом при оценке влияния геолого-гидродинамических параметров на эффективность РВП для карбонатного коллектора наибольшее влияние оказывают: нефтенасыщенная толщина, вязкость нефти, расчлененность, коэффициент песчаности, пористость, проницаемость УЗП, гидропроводность УЗП, скин-фактор, пьезопроводность, коэффициент продуктивности, средняя толщина единичного нефтенасыщенного пропластка.

4. При отдельной оценке влияния геолого-гидродинамических параметров на эффективности РВП для каждого исследуемого объекта установлено:

– для объекта Фм основное влияние на показатели эффективности оказывают параметры гидропроводности и проницаемости УЗП, пьезопроводности, нефтенасыщенности и нефтенасыщенной толщины. При более высоких значениях данных параметрах следует ожидать и большей эффективности для мероприятий РВП. Также больший эффект возможен при ухудшенном состоянии ПЗП (положительное значение скин-фактора), что связано с реализацией потенциала скважины при очистке ПЗП;

– на скважинах, эксплуатирующих пласт Т, большая эффективность характерна в условиях больших вязкости и плотности нефти, большего энергетического потенциала залежи ( $P_{пл}$ ,  $P_{заб}$ ). Ухудшенное состояние ПЗП позволяет более эффективно использовать технологию;

– для объекта Бш успешность РВП во многом определяется условиями большей расчлененности, песчанности и эффективной толщины коллектора, относительно загрязненным состоянием ПЗП ( $S$ ,  $k_{пзп}$ ), более высокими значениями ( $P_{заб}$ ,  $P_n$ ,  $\chi$ ,  $\varepsilon_{пзп}$ ,  $\varepsilon_{узп}$ ), однако длительность эффекта выше в условиях ухудшенной вязкости нефти, а следовательно, и гидропроводности.

5. Для всех объектов отмечается влияние величины скин-фактора, дебита нефти до РВП, нефтенасыщенности коллектора, энергетического состояния залежи ( $P_{пл}$ ,  $P_{заб}$ ,  $P_{нас}$ ).

## **ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПЕРАТИВНОГО ПРОГНОЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ РАДИАЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА**

Наиболее распространенными методиками для прогноза эффективности геолого-технических мероприятий являются:

1. Прогноз на основе геолого-промыслового анализа.
2. Статистический анализ.
3. Методы машинного обучения.
4. Геолого-гидродинамическое моделирование.

У каждого метода прогноза существуют свои достоинства и недостатки. Основными недостатками всех методов являются: невысокая прогнозная надежность моделей ( $R = 0,3-0,5$ ), субъективность, значительные трудозатраты. Поэтому актуальной задачей является разработка методики, позволяющей повысить надежность прогноза и сократить трудозатраты на расчет эффективности мероприятий.

### **3.1. Построение трендов падения прироста дебитов нефти для эксплуатационных объектов**

Первоочередной задачей для прогноза эффективности является статистическая обработка проведенных мероприятий, установление основных трендов и закономерностей изменения прироста дебита нефти.

Для оценки дополнительной добычи и времени эффекта построены графики падения прироста дебита нефти по годам отдельно для объектов Фм, Т, Бш (рисунки 3.1.1–3.1.3). Методика построения заключается в следующем: для каждого типа объекта выборка скважин с мероприятиями по РВП разбита на классы по показателю накопленной дополнительной добычи от РВП. Классы подобраны таким образом, чтобы количество скважин распределялось по ним равномерно. Для всех скважин в каждом классе взято среднее значение прироста дебита нефти по каждому году, начиная с года проведения мероприятия. В результате построена линия падения

среднегодового прироста нефти. По скважинам с незаконченным эффектом проводилась экстраполяция значений путем аппроксимации кривой падения дебита и расчета недостающих значений. Итогом построений является информативный график снижения эффекта по годам. По графику возможно прогнозировать среднесуточный прирост по годам, время эффекта и дополнительную добычу, опираясь на значения начальных приростов от ГТМ. Для оценки дополнительной добычи, времени эффекта и среднегодового прироста дебита нефти предлагается использовать следующий алгоритм: значение начального прироста дебита нефти откладывается на графике и проводится конгруэнтная линия падения эффекта без пересечений с существующими линиями [9].

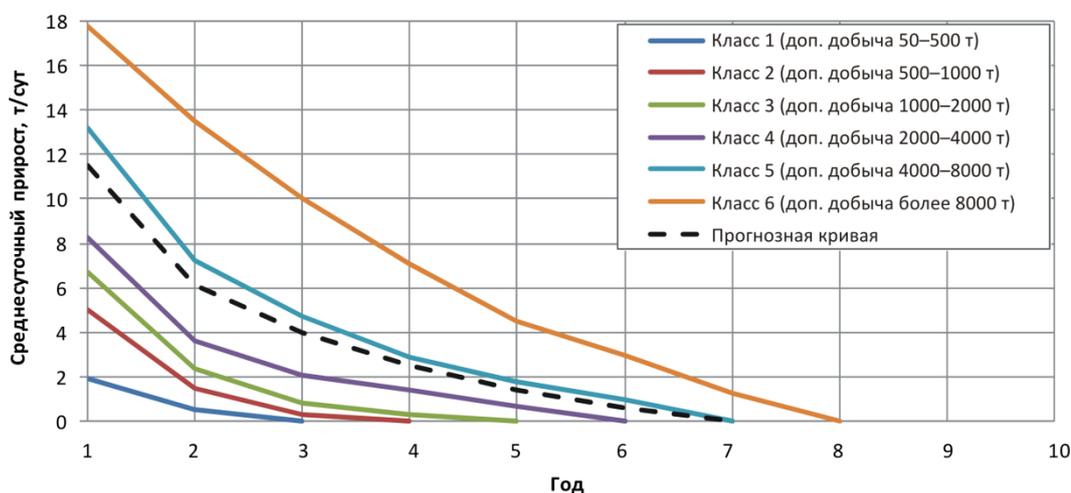


Рисунок 3.1.1 – График падения эффекта от мероприятий по РВП. Объект ФМ

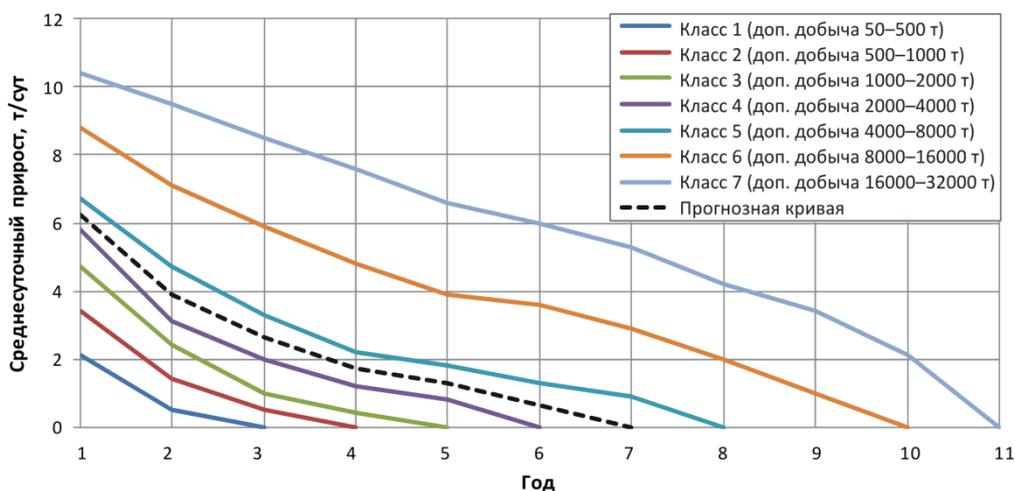


Рисунок 3.1.2 – График падения эффекта от мероприятий по РВП. Объект Т

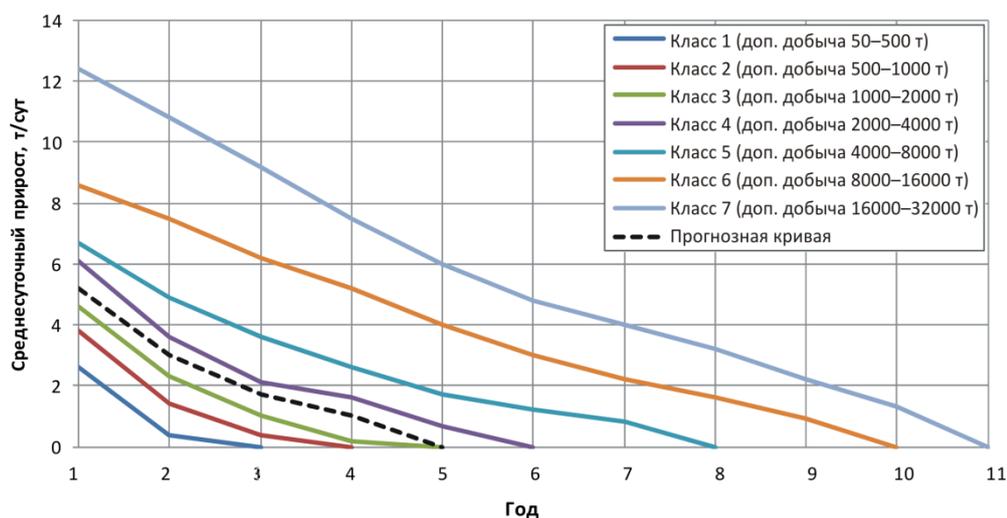


Рисунок 3.1.3 – График падения эффекта от мероприятий по РВП. Объект Бш

На основании данных рисунков 3.1.1–3.1.3 можно сделать вывод, что для залежей рифового типа пласта Фм (см. рисунок 3.1.1) характерен наибольший эффект в первый год после мероприятия, но затем отмечается высокий темп падения прироста дебита нефти и наименьшая продолжительность во времени (не более 8 лет). Это объясняется характерной для данных объектов трещиноватостью. В процессе эксплуатации при снижении пластового давления происходит явление «схлопывания» трещин, что в свою очередь ведет к резкому снижению продуктивности скважин [23–26]. Вопрос влияния трещиноватости на эффективность разработки залежей широко рассматривается как в отечественной, так и в зарубежной литературе [27–30].

Для залежей пластов Т (рисунок 3.1.2) и Бш (рисунок 3.1.3) в условиях высокого энергетического потенциала пласта и низкой выработанности запасов продолжительность эффекта достигает 11 лет. Наименьший темп падения добычи нефти характерен для турнейских залежей. Соответственно при одинаковом стартовом приросте дебита нефти для залежей турнейских объектов дополнительная добыча от ГТМ ожидается наибольшая. Используя представленные графики, появляется возможность прогнозировать приросты дебитов нефти во времени, что позволяет проводить технико-экономическую оценку ГТМ [9].

### **3.2. Построение геолого-статистических моделей для прогнозирования прироста дебита нефти от мероприятий по радиальному вскрытию пласта**

В ходе обзора исследований на тему прогноза прироста дебита нефти после ГТМ выявлена необходимость комплексного учета геолого-технологических параметров. Для подобных целей используются различные методы математической статистики и машинного обучения [65]. На основе опыта работ [66–70] для целей прогноза прироста дебита нефти от РВП выбран линейный дискриминантный анализ (ЛДА).

Линейный дискриминантный анализ (ЛДА) – один из методов статистики и машинного обучения, применяемый для нахождения линейных комбинаций признаков, наилучшим образом разделяющих два или более класса объектов или событий. Полученная комбинация может быть использована в качестве линейного классификатора или для сокращения размерности пространства признаков перед последующей классификацией [71, 72].

В рамках работы на основе линейного дискриминантного анализа разработана методика экспресс-оценки эффективности технологии радиального вскрытия пласта. Методика включает в себя прогноз прироста дебита нефти в первый год после мероприятия, затем нанесение прироста на график с трендом падения прироста дебита нефти и прогноз дополнительной добычи нефти.

Первоначально для прогноза прироста дебита нефти после РВП созданы многомерные модели. Для создания моделей использованы параметры, описанные в разделе 2.3. По результатам ЛДА выявлены линейные комбинации параметров, наилучшим образом разделяющие выборки.

### 3.2.1. Построение геолого-статистических моделей прогноза прироста дебита нефти для объекта ФМ

Для построения многомерных моделей оценки прироста дебита нефти по объекту ФМ статистическая выборка разделена на две примерно равные части со скважинами с  $\Delta q_n$  более и менее 10 т/сут.

В результате получена следующая ЛДФ, разделяющая объекты по  $\Delta q_n$  (5):

$$Z = 0,561 \cdot q_n + 0,237 \cdot K_{\text{расч}} + 0,660 \cdot \mu_n - 0,301 \cdot \varepsilon + 0,1271 \cdot k_{\text{узп}} - 5,03 \quad (5)$$

при  $R^2 = 0,81$ .

В таблице 3.2.1.1 представлена оценка степени влияния параметров, приведенных к единым стандартизованным коэффициентам.

Таблица 3.2.1.1 – Оценка степени влияния параметров в ЛДФ. Пласт ФМ

Параметр	Стандартизованный коэффициент
$q_n$	1,35
$K_{\text{расч}}$	1,05
$\mu$	0,75
$\varepsilon_{\text{узп}}$	-2,95
$k_{\text{узп}}$	2,78

Согласно данным таблицы 3.2.1.1, наибольшее влияние в порядке убывания на разделение классов оказывают гидропроводность УЗП, проницаемость УЗП, дебит нефти до РВП.

Модель информативна при диапазоне геолого-технологических показателей, представленных в таблице 3.2.1.2.

Знаки (плюс/минус) при коэффициентах в модели ЛДФ соответствуют физическому смыслу. Больших значений прироста дебита нефти после РВП следует ожидать при повышении расчлененности пласта, так как радиальный канал подключает в работу новые пропластки. Условия большей вязкости повышают вероятность появления недренируемых цели-

ков нефти в зонах с низкими ФЕС, а следовательно, и параметр гидропроводности представлен с отрицательным знаком. Значения проницаемости УЗП выше для более перспективных скважин.

Таблица 3.2.1.2 – Диапазоны изменения геолого-технологических параметров объектов с радиальным вскрытием пласта. Пласт Фм

Параметр	Диапазон изменения параметров
Дебит нефти до РВП $q_n$ , м;	0,1–10,1
Коэффициент расчлененности $K_{расч}$ , ед.;	4,33–15
Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu$ , мПа·с;	0,83–4,04
Гидропроводность УЗП $\epsilon_{узп}$ , мкм <sup>2</sup> ·см/(мПа·с);	0,18–34,8
Коэффициент проницаемости УЗП $k_{узп}$ , мД;	0,1–80

При использовании данного подхода верно распознаются 7 из 8 объектов (87,5 %) прирост которых составил менее 10 т/сут и 9 из 10 (90 %) с приростом выше 10 т/сут.

В дальнейшем осуществляется переход к вероятностным оценкам прироста дебита нефти от РВП, построены зависимости вероятности получения положительного технологического эффекта от расчетных характеристик  $Z$ . Критерий  $Z$  в ЛДФ состоит в том, что с его ростом увеличивается вероятность  $P(Z)$  отнесения объекта к классу более эффективных ГТМ ( $\Delta Q_n > 10$  т/сут). Зависимость  $P(Z) = f(Z)$  представлена на рисунке 3.2.1.1.

Для автоматизации расчетов и использования зависимости в гидродинамическом симуляторе проведена аппроксимация зависимости (6):

$$P(Z) = -0,037 \cdot (Z)^3 + 0,002 \cdot (Z)^2 + 0,34 \cdot Z + 0,466; \quad (6)$$

при  $R^2 = 0,97$ .

В таблице 3.1.3.3 для обучающей выборки представлены фактические приросты дебита после ГТМ в различных интервалах вероятностной оценки  $P(Z)$ .

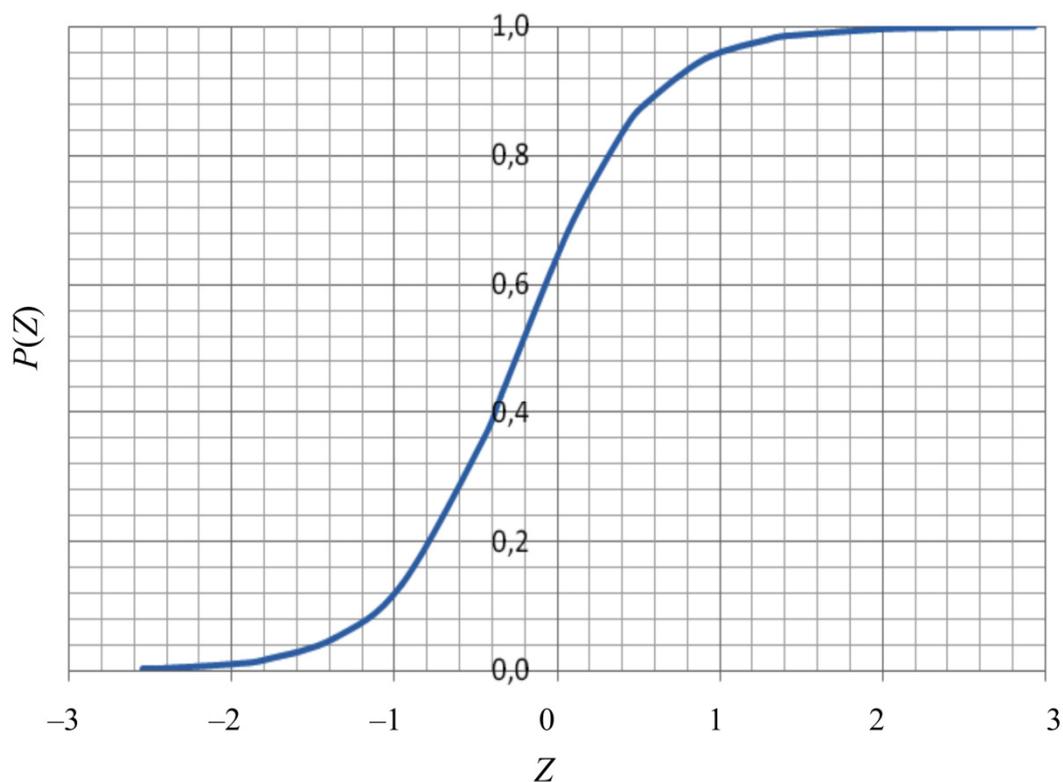


Рисунок 3.2.1.1 – Вероятностная оценка прироста первого года от расчетных ЛДФ. Пласт Фм

Таблица 3.2.1.3 – Распределение объектов по вероятностям  $P(Z)$ . Пласт Фм

Интервал $P(Z)$	Кол-во объектов	Средний прирост, т/сут
0,0–0,01	2	3,7
0,01–0,1	3	5,4
0,1–0,4	2	6,8
0,4–0,8	3	9,2
0,8–0,9	2	15,1

По таблице 3.2.1.3 построена зависимость прироста первого года от величины  $P(Z)$ , на основании которой возможно прогнозировать среднесуточный прирост в первый год после проведения РВП.

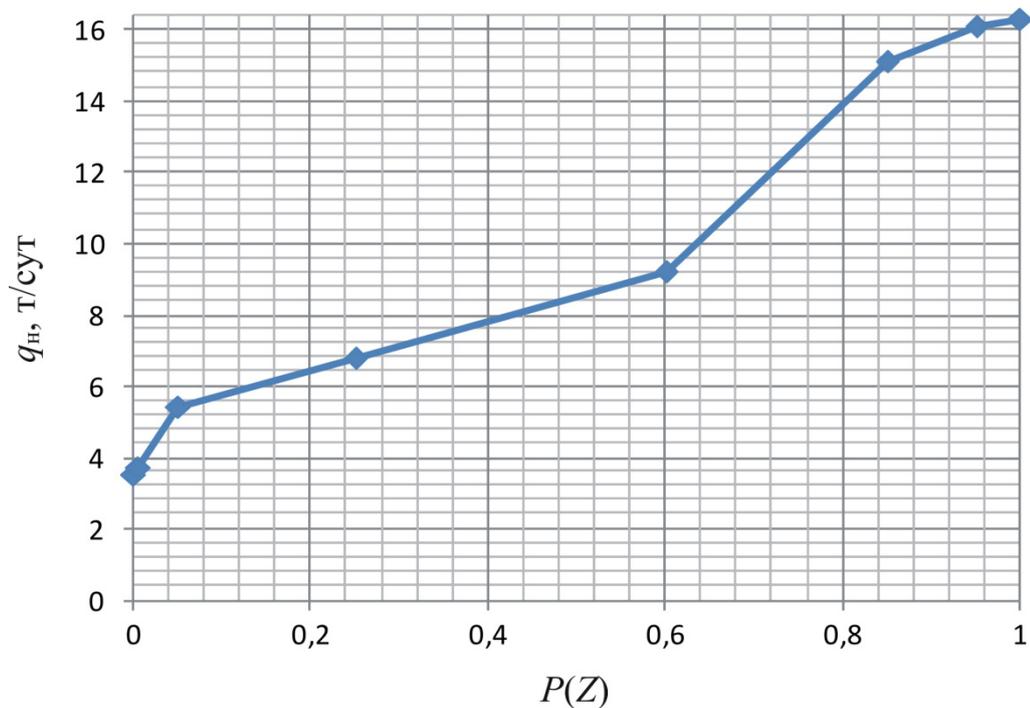


Рисунок 3.2.1.2 – Палетка прогноза среднесуточного прироста дебита нефти первого года. Пласт Фм

Определение прироста первого года возможно графически с использованием палетки (рисунок 3.2.1.2). Также прирост первого года можно определить, аппроксимируя данную зависимость линией тренда, соответствующей формуле (7):

$$\Delta q_n = 12,35x + 3,815 \text{ (при } R^2 = 0,97), \quad (7)$$

где  $x$  – это величина  $P(Z)$ .

### 3.2.2. Построение геолого-статистических моделей прогноза прироста дебита нефти для объекта Т

Для построения многомерных моделей оценки прироста дебита нефти по объекту Т статистическая выборка разделена на две примерно равные части, на скважины с  $\Delta q_n$  более и менее 5,5 т/сут.

В результате получена следующая ЛДФ, разделяющая объекты по  $\Delta q_n$  (8):

$$Z = -0,218 \cdot q_n + 10,314 \cdot K_{\text{песч}} - 0,061 \cdot K_{\text{расч}} - 0,00633 \cdot \mu_n + \\ + 0,176 \cdot g_{\text{кан}} + 0,00556 \cdot \chi - 0,762 \cdot h_{\text{пр}} + 0,0013 \cdot S - 3,41 \quad (8)$$

при  $R^2 = 0,60$ .

В таблице 3.2.2.1 представлена оценка степени влияния параметров, приведенных к единым стандартизованным коэффициентам.

Таблица 3.2.2.1 – Оценка степени влияния параметров в ЛДФ. Пласт Т

Параметр	Стандартизованный коэффициент
$q_n$	-0,46
$K_{\text{песч}}$	0,90
$K_{\text{расч}}$	-0,28
$\mu$	-0,19
$g_{\text{кан}}$	0,27
$\chi$	0,66
$S$	0,003
$h_{\text{пр}}$	-0,43

Наибольшее влияние на различие классов оказывает коэффициент песчаности, пьезопроводность, начальный дебит, толщина единичного пропластка.

Модель информативна при диапазоне геолого-технологических показателей, представленных в таблице 3.2.2.2.

Знаки (плюс/минус) коэффициентов при показателях модели ЛДА не противоречат их физическому смыслу. Большая доля в пласте коллектора ( $K_{\text{песч}}$ ) в связи с большими емкостными характеристиками коллектора увеличивает оценку  $Z$ . Условия более низкой вязкости нефти и большей гидропроводности с проницаемостью УЗП дают более эффективный прирост, что является следствием большей подвижности нефти. Большой прирост также характерен для скважин с загрязненной ПЗП, то есть при создании радиальных каналов улучшается состояние ПЗП.

Таблица 3.2.2.2 – Диапазоны изменения геолого-технологических параметров объектов с радиальным вскрытием пласта. Пласт Т

Параметр	Диапазон изменения параметров
Дебит нефти до РВП $q_n$ , м	0–10,0
Коэффициент песчаности $K_{\text{песч}}$ , д.ед.	0,22–0,73
Коэффициент расчлененности $K_{\text{расч}}$ , ед.	3,56–32
Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu$ , мПа·с	1,51–87,10
Пьезопроводность $\chi$ , см <sup>2</sup> ·с	3,4–688
Средняя толщина единичного нефтенасыщенного пропластка $h_{\text{пр}}$ , м	0,17–2,58
Скин-фактор скважины $S$	–5,8–4,4
Плотность каналов $q_{\text{кан}}$ , м/кол-во каналов	0,175–8,6

При применении данного подхода верно распознаются 25 из 27 скважин обучающей выборки (93 %) с приростом ниже 5,5 т/сут и 9 из 14 (64 %) с приростом выше 5,5 т/сут.

Далее переходим к вероятностным оценкам прироста дебита нефти от РВП. Построены зависимости вероятности получения положительного технологического эффекта от расчетных характеристик  $Z$ . Критерий  $Z$  в ЛДФ состоит в том, что с его ростом увеличивается вероятность  $P(Z)$  отнесения скважины к классу более перспективных для ГТМ ( $\Delta Q_n > 5,5$  т/сут). Зависимость  $P(Z) = f(Z)$  представлена на рисунке 3.2.2.1.

Для автоматизации расчетов и использования зависимости в гидродинамическом симуляторе проведена аппроксимация зависимости (9):

$$P(Z) = -0,002 \cdot (Z)^3 + 0,036 \cdot (Z)^2 + 0,29 \cdot Z + 0,284; \quad (9)$$

при  $R^2 = 0,99$ .

В таблице 3.2.2.3 для обучающей выборки представлены фактические приросты дебита после ГТМ в различных интервалах вероятностной оценки  $P(Z)$ .

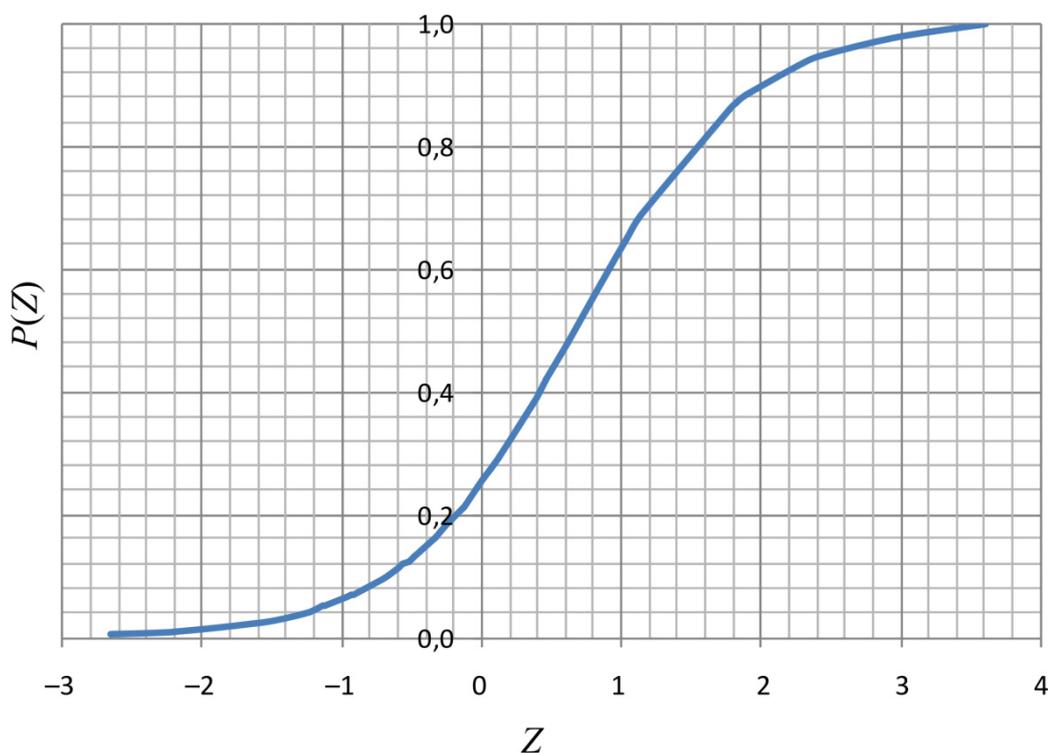


Рисунок 3.2.2.1 – Вероятностная оценка прироста первого года от расчетных ЛДФ. Пласт Т

Таблица 3.2.2.3 – Распределение объектов по вероятностям  $P(Z)$ . Пласт Т

Интервал $P(Z)$	Кол-во объектов	Средний прирост, т/сут
0,0–0,05	4	3,2
0,05–0,1	7	3,7
0,1–0,2	8	4,2
0,2–0,3	7	4,6
0,3–0,4	4	5,4
0,4–0,8	6	7,5
0,8–1	5	8,4

На рисунке 3.2.2.2 показана зависимость прироста первого года от величины  $P(Z)$ , на основании которой возможно прогнозировать прирост дебита нефти после ГТМ.

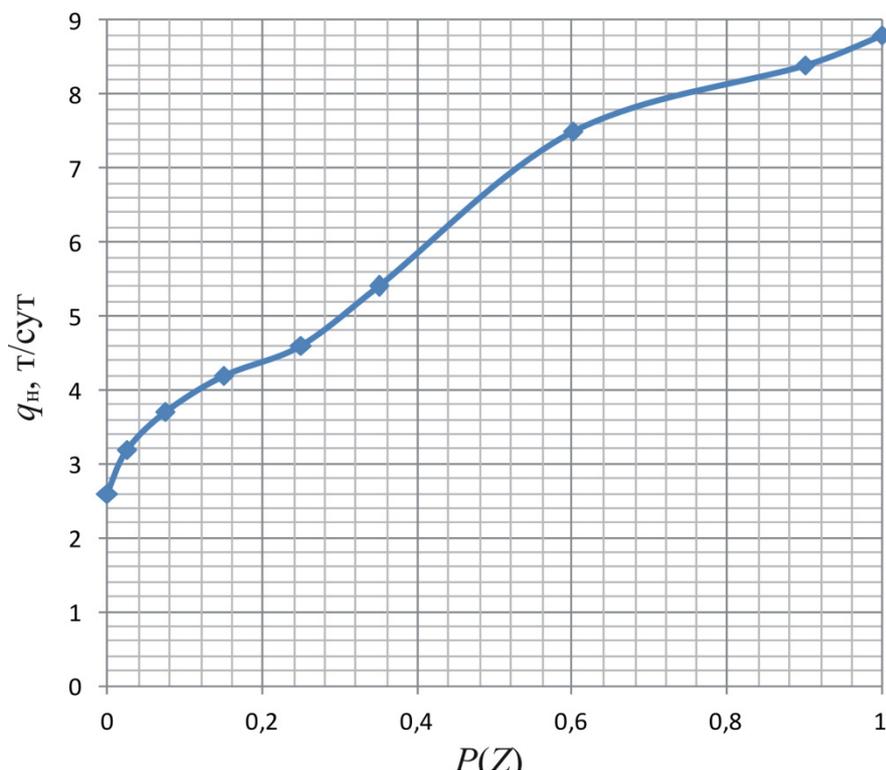


Рисунок 3.2.2.2 – Палетка прогноза среднесуточного прироста дебита нефти первого года. Пласт Т

Прирост первого года можно определить графически, используя палетку (рисунок 3.2.2.2). Также прирост первого года можно определить, аппроксимируя данную зависимость линией тренда по соответствующей формуле (10):

$$\Delta q_n = 6,163x + 3,216 \text{ (при } R^2 = 0,99), \quad (10)$$

где  $x$  – это величина  $P(Z)$ .

### 3.2.3. Построение геолого-статистических моделей прогноза прироста дебита нефти для объекта Бш

Для построения модели по объекту Бш статистическая выборка разделена на две примерно равные части, на скважины с  $\Delta q_n$  более и менее 7 т/сут.

В результате получена следующая ЛДФ, разделяющая объекты по  $\Delta q_n$  (11):

$$Z = 0,059 \cdot q_n + 0,402 \cdot h_n + 1,92 \cdot K_{\text{песч}} + 0,141 \cdot K_{\text{расч}} - 0,048 \cdot \mu_n - \\ - 0,516 \cdot q_{\text{кан}} + 0,000876 \cdot \chi + 0,032 \cdot S - 2,90 \quad (11)$$

при  $R^2 = 0,76$ .

В таблице 3.1.3.1 представлена оценка степени влияния параметров, приведенных к единым стандартизованным коэффициентам.

Таблица 3.2.3.1 – Оценка степени влияния параметров в ЛДФ. Пласт Бш

Параметр	Стандартизованный коэффициент
$\Delta q_n$	0,18
$h_n$	1,09
$K_{\text{песч}}$	0,13
$K_{\text{расч}}$	0,53
$\mu$	-0,45
$q_{\text{кан}}$	-0,47
$\chi$	0,25
$S$	0,10

На результат классификации ЛДФ в порядке убывания наибольшее влияние оказывают нефтенасыщенная толщина, расчлененность, толщина на количество каналов, вязкость нефти.

Модель информативна при диапазоне геолого-технологических показателей, представленных в таблице 3.1.3.2.

Важным при составлении модели является то, что знаки (плюс/минус) коэффициентов при показателях моделей ЛДА не противоречат их физическому смыслу. Повышенные толщины пласта и большая доля коллектора обеспечиваются большими емкостными характеристиками коллектора, что повышает оценку  $Z$ . Большая расчлененность позволяет подключать в разработку недренируемые пропластки. Благоприятными являются условия низкой вязкости нефти и большей пьезопроводности пласта Бш. При низкой  $q_{\text{кан}}$  на каждый радиальный канал приходится

большая эффективная толщина, поэтому прирост выше. По состоянию ПЗП можно отметить, что чем выше ухудшение ее фильтрационных свойств, тем больший эффект наблюдается при бурении дополнительных радиальных каналов.

Таблица 3.2.3.2 – Диапазоны изменения геолого-технологических параметров объектов с радиальным вскрытием пласта. Пласт Бш

Параметр	Диапазон изменения параметров
Дебит нефти до РВП $q_n$ , м	0–16,2
Средняя нефтенасыщенная толщина $h_n$ , м	0,66–15,4
Коэффициент песчаности $K_{\text{песч}}$ , д.ед.	0,18–0,6
Коэффициент расчлененности $K_{\text{расч}}$ , ед.	1,3–21,4
Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu$ , мПа·с	1,02–34,68
Пьезопроводность $\chi$ , см <sup>2</sup> ·с	2,3–1454
Скин-фактор скважины $S$	–5,9–11,7
Плотность каналов $q_{\text{кан}}$ , м/кол-во каналов	0,2–4,75

Верно распознанными являются 44 из 46 объектов (96 %) с приростом ниже 7 т/сут и 21 из 28 (75 %) с приростом выше 7 т/сут.

Для вероятностной оценки прироста дебита нефти от РВП построены зависимости вероятности получения положительного технологического эффекта от расчетных характеристик  $Z$ . Критерий  $Z$  в ЛДФ состоит в том, что с его ростом увеличивается вероятность  $P(Z)$  отнесения объекта к классу более эффективных ГТМ ( $\Delta q_n > 7$  т/сут). Зависимость  $P(Z) = f(Z)$  представлена на рисунке 3.2.3.1.

Для автоматизации расчетов и использования зависимости в гидродинамическом симуляторе проведена аппроксимация зависимости (12):

$$P(Z) = -0,021 \cdot (Z)^3 + 0,036 \cdot (Z)^2 + 0,3443 \cdot Z + 0,302 \quad (12)$$

при  $R^2 = 0,96$ .

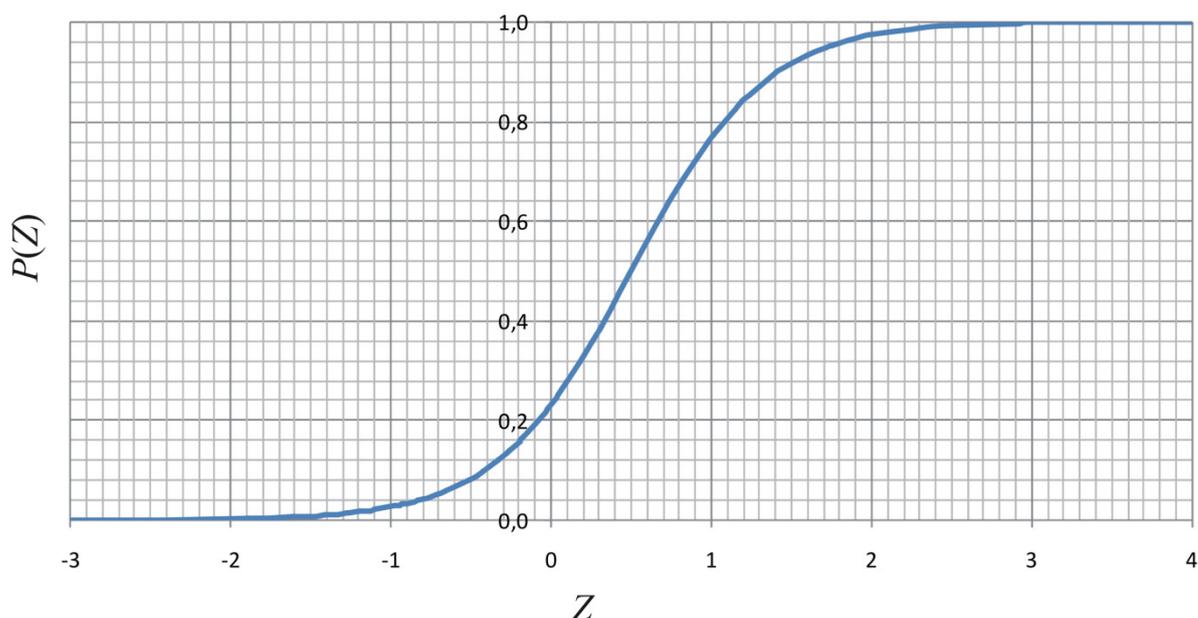


Рисунок 3.2.3.1 – Вероятностная оценка отнесения мероприятия к эффективным по приросту первого года от показателя  $Z$ . Пласт Бш

В таблице 3.2.3.3 для обучающей выборки представлены фактические приросты дебита после ГТМ в различных интервалах вероятностной оценки  $P(Z)$ .

Таблица 3.2.3.3 – Распределение объектов по вероятностям  $P(Z)$ . Пласт Бш

Интервал $P(Z)$	Кол-во объектов	Средний прирост, т/сут
Менее 0,001	6	1,7
0,001–0,01	9	3,7
0,01–0,1	17	4,7
0,1–0,2	7	5,3
0,2–0,4	8	6,0
0,4–0,8	5	7,5
0,8–0,9	3	8,9
0,9–0,95	7	9,5
0,95–1	10	11,6

По таблице 3.2.3.3 построена зависимость прироста дебита нефти после ГТМ от величины  $P(Z)$ , которую можно использовать для прогноза потенциала скважины.

Определение прироста первого года можно осуществить графически, используя палетку (рисунок 3.2.3.2). Также прирост первого года можно определить, аппроксимируя данную зависимость линией тренда, соответствующей формуле (13):

$$\Delta q_H = 30,69 \cdot x^3 - 44,50 \cdot x^2 + 22,75 \cdot x + 2,843 \quad (\text{при } R^2 = 0,98), \quad (13)$$

где  $x$  – это величина  $P(Z)$ .

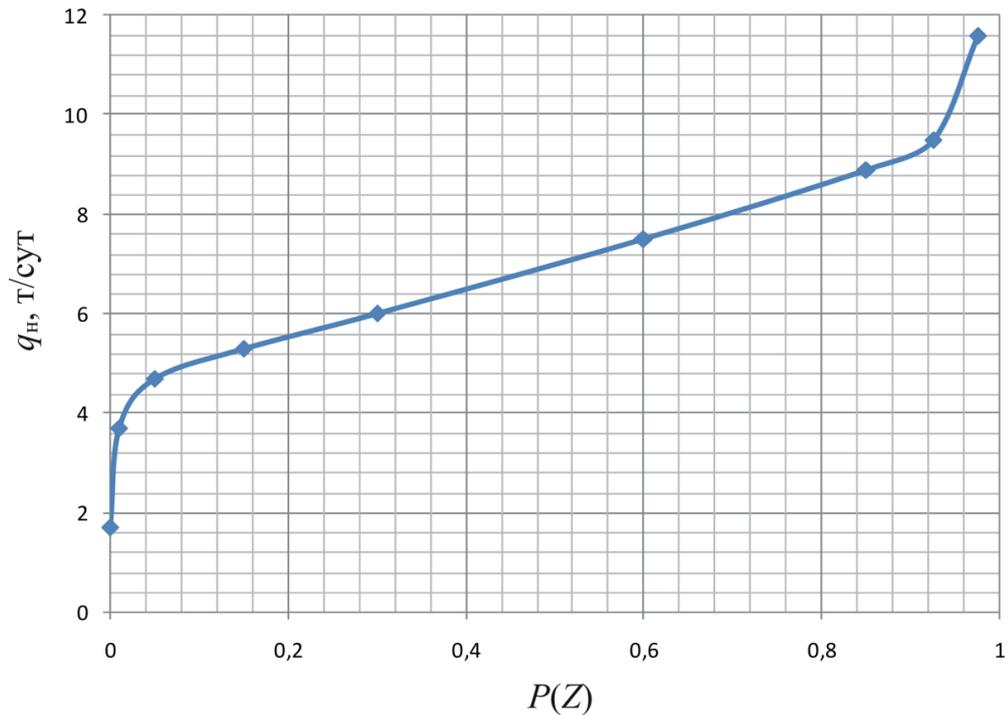


Рисунок 3.2.3.2 – Палетка прогноза среднесуточного прироста дебита нефти в течение первого года. Пласт Бш

### 3.3. Введение поправок для учета предшествующих мероприятий по кислотной обработке призабойных зон скважин

Для моделей, построенных в разделе 3.2, в качестве обучающей выборки не учитывались скважины, на которых ранее проводились КО, так как эффективность в таких скважинах ниже, что описано в разделе 2.2.

Ниже в таблицах 3.3.1–3.3.3 представлены графики падения среднесуточного прироста по пластам. При построении данных графиков фонд скважин разделен на два класса, первый – с РВП без ранее проведенного СКО, второй – где СКО проводилась ранее до РВП.

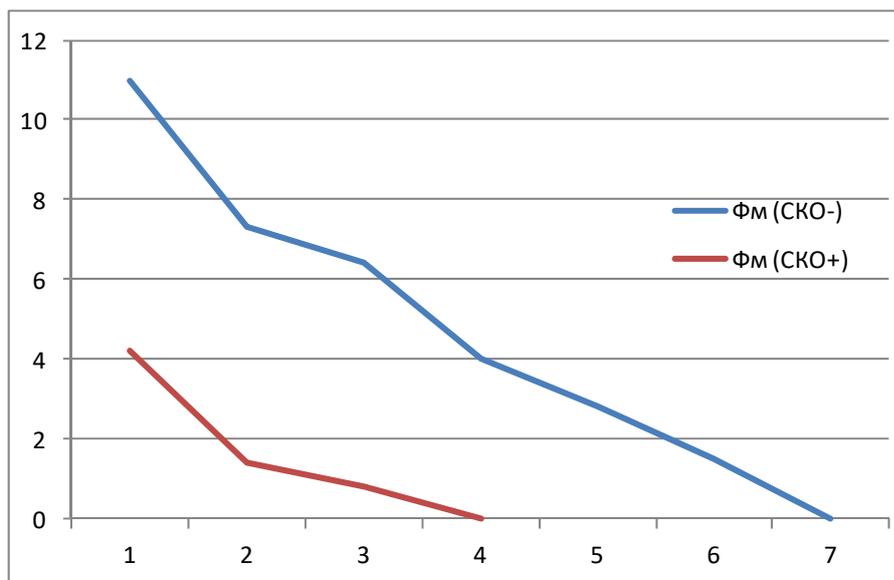


Рисунок 3.3.1 – Сравнение падения среднесуточного прироста от РВП по скважинам с предварительно проведенным СКО и без СКО. Пласт Фм

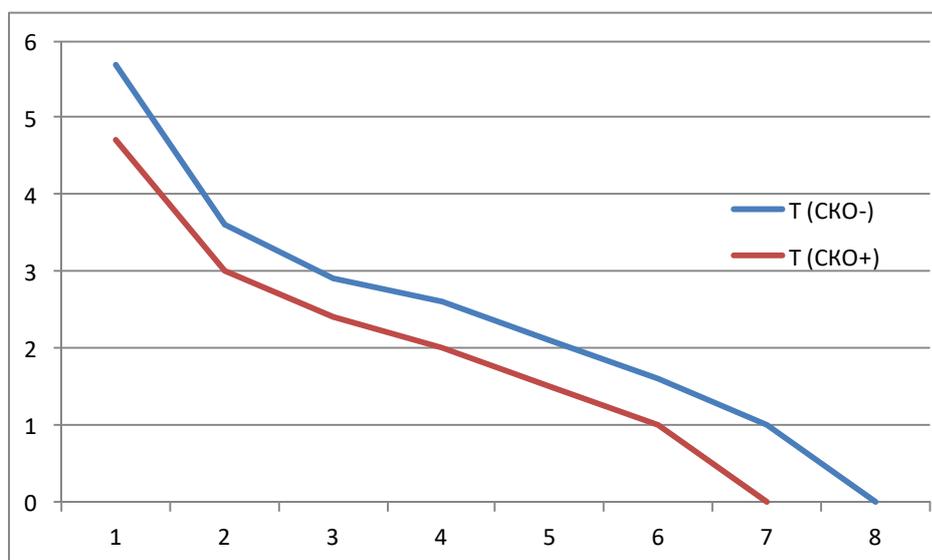


Рисунок 3.3.2 – Сравнение падения среднесуточного прироста от РВП по скважинам с предварительно проведенным СКО и без СКО. Пласт Т

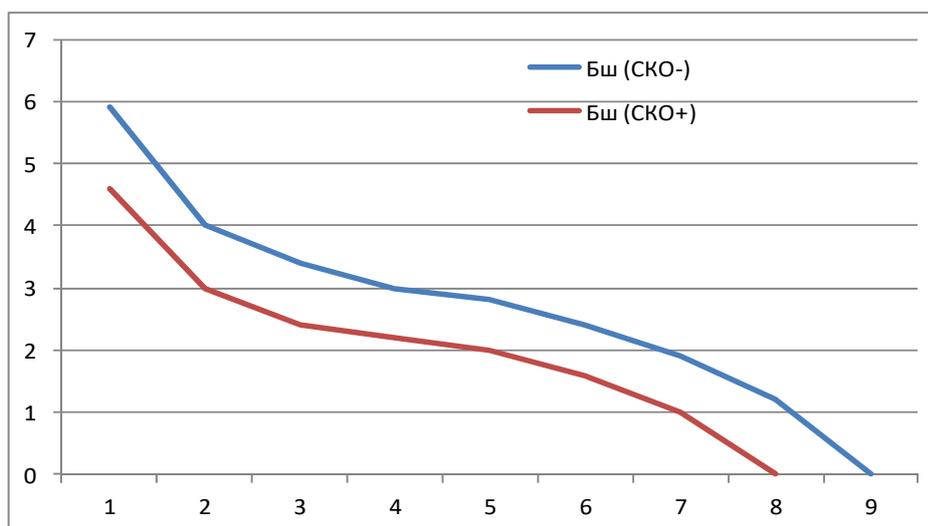


Рисунок 3.3.3 – Сравнение падения среднесуточного прироста от РВП по скважинам с предварительно проведенным СКО и без СКО. Пласт Бш

Из данных рисунков 3.3.1–3.3.3 видно, что для пластов Бш и Т на всем временном интервале наблюдается закономерное снижение прироста дебита в среднем на 1 т/сут на скважинах с проведенными ранее СКО. Для этих пластов при прогнозе дополнительной добычи и расчете экономического эффекта предлагается вводить поправку за СКО – 1 т/сут ежегодно, кроме первых лет. В первый год для пласта Бш наблюдается занижение среднесуточного прироста дебита на 1,3 т/сут, а для пласта Т – 0,8 т/сут, поэтому в ЛДА при прогнозировании прироста дебита в первый год, будут учитываться данные поправки. Для пласта Фм необходимо заметить, что скважин, на которых предварительно была проведена СКО, довольно мало, а эффективность РВП для них невелика. Занижение среднесуточных приростов для скважин с ранее проведенным СКО на временном интервале изменяется от 7 т/сут в первый год, до 4 т/сут на четвертом году после ГТМ.

### **3.4. Разработка методики оперативного прогноза эффективности технологии радиального вскрытия пласта**

В качестве основы для экспресс-прогноза эффективности применения технологии РВП в разделе 3.1 построены тренды падения дебита нефти для основных карбонатных эксплуатационных объектов месторождений Пермского края, разработаны геолого-статистические модели для оценки прироста дебита нефти в первый год после РВП, в разделе 3.2 рассчитаны поправки для скважин с ранее проведенными мероприятиями по КО. При оценке эффективности определяющим параметром является прирост дебита нефти после РВП, однако важной составляющей также является дополнительная добыча от мероприятия и время эффекта [10].

#### **3.4.1. Алгоритм экспресс-прогноза эффективности технологии радиального вскрытия пласта**

На основании расчетов, выполненных в предыдущих разделах, предлагается следующий алгоритм экспресс-прогноза эффективности технологии радиального вскрытия пласта (рисунок 3.4.1.1). Первоначально необходимо выбрать потенциальные скважины-кандидаты для РВП. Они должны соответствовать исходным требованиям для проведения технологии:

- остаточные извлекаемые запасы по участку должны составлять более 10,0 тыс. т;
- текущее пластовое давление должно быть не ниже давления насыщения по залежи;
- эффективная нефтенасыщенная толщина пласта не менее 2 м;
- обводненность скважинной продукции не является определяющим критерием в связи со вскрытием в части скважин радиальными каналами ранее не вскрытых пропластков, а также выбором интервалов для бурения радиальных каналов по результатам потокометрических исследований;

- отклонение существующего ствола скважины в интервале радиального бурения каналов от вертикали не более 60 град.;
- достаточное расстояние от предполагаемого водоносного объекта (с учетом наклона скважины);
- герметичность ЭЖ;
- отсутствие заколонных перетоков между пластами;
- наличие проходимости в эксплуатационной колонне шаблона диаметром 120 мм;
- конструкция скважины должна соответствовать требованиям к проведению РВП, техническим и технологическим возможностям подрядчика по РВП.

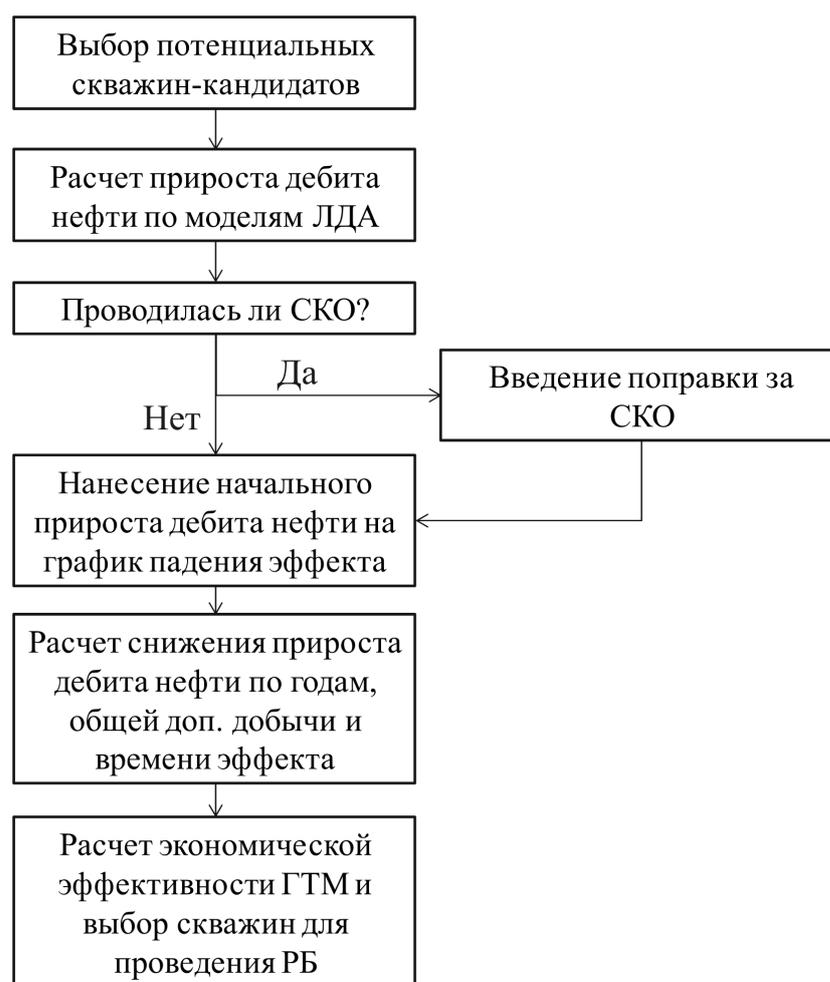


Рисунок 3.4.1.1 – Алгоритм оценки эффективности мероприятий по РВП

На следующем этапе по моделям ЛДА рассчитывается прирост дебита нефти после РВП в зависимости от комплекса геолого-технологических параметров, соответствующих скважине. Далее проверяется, проводилась ли СКО на скважине, в случае, если не проводилась, – наносим начальный прирост на график падения эффекта РВП (рисунок 3.1.1–3.1.3), если проводилась, то сначала вводим поправку за СКО. Затем проводится конгруэнтная линия падения эффекта по годам. После чего возможна оценка снижения прироста дебита нефти по годам, дополнительной добычи и времени эффекта. Далее проводится расчет экономической эффективности и принимается решение о целесообразности и рациональности проведения РВП в данных геолого-технологических условиях.

В результате разработана методика оперативного прогноза эффективности технологии РВП на месторождениях Пермского края, которая позволяет оперативно определять: прирост дебита нефти после РВП, снижение прироста дебита нефти по годам, дополнительную добычу нефти от мероприятия и продолжительность эффекта.

#### **3.4.2. Оценка применимости методик прогноза эффективности мероприятий по радиальному вскрытию пласта**

Проведена проверка достоверности методики прогноза прироста дебита 1-го года ( $\Delta q_n$ ). В скважинах с проведенным РВП прогнозировался прирост дебита нефти 1-го года с помощью ЛДА на основе геолого-технологических и гидродинамических показателей. При оценке сходимости прогнозное по данным расчетов значение  $\Delta q_n$  сравнивалось с фактическим приростом 1-го года. Проверка проводилась для *всех скважин*, которые участвовали в ЛДА, с целью определения погрешностей. На рисунках 3.4.1–3.4.6 представлены графики сравнения погрешностей метода ЛДА с прогнозными значениями прироста дебита в первый год после РВП по стандартной методике для прогноза эффективности ГТМ на месторождениях Пермского края [35].

Для скважин пласта Фм распределение невязок прогнозных и фактических данных приведено на рисунке 3.4.1.

Из рисунка 3.4.2.1 видно, что по методу ЛДА наибольшее количество значений попало в интервалы от  $-2$  до  $+4$  т/сут. Два максимальных выброса отмечены для скважины № 51 Озерного месторождения и № 66 Шершневого месторождения. Для этих скважин по фактическим данным отмечены аномально высокие приросты после РВП (скважина № 51 – 33,3 т/сут, скважина № 66 – 25,1 т/сут), что в полной мере не реализовано в модели. В данных случаях необходимо заметить, что обе скважины при прогнозе оцениваются как наиболее перспективные для РВП, что наиболее значимо для практической реализации методики. В целом предложенная модель показала достаточно высокую сходимость с фактическими данными. Вместе с тем для стандартной методики невязки проектных  $\Delta q_n$  с фактом данные достаточно равномерно распределены в диапазоне от  $-10$  до 21 т/сут, причем для 6 скважин отмечено занижение  $\Delta q_n$  на 10 т/сут и более.

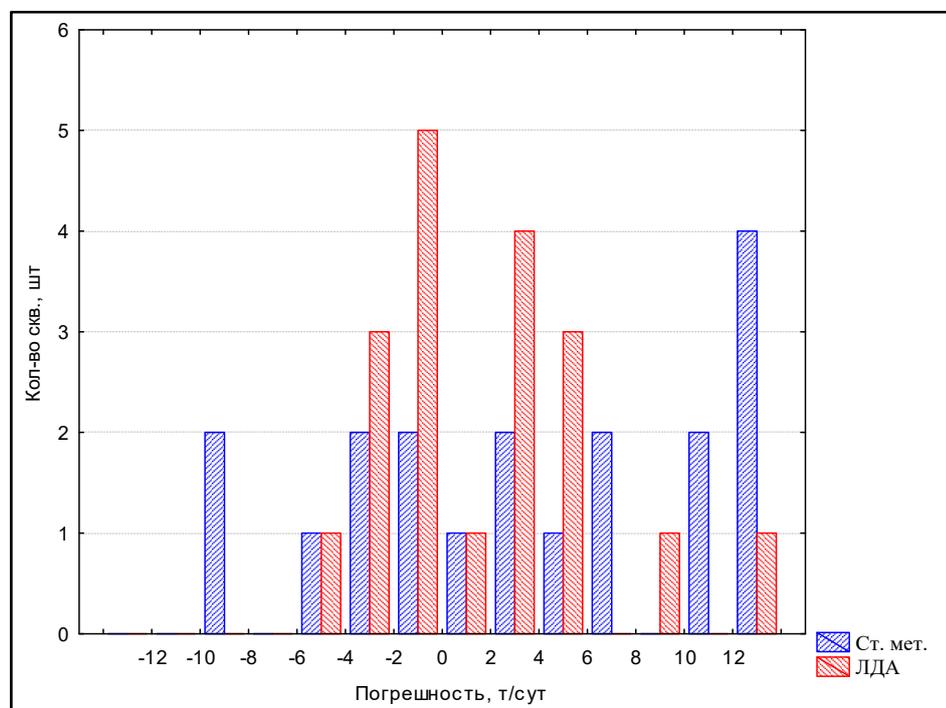


Рисунок 3.4.2.1 – График распределения погрешностей между прогнозными и фактическими значениями для обучающей выборки. Пласт Фм

На рисунке 3.4.2.2 представлены результаты расчетов невязок для экзаменационной выборки пласта Фм. В выборку вошли скважины с предварительно проведенной кислотной обработкой на скважинах. Из рисунка 3.4.2.2 видно, что результаты прогноза в данном случае (так же, как и по стандартной методике) значительно хуже, чем для пластов Бш и Т. Как показано ранее, количество объектов с ранее проведенной СКО для пласта Фм незначительно, в связи с чем методы статистической обработки не дают необходимого эффекта. В этом случае разумно ограничиться рекомендацией, не проводить РВП в скважинах пласта Фм с ранее проведенной СКО, что в целом сейчас и выполняется на месторождениях Пермского края. На этот вывод также наталкивает значительно больший, чем для пластов Бш и Т, средний фактический эффект занижения добычи в скважинах с СКО в сравнении с остальным фондом (7 т/сут).

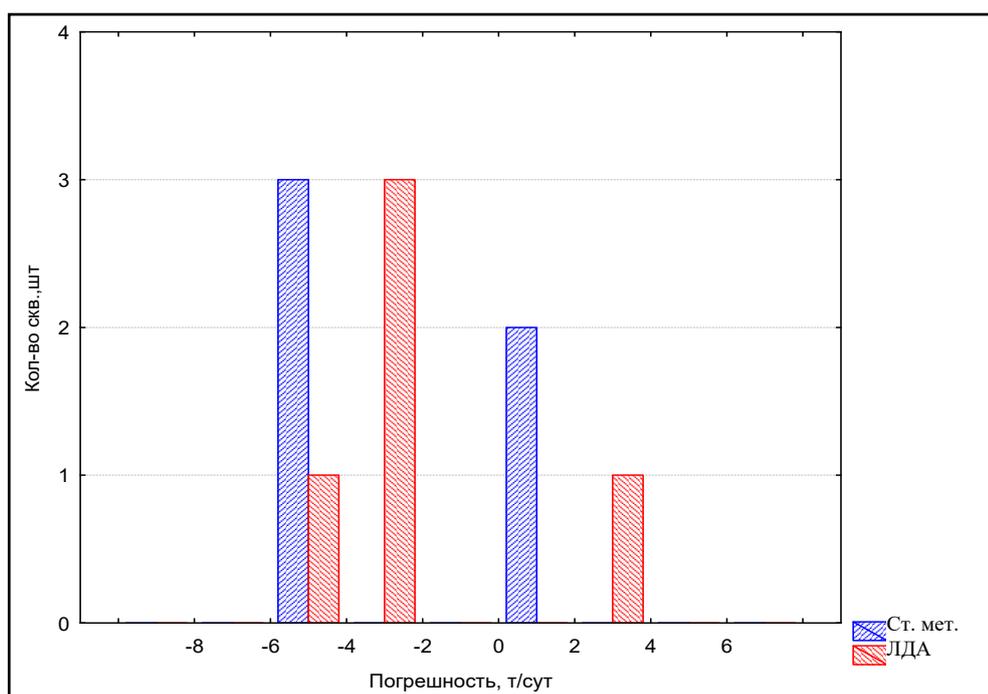


Рисунок 3.4.2.2 – График распределения погрешностей между прогнозными и фактическими значениями для обучающей выборки для экзаменационной выборки. Пласт Фм

На рисунке 3.4.2.3 представлена гистограмма распределения погрешностей между прогнозными и фактическими значениями, полученными по

авторской методике, в сравнении с погрешностями расчетов стандартной методики для объекта Т. Сравнение проведено для скважин обучающей выборки. При использовании авторской методики диапазон погрешностей изменяется от  $-5,6$  (завышение  $\Delta q_n$ ) до  $+4,9$  т/сут (занижение  $\Delta q_n$ ). Большая часть скважин (68 % – 28 скважин) попали в интервал от  $-2$  до  $2$  т/сут. В класс с погрешностью более 4 т/сут попало всего 4 скважины.

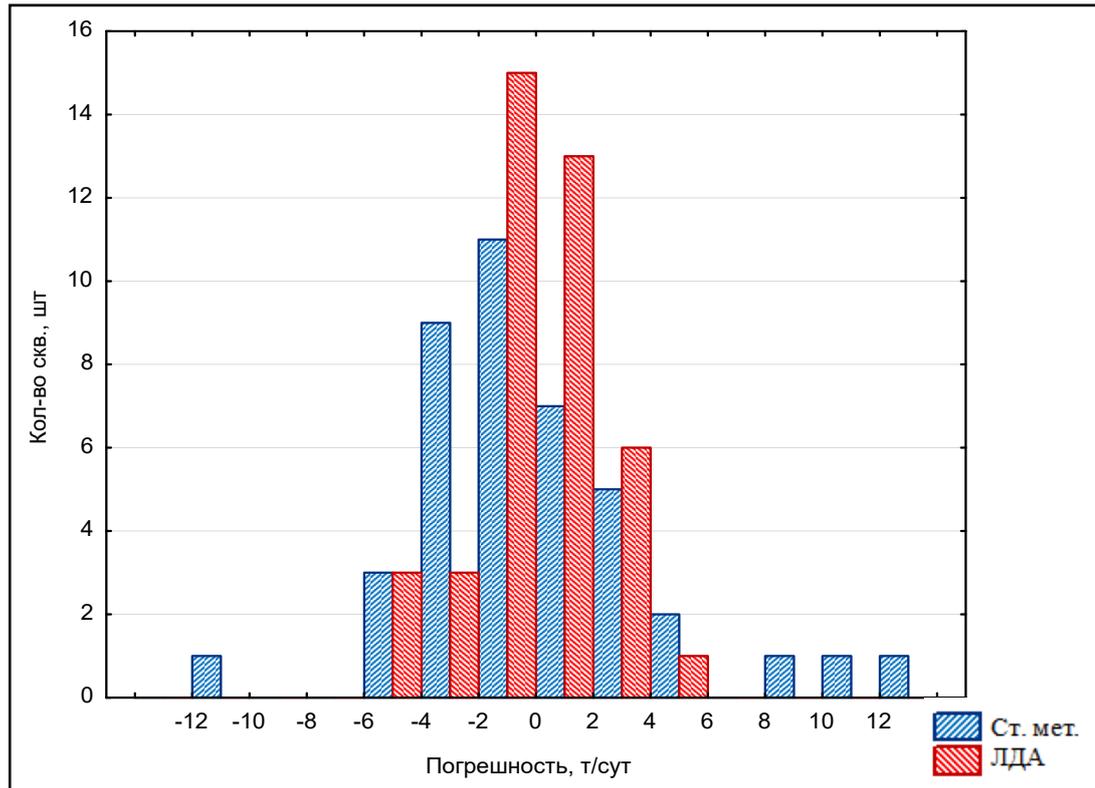


Рисунок 3.4.2.3 – График распределения погрешностей между прогнозными и фактическими значениями для обучающей выборки. Объект Т

Результаты прогноза по стандартной методике, используемой в настоящее время недропользователем (рисунок 3.4.2.3), значительно хуже. Погрешности между фактом и прогнозом распределяются значительно шире – от  $-10$  до  $+28$  т/сут, расчеты с минимальными невязками (от  $-2$  до  $2$  т/сут) – 18 скважин (44 %). Погрешности более 4 т/сут – 7 объектов (17 % от всех скважин).

Для проверки достоверности методики выполнена оценка невязок для скважин экзаменационной выборки, не участвовавших при построении

статистической модели. Это скважины с предварительно проведенными кислотными обработками, которые убирались из обучающей выборки при построении модели. При расчетах учитывалась обоснованная для них поправка (0,8 т/сут) и сравнивались расчетные значения с фактическими. Результаты распределения погрешностей фактических и прогнозных значений  $\Delta q_n$ , оцененных по авторской и по стандартной методике, для экзаменационной выборки представлены на рисунке 3.4.2.4

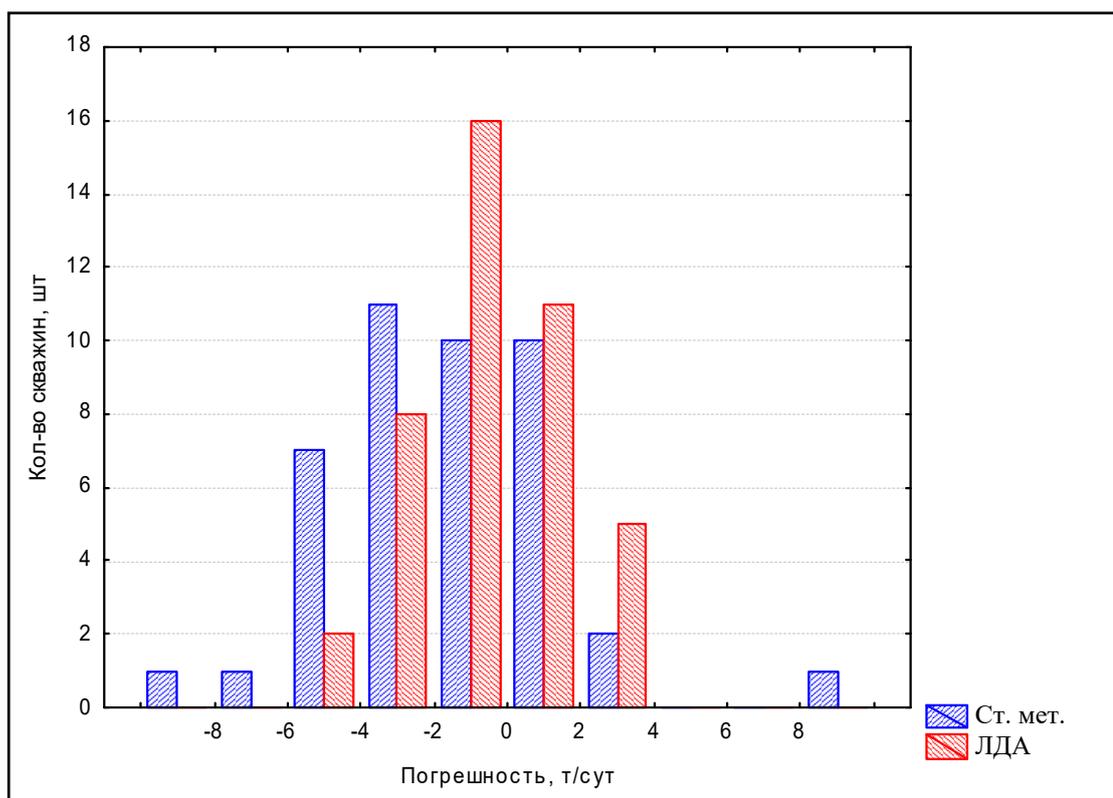


Рисунок 3.4.2.4 – График распределения погрешностей между прогнозными и фактическими значениями для экзаменационной выборки. Объект Т

Для авторской методики максимум погрешностей прогноза  $\Delta q_n$  (27 скважин) попадает в интервал от  $-2$  до  $2$  т/сут, а максимальные отклонения от факта составили  $-6$  и  $+4$  т/сут. В класс с погрешностями более  $2$  т/сут попало 15 скважин, притом только 2 – в интервале более  $4$  т/сут (рисунок 3.4.2.4). Таким образом, для объектов пласта Т геологостатистическую модель следует признать достаточно надежной для задач прогноза прироста дебита нефти.

Стандартная методика расчета показывает менее надежные результаты (погрешности от  $-20$  до  $+8$  т/сут), отмечается закономерность по завышению проектных дебитов для скважин, на которых ранее проводились КО. В интервале минимальных значений погрешности (от  $-2$  до  $+2$  т/сут) находятся 20 скважин, что значительно хуже результатов авторской методики. Погрешности более 4 т/сут получены по 10 скважинам (в сравнении с 2 скважинами по предложенной методике), из которых 3 скважины с погрешностью более 6 т/сут (рисунок 3.4.2.4).

На объекте Бш разработанная методика показала хорошие результаты. Более половины скважин имеют погрешность менее 2 т/сут – 54 %, погрешность более 4 т/сут – лишь 11 % скважин. Важно отметить, что наибольшие невязки являются результатом занижения прогнозного эффекта от РВП для скважин с аномально высокими приростами дебита. Однако для всех подобных скважин прогноз по авторской методике показал, что они наиболее перспективные для РВП. Данный факт важен для практической реализации методики.

Для стандартной методики прогноза сходимость значений с фактом заметно хуже. Невязки менее 2 т/сут соответствуют 42 % скважин. Погрешности более 4 т/сут соответствуют 23 % скважин, из которых для одной скважины отклонение более 10 т/сут (рисунок 3.4.2.5).

Аналогично проанализированы скважины экзаменационной выборки (рисунок 3.4.6). При расчетах учитывалась ранее обоснованная поправка за СКО 1,3 т/сут. При сравнении прогнозных значений с фактом максимум отклонений  $\Delta q_n$  (52 % скважин) соответствовал интервалу погрешностей менее 2 т/сут. В интервал со значениями невязок более 4 т/сут попало лишь 8 % скважин.

При оценке сходимости стандартной методики, применяемой нефтедобывающим предприятием, отклонения менее 2 т/сут соответствуют 36 % скважин, более 4 т/сут – 21 % скважин.

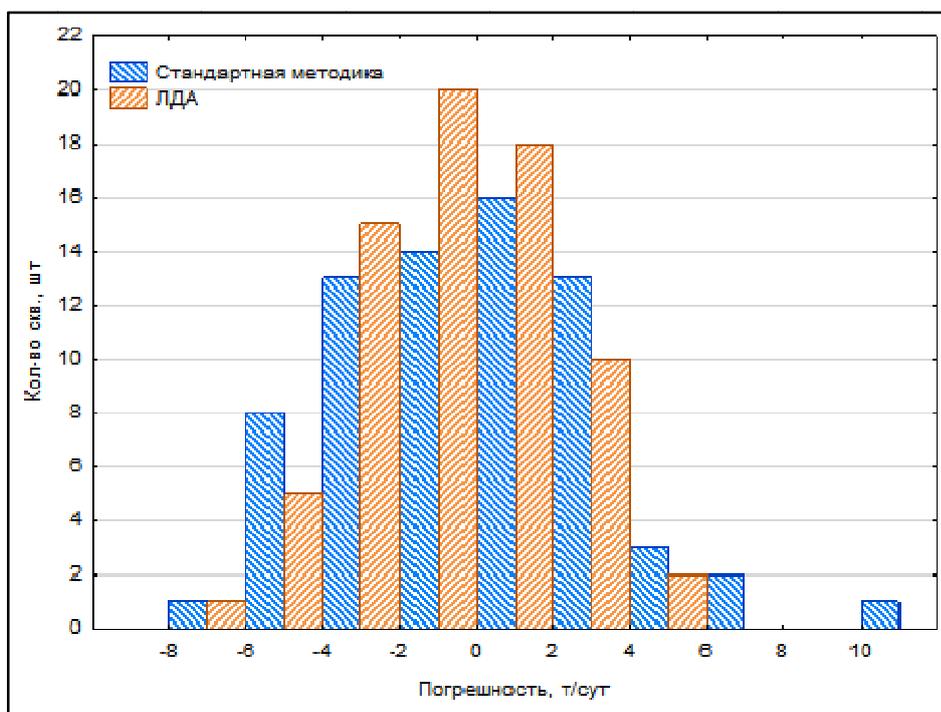


Рисунок 3.4.2.5 – График распределения погрешностей между прогнозными и фактическими значениями для обучающей выборки. Объект БШ

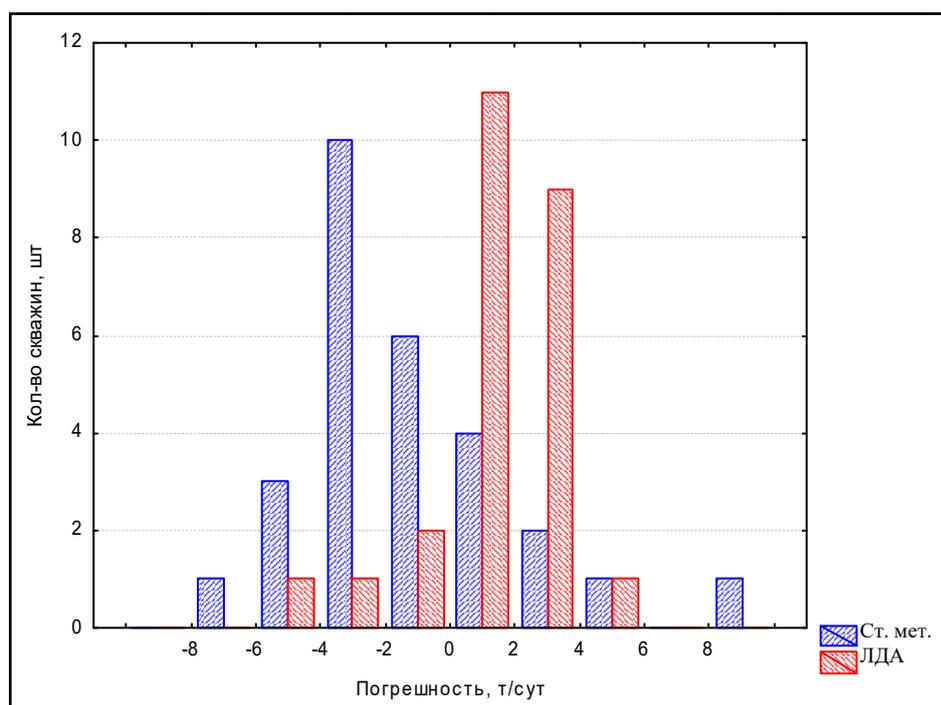


Рисунок 3.4.2.6 – График распределения погрешностей между прогнозными и фактическими значениями для экзаменационной выборки. Объект БШ

Сравнение представленных методик показывает, что применение авторской методики для прогноза приростов дебитов нефти после мероприятий по радиальному вскрытию пласта позволит повысить прогнозную надежность планирования ГТМ.

### 3.4.3. Проведение ретроспективного анализа. Оценка сходимости между прогнозными и фактическими значениями прироста общей дополнительной добычи нефти от технологии радиального вскрытия пласта

Проведен ретроспективный анализ динамики добычи нефти после РВП ряда месторождений (рисунки 3.4.3.1–3.4.3.6). В анализе участвовали скважины залежей, на которых проведено наибольшее количество операций РВП. Сведения по эффектам от РВП взяты из баз фактических данных повышения нефтеотдачи пластов недропользователя. Выкопировка из баз представлена в таблице 3.4.3.1. На графиках показаны линии падения прироста дебита для скважин с различной степенью эффекта.

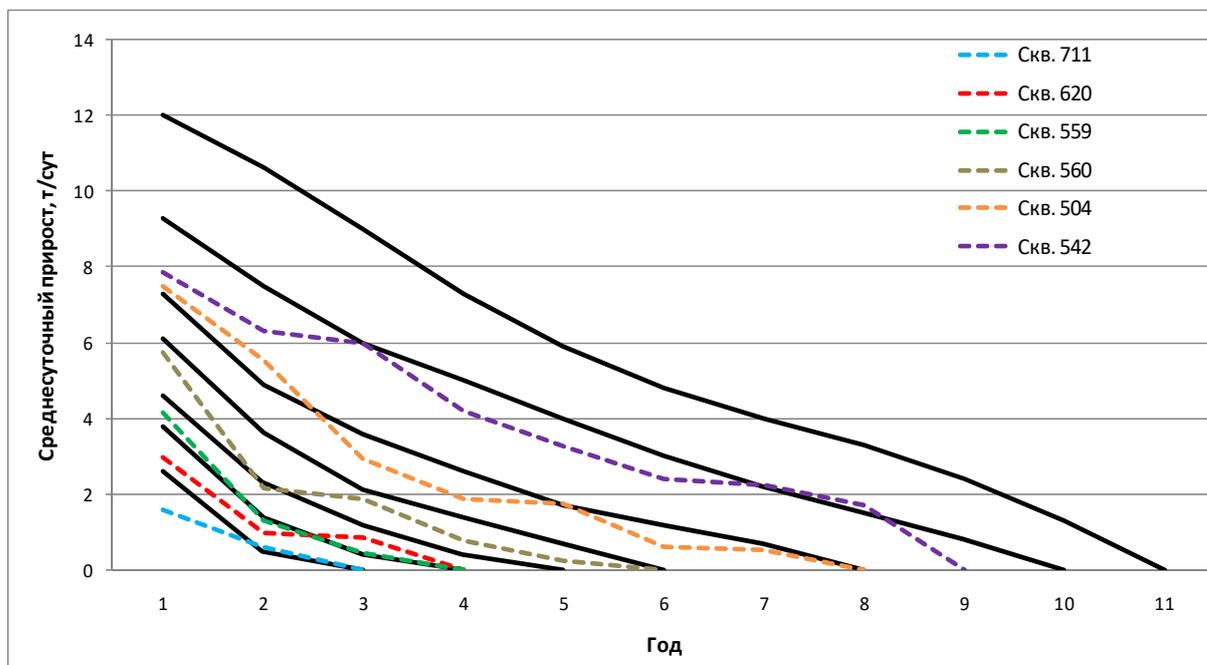


Рисунок 3.4.3.1 – Ретроспективный анализ палетки прироста дебита по пласту Бш на примере скважин Рассветного месторождения

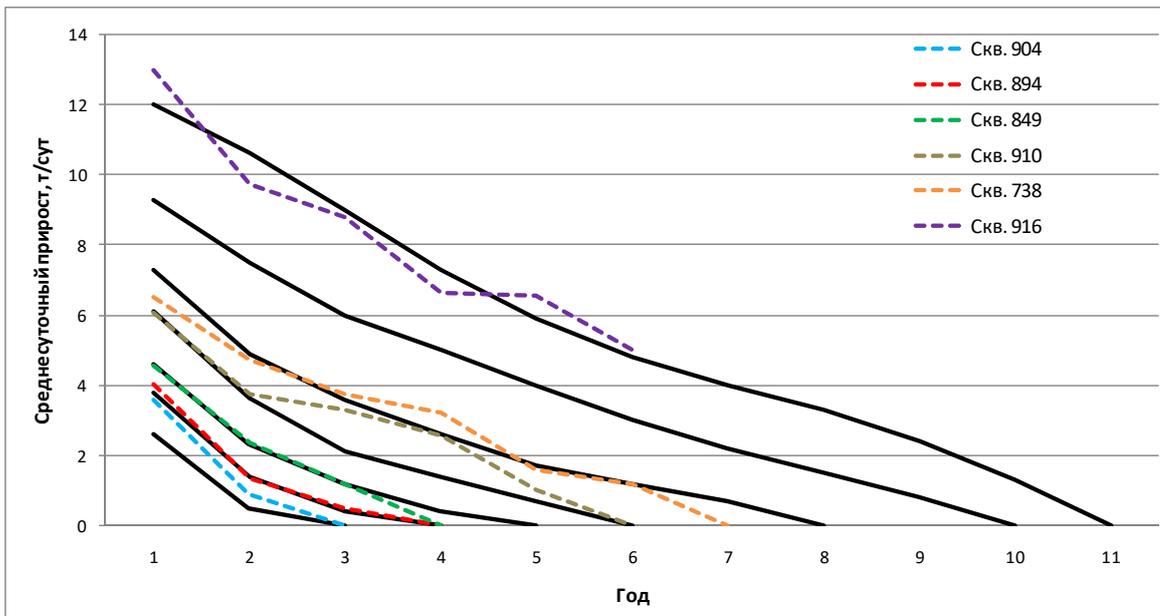


Рисунок 3.4.3.2 – Ретроспективный анализ палетки прироста дебита по пласту Бш на примере скважин Красноярско-Куединского месторождения

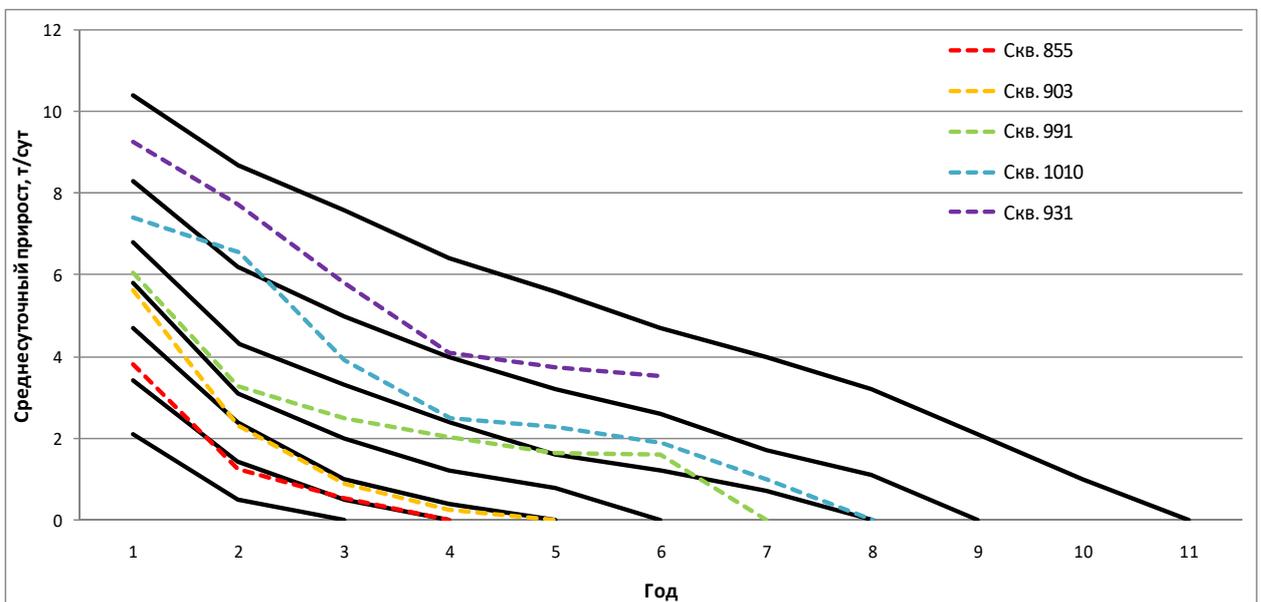


Рисунок 3.4.3.3 – Ретроспективный анализ палетки прироста дебита по пласту Т на примере скважин Павловского месторождения

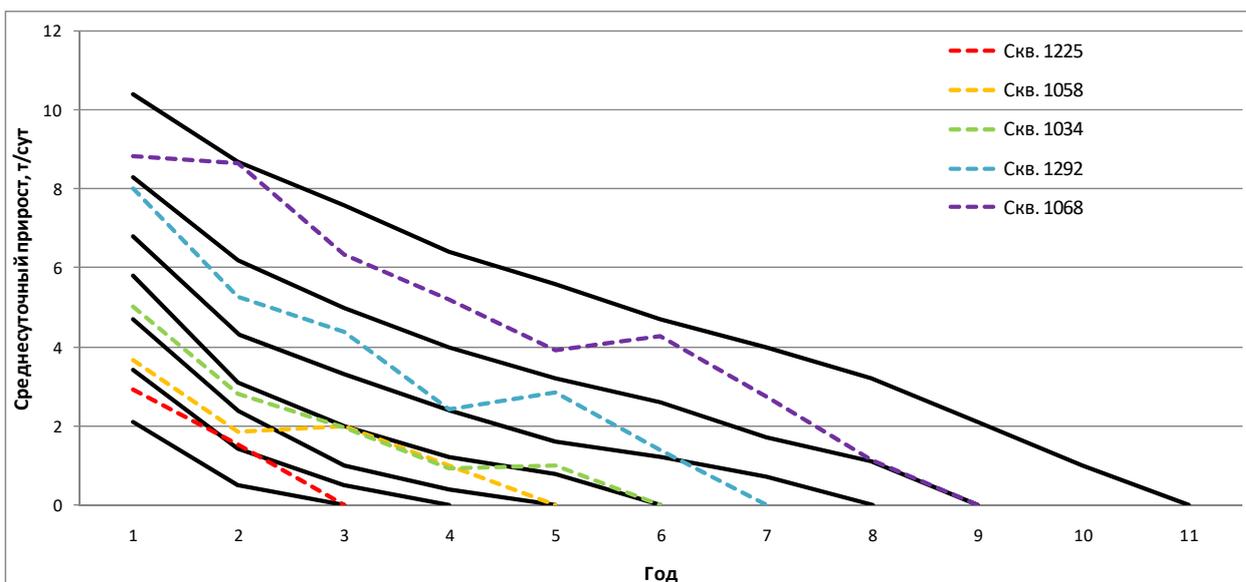


Рисунок 3.4.3.4 – Ретроспективный анализ палетки прироста дебита по пласту Т на примере скважин Змеевского месторождения

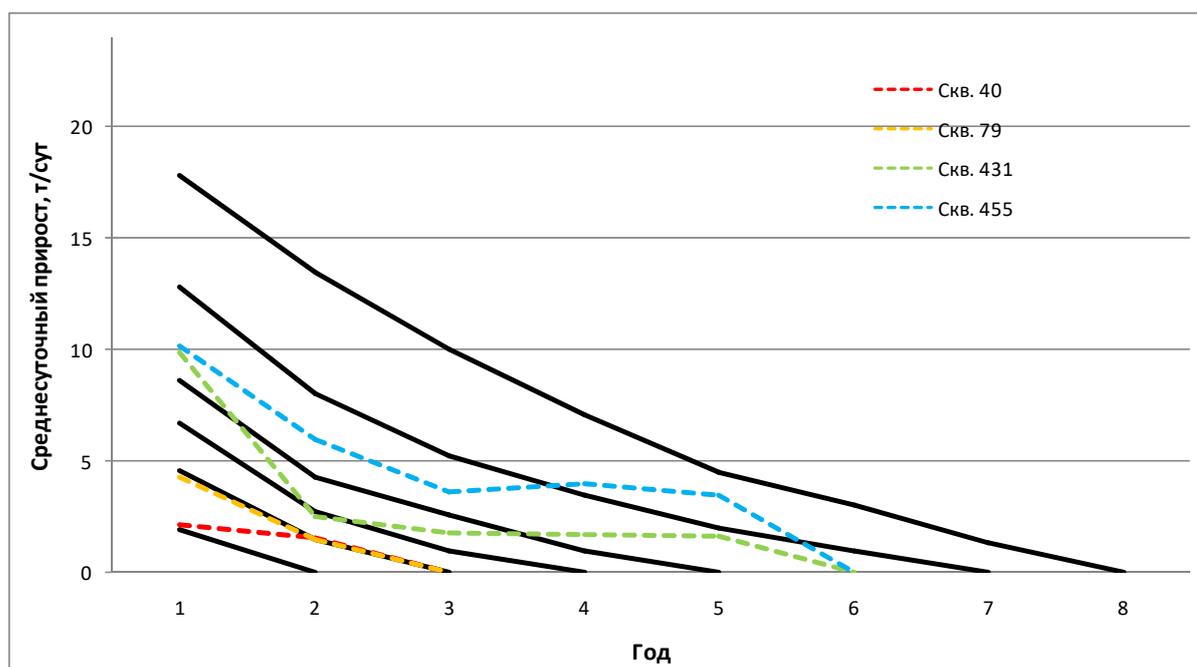


Рисунок 3.4.3.5 – Ретроспективный анализ палетки прироста дебита по пласту Фм на примере скважин Озерного месторождения

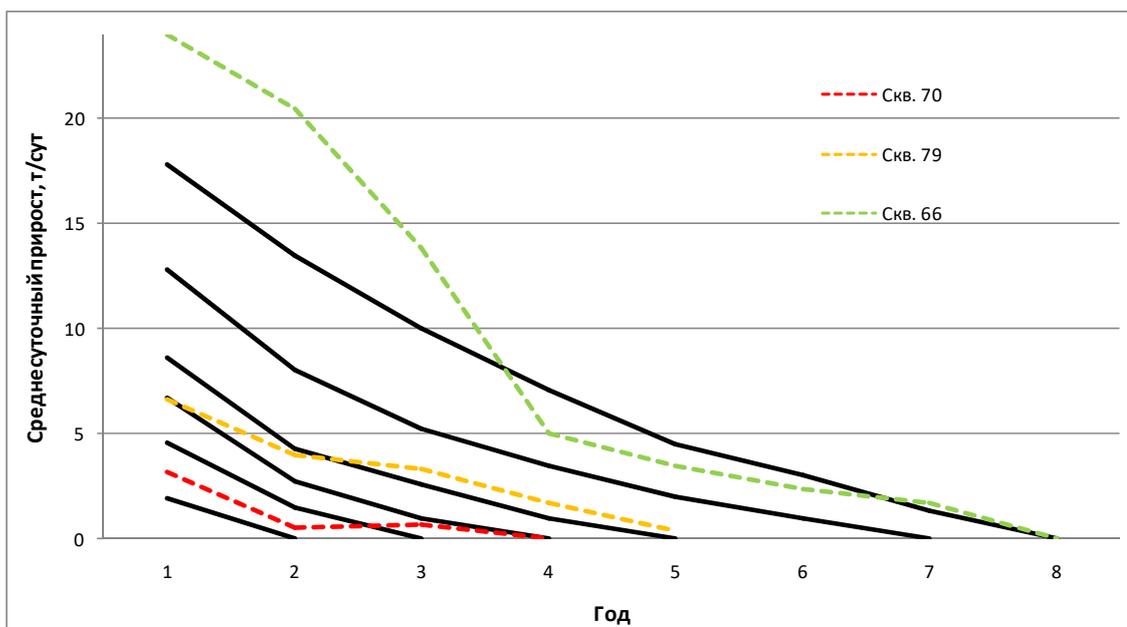


Рисунок 3.4.3.6 – Ретроспективный анализ палетки прироста дебита по пласту Фм на примере скважин Шершневого месторождения

В целом на рассмотренных месторождениях ретроспективный анализ показывает удовлетворительную сходимость между прогнозной и фактической динамикой прироста от технологии РВП. Наибольшие отличия отмечены для скважины № 66 Шершневого месторождения (рисунок 3.4.3.6). Для данной скважины получен максимальный эффект от РВП, который существенно, особенно в первые три года, занижен прогнозной моделью. Вместе с тем необходимо заметить, что именно скважина № 66 Шершневого месторождения при прогнозе оценивается как перспективная для РВП, что наиболее значимо для практической реализации методики.

Далее проводилась проверка результатов ЛДА для определения прироста дебита в первый года по выбранной группе скважин, которые использовались выше при ретроспективном анализе. Результаты проверки представлены в таблице 3.4.3.2.

Таблица 3.4.3.1 – Выкопировка из базы ПНП за 2006–2018 гг.

Пласт	Месторождение	№ кв.	Доп. добыча, т	Эффект за 1-й год работы, т/сут	Эффект за 2-й год работы, т/сут	Эффект за 3-й год работы, т/сут	Эффект за 4-й год работы, т/сут	Эффект за 5-й год работы, т/сут	Эффект за 6-й год работы, т/сут	Эффект за 7-й год работы, т/сут	Эффект за 8-й год работы, т/сут	Эффект за 9-й год работы, т/сут
Бш	Расветное	711	388	1,1	0,6	0						
		620	959	3,0	1,0	0,8	0,0					
		559	1306	4,2	1,3	0,5	0,0					
		560	3773	5,7	2,2	1,9	0,8	0,2	0,0			
		504	6136	7,5	5,5	2,9	1,9	1,7	0,6	0,5	0	
		542	11238	7,9	6,3	6,3	4,2	3,3	2,4	2,2	1,7	0
		904	405	3,6	0,9	0,0						
		894	691	4,0	1,3	0,5	0,0					
		849	1958	4,6	2,3	1,2	0,0					
		910	3340	6,1	3,7	3,3	2,6	0,0				
		738	6338	6,5	4,7	3,8	3,2	1,6	1,2	0,0		
		916	18927	13,0	9,7	8,8	6,6	6,5	5,0			
		1026	311	2,1	0,9	0						
		855	906	3,8	1,2	0,5	0,0					
		903	1931	5,6	2,3	0,9	0,3	0,0				
		991	3666	6,1	3,3	2,5	2,0	1,6	1,6	1,6	0,0	
1010	6089	7,4	6,6	3,9	2,5	2,3	1,9	1,9	1,0			
931	8257	9,2	7,7	5,8	4,1	3,7						
1225	670	2,9	1,5	0,0								
1058	1926	3,7	1,9	2,0	1,0	0						
1034	3124	5,0	2,8	1,9	0,9	1,0	0,0					
1292	5773	8,0	5,3	4,4	2,4	2,9	1,4	0,0				
1068	12215	8,8	8,6	6,3	5,2	3,9	4,3	2,7	1,1	0,0		
70	513	3,1	0,5	0,7	0,0							
79	3003	6,6	4,0	3,3	1,7	0,4						
66	16207	25,1	20,5	13,9	4,5	3,5	2,3	1,7	0,0			
40	417,9	2,1	1,5	0,0								
470	671	4,3	1,5	0,0								
431	2525	9,9	2,5	1,8	1,7	1,6	0,0					
455	5901	10,1	6,0	3,6	4,0	3,5	0,0					
Т	Павловское	711	388	1,1	0,6	0						
		620	959	3,0	1,0	0,8	0,0					
		559	1306	4,2	1,3	0,5	0,0					
		560	3773	5,7	2,2	1,9	0,8	0,2	0,0			
		504	6136	7,5	5,5	2,9	1,9	1,7	0,6	0,5	0	
		542	11238	7,9	6,3	6,3	4,2	3,3	2,4	2,2	1,7	0
		904	405	3,6	0,9	0,0						
		894	691	4,0	1,3	0,5	0,0					
		849	1958	4,6	2,3	1,2	0,0					
		910	3340	6,1	3,7	3,3	2,6	0,0				
		738	6338	6,5	4,7	3,8	3,2	1,6	1,2	0,0		
		916	18927	13,0	9,7	8,8	6,6	6,5	5,0			
		1026	311	2,1	0,9	0						
		855	906	3,8	1,2	0,5	0,0					
		903	1931	5,6	2,3	0,9	0,3	0,0				
		991	3666	6,1	3,3	2,5	2,0	1,6	1,6	1,6	0,0	
1010	6089	7,4	6,6	3,9	2,5	2,3	1,9	1,9	1,0			
931	8257	9,2	7,7	5,8	4,1	3,7						
1225	670	2,9	1,5	0,0								
1058	1926	3,7	1,9	2,0	1,0	0						
1034	3124	5,0	2,8	1,9	0,9	1,0	0,0					
1292	5773	8,0	5,3	4,4	2,4	2,9	1,4	0,0				
1068	12215	8,8	8,6	6,3	5,2	3,9	4,3	2,7	1,1	0,0		
70	513	3,1	0,5	0,7	0,0							
79	3003	6,6	4,0	3,3	1,7	0,4						
66	16207	25,1	20,5	13,9	4,5	3,5	2,3	1,7	0,0			
40	417,9	2,1	1,5	0,0								
470	671	4,3	1,5	0,0								
431	2525	9,9	2,5	1,8	1,7	1,6	0,0					
455	5901	10,1	6,0	3,6	4,0	3,5	0,0					
Т-ФМ	Шершневское	711	388	1,1	0,6	0						
		620	959	3,0	1,0	0,8	0,0					
		559	1306	4,2	1,3	0,5	0,0					
		560	3773	5,7	2,2	1,9	0,8	0,2	0,0			
		504	6136	7,5	5,5	2,9	1,9	1,7	0,6	0,5	0	
		542	11238	7,9	6,3	6,3	4,2	3,3	2,4	2,2	1,7	0
		904	405	3,6	0,9	0,0						
		894	691	4,0	1,3	0,5	0,0					
		849	1958	4,6	2,3	1,2	0,0					
		910	3340	6,1	3,7	3,3	2,6	0,0				
		738	6338	6,5	4,7	3,8	3,2	1,6	1,2	0,0		
		916	18927	13,0	9,7	8,8	6,6	6,5	5,0			
		1026	311	2,1	0,9	0						
		855	906	3,8	1,2	0,5	0,0					
		903	1931	5,6	2,3	0,9	0,3	0,0				
		991	3666	6,1	3,3	2,5	2,0	1,6	1,6	1,6	0,0	
1010	6089	7,4	6,6	3,9	2,5	2,3	1,9	1,9	1,0			
931	8257	9,2	7,7	5,8	4,1	3,7						
1225	670	2,9	1,5	0,0								
1058	1926	3,7	1,9	2,0	1,0	0						
1034	3124	5,0	2,8	1,9	0,9	1,0	0,0					
1292	5773	8,0	5,3	4,4	2,4	2,9	1,4	0,0				
1068	12215	8,8	8,6	6,3	5,2	3,9	4,3	2,7	1,1	0,0		
70	513	3,1	0,5	0,7	0,0							
79	3003	6,6	4,0	3,3	1,7	0,4						
66	16207	25,1	20,5	13,9	4,5	3,5	2,3	1,7	0,0			
40	417,9	2,1	1,5	0,0								
470	671	4,3	1,5	0,0								
431	2525	9,9	2,5	1,8	1,7	1,6	0,0					
455	5901	10,1	6,0	3,6	4,0	3,5	0,0					

Таблица 3.4.3.2 – Результаты проверки достоверности методики прогноза прироста дебита нефти после РВП

Месторождение	№ скв.	Пласт	Дебит нефти до РВП, т/сут	Эффект за 1-й год, т/сут	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Толщина на кол-во каналов, м	Коэффициент песчанности	Коэффициент расчлененности	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	Гидропроводность УЗП, мкм <sup>2</sup> ·см/МПа·с	Проницаемость УЗП, мкм <sup>2</sup>	Презопроводность пласта, см <sup>2</sup> ·с	Скин-эффект	Z ожида	P(Z) ожида	$\Delta Q_{н-ожида}$	Порешность
Красноярско-Куединское	904	Бш	3,5	4,0	8	2	0,355	7,5	12,9	/	/	119	-4,1	0,584	0,56	7,0	3,0
Красноярско-Куединское	894	Бш	2,3	4,0	0,8	0,2	0,355	7,5	12,9	/	/	603	-2,4	-0,974	0,04	3,7	-0,4
Красноярско-Куединское	849	Бш	0,9	4,6	4	1	0,355	7,5	12,9	/	/	97,8	2,5	-0,468	0,08	4,4	-0,2
Красноярско-Куединское	910	Бш	5,7	6,1	8,2	2,05	0,355	7,5	12,9	/	/	250	-3,1	0,916	0,74	7,7	1,7
Красноярско-Куединское	738	Бш	2	6,5	6	1,5	0,355	7,5	12,9	/	/	40	-0,3	0,002	0,23	6,1	-0,4
Красноярско-Куединское	916	Бш	2,1	9,9	10,3	2,6	0,355	7,5	12,9	/	/	81	-1	1,183	0,84	8,7	-1,1
Рассветное	711	Бш	4,1	1,1	4,3	1,1	0,4	8,1	34,7	/	/	14,0	-5,1	-1,313	0,015	2,4	1,3
Рассветное	620	Бш	2,5	3,0	6,0	1,5	0,3	5,7	34,7	/	/	50,0	-0,1	-1,282	0,020	4	1,0
Рассветное	559	Бш	2,0	4,2	8,8	2,2	0,4	8,1	34,7	/	/	39,0	-2,3	-0,097	0,160	5,2	1,0
Рассветное	560	Бш	2,2	5,7	9,6	2,4	0,4	8,1	34,7	/	/	64,0	-1,7	0,175	0,300	6	0,3
Рассветное	504	Бш	4,4	7,5	13,0	3,5	0,4	8,1	34,7	/	/	20,0	-5,0	0,985	0,680	8	0,5
Рассветное	542	Бш	1,2	7,9	15,0	4,7	0,5	13,1	34,7	/	/	20,0	-5,0	1,755	1,000	9,6	1,7
Змеевское	1034	Т	1	5,0	3	0,75	0,389	8,28	48,8	/	/	12	1	0,095	0,25	4,8	-0,2
Змеевское	1058	Т	1,6	3,7	2,2	0,55	0,389	8,28	48,8	/	/	8	-0,8	-0,223	0,2	4,4	0,7
Змеевское	1068	Т	1,5	8,8	2,2	0,55	0,389	8,28	48,8	/	/	27	-3,8	0,852	0,57	7,2	-1,6
Змеевское	1225	Т	3	2,9	3	0,75	0,389	8,28	48,8	/	/	10	-4,2	-0,459	0,13	3,8	0,9
Змеевское	1292	Т	2	8,0	1,8	0,45	0,389	8,28	48,8	/	/	50	-4,3	2,040	0,89	8,4	0,4
Павловское	855	Т	5,1	3,8	8,7	2,17	0,46	9,76	12,3	/	/	10	-4,1	-0,197	0,22	4,2	0,4
Павловское	903	Т	4,4	5,6	8,6	2,15	0,46	9,76	12,3	/	/	30	-3,4	1,072	0,64	7,6	2,0
Павловское	931	Т	0	9,2	4,8	1,2	0,46	9,76	12,3	/	/	54,2	-5	3,504	1	8,8	-0,4
Павловское	991	Т	4,1	6,1	1,8	0,45	0,46	9,76	12,3	/	/	20	-2,7	0,814	0,56	7,2	1,1
Павловское	1010	Т	3,1	7,4	6,2	1,55	0,46	9,76	12,3	/	/	75,1	-1,5	3,947	1	8,8	1,4
Шершневское	70	Т-Фм	0,5	3,1	5,6	/	8,71	3	4,04	0,318	0,6	/	/	-1,391	0,06	4,6	1,4
Шершневское	66	Т-Фм	3,6	25,1	12,4	/	8,71	10	4,04	34,8	80	/	/	1,7192	1	16,2	-9,0
Озерное	40	Т-Фм	5,8	2,1	21,4	/	15	11	1,02	11,71	7,5	/	/	-1,066	0,12	5,3	3,2
Озерное	470	Т-Фм	2,0	4,3	2,0	/	15	9	1,02	0,711	0,6	/	/	-1,239	0,06	4,6	0,3
Озерное	431	Т-Фм	1,2	9,9	20	/	15	15	1,02	0,8	0,2	/	/	-0,344	0,44	9,2	-0,6
Озерное	455	Т-Фм	5,2	10,1	35,8	/	15	8	1,02	0,616	0,2	/	/	0,2964	0,8	13,7	3,6

Как видно из данных таблицы 3.4.3.2, по пласту Бш различие между фактическим приростом первого года и рассчитанным с помощью ЛДА по всем скважинам незначительно. Только лишь по скважине № 904 Красноярско-Куединского месторождения погрешность составила 3 т/сут. Это позволяет судить о достоверности оценки  $\Delta q_n$  по ЛДА для пласта Бш.

Для пласта Т различие между фактическим приростом первого года и рассчитанным с помощью ЛДА по всем скважинам незначительно. Самое большое различие обнаружено по скважине № 903 Павловского месторождения и составило 2 т/сут.

Для пласта Фм различие между фактическим приростом первого года и рассчитанным с помощью ЛДА в целом невелико. По скважине № 66 Шершневого месторождения различие составило 9 т/сут, это связано с тем, что фактический прирост оказался за пределами диапазона прогноза и составил 25,1 т/сут. Также высокие ошибки прогноза получены для скважин № 40 (3,2 т/сут) и № 435 (3,6 т/сут) Озерного месторождения. Несколько меньшая эффективность распознавания для пласта Фм объяснима меньшим количеством объектов, участвующих в построении статистических моделей.

В таблице 3.4.3.3 представлено сравнение погрешности предлагаемого метода определения прироста дебита нефти со значениями планового прироста недропользователя. Из данных таблицы видно, что среднее значение отрицательных погрешностей (превышение факта над проектом) по методу ЛДА составляет – 11,1 %, по плановому приросту – 31,4 %. Среднее значение положительных погрешностей (превышение проекта над фактом) по методу ЛДА составило 41,0 %, по плановому приросту недропользователя – 92,3 %.

Таблица 3.4.3.3 – Сравнение невязок оценки прогноза прироста дебита  
1-го года методикой ЛДА и значений планового прироста  
недропользователя с фактическими данными

Месторождение	№ скв.	Пласт	Фактический прирост за 1-й год работы	$\Delta q_n$ (ЛДА)	Погрешность	Плановый прирост по стандартной методике	Погрешность
Красноярско-Куединское	904	Бш	4,0	7,0	-3	7	-3
Красноярско-Куединское	894	Бш	4,0	3,7	0,3	6	-2
Красноярско-Куединское	849	Бш	4,6	4,4	0,2	5	-0,4
Красноярско-Куединское	910	Бш	6,1	7,7	-1,6	8	-1,9
Красноярско-Куединское	738	Бш	6,5	6,1	0,4	6	0,5
Красноярско-Куединское	916	Бш	9,9	8,7	1,2	6	3,9
Рассветное	711	Бш	1,1	2,4	-1,3	7	-5,9
Рассветное	620	Бш	3,0	4	-1	6	-3
Рассветное	559	Бш	4,2	5,2	-1	6	-1,8
Рассветное	560	Бш	5,7	6	-0,3	6	-0,3
Рассветное	504	Бш	7,5	8	-0,5	6	1,5
Рассветное	542	Бш	7,9	9,6	-1,7	6	1,9
Змеевское	1034	Т	5,0	4,8	0,2	6	-1
Змеевское	1058	Т	3,7	4,4	-0,7	4	-0,3
Змеевское	1068	Т	8,8	7,2	1,6	6	2,8
Змеевское	1225	Т	2,9	3,8	-0,9	5	-2,1
Змеевское	1292	Т	8,0	8,4	-0,4	7	1
Павловское	855	Т	3,8	4,2	-0,4	7	-3,2
Павловское	903	Т	5,6	7,6	-2	7	-1,4
Павловское	931	Т	9,2	8,8	0,4	3	6,2
Павловское	991	Т	6,1	7,2	-1,1	-	-
Павловское	1010	Т	7,4	8,8	-1,4	5	2,4
Шершневское	70	Т-ФМ	3,1	4,6	-1,5	7	-3,9
Шершневское	79	Т-ФМ	6,6	15,5	-8,9	6	0,6
Шершневское	66	Т-ФМ	25,1	16,2	8,9	7	18,1
Озерное	40	Т-ФМ	2,1	5,3	-3,2	7	-4,9
Озерное	470	Т-ФМ	4,3	4,6	-0,3	7	-2,7
Озерное	431	Т-ФМ	9,9	9,2	0,7	7	2,9
Озерное	455	Т-ФМ	10,1	13,7	-3,6	7	3,1

Затем проводилась оценка сходимости между прогнозными и фактическими значениями прироста общей дополнительной добычи нефти от технологии РВП. Расчет дополнительной добычи осуществлялся по следующему алгоритму: на палетке отмечалось значение прироста в первый год, рассчитанное по методике с использованием ЛДА. Далее проводилась линия падения, конгруэнтная с линиями, соответствующими классу, в который попала скважина. На рисунках 3.4.3.7, 3.4.3.8 представлено сравнение расчетного падения среднесуточного прироста по годам с фактическим для ряда скважин.

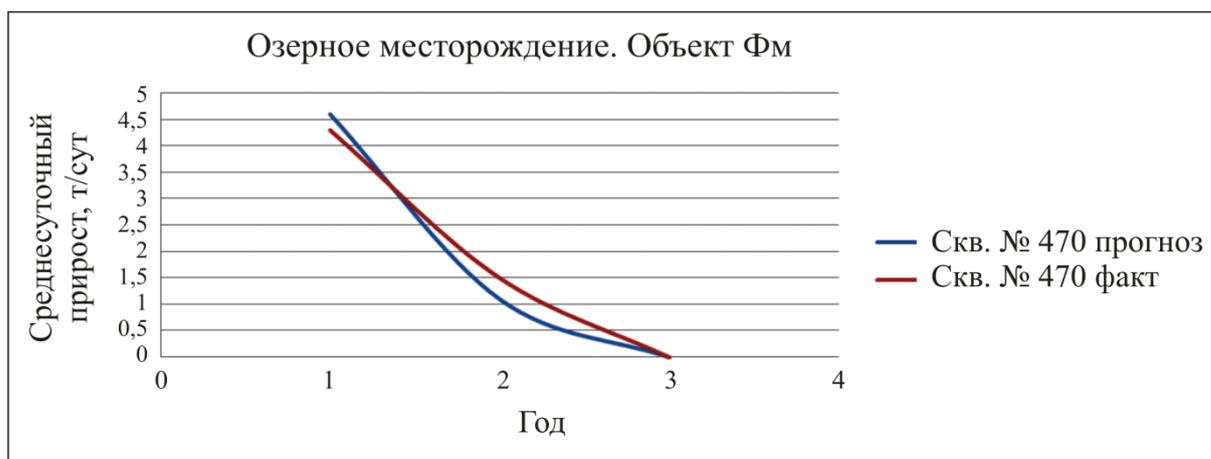


Рисунок 3.4.3.7 – Сравнение расчетного и фактического падения прироста дебита по годам. Скважина № 470 Озерного месторождения

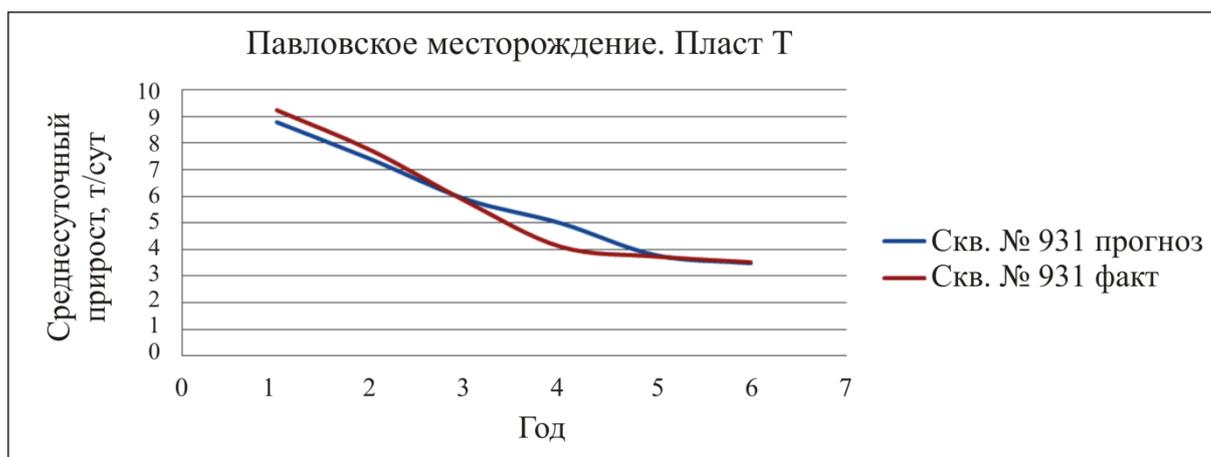


Рисунок 3.4.3.8 – Сравнение расчетного и фактического падения прироста дебита по годам. Скважина № 931 Павловского месторождения

Анализируя данные рисунков 3.4.3.7, 3.4.3.8, можно отметить, что наиболее значимый вклад в точность оценки суммарной добычи вносит достоверность оценки прироста в первый год. В случаях, когда погрешность оценки  $\Delta q_n$  невелика, годовые отклонения от факта незначительны, а расчет дополнительной добычи достаточно точен.

Также проведено сравнение расчетной дополнительной добычи (определенной с помощью ЛДА и палеток) и фактической (по скважинам с ретроспективным анализом). В таблице 3.4.3.4 показаны результаты сравнения. По представленным данным можно сделать следующие выводы:

- при прогнозе дополнительной добычи важное значение имеет время работы с эффектом, которое в первый год зависит от даты проведения РВП, в последний год время работы с эффектом также значительно ниже;
- в целом погрешность в расчете дополнительной добычи по предлагаемой методике невелика, основная ошибка закладывается в прогнозировании прироста дебита первого года;
- учитывая вышеизложенное, данная методика рекомендуется для прогноза дополнительной добычи от РВП.

### **3.5. Разработка рекомендаций для применения технологии радиального вскрытия пласта на месторождениях Пермского края**

Подбор скважин-кандидатов осуществлялся на эксплуатационном фонде месторождений недропользователя для объектов Бш, Т, Фм, по которым ранее были построены ЛДФ. Выбирались скважины, которые соответствуют техническим требованиям для проведения РВП, с обводненностью ниже 40 %, с пластовым давлением выше давления насыщения, с дебитом ниже 10 т/сут (таблица 3.5.1).

Таблица 3.4.3.4 – Сравнение расчетной и фактической дополнительной добычи

Место-рождение	Пласт	№ скв.	Факт/прогноз	1-й год		2-й год		3-й год		4-й год		5-й год		6-й год		7-й год		Доп. нефть за 7-й год	Средний эффект за 7-й год	Доп. нефть всего	Погрешность	Погрешность в процентах к прогнозу	
				Время работы в 1-й год	Средний эффект за 1-й год	Время работы в 2-й год	Средний эффект за 2-й год	Время работы в 3-й год	Средний эффект за 3-й год	Время работы в 4-й год	Средний эффект за 4-й год	Время работы в 5-й год	Средний эффект за 5-й год	Время работы в 6-й год	Средний эффект за 6-й год	Время работы в 7-й год	Средний эффект за 7-й год						
Красноярско-Куединское	Бш	849	Факт	878,9	193	4,6	855,3	365	2,3	224,6	192	1,2									1958,8	299,0	18,0
			Прогноз	849,2	193	4,4	657,0	365	1,8	153,6	192	0,8	0,0									1659,8	
Красноярско-Куединское	Бш	894	Факт	109,2	27	4,0	449,8	336	1,3	132,3	272	0,5									691,3	79,4	13,0
			Прогноз	99,9	27	3,7	403,2	336	1,2	108,8	272	0,4	0,0									611,9	
Озерное	Фм	431	Факт	445,0	45	9,9	844,1	336	2,5	585,4	324	1,8	623,2	365	1,7	27,6	17	1,6	0,0		2525,3	-1087,3	30,1
			Прогноз	414,0	45	9,2	1512,0	336	4,5	939,6	324	2,9	730,0	365	2,0	17,0	17	1,0			3612,6		
Озерное	Фм	455	Факт	557,9	55	10,1	2016,7	338	6,0	1102	307	3,6	1476	341	4,3	748	188	4,0	0,0		5901,8	-1059,5	-15,2
			Прогноз	753,5	55	13,7	2704,0	338	8,0	1719	307	5,6	1295	341	3,8	488	188	2,6			6961,3		
Озерное	Фм	470	Факт	281,8	65	4,3	389,5	255	1,5			0,0									671,3	66,3	11,0
			Прогноз	299,0	65	4,6	306,0	255	1,2			0,0										605,0	
Павловское	Т	855	Факт	355,4	93	3,8	389,6	316	1,2	161,2	302	0,5									906,2	-297,6	-24,7
			Прогноз	390,6	93	4,2	632,0	316	2,0	181,2	302	0,6	0,0								1203,8		
Павловское	Т	1010	Факт	963,4	130	7,4	1653,5	252	6,6	1411	359	3,9	905,8	365	2,5	810	358	2,3	1,9		6089,9	-2847,9	-31,9
			Прогноз	1092,0	130	8,4	1663,2	252	6,6	1866	359	5,2	1606	365	4,4	1253	358	3,5	2,9		8937,8		
Рассветное	Бш	559	Факт	835,8	201	4,2	343,6	265	1,3	126,7	274	0,5									1306,1	-999,9	-43,4
			Прогноз	1045,2	201	5,2	795,0	265	3,0	465,8	274	1,7	0,0								2306,0		
Рассветное	Бш	560	Факт	1998,0	349	5,7	782,3	362	2,2	682,8	365	1,9	288,4	365	0,8	21,7	93	0,2			3773,2	-1003,4	-21,0
			Прогноз	2094,0	349	6,0	1267,0	362	3,5	766,5	365	2,1	584,0	365	1,6	65,1	93	0,7	0,0		4776,6		
Рассветное	Бш	620	Факт	468,4	158	3,0	348,7	363	1,0	142,1	169	0,8									959,2	-371,9	-27,9
			Прогноз	632,0	158	4,0	580,8	363	1,6	118,3	169	0,7	0,0								1331,1		
Шершневское	Т-Фм	66	Факт	1483,4	59	25,1	6268,0	306	20,5	4626	334	13,9	1634	365	4,5	1089	314	3,5	2,3		16207,1	4794,3	42,0
			Прогноз	955,8	59	16,2	3672,0	306	12,0	2672	334	8,0	2007	365	5,5	1099	314	3,5	2,5		11412,8		
Шершневское	Т-Фм	70	Факт	122,8	39	3,1	176,4	343	0,5	214,4	323	0,7									513,6	-183,2	-26,3
			Прогноз	56,0	9	0	11,6	43	2	29,2	23	4	0								96,8		

Таблица 3.5.1 – Расчет прироста дебита после РВП помощью ЛДА для скважин-кандидатов

Мест	№ нефт	Пласт	Дебит нефти до обраб.	Средняя нефтенасыщенная толщина	Толщина на кол-во каналов	Коэффициент песчанности	Коэффициент расщепленности	Средняя вязкость нефти в пластовых условиях	Гидропроводность УЗП $\text{мкм}^2 \cdot \text{см} / \text{мПа} \cdot \text{с}$	Проницаемость УЗП, $\text{мкм}^2$	Пезопроводность пласта, $\text{см}^2 \cdot \text{с}$	Скин-эффект	$P_{\text{пл}}$	$P_{\text{нас}}$	$W, \%$	$Z_{\text{ожид}}$	$P(Z)_{\text{ожид}}$	$\Delta Q_{\text{н-ожид}}$
Гондыревское	715	Бш	3,00	4,00	1,00	0,48	5,33	16,39	1,12	0,07	227,70	-5,63	10,20	6,27	24,60	-0,721	0,049	3,9
Гондыревское	717	Бш	0,00	7,00	1,75	0,48	5,33	16,39	1,12	0,07	227,70	-5,63	9,70	6,27	2,50	-0,079	0,218	6,0
Степановское	148	Бш	12,60	4,00	1,00	0,18	11,90	1,52	6,94	0,13	810,80	1,90	8,30	5,40	4,70	1,657	0,972	11,1
Степановское	132	Бш	1,60	10,50	2,63	0,18	11,90	1,52	2,53	0,00	183,90	-2,80	9,80	5,40	17,70	2,083	0,979	11,3
Москудьинское	3082	Бш	1,00	3,30	0,83	0,36	8,80	11,20	0,09	0,00	16,70	-3,90	9,01	9,30	13,30	-0,656	0,060	4,1
Москудьинское	272	Бш	1,10	4,50	1,13	0,36	8,80	11,20	0,55	0,03	81,00	-1,70	10,76	9,30	32,50	-0,196	0,177	5,6
Москудьинское	3092	Бш	1,80	4,50	1,13	0,36	8,80	11,20	0,19	0,02	76,10	-4,40	9,18	9,30	11,00	-0,245	0,161	5,5
Москудьинское	276	Бш	0,80	1,00	0,25	0,36	8,80	11,20	0,22	0,00	36,00	-1,50	7,56	9,30	5,60	-1,202	0,007	3,0
Москудьинское	3093	Бш	4,70	6,00	1,50	0,36	8,80	11,20	0,39	0,02	56,00	-4,50	9,66	9,30	3,40	0,315	0,384	6,8
Баклановское	77	Бш	4,40	3,20	0,80	0,25	3,70	8,87	0,46	0,02	222,00	-5,40	10,18	9,40	1,80	-1,169	0,008	3,0
Баклановское	540	Бш	7,70	5,80	1,45	0,25	3,70	8,87	0,44	0,02	129,36	-4,25	11,63	9,40	15,00	-0,309	0,142	5,3
Баклановское	904	Бш	8,10	3,00	0,75	0,25	3,70	8,87	0,89	0,01	50,90	-5,20	9,85	9,50	6,00	-1,149	0,008	3,0
Баклановское	903	Бш	7,70	3,90	0,98	0,25	3,70	8,87	2,73	0,05	364,30	-4,10	2,88	9,40	10,00	-0,617	0,067	4,2
Баклановское	901	Бш	12,20	3,00	0,75	0,25	3,70	8,87	3,57	0,03	222,00	-2,70	10,50	9,40	6,70	-0,677	0,056	4,0
Уньинское	603	Бш	3,60	2,20	0,55	0,35	13,00	1,45	3,41	34,30	366,00	-3,50	17,70	14,98	40,00	0,557	0,540	6,9
Уньинское	627	Бш	0,70	3,70	0,93	0,35	8,00	1,45	0,28	3,50	26,00	-4,20	17,70	14,98	37,00	-0,230	0,140	5,2
Шагирско-Гожанское	983	Т	4,40	7,50	1,88	0,24	10,50	1,42	1,09	0,08	148,00	-3,50	18,34	7,20	19,60	-1,924	0,000	3,2

Окончание табл. 3.5.1

Мест	№ нефт	Пласт	Дебит нефти до обраб.	Средняя нефтенасыщенная толщина	Толщина на кол-во каналов	Коэффициент песчанности	Коэффициент расщепленности	Средняя вязкость нефти в пластовых условиях	Гидропроводность УЗП $\text{МКМ}^2 \cdot \text{см} / \text{Пла} \cdot \text{с}$	Проницаемость УЗП, $\text{МКМ}^2$	Плезопроводность пласта, $\text{см}^2 \cdot \text{с}$	Скин-эффект	$P_{\text{пл}}$	$P_{\text{нас}}$	$W, \%$	$Z_{\text{ожид}}$	$P(Z)_{\text{ожид}}$	$\Delta M_{\text{н\_ожид}}$
Шагиртско-Гожанское	696	Т	2,50	4,40	1,10	0,24	10,50	1,42	1,46	0,08	183,60	-1,94	9,50	7,20	19,00	-1,218	0,050	3,5
Шагиртско-Гожанское	361	Т	6,40	5,80	1,45	0,24	10,50	1,42	2,15	0,06	109,00	-1,30	15,03	6,90	2,80	-2,530	0,000	3,2
Ольховское	473	Т	2,00	1,80	0,45	0,24	7,74	1,76	0,41	0,00	29,00	2,30	18,00	16,50	18,80	-1,795	0,008	3,3
Маячное	261	Т	7,30	2,20	0,55	0,20	4,68	13,75	0,56	0,01	24,00	-4,40	11,50	10,50	13,50	-3,442	0,000	3,2
Маячное	160	Т	0,30	1,60	0,40	0,20	4,68	13,75	0,56	0,01	24,00	-4,40	10,86	10,50	14,50	-1,845	0,000	3,2
Чашкинское	193	Фм	0,90	2,30	0,58	0,41	5,20	1,48	0,85	0,01	272,00	-3,70	12,30	15,20	4,00	-2,570	0,000	3,8
Чашкинское	164	Фм	1,60	5,40	1,35	0,41	5,20	1,48	0,56	0,00	41,80	-4,00	12,23	15,20	25,00	-2,092	0,000	3,8
Маговское	105	Фм	8,50	14,30	3,58	0,31	13,00	0,97	2,30	0,01	73,00	-4,50	16,69	16,20	25,00	2,768	1,000	16,2
Маговское	110	Фм	2,20	12,60	3,15	0,31	13,00	0,97	0,32	0,00	10,90	-3,10	21,21	12,60	21,00	-0,171	0,537	10,4
Юрлукское	740	Фм	0,80	9,80	2,45	0,2	4,33	1,75	2,29	0,00	103,00	-3,10	13,05	12,60	7,00	-3,089	0,000	3,8
Юрлукское	857	Фм	2,00	16,00	4,00	0,2	4,33	1,75	0,56	0,00	96,70	-2,00	16,70	14,98	5,00	-1,895	0,016	4,0
Уньвинское	287	Фм	1,90	2,60	0,65	0,19	4,00	1,33	0,11	0,60	23,00	-1,30	14,69	14,17	1,80	-2,095	0,010	3,9
Уньвинское	357	Фм	4,60	2,40	0,60	0,19	6,00	1,33	5,68	30,20	1448,0	-4,10	14,95	14,17	16,50	1,979	1,000	16,2
Уньвинское	363	Фм	1,00	3,20	0,80	0,19	5,00	1,33	9,90	35,20	212,00	-0,50	14,64	14,17	3,50	-0,912	0,145	5,6
Уньвинское	425	Фм	2,50	1,40	0,35	0,19	9,00	1,33	0,21	4,30	95,00	-6,40	14,70	14,17	4,00	-0,134	0,620	11,5

Из данных таблицы 3.5.1 видно, что по показателю прогнозный прирост дебита нефти в первый год после мероприятия по РВП высокоперспективными ( $\Delta q_n > 10$  т/сут) являются скважины: № 148, 132 (Степановское месторождения), № 357, 425 (Уньвинское месторождение), № 105, 110 (Маговское месторождение). Перспективными ( $\Delta q_n > 6$  т/сут) являются скважины: № 717 (Гондыревское месторождение), № 3093 (Москудьинское месторождение), № 603 (Уньвинское месторождение).

Выбранные скважины нанесены на палетки для прогноза темпа падения дополнительной добычи (рисунки 3.5.1, 3.5.2). Затем по данным скважинам рассчитана прогнозная дополнительная добыча от мероприятия (таблица 3.5.2).

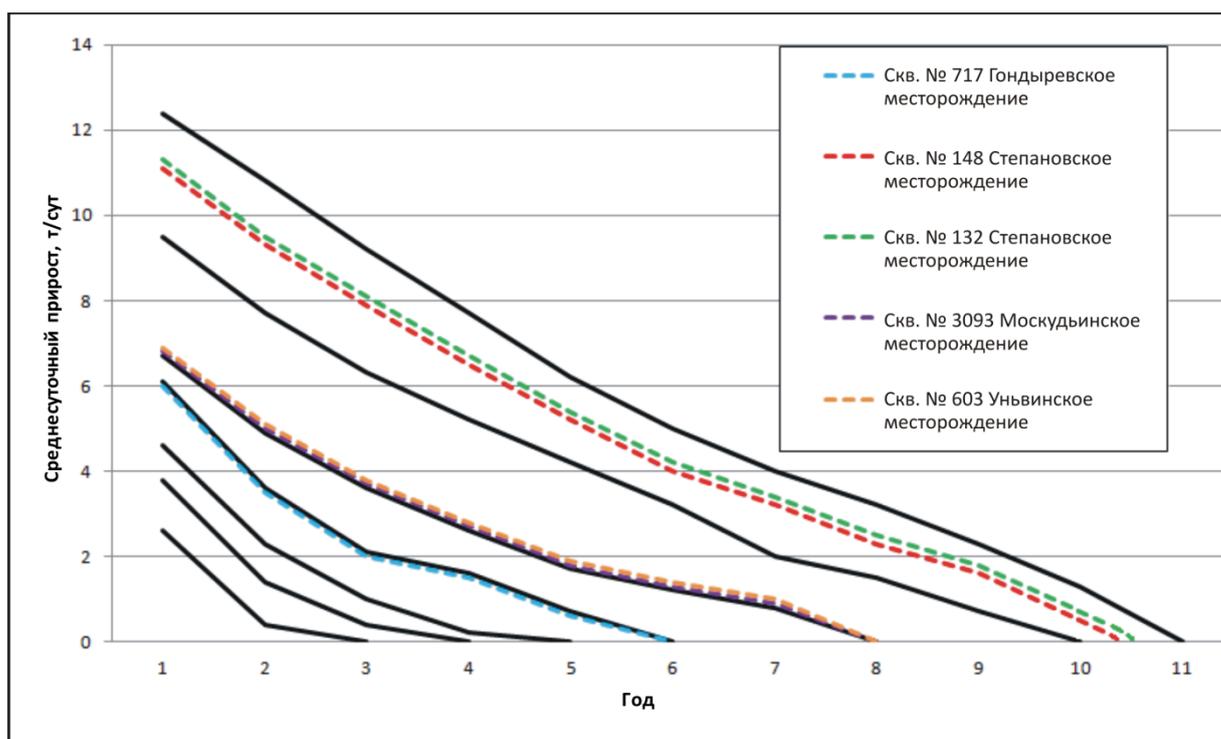


Рисунок 3.5.1 – Скважины-кандидаты, нанесенные на палетку. Пласт Бш

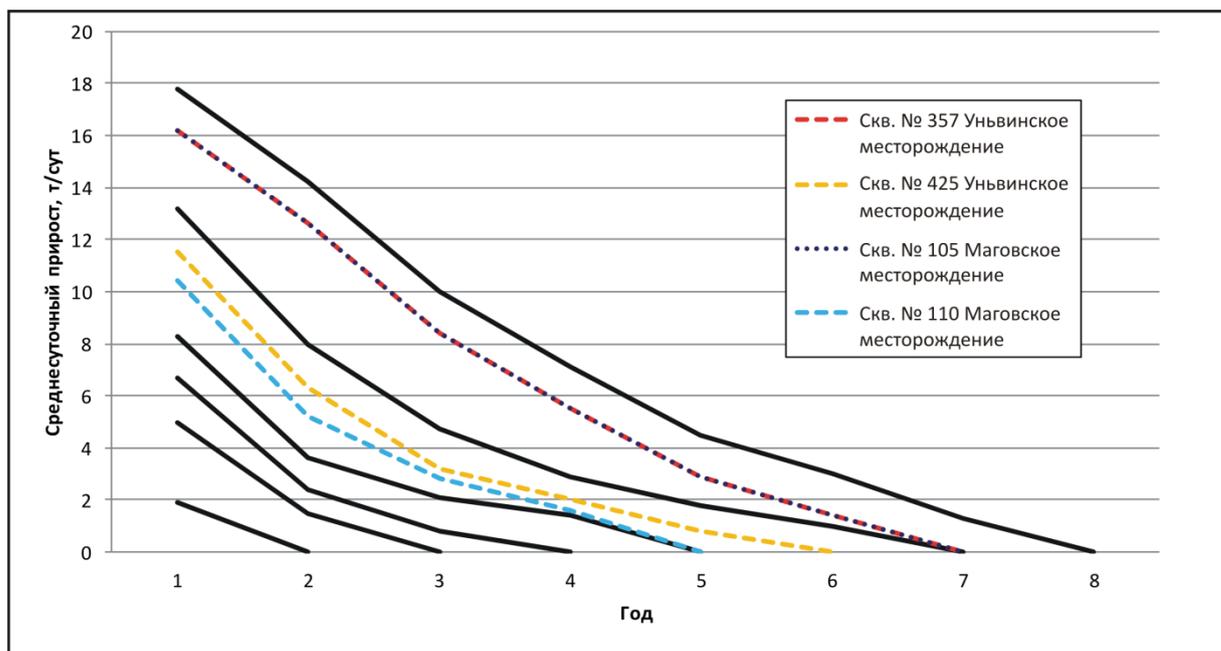


Рисунок 3.5.2 – Скважины-кандидаты, нанесенные на палетку. Пласт Фм

Таблица 3.5.2 – Расчет дополнительной добычи по скважинам-кандидатам

№ скв.	Год после РВП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Скв. № 717 Гондыревское месторождение	$q_{ср}$ , т/сут	6	3,5	2	1,5	0,6	0					
	$T_{эф}$ , сут	146	329	329	329	146	0					
	$Q_{доп}$ , т	876	1151,5	658	493,5	87,6	0					
	Доп. добыча суммарная, т	3266,6										
Скв. № 148 Степановское месторождение	$q_{ср}$ , т/сут	11,1	9,3	7,9	6,5	5,2	4	3,2	2,3	1,6	0,5	0
	$T_{эф}$ , сут	146	329	329	329	329	329	329	329	329	146	
	$Q_{доп}$ , т	1620,6	3059,7	2599,1	2138,5	1710,8	1316	1052,8	756,7	526,4	73	0
	Доп. добыча суммарная, т	14853,6										
Скв. № 132 Степановское месторождение	$q_{ср}$ , т/сут	11,3	9,5	8,1	6,7	5,4	4,2	3,4	2,5	1,8	0,7	0
	$T_{эф}$ , сут	146	329	329	329	329	329	329	329	329	146	0
	$Q_{доп}$ , т	1649,8	3125,5	2664,9	2204,3	1776,6	1381,8	1118,6	822,5	592,2	102,2	0
	Доп. добыча суммарная, т	15438,4										
Скв. № 3093 Москудыинское месторождение	$q_{ср}$ , т/сут	6,8	5	3,7	2,7	1,8	1,3	0,9	0			
	$T_{эф}$ , сут	146	329	329	329	329	329	146				
	$Q_{доп}$ , т	992,8	1645	1217,3	888,3	592,2	427,7	131,4	0			
	Доп. добыча суммарная, т	5894,7										

## Окончание табл. 3.5.2

Скв. № 603 Уньвинское месторождение	$q_{ср}$ , т/сут	6,9	5,1	3,8	2,8	1,9	1,4	1	0			
	$T_{эф}$ , сут	146	329	329	329	329	329	146	0			
	$Q_{доп}$ , т	1007,4	1677,9	1250,2	921,2	625,1	460,6	146	0			
	Доп. добыча суммарная, т	6088,4										
Скв. № 357 Уньвинское месторождение	$q_{ср}$ , т/сут	16,2	12,6	8,4	5,5	2,9	1,4	0				
	$T_{эф}$ , сут	146	329	329	329	329	146	0				
	$Q_{доп}$ , т	2365,2	4145,4	2763,6	1809,5	954,1	204,4	0				
	Доп. добыча суммарная, т	12242,2										
Скв. № 425 Уньвинское месторождение	$q_{ср}$ , т/сут	11,5	6,3	3,2	2	0,8	0					
	$T_{эф}$ , сут	146	329	329	329	146	0					
	$Q_{доп}$ , т	1679	2072,7	1052,8	658	116,8	0					
	Доп. добыча суммарная, т	5579,3										
Скв. № 105 Маговское месторождение	$q_{ср}$ , т/сут	16,2	12,6	8,4	5,5	2,9	1,4	0				
	$T_{эф}$ , сут	146	329	329	329	329	146	0				
	$Q_{доп}$ , т	2365,2	4145,4	2763,6	1809,5	954,1	204,4	0				
	Доп. добыча суммарная, т	12242,2										
Скв. № 110 Маговское месторождение	$q_{ср}$ , т/сут	10,4	5,2	2,8	1,6	0						
	$T_{эф}$ , сут	146	329	329	146	0						
	$Q_{доп}$ , т	1518,4	1710,8	921,2	233,6	0						
	Доп. добыча суммарная, т	4384										

Таким образом, при проведении расчета прогнозной дополнительной добычи от мероприятия можно сделать вывод, что наибольший прирост дополнительной добычи планируется для скважин № 148, 132 Степановского месторождения и для скважин № 357 (Уньвинское месторождение), № 105 (Маговское месторождение).

### Основные выводы по главе 3

1. Проанализирована динамика изменения прироста дебитов нефти по объектам. На основании анализа построены графики для оперативного прогноза прироста дополнительной добычи нефти, что позволяет оценить экономическую эффективность метода. Для залежей рифового типа пласта Фм эффект наиболее значителен в первый год, но имеет высокий темп падения и наименее продолжителен во времени (не более 8 лет). Для залежей пластов Бш и Т по фактическим данным время эффекта может достигать 11 лет.

2. Для объектов Фм, Т, Бш построены геолого-статистические модели для прогноза прироста дебита нефти после РВП в зависимости от комплекса геолого-технологических параметров.

3. Разработана методика оперативного прогноза эффективности технологии радиального вскрытия пласта на месторождениях Пермского края, которая позволяет оперативно определять прирост дебита нефти после РВП, снижение прироста дебита нефти во времени, дополнительную добычу нефти от мероприятия и продолжительность эффекта.

4. Проведена оценка применимости методики ЛДА для прогноза прироста дебита нефти после РВП. При анализе невязок между прогнозными и фактическими значениями выявлено, что основная часть скважин по всем объектам находится в диапазоне невязок от  $-2$  т/сут до  $+2$  т/сут.

5. Для скважин экзаменационной выборки отмечается повышение качества прогноза в сравнении со стандартной методикой

6. Проведен ретроспективный анализ для оценки сходимости графиков эффективности с фактическими значениями добычи нефти. В целом на рассмотренных месторождениях ретроспективный анализ показывает удовлетворительную сходимость между прогнозной и фактической динамикой прироста от технологии РВП.

7. Наиболее значимый вклад в точность оценки суммарной добычи вносит достоверность оценки прироста дебита нефти в первый год. В случаях, когда погрешность оценки  $\Delta q_n$  невелика, годовые отклонения от факта незначительны, а расчет дополнительной добычи достаточно точен.

8. На основе разработанной методики оперативного прогноза даны рекомендации по проведению РВП. Высокоперспективными ( $\Delta q_n > 10$  т/сут) являются скважины: № 148, 132 (Степановское месторождения), № 357, 425 (Уньвинское месторождение), № 105, 110 (Маговское месторождение). Перспективными ( $\Delta q_n > 6$  т/сут) являются скважины: № 717 (Гондыревское месторождение), № 3093 (Москудьинское месторождение), № 603 (Уньвинское месторождение).

## **ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ МЕТОДИКИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ РАДИАЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА**

Преимуществом разработанной методики оперативного прогноза является оперативность расчетов, учет комплекса геолого-технологических параметров, повышение прогнозной точности в сравнении с существующими методиками прогноза. Однако при прогнозе на долгосрочную перспективу экспресс-методика не учитывает взаимовлияние окружающих скважин, темпы обводнения, изменение пластового давления, геолого-технические мероприятия на других скважинах.

Основными методами прогноза эффективности технологии РВП для месторождений Пермского края на сегодняшний день являются: прогноз прироста дебита нефти через удельный коэффициент продуктивности [35] и гидродинамическое моделирование. При прогнозе эффективности на ГДМ, появляется возможность учитывать взаимовлияние всех скважин, темпы обводненности, снижение пластового давления и др. Поэтому для надежной оценки эффекта на долгосрочную перспективу необходимо учитывать результаты, полученные на ГДМ. Однако при расчете эффекта на ГДМ существуют неточности и неопределенности, частично раскрытые в разделе 1.4.

Основными недостатками моделирования РВП на ГДМ являются:

- длительное время расчета;
- необходимость адаптации ГГДМ, субъективность адаптации модели;
- изменение свойств пласта в процессе адаптации для настройки на фактические уровни добычи;
- радиальный канал вскрывает в модели лишь одну или две ячейки и характеризуется параметром скин-фактора и сообщаемости;
- необходимы значения прироста дебита жидкости для задания изменения режима работы скважины в модели.

В данном разделе рассмотрены основные вопросы при моделировании процесса радиального вскрытия пласта, а также предложена собственная методика для надежного комплексного моделирования процесса РВП.

#### **4.1. Вопросы моделирования процессов фильтрации**

Цифровизация все активнее развивается в нефтяной промышленности. Причиной этого развития являются условия, которые диктует современная нефтедобыча. Основными проблемами нефтяной сферы являются рост себестоимости нефти, рост доли трудноизвлекаемых запасов, снижение добычи нефти в связи с переходом основных месторождений на поздние стадии разработки, рациональное недропользование. Сегодня разработка месторождения неприемлема без моделирования процессов нефтедобычи на цифровых моделях. Решение об использовании трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей в качестве основы для проектирования разработки месторождений углеводородов было принято ЦКР «Роснедра» еще в 1998 г., однако прогнозные свойства проектных решений с тех пор существенно не улучшились [73]. В работе [74] описана технология создания трехмерных цифровых моделей месторождений нефти и газа, представлена функциональная схема технологии моделирования месторождений нефти и газа.

Фильтрация жидкости в пористой среде подчиняется закону Дарси [75–77]. Приток жидкости к скважине описывается законом Дюпюи [78]. При моделировании процессов фильтрации в анизотропной среде рассматриваются различные модели однофазной фильтрации, двухфазной фильтрации и многофазной фильтрации [78–81].

Процессы фильтрации аномальных нефтей (неньютоновских жидкостей) описываются при помощи моделей, учитывающих зависимость скорости фильтрации от градиента давления и от напряжений сдвига. В работе [82]

описан вывод уравнений фильтрации бингамовских жидкостей в нефтяном пласте. В работе [83] описывается математическое моделирование фильтрации неньютоновских жидкостей в слоисто-неоднородных пластах. На основании полученных моделей разработан программный комплекс, позволяющий подбирать скважины-кандидаты для проведения геолого-технологических мероприятий по уникальным разработанным в работе алгоритмам.

Законы фильтрации и математические модели учитываются в современных гидродинамических симуляторах, таких как Tempest, Eclipse, tNavigator и другие [84–87]. Симуляторы позволяют воспроизводить динамику разработки месторождений нефти и газа, а также прогнозировать различные варианты разработки, учитывая различные геолого-технические мероприятия [87–90]. Тем не менее в работах [86, 91] отмечаются недостатки существующего подхода к гидродинамическому моделированию, говорится о низкой точности прогнозных расчетов, об упрощении как геологических, так и гидродинамических моделей, что приводит к высокой погрешности результатов расчетов показателей разработки.

Методы машинного обучения постепенно начинают внедряться в процессы геолого-гидродинамического моделирования. Однако на сегодняшний день эти методы направлены в основном на адаптацию геолого-гидродинамических моделей на историю разработки [92–95]. В исследованиях [96–98] предлагается использование методов машинного обучения для прогноза свойств коллекторов, отмечается повышение достоверностей моделей. Использование моделей машинного обучения для повышения достоверности моделирования геолого-технических мероприятий на геолого-гидродинамических моделях также является перспективным направлением.

## 4.2. Способы и особенности моделирования технологий гидромониторного вскрытия

При моделировании процесса радиального вскрытия в современных гидродинамических симуляторах существуют проблемы и неопределенности. В процессе адаптации геолого-гидродинамических моделей, происходит корректировка свойств пласта для настройки динамики добычи флюида, что закладывает ошибку в дальнейшее моделирование РВП. Радиальному каналу длиной 100 м в модели будут соответствовать одна или две ячейки. Причем даже эту ячейку модели, возможно, охарактеризовать только субъективным в количественном выражении параметром сообщаемости канала с пластом ( $\phi$ ) и параметром скин-фактора ( $S$ ). Величина  $\phi$  принимается субъективно, исходя из необходимого дебита жидкости после ГТМ, а значение скин-фактора указывается по результатам ГДИ, которые есть не для всех скважин. Величина погрешности при таком расчете достаточно велика [10]. В работе [99] представлен пример численного моделирования с учетом технологических особенностей создания радиального канала. В исследовании [100] построена модель для расчета максимальной длины канала в горно-геологических условиях, позволяющая учитывать падение давления циркуляции в процессе разрушения горной породы. В работе [101] проведены испытания по гидромониторному разрушению горных пород в поверхностных условиях, для контроля разрушения использовался акустический мониторинг. В результате построены модели распределения акустических волн по времени, что позволило оценить длину и направление канала. В статье [102] рассмотрен вопрос влияния пластового давления на процесс гидромониторного разрушения. Смоделированы условия давлений на больших глубинах  $> 4500$  м,  $> 6000$  м, в результате исследований выявлено, что давление, создаваемое при разрушении, не изменяется до определенного критического пластового давления. В работе [103]

представлена модель для расчета движения гидромониторной насадки в процессе разрушения горной породы.

Таким образом, исходя из анализа современных исследований, видно, что существуют либо гидродинамические модели, учитывающие только геолого-физические характеристики пласта, либо модели, позволяющие оценить технологические параметры при гидромониторном разрушении.

При моделировании процесса гидромониторного разрушения наибольший интерес представляет изменение фильтрации пластовой жидкости при создании высокопроницаемого канала, другими словами, изменение дебита жидкости при использовании данной технологии. Как сказано выше, подобные функции не реализованы в гидродинамических симуляторах или реализованы очень скудно. Предлагается дополнить процесс гидродинамического моделирования многомерными моделями, которые позволят учитывать множество параметров, характеризующих пласт, а также технологические особенности.

#### **4.3. Разработка методики комплексного моделирования технологии радиального вскрытия пласта**

При моделировании процесса радиального вскрытия пласта, как писалось выше, в современных гидродинамических симуляторах существуют проблемы и неопределенности. При задании режима работы скважины необходимо указывать величину изменения дебита жидкости после ГТМ. Как правило, она указывается исходя из удельного коэффициента продуктивности [39]. Однако погрешность таких расчетов велика уже на стадии занесения прироста дебита жидкости в симулятор. Для повышения точности прогноза предложена комплексная методика прогноза и моделирования процесса радиального вскрытия пласта. Для прогноза предлагается комплексирование геолого-статистических моделей с гидродинамическим симулятором, что позволит учитывать как геолого-физические параметры, так и технологические [104–105].

Методика включает в себя следующие этапы [104]:

*Этап 1. Прогноз прироста дебита жидкости после РВП.*

Прогноз прироста дебита жидкости по геолого-статистическим моделям на основании комплекса геолого-технологических параметров. Необходимым параметром для запуска гидродинамического расчета является изменение режима работы скважины после ГТМ – изменение дебита жидкости.

Для повышения точности прогноза изменения дебита жидкости после РВП, построены геолого-статистические модели для оценки данной величины. Для этого по методике ЛДА (описанной выше) построены многомерные модели для оценки прироста дебита жидкости.

Для построения модели по объекту Фм статистическая выборка разделена на две примерно равные части. В данном случае использовалась величина относительного прироста  $q_{ж}$  на скважины с  $\Delta q_{ж}$  более шести раз и менее.

В результате получена следующая ЛДФ, разделяющая объекты по величине относительного прироста жидкости  $\Delta q_{ж}$  (14):

$$Z = -0,55 \cdot q_{ж} - 0,102 \cdot K_{\text{расч.гис}} + 0,65 \cdot K_{п} + 0,08 \cdot \varepsilon_{\text{узп}} + 0,14 \cdot P_{\text{пл}} - 5,56 \quad (14)$$

при  $R^2 = 0,78$ .

В таблице 4.3.1 представлена оценка степени влияния параметров, приведенных к единым стандартизованным коэффициентам.

Таблица 4.3.1 – Оценка степени влияния параметров в ЛДФ. Пласт Фм

Параметр	Стандартизованный коэффициент
$q_{ж}$	-1,38
$K_{\text{расч.гис}}$	-1,178
$K_{п}$	0,78
$\varepsilon_{\text{узп}}$	0,87
$P_{\text{пл}}$	0,50

На результат классификации ЛДФ в порядке убывания наибольшее влияние оказывают дебит жидкости до РВП, расчлененность, пористость, гидропроводность УЗП, пластовое давление.

Модель информативна при диапазоне геолого-технологических показателей, представленных в таблице 4.3.2.

Таблица 4.3.2 – Диапазоны изменения геолого-технологических параметров объектов с радиальным вскрытием пласта. Пласт Фм

Параметр	Диапазон изменения параметров
$q_{ж}$ , т/сут	0,2–12,4
$K_{расч.гис}$ , ед.	5–41
$K_{п}$ , %	8–12
$\varepsilon_{узп}$ , мкм <sup>2</sup> ·см/(МПа·с)	0,18–34,8
$P_{пл}$ , МПа	4,13–20,76

Необходимо отметить, что знаки (плюс/минус) в коэффициентах при показателях ЛДФ не противоречат их физическому смыслу. Большие емкостных характеристики коллектора ( $K_{п}$ ), гидропроводность УЗП, энергетика пласта ( $P_{пл}$ ), а также более низкие дебиты жидкости до РВП и расчлененности коллектора повышают оценку  $Z$ .

В целом при применении метода ЛДА верно распознаются 10 из 12 объектов (83 %) с относительным приростом ниже, чем в шесть раз и 11 из 12 (92 %) с приростом выше шести раз.

В дальнейшем осуществляется переход к вероятностным оценкам прироста дебита нефти от РВП, построены зависимости вероятности получения положительного технологического эффекта от расчетных характеристик  $Z$ . Критерий  $Z$  в ЛДФ состоит в том, что с его ростом увеличивается вероятность  $P(Z)$  отнесения объекта к классу более

эффективных ГТМ ( $\Delta q_n > 6$  раз). Зависимость  $P(Z) = f(Z)$  представлена на рисунке 4.3.1.

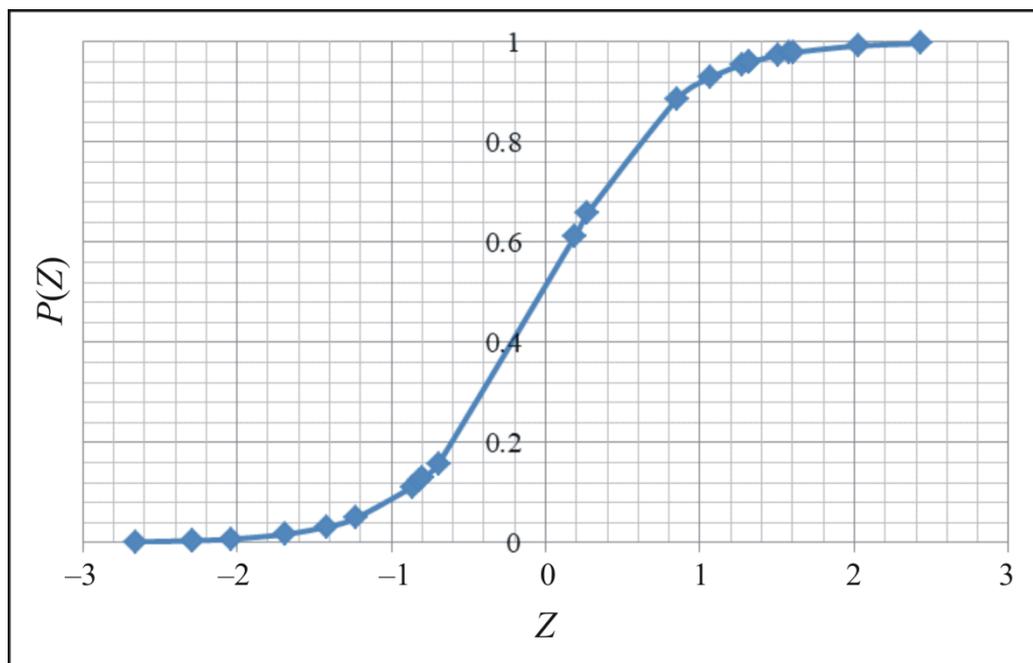


Рисунок 4.3.1 – Вероятностная оценка отнесения мероприятия к эффективным по приросту жидкости от показателя  $Z$ . Пласт Фм

Проведена аппроксимация зависимости для автоматизации расчетов и интеграции зависимости в гидродинамический симулятор (14):

$$P(Z) = -0,037 \cdot (Z)^3 - 0,002 \cdot (Z)^2 + 0,42 \cdot Z + 0,497 \quad (14)$$

при  $R^2 = 0,99$ .

В таблице 4.3.3 для обучающей выборки приведены сравнительные характеристики фактических приростов дебита первого года в различных диапазонах полученных вероятностных оценок  $P(Z)$ .

Прирост дебита жидкости можно определить, аппроксимируя данную зависимость линейей тренда, соответствующей формуле (15):

$$\Delta q_{ж} = 2,1019 e^{2,2801x} \quad (\text{при } R^2 = 0,85), \quad (15)$$

где  $x$  – это величина  $P(Z)$ .

Таблица 4.3.3 – Распределение объектов по вероятностям  $P(Z)$ . Пласт ФМ

Интервал $P(Z)$	Кол-во объектов	Средний относит прирост, ед.
Менее 0,02	5	3,5
0,02–0,12	4	4,4
0,12–0,15	3	5
0,15–0,65	3	16,0
0,65–0,92	3	17,5
0,95–0,97	4	24
0,97–1	5	25

Для построения модели по объекту Т статистическая выборка разделена на две примерно равные части. В данном случае для деления использовалась величина относительного прироста  $q_{ж}$  на скважины с  $\Delta q_{ж}$  более четырех раз и менее.

В результате получена следующая ЛДФ, разделяющая объекты по величине относительного прироста жидкости  $\Delta q_{ж}$  (16):

$$Z = -0,39 \cdot q_{ж} + 0,27 \cdot P_{пл} - 0,102 \cdot h_{нн.гис} + 0,26 \cdot K_{п} + 0,069 \cdot S - 6,48 \quad (16)$$

при  $R^2 = 0,79$ .

В таблице 4.3.4 представлена оценка степени влияния параметров, приведенных к единым стандартизованным коэффициентам.

Таблица 4.3.4 – Оценка степени влияния параметров в ЛДФ. Пласт Т

Параметр	Стандартизованный коэффициент
$q_{ж}$	-0,98
$P_{пл}$	0,69
$h_{нн}$	0,51
$K_{п}$	0,45
$S$	0,25

На результат классификации ЛДФ в порядке убывания наибольшее влияние оказывают дебит жидкости до РВП, пластовое давление нефтенасыщенная толщина, пористость, скин-фактор.

Модель информативна при диапазоне геолого-технологических показателей, представленных в таблице 4.3.5.

Таблица 4.3.5 – Диапазоны изменения геолого-технологических параметров объектов с радиальным вскрытием пласта. Пласт Т

Параметр	Диапазон изменения параметров
$q_{ж}, \text{м}^3/\text{сут}$	0–16,8
$P_{пл}, \text{МПа}$	5,48–17,38
$h_{нн.гис.}, \text{м}$	3–14,6
$K_{п}, \%$	10,86–16,8
$S, \text{ед.}$	–5,8–10,6

Необходимо отметить, что знаки (плюс/минус) в коэффициентах при показателях ЛДФ не противоречат их физическому смыслу. Большие энергетика пласта ( $P_{пл}$ ), емкостные характеристики коллектора ( $K_{п}$ ), нефтенасыщенные толщины, скин-фактор (загрязненность ПЗП) а также более низкие дебиты жидкости до РВП (относительный прирост в таких случаях больше) повышают оценку  $Z$ .

В целом при применении метода ЛДА верно распознаются 28 из 33 объектов (85 %) с относительным приростом ниже чем в четыре раза и 31 из 32 (97 %) с приростом выше чем в четыре раза. Зависимость  $P(Z) = f(Z)$  представлена на рисунке 4.3.2.

В таблице 4.3.6 для обучающей выборки приведены сравнительные характеристики фактических приростов дебита первого года в различных диапазонах полученных вероятностных оценок  $P(Z)$ .

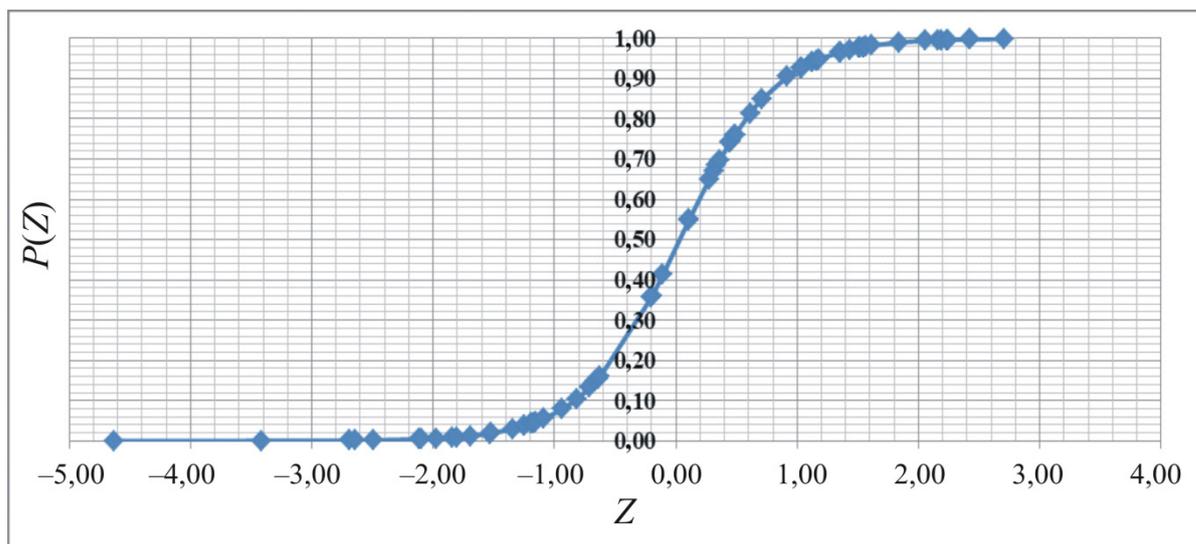


Рисунок 4.3.2 – Вероятностная оценка отнесения мероприятия к эффективным по приросту жидкости от показателя  $Z$ . Пласт Т

Таблица 4.3.6 – Распределение объектов по вероятностям  $P(Z)$ . Пласт Т

Интервал $P(Z)$	Кол-во объектов	Средний относит прирост, ед.
Менее 0,012	11	2,5
0,012–0,12	11	2,7
0,12–0,16	4	3,3
0,16–0,65	5	4,2
0,65–0,8	9	5
0,8–0,92	5	5,6
0,92–0,97	5	6,2
0,97–0,99	7	13
0,99–1	8	25

Проведена аппроксимация зависимости для автоматизации расчетов и интеграции зависимости в гидродинамический симулятор (17):

$$P(Z) = -0,015 \cdot (Z)^3 - 0,012 \cdot (Z)^2 + 0,34 \cdot Z + 0,5258 \quad (17)$$

при  $R^2 = 0,95$ .

Прирост дебита жидкости можно определить, аппроксимируя данную зависимость линиями тренда, соответствующими формулам (18)–(19):

$$\Delta q_n = 3,41 \cdot x + 2,6 \text{ (при } R^2 = 0,99), \quad (18)$$

где  $x$  – это величина  $P(Z)$ , используя зависимость при  $P(Z) < 0,9$

$$\Delta q_n = 420,55 \cdot x - 395,96 \text{ (при } R^2 = 0,92), \quad (19)$$

где  $x$  – это величина  $P(Z)$ , используя зависимость при  $P(Z) > 0,9$ .

Для построения модели по объекту Бш статистическая выборка разделена на две примерно равные части, на скважины с  $\Delta q_n$  более и менее  $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

В результате получена следующая ЛДФ, разделяющая объекты по  $\Delta q_{ж}$  (20):

$$Z = 0,12 \cdot h_n + 7,96 \cdot K_{\text{песч}} + 0,33 \cdot P_3 + 0,07 \cdot \mu_n + 0,16 \cdot \varepsilon_{\text{узп}} + 0,03 \cdot W + 0,012 \cdot S - 6,08 \quad (20)$$

при  $R^2 = 0,71$ .

В таблице 4.3.7 представлена оценка степени влияния параметров, приведенных к единым стандартизованным коэффициентам.

Таблица 4.3.7 – Оценка степени влияния параметров в ЛДФ. Пласт Бш

Параметр	Стандартизованный коэффициент
$h_n$	0,33
$K_{\text{песч}}$	0,46
$P_3$	0,72
$\mu$	0,63
$\varepsilon_{\text{узп}}$	0,4
$W$	0,389
$S$	0,35

На результат классификации ЛДФ в порядке убывания наибольшее влияние оказывают нефтенасыщенная толщина, песчанистость, забойное давление, вязкость нефти, гидропроводность УЗП, обводненность и скин-фактор.

Модель информативна при диапазоне геолого-технологических показателей, представленных в таблице 4.3.8.

Таблица 4.3.8 – Диапазоны изменения геолого-технологических параметров объектов с радиальным вскрытием пласта. Пласт Бш

Параметр	Диапазон изменения параметров
$h_n$ , м	0,66–15,4
$K_{\text{песч}}$ , д.ед.	0,18–0,6
$P_3$ , МПа	1,05–11,92
Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu$ , мПа·с	1,02–34,68
$\varepsilon_{\text{узп}}$ , мкм <sup>2</sup> ·см/(мПа·с)	2,3–1454
$W$ , %	0,10–16,20
Скин-фактор скважины $S$	–5,9–11,7

Необходимо отметить, что знаки (плюс/минус) в коэффициентах при показателях ЛДФ не противоречат их физическому смыслу. Так, повышение толщин пласта, увеличенная доля в пласте коллекторов ( $K_{\text{песч}}$ ) в связи с большими емкостными характеристиками коллектора, большой энергетический потенциал ( $P_3$ ) повышают оценку  $Z$ . При повышенной вязкости существует большая вероятность образования застойных зон, которые вовлекаются в разработку радиальными каналами. Большой прирост жидкости характерен в условиях повышенной обводненности, за счет большей подвижности флюида. По состоянию ПЗП можно отметить, что чем выше ухудшение ее фильтрационных свойств, тем больший эффект наблюдается при бурении дополнительных радиальных каналов.

В целом при применении метода ЛДА верно распознаются 31 из 33 объектов (94 %) с приростом ниже 10 м<sup>3</sup>/сут и 30 из 35 (86 %) с приростом выше 10 м<sup>3</sup>/сут.

В дальнейшем осуществляется переход к вероятностным оценкам прироста дебита нефти от РВП, построены зависимости вероятности

получения положительного технологического эффекта от расчетных характеристик  $Z$ . Критерий  $Z$  в ЛДФ состоит в том, что с его ростом увеличивается вероятность  $P(Z)$  отнесения объекта к классу более эффективных ГТМ ( $\Delta q_n > 7$  т/сут). Зависимость  $P(Z) = f(Z)$  представлена на рисунке 4.3.3.

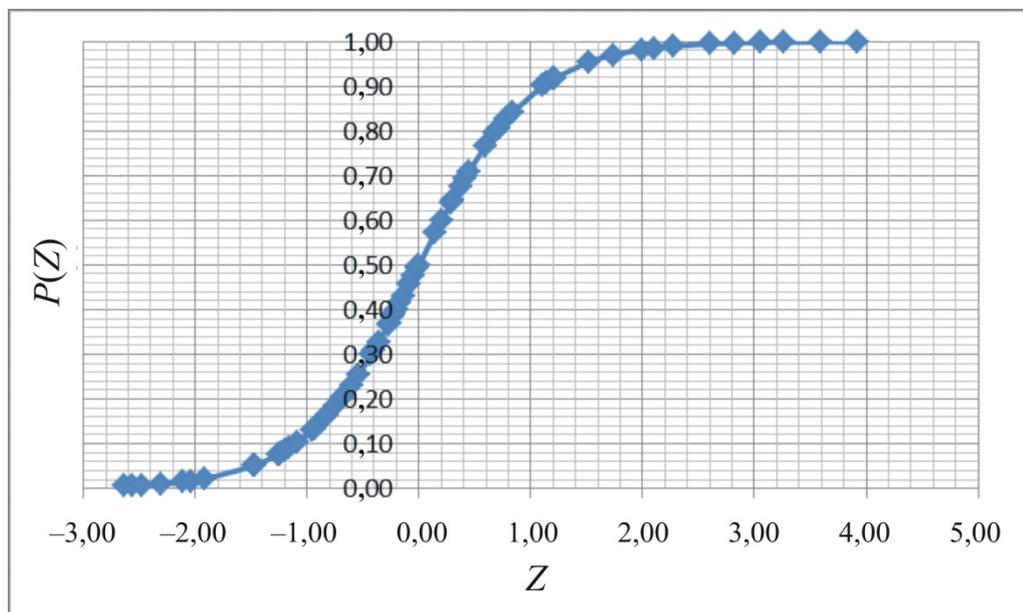


Рисунок 4.3.3 – Вероятностная оценка отнесения мероприятия к эффективным по приросту жидкости от показателя  $Z$ . Пласт Бш

Проведена аппроксимация зависимости для автоматизации расчетов и интеграции зависимости в гидродинамический симулятор (21):

$$P(Z) = -0,019 \cdot (Z)^3 + 0,01 \cdot (Z)^2 + 0,348 \cdot Z + 0,480 \quad (21)$$

при  $R^2 = 0,98$ .

В таблице 4.3.9 для обучающей выборки приведены сравнительные характеристики фактических приростов жидкости в различных диапазонах полученных вероятностных оценок  $P(Z)$ .

Прирост дебита первого года можно определить, аппроксимируя данную зависимость линией тренда, соответствующей формуле (22):

$$\Delta q_{ж} = 75,11 \cdot x^3 - 100,64 \cdot x^2 + 44,395 \cdot x + 4,34 \quad (\text{при } R^2 = 0,89), \quad (22)$$

где  $x$  – это величина  $P(Z)$ .

Таблица 4.3.9 – Распределение объектов по вероятностям  $P(Z)$ . Пласт БШ

Интервал $P(Z)$	Кол-во объектов	Средний прирост, м <sup>3</sup> /сут
Менее 0,02	6	5
0,02–0,08	6	6,8
0,08–0,16	6	8,3
0,16–0,25	6	9,2
0,25–0,38	6	10
0,38–0,46	7	10,8
0,46–0,64	7	11,7
0,64–0,8	6	13,6
0,8–0,95	8	14,5
0,95–0,98	5	17,7
0,99–1	6	27,5

*Этап 2. Комплексование геолого-статистических моделей с гидродинамическим симулятором.*

На следующем этапе полученные геолого-статистические модели заносятся в гидродинамический симулятор. Комбинация статистического и математического способов прогноза позволяет значительно повысить прогнозную надежность эффектов от геолого-технических мероприятий. В рамках проведенного исследования разработан скрипт, позволяющий в автоматическом режиме рассчитывать эффекты от радиального вскрытия пласта, что значительно сокращает временные затраты.

В процессе прогноза эффективности ГТМ важно оценивать потенциал дополнительной добычи. При использовании только статистических моделей не учитываются изменения физических и барических условий пласта в прогнозный период, что не позволяет производить оценку добычи на долгосрочную перспективу. Статистические модели способны прогнозировать только для текущих условий и для одной скважины, без учета взаимовлияния и интерференции. Однако с помощью геолого-

статистических моделей появляется возможность учета технологических параметров, что невозможно сделать в ГДМ.

Комплексирование статистических моделей и гидродинамического моделирования открывает возможности планирования ГТМ в долгосрочной перспективе, то есть с учетом изменения условий пласта в процессе разработки. Помимо этого подход комплексирования позволяет учесть геологическое строение залежи, а именно изменчивость свойств в объеме пласта, и темпы обводнения скважин после мероприятия, в зависимости от гидродинамической связанности коллектора и скорости продвижения фронта вытеснения нефти водой [104].

Основным параметром является изменение дебита жидкости после РВП, параметры скин-фактора и сообщаемости указываются по умолчанию (0, 1 соответственно). Также в симулятор заносятся траектории, длина и диаметр радиальных каналов. На примере симулятора Tempest More 8.3 показано задание начальных условий для моделирования РВП (рисунок 4.3.4).

Пример визуализации радиальных каналов в ГДМ представлен на рисунке 4.3.5.

Для интеграции многомерной статистической модели расчета дебита жидкости, полученной с помощью линейного дискриминантного анализа, разработан скрипт на языке Python, позволяющий учитывать полученные зависимости в гидродинамическом симуляторе Tempest More компании Roxar.

Скрипт учитывает статические показатели (толщина, расчлененность, песчанность, пористость, проницаемость, свойства флюида и т.д.), занесенные в табличном виде в симулятор, и динамические показатели работы скважины, считываемые скриптом в момент прогноза с гидродинамической модели (пластовое и забойное давление, текущий дебит жидкости, обводненность). В результате это позволяет получить прогноз прироста дебита жидкости от мероприятия в любой момент времени, а затем производить оценку технологической эффективности мероприятия на долгосрочную перспективу [104].

**1. Определение координат каналов**

```

765:1
186376.39 364047 2062.346 0
186476.39 364047 2062.346 100/
765:2
186376.39 364047 2062.346 0
186276.39 364047 2062.346 100/
765:3
186376.39 364047 2062.346 0
186376.39 364147 2062.346 100/
765:4
186376.39 364047 2062.346 0
186376.39 363947 2062.346 100/

```

4 канала по 100 м

Координаты X, Y, Z  
основного и  
подключаемого стволов

Основной ствол

Подключаемый  
ствол

**2. В файле EVENTS указывается дата проведения события, и  
изменяется дебит (эффект от ГТМ)**

```

№сква/ дата события/ тип скв./ Qж/ ограничение Pзаб/ Коэф.экспл скв
765 1/JUL/2018 PROD LPT 10.7 ВНРТ 10.0 WEFA 0.95
№сква/ дата события/ перф.слоев/ Dскв/S сообщаемость
765 1/JUL/2018 PERF 2 11 0.146 -1.3 1 zone/
№сква/ дата РБ/ длина канала/ Dкан./ S/ сообщаемость/ функция для задания РБ/ №ствола
765 01/JAN/2025 perf 0 100 0.001 0 1 BRANCH 1 /
765 01/JAN/2025 perf 0 100 0.001 0 1 BRANCH 2 /
765 01/JAN/2025 perf 0 100 0.001 0 1 BRANCH 3 /
765 01/JAN/2025 perf 0 100 0.001 0 1 BRANCH 4 /
№сква/ дата события/ тип скв./ Qж/ ограничение Pзаб/ Коэф.экспл скв
765 01/JAN/2025 PROD LPT 20.7 ВНРТ 10.0 WEFA 0.95

```

Исходный режим работы

Исходная перфорация

Подключение  
радиальных  
каналов

Изменение режима  
работы скважины

Занесение величины  
изменения qж

Рисунок 4.3.4 – Задание начальных условий для моделирования РВП на ГДМ  
(Tempest More 8.3)

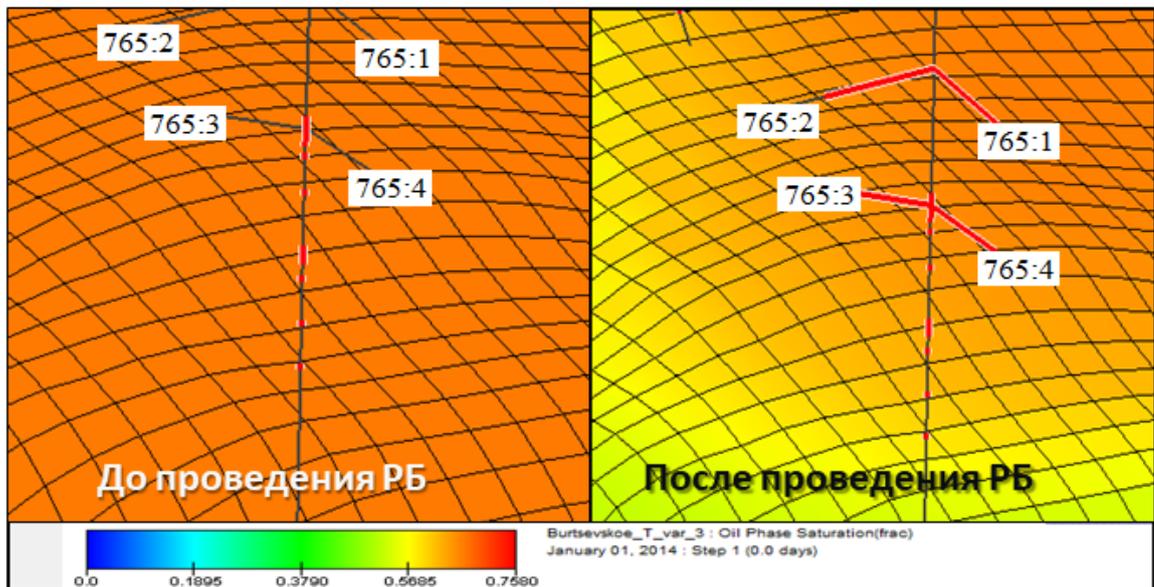


Рисунок 4.3.5 – Пример визуализации радиальных каналов в ГДМ  
(Tempest More 8.3)

Таким образом, при использовании ЛДА алгоритм прогноза дополнительной добычи можно изложить следующим образом:

1. Определение скважины-кандидата и даты проведения мероприятия.
2. Ввод в гидродинамический симулятор статических параметров по скважине (толщина, расчлененность, пористость и т.д.) в табличном виде.
3. Запуск расчета ГДМ.
4. Определение динамических параметров скважины (текущее пластовое давление, текущий дебит жидкости) на дату проведения мероприятия в автоматическом режиме с помощью скрипта.
5. Расчет прироста дебита жидкости от ГТМ по заранее полученным зависимостям ЛДА в автоматическом режиме с помощью скрипта.
6. Расчет дальнейшей динамики технологических показателей скважины в ГДМ и определение дополнительной добычи нефти.

В результате с помощью комплексирования модели ЛДА и геолого-гидродинамического моделирования возможен расчет приростов дебита жидкости и нефти от ГТМ в автоматическом режиме. Также необходимо отметить, что геолого-гидродинамическое моделирование позволяет произвести оценку дополнительной добычи нефти от ГТМ, динамику пластового давления и темпов обводнения после ГТМ, интерференцию скважин (рисунки 4.3.6, 4.3.7).

*Этап 3. Оценка прироста дебита жидкости и нефти, динамики обводненности, изменения пластового давления, а также дополнительной добычи нефти от мероприятий.*

На следующем этапе оцениваются: эффективность проведения РВП, прирост дебита нефти и жидкости по годам, динамика обводненности, изменение пластового давления. Пример результатов расчета в сравнении варианта без РВП (вариант 1) и с РВП (вариант 2) представлен на рисунках 4.3.8–4.3.11.

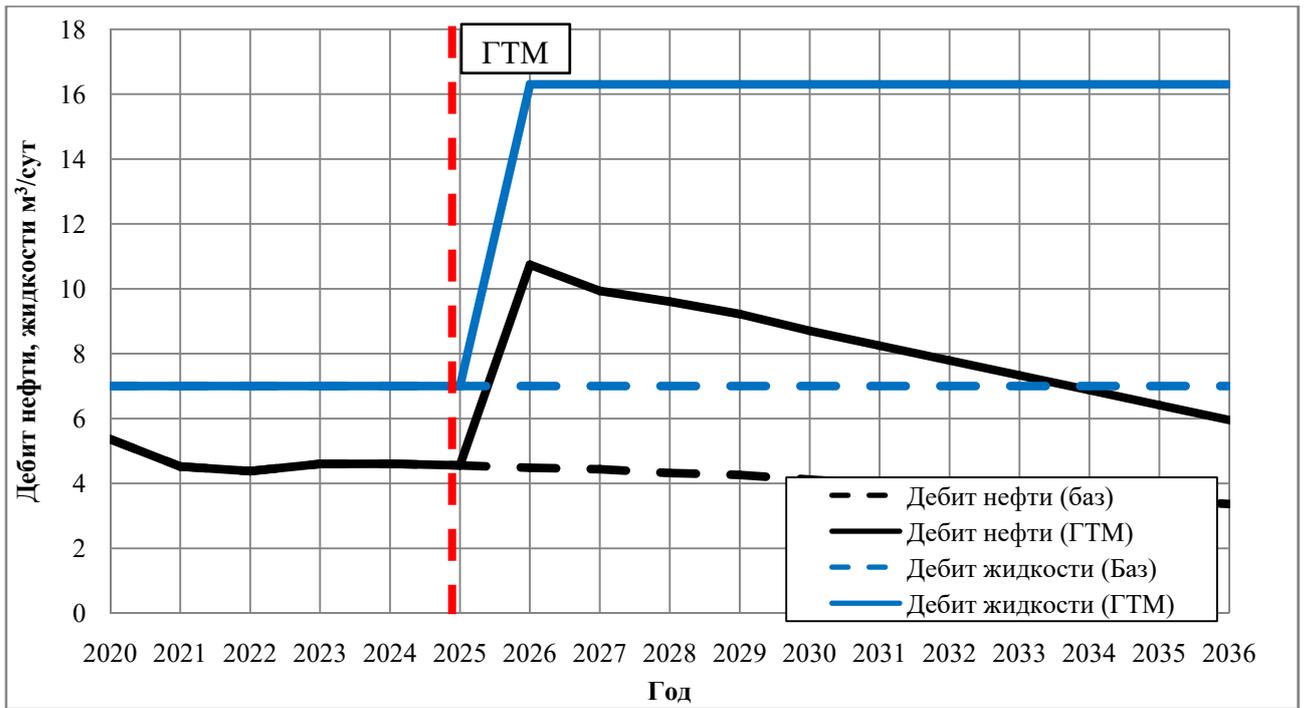


Рисунок 4.3.6 – Оценка эффекта от ГТМ с использованием предложенной методики

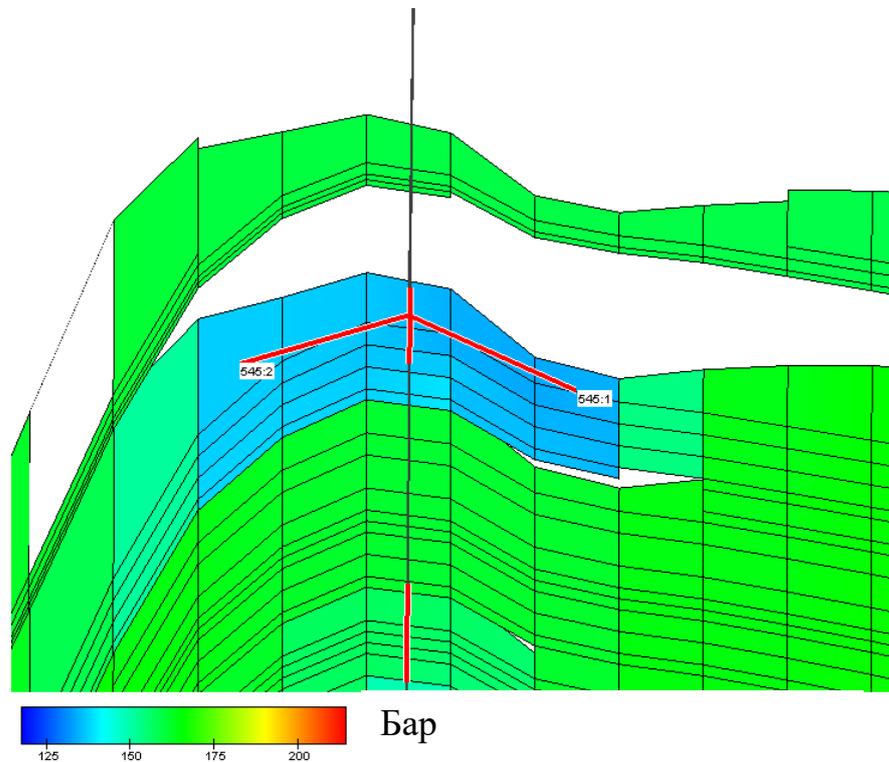


Рисунок 4.3.7 – Оценка изменения пластового давления после ГТМ

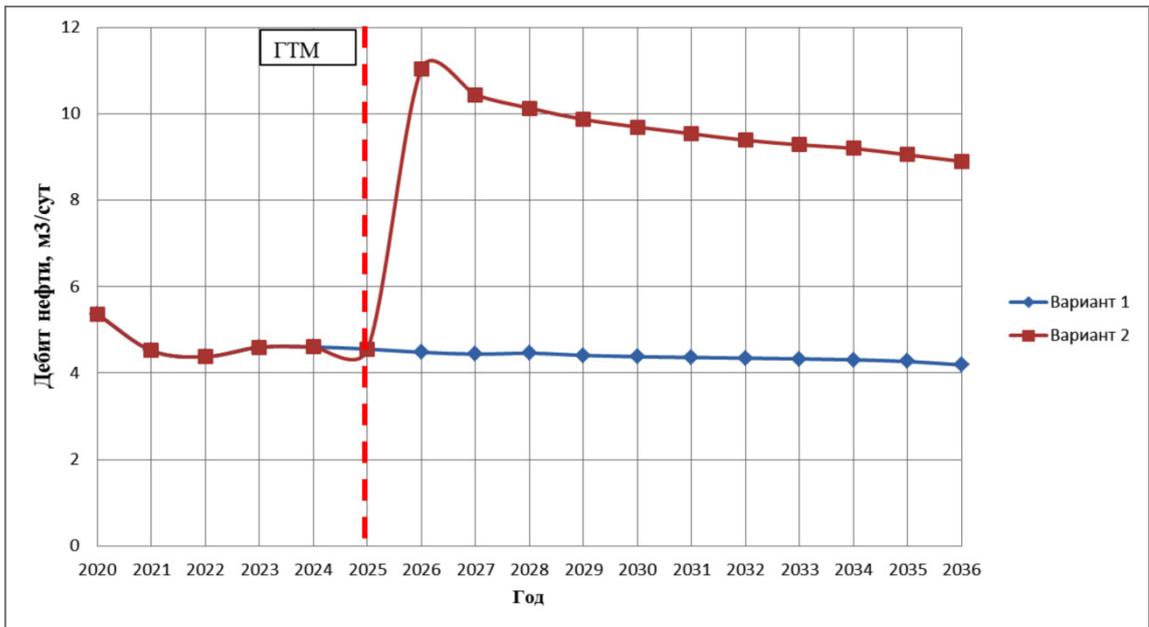


Рисунок 4.3.8 – Оценка прироста дебита нефти по годам

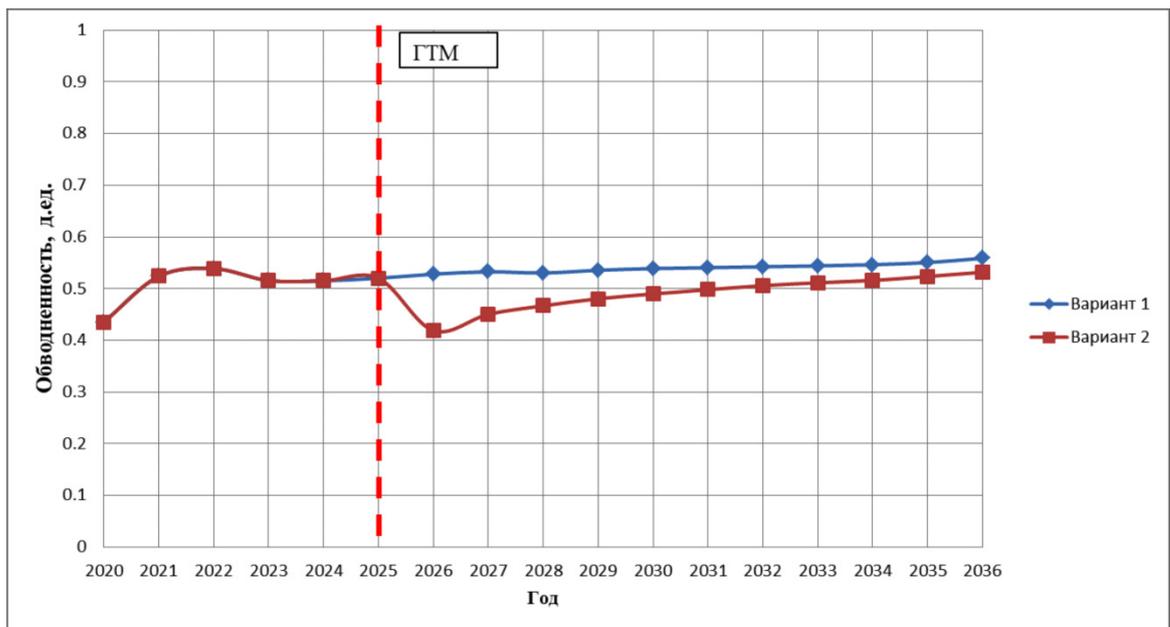


Рисунок 4.3.9 – Динамики обводненности после проведения РВП

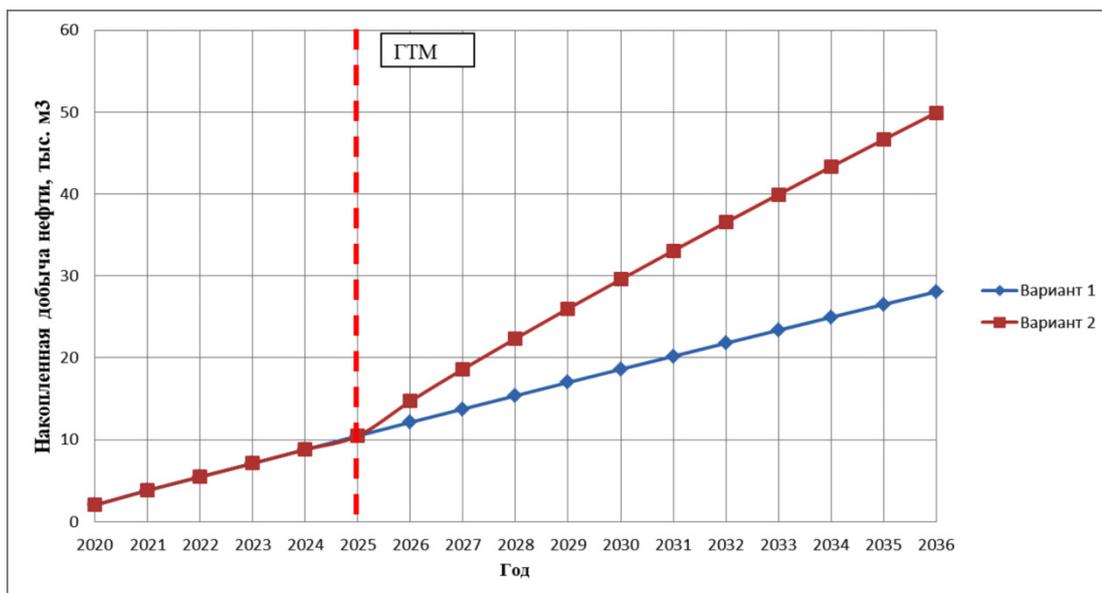


Рисунок 4.3.10 – Оценка общей дополнительной добычи от РВП (до 2036 г.)

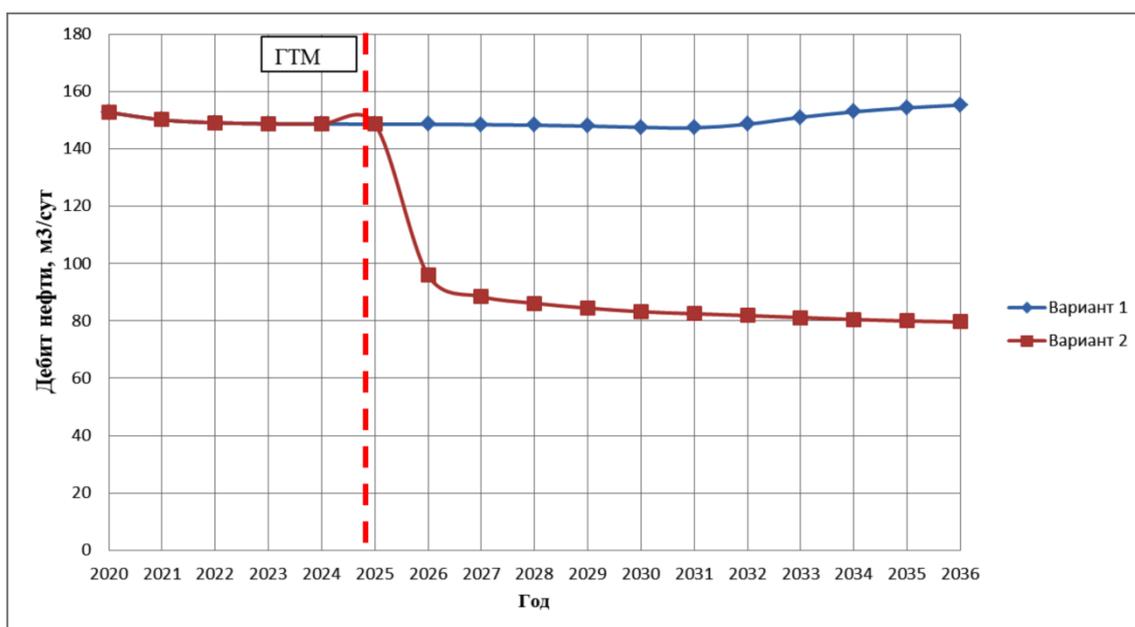


Рисунок 4.3.11 – Оценка динамики пластового давления после применения РВП (до 2036 г.)

В ходе реализации методики возможен прогноз: общей дополнительной добычи, прироста дебита нефти по годам, продолжительности эффекта, изменения динамики обводненности и пластового давления при учете взаимовлияния всех скважин и комплексного влияния геолого-технологических параметров.

#### 4.4. Проверка достоверности разработанной методики

При проверке методики на объектах Бш (рисунок 4.4.1), отмечается повышение прогнозной надежности уже на стадии прогноза прироста дебита жидкости. При стандартной методике прогноза дебита жидкости после ГТМ уже на начальной стадии закладывается большая ошибка. Важно отметить, что по стандартной методике прогнозный дебит после ГТМ не превышает  $25 \text{ м}^3/\text{сут}$ , основное облако прогнозных значений лежит в интервале от 5 до  $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ . То есть при прогнозе искусственно занижается эффект, ввиду чего возможна недооценка потенциала скважины и отказ от ГТМ.

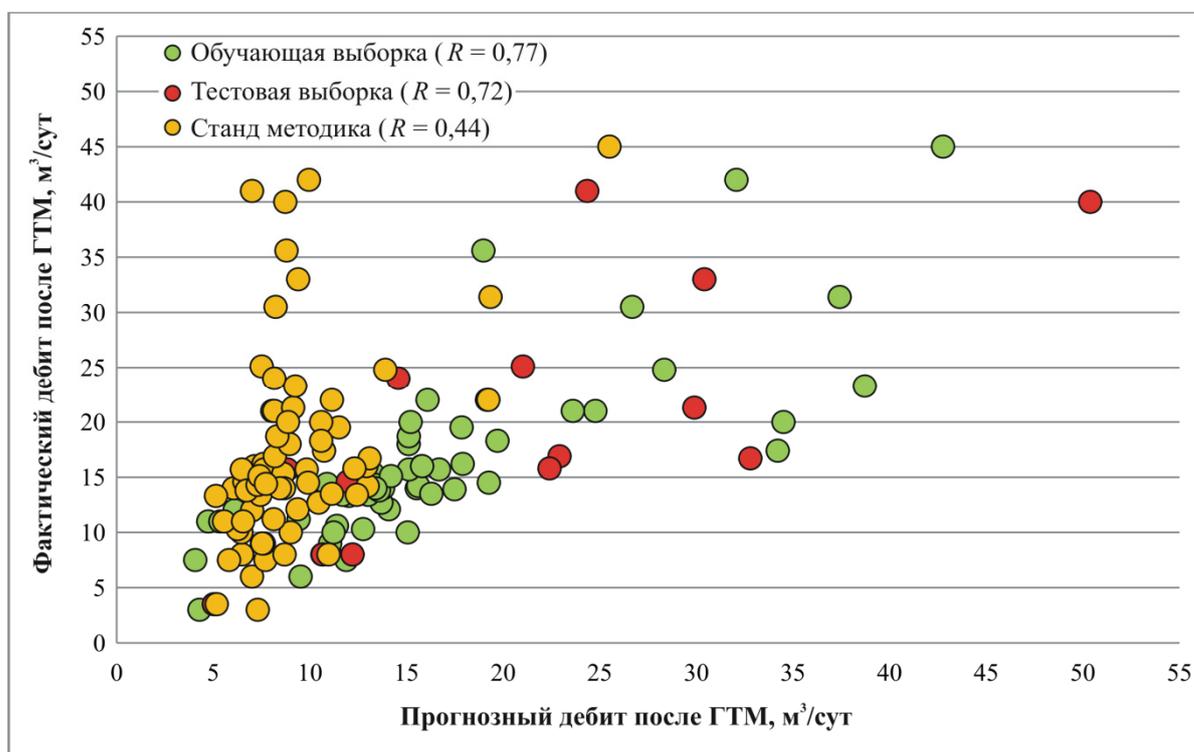


Рисунок 4.4.1 – Сравнение прогнозной точности метода ЛДА и стандартной методики при прогнозе дебита жидкости после ГТМ (объект Бш)

Далее проведен ретроспективный анализ для оценки точности прогноза дополнительной добычи (рисунки 4.4.2, 4.4.3).

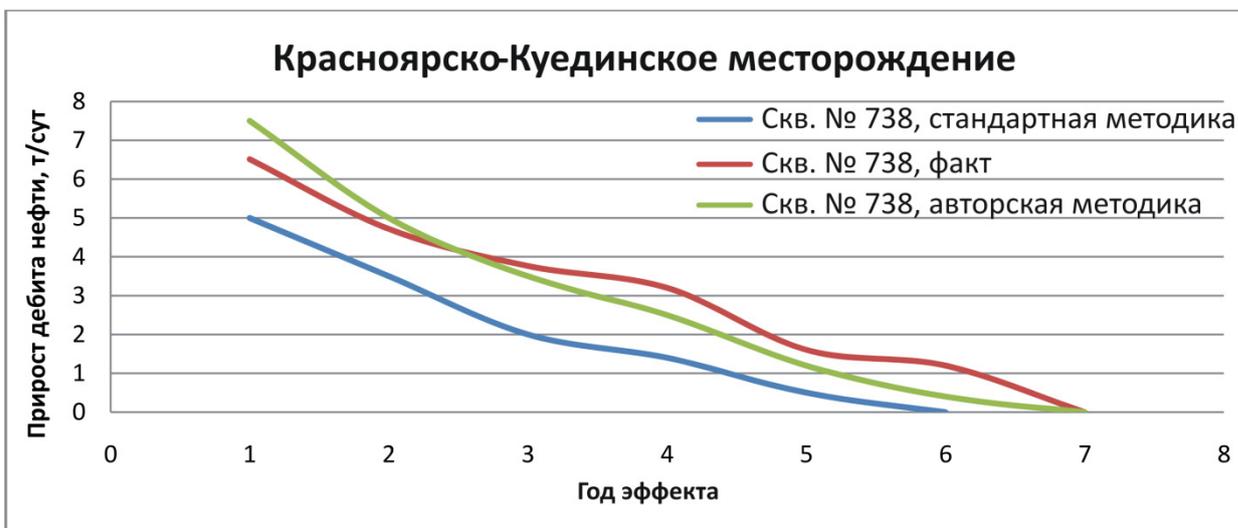


Рисунок 4.4.2 – Сопоставление результатов прогноза среднесуточного прироста дебита нефти с фактом по существующей и авторской методике (скважина № 738, Красноярско-Куединское месторождение)

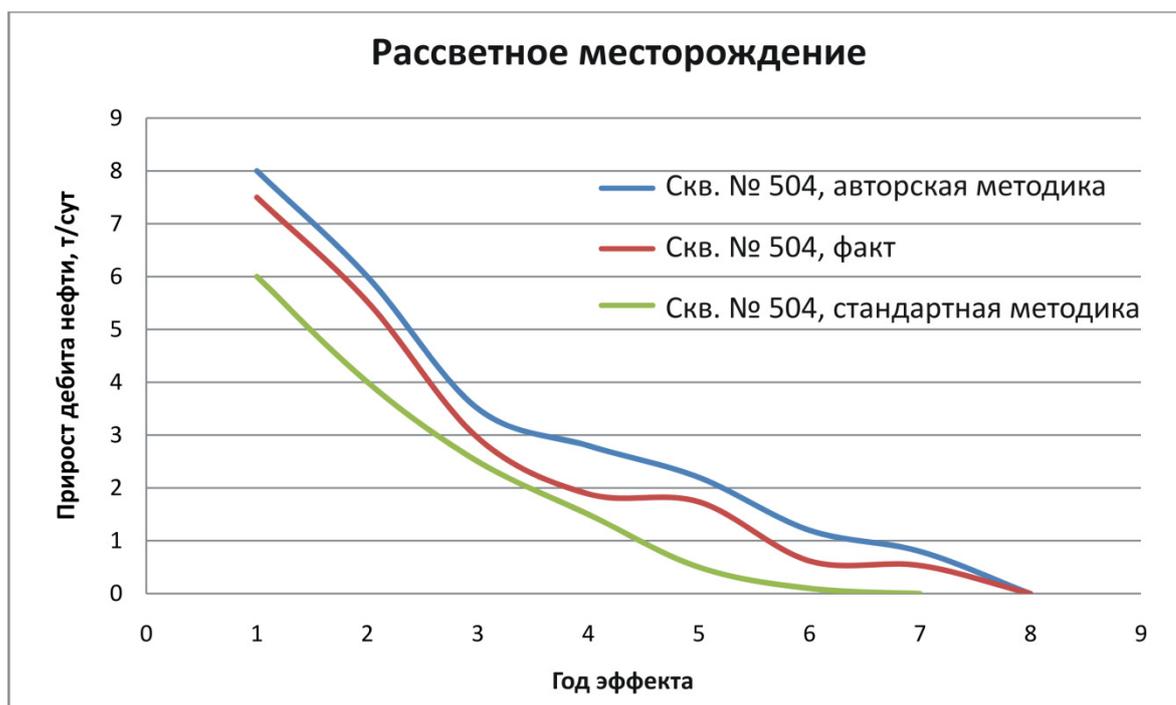


Рисунок 4.4.3 – Сопоставление результатов прогноза среднесуточного прироста дебита нефти с фактом по существующей и авторской методике (скважина № 504, Рассветное месторождение)

При сопоставлении данных рисунков 4.4.2, 4.4.3 можно проанализировать результаты прогноза среднесуточного прироста дебита нефти фактические и по существующей и авторской методике. Исходя из анализа, видно, что существующая методика значительно занижает эффект от мероприятия относительно факта как по дополнительной добыче нефти (32 %), так и по времени эффекта. В связи с заниженной оценкой потенциала скважины-кандидата существует вероятность отказа от мероприятия, и, как следствие, снижение конечных КИН и эффективности разработки в целом.

Авторская методика с большей точностью повторяет фактический эффект от мероприятия, хотя и показала несколько завышенный результат, при этом отклонение по дополнительной добыче нефти не превышает 10 %. Комбинирование статистического и гидродинамического моделирования позволяет с высокой точностью прогнозировать эффект от мероприятий, проводить расчеты как на краткосрочную, так и на долгосрочную перспективу, учитывать взаимовлияние скважин, снижать субъективность расчетов.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

В ходе выполнения работы получены следующие результаты и выводы:

1. На месторождениях Пермского края широко применяются геолого-технические мероприятия для интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи. Для карбонатных залежей одним из основных ГТМ является радиальное вскрытие пласта. Технология считается перспективной и активно изучается по всему миру. Наибольшая эффективность технологии установлена для карбонатных коллекторов с относительно низкими фильтрационно-емкостными свойствами, в условиях вязких нефтей, повышенной пластовой энергетике и при бурении четырех каналов длиной по 100 м. При анализе результатов гидродинамических исследований скважин до и после применения технологии доля улучшения гидродинамических характеристик пласта составит от 71 до 86 %.

2. При анализе влияния технологических особенностей проведения технологии установлено что эффективность технологии РВП выше на скважинах, на которых ранее не проводились кислотные обработки как отдельные мероприятия, а также эффект выше при привлечении радиальными каналами нового интервала перфорации.

3. При оценке влияния геолого-гидродинамических параметров на эффективность РВП для карбонатного коллектора наиболее значимыми являются: нефтенасыщенная толщина, вязкость нефти, расчлененность, коэффициент песчаности, пористость, проницаемость УЗП, гидропроводность УЗП, скин-фактор, пьезопроводность, коэффициент продуктивности, средняя толщина единичного нефтенасыщенного пропластка. Для различных объектов выделяются влияющие параметры с учетом геологических особенностей коллекторов. Для всех объектов отмечается влияние величины скин-фактора, дебита нефти до РВП, нефтенасыщенности коллектора, энергетического состояния залежи ( $P_{пл}$ ,  $P_{заб}$ ).

4. Для объектов Фм, Т, Бш месторождений Пермского края построены геолого-статистические модели для прогноза прироста дебита нефти после РВП в зависимости от комплекса определяющих геолого-технологических параметров. Для моделей отмечена высокая сходимость с фактическими данными (основная часть скважин с погрешностью не более 2 т/сут).

5. Разработана методика оперативного прогноза эффективности технологии радиального вскрытия пласта на месторождениях Пермского края, которая позволяет оперативно определять прирост дебита нефти после РВП, снижение прироста дебита нефти во времени, оценивать дополнительную добычу нефти от мероприятия и продолжительность эффекта.

6. По разработанной методике даны рекомендации по проведению РВП. Высокоперспективными ( $\Delta q_n > 10$  т/сут) являются скважины: № 148, 132 (Степановское месторождения), № 357, 425 (Уньвинское месторождение), № 105, 110 (Маговское месторождение). Перспективными ( $\Delta q_n > 6$  т/сут) являются скважины: № 717 (Гондыревское месторождение), № 3093 (Москудьинское месторождение), № 603 (Уньвинское месторождение). По данным скважинам рассчитана прогнозная дополнительная добыча от мероприятия. Наибольший прирост дополнительной добычи планируется для скважин № 148, 132 Степановского месторождения и для скважин № 357 (Уньвинское месторождение), № 105 (Маговское месторождение), которые рекомендуются для проведения РВП.

7. Разработана комплексная методика, позволяющая оценивать потенциал дополнительной добычи на основании комплексирования геолого-статистических и гидродинамических моделей. Учет геолого-статистических моделей позволил повысить достоверность геолого-гидродинамического моделирования при прогнозе эффекта от РВП. Методика с большой точностью повторяет фактический эффект от мероприятия, хотя и показала

несколько завышенный результат, при этом отклонение по дополнительной добыче нефти не превышают 10 %. Комбинирование статистического и гидродинамического моделирования позволяет с высокой точностью прогнозировать эффект от мероприятий, проводить расчеты как на краткосрочную, так и на долгосрочную перспективу, учитывать взаимовлияние скважин, снижать субъективность расчетов.

## СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Юшков, И.Р. Опыт применения методов повышения извлечения нефти на месторождениях Пермского края / И.Р. Юшков // Научные исследования и инновации. 2010. Т. 4, № 1. С. 44–50.
2. Распопов, А.В. Анализ результатов применения методов интенсификации на карбонатных коллекторах месторождений Пермского края / А.В. Распопов, Д.В. Новокрещенных // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. Т. 13, № 10. С. 73–82.
3. Поплыгин, В.В. Повышение эффективности разработки месторождений Пермского края / В.В. Поплыгин, И.С. Поплыгина // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2014. № 1. С. 283–285.
4. Lake, L.W. Short Course Manual, Enhanced Oil Recovery Fundamentals / L.W. Lake // Society of Petroleum Engineers. 1985. P. 449.
5. Анализ проведения геолого-технических мероприятий по увеличению продуктивности добывающих скважин на нефтяных месторождениях Пермского края / П.Ю. Илюшин, Р.М. Рахимзянов, Д.Ю. Соловьев, И.Ю. Колычев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. Т. 14, № 15. С. 81–89.
6. Хабибуллин, А.Ф. Перспективность кислотного гидравлического разрыва пласта на месторождениях Республики Башкортостан [Электронный ресурс] / А.Ф. Хабибуллин, А.В. Лысенков // Молодой ученый. 2017. № 22 (156). С. 217–221. – URL: <https://moluch.ru/archive/156/44071/> (дата обращения: 09.06.2020).
7. Продуктивность скважин после кислотных гидроразрывов пласта на Гагаринском и Озерном месторождениях / В.А. Мордвинов, В.В. Поп-

лыгин, Д.Д. Сидоренко, А.Р. Шаймарданов // Нефтяное хозяйство. 2013. № 4. С. 44–45.

8. Кочнев, А.А. О направлениях совершенствования технологии радиального вскрытия пласта с трудноизвлекаемыми запасами для повышения нефтеотдачи / А.А. Кочнев, К.А. Вяткин, С.Н. Кривошеков // Нефтепромышленное дело. 2019. № 1. С. 32–35.

9. Зотиков, В.И. Анализ влияния геолого-технологических показателей на эффективность технологии радиального бурения на примере эксплуатационных объектов Пермского края / В.И. Зотиков, А.А. Кочнев, С.В. Галкин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329, № 12.

10. Галкин, С.В. Прогнозная оценка эффективности технологии радиального бурения для башкирских эксплуатационных объектов месторождений Пермского края / С.В. Галкин, А.А. Кочнев, В.И. Зотиков // Journal of Mining Institute. 2019. Vol. 238. P. 410–414.

11. Кочнев, А.А. Прогнозная оценка эффективности технологии радиального бурения для турнейских эксплуатационных объектов платформенной части Пермского края / А.А. Кочнев, С.В. Галкин // Вестник ПНИПУ. Нефтегазовое и горное дело. 2019. Т. 19, № 3. С. 274–287.

12. Кочнев, А.А. Анализ эффективности технологии радиального бурения на примере месторождений Пермского края / А.А. Кочнев // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2017. № 1. С. 30–33.

13. Maximum drillable length of the radial horizontal micro-hole drilled with multiple high-pressure water jets / Huanpeng Chi, Gensheng Li, Zhongwei Huang, Shouceng Tian, Xianzhi Song // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2015. Vol. 26. P. 1042–1049.

14. A numerical simulator developed for modeling permeability control for enhanced oil recovery / Thompson Brantson, Binshan Ju, Yong Yang, Jie Chi // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 159. P. 360–375.

15. Иванов, В.А. Система разработки малопродуктивного зонально-неоднородного нефтяного пласта / В.А. Иванов // НТЖ Нефтепромысловое дело. 2012. № 8. С. 5–11.
16. Ibeh, S. Investigating the Application of Radial Drilling Technique for Improved Recovery in Mature Niger Delta Oil Fields / S. Ibeh, B. Obah, S. Chibueze // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 31 July – 2 August. Lagos, Nigeria. SPE-189137-MS, 2017.
17. Oil India Limited; Ian Hatchell, Radial Drilling Services Inc; Aditya Mukherjee, S K Oil Field Radial Jet Drilling in Mature Fields of Oil India Limited- An Experimental Approach / Deepak Jain, Pratha Protim Maut, Pranjal Saharia, Ranjit Dutta, Saloma Yomdo // SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, 4–6 April. Mumbai, India, 2017.
18. Ahmed, Kamel (University of Texas of the Permian Basin) RJD: A Cost Effective Frackless Solution for Production Enhancement in Marginal Fields / Kamel Ahmed // SPE Eastern Regional Meeting, 2016.
19. Ragab, A.M.S. Improving well productivity in an Egyptian oil field using radial drilling technique / A.M.S. Ragab // Journal of Petroleum and Gas Engineering. 2013. Vol. 4, № 5. P. 103–117.
20. Field Production Results With The Ultrashort Radius Radial System in Unconsolidated Sandstone Formations / W. Dickinson, R. Dickinson, J. Nees, E. Dickinson, H. Dykstra // Proceedings of the 5th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands. Caracas, Venezuela, 1991. Vol. II. P. 307–326.
21. Dickinson, W. Coiled-tubing radials placed by water-jet drilling: Field results, theory and practice / W. Dickinson, H. Dykstra, R. Nodlund // Proceedings of the Permian Basin Oil & Gas Recovery Conference. 1994. P. 59.
22. Dickinson, W. Horizontal Radial Drilling System / W. Dickinson, R. Dickinson // SPE. 1985. № 13949. P. 36–39.

23. Павельева, О.Н. Анализ эффективности применения усовершенствованной технологии бурения глубоких радиальных каналов на Вахитовском месторождении / О.Н. Павельева, Ж.С. Попова // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации). 2016. С. 112–115.

24. Бурение глубоких радиальных каналов. Вскрытие продуктивных пластов низкопроницаемых коллекторов / Н. Демяненко, А. Серебренников, П. Повжик, М. Галай, Д. Третьяков, С. Клочков // Oil and Gas Journal. 2016. № 7. С. 52–56.

25. Распопов, А.В. Влияние геолого-физических условий на эффективность бурения радиальных каналов в околоскважинную зону пласта / А.В. Распопов, С.А. Кондратьев, Д.В. Новокрещенных // Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 78–79.

26. Новокрещенных, Д.В. Перспективы развития технологий радиального вскрытия пласта на месторождениях Пермского края / Д.В. Новокрещенных, А.В. Распопов // Нефтяное хозяйство. 2014. № 3. С. 54–57.

27. Техника и технология создания сверхглубоких перфорационных каналов / Н.А. Шамов, А.В. Лягов, Д.В. Пантелеев, А.В. Васильев, М.А. Лягова, И.А. Лягов, С.В. Назаров, Е.Г. Асеев // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2012. № 2. С. 131–174.

28. Сабитов, Р.Р. Модель принятия решений на основе линейной регрессии для планирования повторного ГРП объекта ЮВ 1 Нивагальского месторождения / Р.Р. Сабитов, Е.Д. Швечиков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2015. Т. 326, № 3. С. 122.

29. Новокрещенных, Д.В. Эффективность реализации технологии радиального бурения и матричных кислотных обработок карбонатных коллекторов месторождений Пермского края / Д.В. Новокрещенных, А.В. Распопов // Нефтяное хозяйство. 2016. № 4. С. 118–121.

30. Мартюшев, Д.А. Лабораторные исследования кислотных составов для обработки коллекторов, характеризующихся различной карбонатностью и структурой пустотного пространства горных пород / Д.А. Мартюшев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329, № 4. С. 6–12.
31. Wang, H. Study of tight oil reservoir flow regimes in different treated horizontal well / H. Wang, X. Liao, X. Zhao // Journal of the Energy Institute. 2015. Vol. 88, Issue 2. P. 198–204.
32. Effects of acid–rock reaction heat on fluid temperature profile in fracture during acid fracturing in carbonate reservoirs / Jianchun Guo, Huifeng Liu, Yuanqiang Zhu, Yuxuan Liu // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2014. Vol. 122. P. 31–37.
33. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks / Piyang Liu, Jun Yao, Gary Douglas Couples, Jingsheng Ma, Hai Sun // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 154. P. 284–301.
34. Mehdi Ghommem Carbonate acidizing: Modeling, analysis, and characterization of wormhole formation and propagation / Mehdi Ghommem, Weishu Zhao, S. Dyer, Xiangdong Qiu, D. Brady // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2015. Vol. 131. P. 18–33.
35. Snoeck, Ch. Comparing bioapatite carbonate pre-treatments or isotopic measurements: P. 1. Impact on structure and chemical composition / Ch. Snoeck, M. Pellegrini // Chemical Geology. 2015. Vol. 417. P. 394–403.
36. Поплыгин, В.В. Анализ результатов проведения кислотных обработок в сложных геолого-технологических условиях / В.В. Поплыгин, Е.А. Белоглазова, А.С. Иванова // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. № 10.
37. Мордвинов, В.А. Изменение продуктивности добывающих скважин при снижении пластовых и забойных давлений / В.А. Мордвинов, В.В. Поплыгин // Нефтяное хозяйство. 2011. № 8. С. 120–122.

38. Девис, Дж.С. Статистический анализ данных в геологии / Дж.С. Девис. М.: Недра, 1990. Кн. 2. 426 с.
39. Андронов, Ю.В. Методика оперативной оценки перспективности скважин для методов интенсификации притока нефти с применением нейронных сетей и деревьев решений: автореф. дис. ... канд. тех. наук / Ю.В. Андронов. М., 2019. 24 с.
40. Методика технико-экономической оценки эффективности геолого-технических мероприятий / Д.И. Полукеев, Р.Р. Габдрахманова, А.Н. Лесной, М.А. Крюков, Н.А. Пименова, М.И. Пименова; ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», приложение к указанию от 31.08.18 № РМ-139.
41. Пичугин, О.Н. Деревья решений как эффективный метод анализа и прогнозирования / О.Н. Пичугин, Ю.З. Прокофьева, Д.М. Александров // Нефтепромысловое дело. 2013. № 11. С. 37.
42. Андронов, Ю.В. Выбор переменных для обучения нейронной сети при прогнозировании эффективности гидравлического разрыва пласта / Ю.В. Андронов, А.В. Стрекалов // Разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. Т. 12, № 3.
43. Бушмелева, К.И. Аспекты машинного обучения в крупной компании нефтегазовой отрасли / К.И. Бушмелева, А.Н. Васильчук // Вестник кибернетики. 2018. № 1 (29).
44. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта на основе математического моделирования с использованием методов машинного обучения / А.Ф. Азбуханов [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2019. № 11. С. 38–42.
45. Факторный анализ успешности геолого-технических мероприятий как инструмент повышения качества геолого-гидродинамических моделей / М.В. Наугольников, Е.В. Растегаева, Р.З. Зулькарниева, Р.Н. Асмандияров // PRO Нефть. Профессионально о нефти. 2019. № 1. С. 34–39.

46. Лядова, Н.А. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края / Н.А. Лядова, Ю.А. Яковлев, А.В. Распопов. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. С. 335.

47. Галкин, В.И. Изучение фильтрационно-емкостных свойств трещиновато-поровых коллекторов турнейско-фаменских объектов месторождений Соликамской депрессии / В.И. Галкин, И.Н. Пономарева // Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 88–91.

48. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С.С. Черепанов, И.Н. Пономарева, А.А. Ерофеев, С.В. Галкин // Нефтяное хозяйство. 2014. № 2. С. 94–96.

49. Черепанов, С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена-Рута с использованием данных сейсмического анализа (на примере турне-фаменской залежи Озерного месторождения) / С.С. Черепанов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. Т. 14, № 14. С. 6–12.

50. Multiphase Flow in Porous Rock Imaged Under Dynamic Flow Conditions with Fast X-Ray Computed Microtomography / S. Berg, R. Armstrong, H. Ott, A. Georgiadis, S.A. Klapp, A. Schwing, R. Neiteler, N. Brussee, A. Makurat, L. Leu, F. Enzmann, J.-O. Schwarz, M. Wolf, F. Khan, M. Kersten, S. Irvine, M. Stampanoni // *Petrophysics*. 2014. Vol. 55, № 4. P. 304–312.

51. X-ray tomography in petrophysical studies of core samples from oil and gas fields / S.V. Galkin, A.A. Efimov, S.N. Krivoshchekov, Ya.V. Savitskiy, S.S. Cherepanov // *Russian Geology and Geophysics*. 2015. № 5. P. 782–792.

52. X-ray microtomography of hydrochloric acid propagation in carbonate rocks / A.C. Machado, T.J.L. Oliveira, F.B. Cruz, R.T. Lopes, I. Lima // *Applied Radiation and Isotopes*. 2015. Vol. 96. P. 129–134.

53. Numerical simulation and Xray imaging validation of wormhole propagation during acid core-flood experiments in a carbonate gas reservoir / Alireza Safari, Mojtaba Moradi Dowlatabad, Ali Hassani, Fariborz Rashidi // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016. Vol. 30. P. 539–547.

54. Estimation of heterogeneity of oil & gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation of core x-ray tomography data / A.A. Efimov, S.V. Galkin, Ia.V. Savitckii, V.I. Galkin // *Ecology, Environment and Conservation*. 2015. Vol. 21 (Nov. Suppl.). P. 79–85.

55. Experience of study of core from carbonate deposits by x-ray tomography / A.A. Efimov, Ia.V. Savitckii, S.V. Galkin, S. Shapiro // *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. 2016. Vol. 15, № 18. С. 23–32. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.3

56. Pore-Scale Characterization of Carbonates Using X-Ray Microtomography / C.H. Arns, F. Bauget, A. Limaye, A. Sakellariou, T.J. Senden, A.P. Sheppard, R.M. Sok, W.V. Pinczewski, S. Bakke, L.I. Berge, P.-E. Oren, M.A. Knackstedt // *Society of Petroleum Engineers Journal*. 2005. Vol. 10, № 4. P. 475–484.

57. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С.С. Черепанов, И.Н. Пономарева, А.А. Ерофеев, С.В. Галкин // *Нефтяное хозяйство*. 2014. № 2. С. 94–96.

58. Планирование обработки призабойных зон добывающих скважин на месторождении Варадеро (Куба) / В.Н. Гусаков, Л.Е. Каштанова, С.В. Назарова, Е.С. Тюгаева, Г.З. Калимуллина, А.И. Волошин // *Нефтяное хозяйство*. 2017. № 12. С. 126–131.

59. Estimation of heterogeneity of oil & gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation of core x-ray tomography data / A.A. Efimov, S.V. Galkin, Ia.V. Savitckii, V.I. Galkin // Ecology, Environment and Conservation. 2015. Vol. 21 (Nov. Suppl.). P. 79–85.

60. Ефимов, А.А. Влияние геологической неоднородности карбонатных коллекторов башкирских отложений на нефтеотдачу (на примере Пермского края) / А.А. Ефимов, О.Е. Кочнева // Геология и нефтегазоносность северных районов Урала – Поволжья: сб. науч. тр. к 100-летию со дня рождения проф. П.А. Софроницкого / Перм. гос. ун-т. Пермь, 2010. С. 213–217.

61. Кочнева, О.Е. Влияние фациальных особенностей на коллекторские свойства башкирских карбонатных отложений месторождения Озерное / О.Е. Кочнева, А.А. Ефимов // Вестник Пермского университета. Геология = Bulletin of Perm University. Geology. 2017. Vol. 16, № 1. С. 68–76.

62. Radial Jet Drilling in Mature Fields of Oil India Limited – An Experimental Approach / Deepak Jain; Pratha Protim Maut; Pranjal Saharia, Ranjit Dutta, Saloma Yomdo, Ian Hatchell, Aditya Mukherjee // SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, 4–6 April. Mumbai, India, 2017. DOI: <https://doi.org/10.2118/185398-MS>

63. Kamel, Ahmed RJD: A Cost Effective Frackless Solution for Production Enhancement in Marginal Fields / Ahmed Kamel // SPE Eastern Regional Meeting. 2016.

64. Dickinson, W. The Ultrashort Radius Radial System Applied to Thermal Recovery of Heavy Oil / W. Dickinson, H. Dykstra, J.M. Nees // SPE. 1992. № 24087. P. 56–59.

65. Колтырин, А.Н. Повышение эффективности технологии гидро-разрыва пласта на карбонатном типе коллектора / А.Н. Колтырин // Нефте-промышленное дело / Oilfield Engineering. 2016. № 10. С. 29–32.

66. Анализ эффективности применения циклической закачки жидкости на месторождениях с различными геолого-технологическими условиями / Г.Н. Чумаков, В.И. Зотиков, И.Ю. Колычев, С.В. Галкин // Нефтяное хозяйство. 2014. № 9. С. 96–99.

67. Галкин, В.И. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа / В.И. Галкин, И.Н. Пономарева, В.А. Репина // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2016. Т. 15, № 19. С. 145–154.

68. Галкин, В.И. Разработка статистической модели прогноза дебита нефти (на примере залежи пласта Тл2а одного из месторождений Башкирского свода) / В.И. Галкин, В.А. Репина // Нефтяное хозяйство. 2015. № 11. С. 111–113.

69. Галкин, В.И. Построение статистических моделей для прогноза дебитов по верхнеюрским отложениям Когалымского региона / В.И. Галкин, А.Н. Шайхутдинов // Нефтяное хозяйство. 2010. № 1. С. 52–54.

70. Мухаметшин, В.В. Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин / В.В. Мухаметшин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 328, № 7. С. 40.

71. Вероятность и математическая статистика: энциклопедия / под ред. Ю.В. Прохорова. М.: Большая Российская энциклопедия, 2003. 912 с.

72. Девис, Дж. Статистика и анализ геологических данных / Дж. Девис. М.: Мир, 1977. 353 с.

73. Концепция эффективного проектирования разработки месторождений углеводородов. Программные решения / А.С. Гаврись, В.П. Косяков, А.Ю. Боталов, О.Н. Пичугин, С.П. Родионов, Л.Н. Соколюк, Я.В. Ширшов // Нефтепромысловое дело. 2016. № 11.

74. Захарова, А.А. Оптимизация технологии моделирования нефтегазовых месторождений на основе цифровых трехмерных геологических и гидродинамических моделей / А.А. Захарова, В.З. Ямпольский // Проблемы информатики. 2009. № 1. С. 48–52.
75. Чарный, И.А. Подземная гидрогазодинамика / И.А. Чарный. М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2006. 436 с.
76. Абдулвагабов, А.И. О режимах движения жидкостей и газов в пористой среде / А.И. Абдулвагабов // Известия вузов. 1961. № 2.
77. Амикс, Дж. Физика нефтяного пласта // Дж. Амикс, Д. Басс, Р.М. Уайтинг. М.: Гостоптехиздат, 1962.
78. Barletta, A. Fluid Flow in Porous Media / A. Barletta // Routes to Absolute Instability in Porous Media. Springer, Cham, 2019.
79. Numbere, D.T. A model for Tracer Flow in Heterogeneous Porous Media / D.T. Numbere, A. Erkal. SPE 39705.
80. Щелкачев, В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации: монография: в 2 ч. / В.Н. Щелкачев. М.: Нефть и газ, 1995.
81. Лейбензон, Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде: государственное издание технико-теоретической литературы / Л.С. Лейбензон. М., 1947.
82. Моделирование фильтрации аномальных нефтей в пористом пласте / Г.И. Келбалиев [и др.] // Инженерно-физический журнал. 2015. Т. 88, № 2. С. 296–302.
83. Ярославов, А.О. Математическое моделирование фильтрации неньютоновских жидкостей в слоисто-неоднородных пластах и разработка методик статистического анализа геолого-промысловой информации: дис. ... канд. техн. наук / А.О. Ярославов. Тюмень, 2003. 139 с.

84. Построение анизотропной гидродинамической модели и исследование влияния анизотропии проницаемости на примере моделирования блока месторождения / Р.И. Ермеков, М.О. Коровин, В.П. Меркулов, О.С. Чернова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330, № 11. С. 86–93.

85. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений: РД 153-39.0-047-00: утв. и введен в действие Минтопэнерго России приказом № 63 от 10.03.2000

86. Проблемы и принципы построения трехмерных геологических и гидродинамических моделей нефтяных месторождений / И.М. Салихов, А.М. Шавалиев, Р.Х. Низаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2004. № 7. С. 23–26.

87. Yang, Xin-She. Mathematical modeling for Earth Sciences / Xin-She Yang. Dunedin Academic Press Ltd, 2008. 310 p.

88. Соболев, А.А. Обзор мирового опыта геолого-геомеханического моделирования / А.А. Соболев // Научный журнал. 2016. № 12. С. 17–18.

89. Боженюк, Н.Н. Геологическая модель викуловских отложений с учетом анализа связности коллектора и данных по горизонтальным скважинам / Н.Н. Боженюк, В.А. Белкина, А.В. Стрекалов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 329, № 4. С. 30–44.

90. Гидродинамическое моделирование первоочередного участка разработки Юрубчено-Тохомского месторождения с учетом геомеханического эффекта смыкания трещин / Ю.А. Кашников, С.В. Гладышев, Р.К. Разяпов, А.А. Конторович, Н.Б. Красильникова // Нефтяное хозяйство. 2011. № 4. С. 104–107.

91. Халимов, Э.М. Детальные геологические модели и трехмерное моделирование / Э.М. Халимов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7, № 3. – С. 17–17.

92. Sungil, K. Kyungbook Lee Application of Spectral Clustering Algorithm to ES-MDA with DCT for History Matching of Gas Channel Reservoir / K. Sungil // *Energies*. 2019. Vol. 12 (22). P. 4394.
93. Integrated Static and Dynamic Big-Loop Modeling Workflow for Assisted History Matching of SAGD Process with Presence of Shale Barriers / Ngoc T.B. Nguyen, Cuong T.Q. Dang, Chaodong Yang, Long X. Nghiem, Zhangxin Chen // *SPE Canada Heavy Oil Technical Conference*, 13–14 March. Calgary, Alberta, Canada, 2018
94. A Random Forests-based sensitivity analysis framework for assisted history matching / Akmal Aulia, Daein Jeong, Ismail Mohd Saaid, Dina Kania, Noaman A. El-Khatib // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. Vol. 181. Article 106237.
95. Jef, Caers. Geostatistical History Matching Under Training-Image Based Geological Model Constraints / Caers Jef // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 29 September – 2 October. San Antonio, Texas.
96. Osho, Ilamah A multiobjective dominance and decomposition algorithm for reservoir model history matching / Ilamah Osho // *Petroleum*. 2019. Vol. 5, issue 4. P. 352–366.
97. Iturrarán-Viveros, U. Artificial Neural Networks applied to estimate permeability, porosity and intrinsic attenuation using seismic attributes and well-log data / U. Iturrarán-Viveros, J.O. Parra // *Journal of Applied Geophysics*. 2014. Vol. 107. P. 45–54.
98. Multi-data reservoir history matching for enhanced reservoir forecasting and uncertainty quantification / Klemens Katterbauer, Santiago Arango, Shuyu Sun, Ibrahim Hoteit // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2015. Vol. 128. P. 160–176.
99. Effects of the wellbore parameters of radial horizontal micro-holes on the gas reservoir production rate / Huanpeng Chi, Gensheng Li, Zhongwei Huang, Shouceng Tian, Xianzhi Song // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2015. Vol. 24. P. 518–525.

100. Maximum drillable length of the radial horizontal micro-hole drilled with multiple high-pressure water jets / Huanpeng Chi, Gensheng Li, Zhongwei Huang, Shouceng Tian, Xianzhi Song // *Engineering*. 2015. Vol. 26. P. 1042–1049.

101. Insights into the radial water jet drilling technology – Application in a quarry / Thomas Reinsch, Bob Paap, Simon Hahn, Volker Wittig, Sidney van den Berg // *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*. 2018. Vol. 10, issue 2. P. 236–248.

102. A discussion about the method to study the effect of ambient pressure on hydraulic jetting / Jingbin Li, Gensheng Li, Zhongwei Huang, Xianzhi Song, Zhenguo He, Shikun Zhang // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017. Vol. 149. P. 203–207.

103. The self-propelled force model of a multi-orifice nozzle for radial jet drilling / Jingbin Li, Gensheng Li, Zhongwei Huang, Xianzhi Song, Ruiyue Yang, Kewen Peng // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2015. Vol. 24. P. 441–448.

104. Разработка комплексной методики прогноза эффективности геолого-технических мероприятий на основе алгоритмов машинного обучения / А.А. Кочнев, Н.Д. Козырев, О.Е. Кочнева, С.В. Галкин // *Георесурсы*. 2020. Т. 22, № 3. С. 79–86.

105. Kochnev, A.A. Modeling a hydromonitor drilling by predicting the direction of the radial channel taking into account the stress state of the rock mass / A.A. Kochnev, S.V. Galkin // *28th Russian Conference on Mathematical Modelling in Natural Sciences AIP Conf. Proc.* 2216, 080002-1–080002-6.

## Приложение

### УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора  
по научной работе в области разработки  
филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть» в г. Перми

А.В. Распопов



### АКТ О ВНЕДРЕНИИ

методики прогноза эффективности мероприятий по радиальному вскрытию пласта

Настоящий акт подтверждает внедрение научной разработки, выполненной Кочневым Александром Александровичем, инженером 1-ой категории филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

На территории Пермского края основная доля нефтяных месторождений находится на заключительных стадиях разработки. Поддержание уровней добычи нефти в таких условиях осуществляется за счет массового проведения различных геолого-технических мероприятий, в том числе радиального вскрытия пласта (РВП). С целью снижения технологических и экономических рисков актуальной является задача прогноза эффективности технологии в различных геолого-физических условиях месторождений Пермского края.

В этой связи научное исследование, выполненное Кочневым Александром Александровичем, нацелено на решение важной с точки зрения науки и производства задачи – разработке методики, позволяющей с высокой степенью достоверности оценивать технологическую эффективность мероприятий по радиальному вскрытию пласта в различных геолого-физических условиях.

Практическое применение методики для оценки эффективности РВП позволило повысить достоверность прогноза дебита нефти после мероприятий на 27% в сравнении со стандартной методикой (основная доля погрешностей не превышает 2 т/сут).

Рекомендуется дальнейшее применение методики для оценки эффективности технологии радиального вскрытия пласта.

Начальник центра планирования и  
мониторинга геолого-технических  
мероприятий

/Р.Р. Шарафеев/