

**КОЧНЕВ АЛЕКСАНДР АЛЕКСАНДРОВИЧ**

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

25.00.17 - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Пермь – 2020

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

Научный руководитель: **Галкин Сергей Владиславович,**  
доктор геолого-минералогических наук,  
профессор

Официальные оппоненты: **Савенок Ольга Вадимовна,**  
доктор технических наук, доцент  
профессор кафедры «Нефтегазовое дело имени профессора Г. Т. Вартумяна» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Кубанский государственный технологический университет»

**Коробов Григорий Юрьевич,**  
кандидат технических наук,  
доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»  
Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет»

Ведущая организация: Публичное акционерное общество  
"Пермнефтегеофизика"

Защита диссертации состоится 22 декабря 2020 года в 14.00 часов на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.05.05 по адресу: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр-т, 29, ауд.345.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» ([www.pstu.ru](http://www.pstu.ru)).

Автореферат разослан «\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета Д ПНИПУ.05.05,  
кандидат технических наук, доцент

Пономарева И.Н.

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **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 гг. 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 Dickinson W. (1985), Dykstra (1991) описаны физические основы технологии гидромониторного вскрытия. Результаты анализа эффективности технологии для различных типов месторождений

представлены в работах Н. Chi, T. Brantson, S. Ibeh, D. Jain, A. Kamel, Ragab A., Н.А. Шамов, А.В. Лягов, 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 коллектора 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 фаменных 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 использованные в качестве исходных. Результаты расчетов прироста дебита нефти и дополнительной добычи по предложенным методикам с высокой степенью достоверности согласуются с фактическими данными.

#### **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” (г. Пермь, 2017-2019), на ежегодных конкурсах на лучшую научно-техническую разработку ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (г. Пермь, 2017, 2020); на ежегодном Международном научном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых “Проблемы геологии и освоения недр” (г. 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” (г. Москва, 2018-2020); на ежегодных конференциях Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» на лучшую научно-техническую разработку молодых ученых и специалистов.

#### **Публикации по теме исследования.**

По теме диссертации опубликовано 14 печатных работ, в том числе 7 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, приложения. Материал диссертации изложен на 148 стр., включает 41 таблицу, 56 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 Зотикову В.И., Силаеву Е.В., Анисимовой Д.С., Козыреву Н.Д., Мелкишеву О.А., Кривошекову С.Н. и Кочневой О.Е.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность проблемы, сформулированы цель и основные задачи исследования, защищаемые положения, научная новизна и практическая ценность работы.

**В первой главе** рассматриваются основные технологии интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для карбонатных коллекторов месторождений Пермского края.

Технология радиального вскрытия пласта позволяет вовлекать в разработку недренлируемые пропластки, увеличивает коэффициент проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) и повышает производительность скважин, однако в зависимости от геолого-физических условий эффективность технологии различна. Выявление условий успешного проведения мероприятия является важной задачей и выбрано в качестве диссертационного исследования [1-3].

Технология РВП применяется во многих странах мира (Россия, Китай, США, Канада, Нигерия, Египет, Индия, Венесуэла и др.). Наибольшая эффективность технологии установлена для карбонатных коллекторов с относительно низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), при более вязких нефтях, повышенной пластовой энергетике.

В России опыт применения технологии имеется у крупнейших нефтегазовых компаний: ПАО “Татнефть”, ПАО “ЛУКОЙЛ”, ПАО “Роснефть”. Высокая успешность технологии РВП получена компанией ООО “ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ” на месторождениях Пермского края, где доля РВП в дополнительной добыче нефти от ГТМ составляет для эксплуатационных объектов пластов Т-Фм – 42% (1152 тыс. т), для Бш – 33% (908,6 тыс. т).

Для нефтяных месторождений Пермского края проанализированы результаты гидродинамических исследований (ГДИ) по 417 скважинам до и после применения технологии РВП. Процент успешности изменения гидродинамических параметров составляет от 71 до 86%, В большинстве случаев применение РВП оказывает положительное влияние на изменение гидродинамических характеристик пласта.

В диссертации проанализированы основные существующие методики для прогноза эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ): прогноз на основе геолого-промыслового анализа; статистический анализ; методы машинного обучения, геолого-гидродинамическое моделирование (ГГДМ) [4]. Сделаны выводы, что при использовании геолого-промыслового анализа результаты ограничены оценкой удельного коэффициента продуктивности, при этом не учитывается комплекс геолого-технологических параметров. Детальный “ручной” анализ скважин на основе геолого-промыслового анализа с помощью аналитических и статистических методов занимает большое количество времени и достаточно субъективен [4].

При статистическом анализе существует необходимость поиска и анализа “выбросов”, что влечет дополнительные временные затраты на подготовку данных. С учетом этого, в последние годы активно развивается прогноз на основе методов машинного обучения - нейронные сети, деревья решений, алгоритм случайного леса, кластерный анализ. Основными недостатками данных методов являются: отсутствие четких алгоритмов прогнозирования, отсутствие физического обоснования, низкая интерпретируемость полученных результатов.

При использовании ГГДМ важно учитывать субъективность адаптации и задания ГТМ, что значительно сказывается на прогнозных характеристиках модели. Большие затраты времени и стоимость работ по ГГДМ, определяет необходимость его использования в основном для проектирования высокзатратных ГТМ (боковые стволы, горизонтальные стволы).

Ведущие научные институты занимаются разработкой методик для прогноза приростов дебитов нефти и жидкости от ГТМ, где 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 [4].

**Во второй главе** проведено научное обоснование геолого-технологических критериев эффективности использования радиального вскрытия пласта для карбонатных эксплуатационных объектов. Объектами исследований определены коллекторы месторождений фаменского, турнейского и башкирского возраста. Породы фаменских отложений представляют собой скопления пористых и кавернозных коллекторов рифовых сооружений Соликамской депрессии. На коллекторские свойства фаменских отложений в большой мере оказывает трещиноватость пород. Коллекторы турнейских отложений характеризуются высокой неоднородностью геологического разреза, малыми толщинами, что приводит к невысокой производительности скважин [3]. Коллекторы башкирских отложений относятся к поровому типу, пористость представлена внутрiformенными и межformенными пустотами. Лучшими коллекторскими свойствами обладают биоморфные известняки с фораминиферовой структурой, в отдельных прослоях они оказываются плотными вследствие вторичной кальцитизации [2]. В условиях высокой неоднородности карбонатных коллекторов Пермского края наиболее экономически эффективны такие малозатратные ГТМ как СКО и РВП.

Для эксплуатационных объектов Т, Т-Фм, Бш проведен анализ эффективности проведенных мероприятий по РВП. Для скважин выполнена оценка влияния геолого-технологических условий эксплуатации на показатели эффективности технологии РВП: максимальный дебит нефти после РВП, т/сут; время эффекта, сут; среднесуточный прирост дебита нефти, т/сут;



дополнительную добычу нефти, тонн. Первоначально на скважинах с РВП оценивались ГТМ прошлых лет, которые снижают потенциал по дополнительной добыче, что сказывается на эффекте от РВП. Выявлено, что статистически возможно учесть только СКО, так как эти мероприятия в большом объеме проводились на скважинах до РВП (в период с 1997 г.). Другие мероприятия, такие как гидроразрыв пласта или дострел, до РВП встречались единично. В таблице 1 представлены результаты расчетов критериев Стьюдента (t-крит.) и Пирсона ( $\chi^2$ ) для сравнения скважин с ранее проведенными СКО и без (в таблице N набл. – количество наблюдений, p – достигаемый уровень значимости).

Для всех рассмотренных типов эксплуатационных объектов (Фм, Т, Бш) установлены статистически значимые различия в выборках по критерию согласия Пирсона, то есть эффект от РВП выше на скважинах, где ранее не проводились СКО. По t-критерию Стьюдента статистически значимые различия между выборками (при уровне значимости 0,05) установлены только для объекта Бш (табл.1).

Таблица 1 - Сравнение эффективности РВП на скважинах, с проведенной СКО и без ГТМ

Параметры\Проводилась ли СКО	Нет	Да	N набл.	N набл.	t-крит.	p	$\chi^2$	p
<b>Объект Фм</b>								
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	4,40	0,95
<b>Объект Т</b>								
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	<b>12,3</b>	<b>0,83</b>
Доп. Добыча нефти, т	4446,6	3430,2	116	73	1,41	0,16	<b>38,5</b>	<b>&lt;0,01</b>
<b>Объект Бш</b>								
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	<b>24,8</b>	<b>0,12</b>
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>

На сегодняшний день нет четкого представления, в каких геологических условиях технология РВП наиболее эффективна. Важной задачей является выявление влияния геолого-геофизических параметров на эффективность технологии РВП, что позволит научно-обосновано подходить к подбору скважин-кандидатов. Для выявления наиболее значимых параметров создана сводная база

данных 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 ГДИ до проведения мероприятий по РВП; результаты интерпретации геофизических исследований по скважинам (РИГИС) – всего 32 параметра по 590 скважинам.

В ходе исследования влияния данных параметров на показатели эффективности с помощью критерия Стьюдента установлено следующее [1-3]:

1. Для объекта Фм основное влияние на показатели эффективности оказывают параметры гидропроводности и проницаемости удаленной зоны пласта (УЗП), пьезопроводности, нефтенасыщенности и нефтенасыщенной толщины. При более высоких значениях данных параметров следует ожидать и большей эффективности для технологии РВП. Также эффект от ГТМ выше при ухудшенном состоянии ПЗП (положительное значение скин-фактора), что связано с реализацией потенциала скважины при очистке ПЗП.

2. На скважинах, эксплуатирующих пласт Т, большая эффективность характерна в условиях больших вязкости и плотности нефти, большего энергетического потенциала залежи (пластовое и забойное давление). Ухудшенное состояние ПЗП позволяет более эффективно использовать технологию.

3. Для объекта Бш, успешность РВП во многом определяется условиями большей расчлененности, песчанности и эффективной толщины коллектора, относительно загрязненном состоянии ПЗП (скин-фактор, проницаемость ПЗП), более высокими значениями забойного давления, давления насыщения, пьезопроводности, гидропроводности ПЗП и УЗП, однако длительность эффекта выше в условиях ухудшенной вязкости нефти, а следовательно, и гидропроводности.

4. Для всех объектов отмечается влияние величины скин-фактора, дебита нефти до РВП, нефтенасыщенности коллектора, энергетического состояния залежи (пластового и забойного давлений).

**В третьей главе** проанализирована динамика изменения прироста дебитов нефти по эксплуатационным объектам. На основании анализа построены графики для оперативного прогноза прироста дополнительной добычи нефти, что позволяет оценить экономическую эффективность метода (рис.1-3).

Для залежей пласта Фм эффект наиболее значителен в первый год, но имеет высокий темп падения и наименее продолжителен во времени (не более 8 лет) (рис.1). В процессе эксплуатации фаменских залежей при снижении пластового давления происходит явление «схлопывания» трещин, что в свою очередь ведет к резкому снижению продуктивности скважин. Для залежей пластов Т и Бш (рис.2 и 3) установлено большее время технологического эффекта от РВП, которое может достигать 11 лет [1].

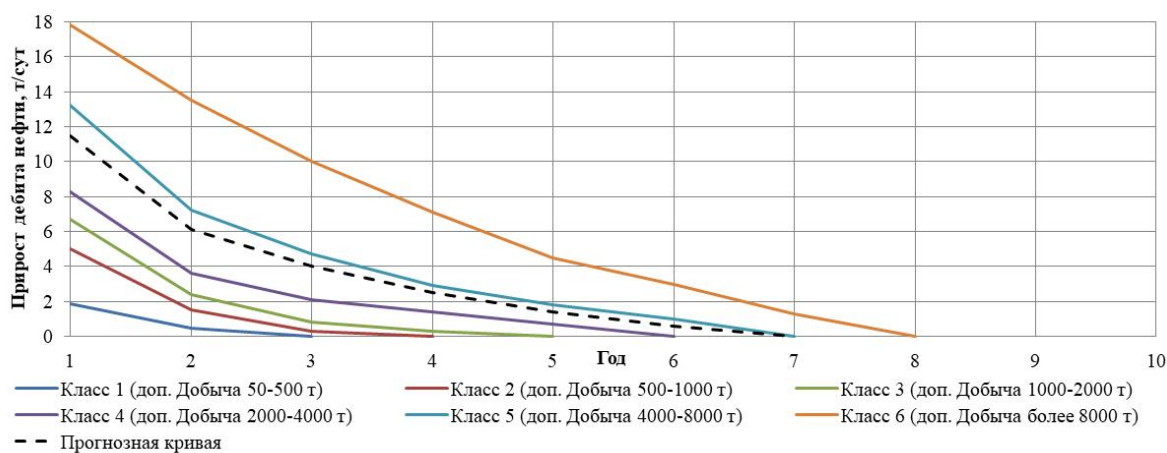


Рисунок 1 - График падения эффекта от мероприятий по РВП. Объект ФМ

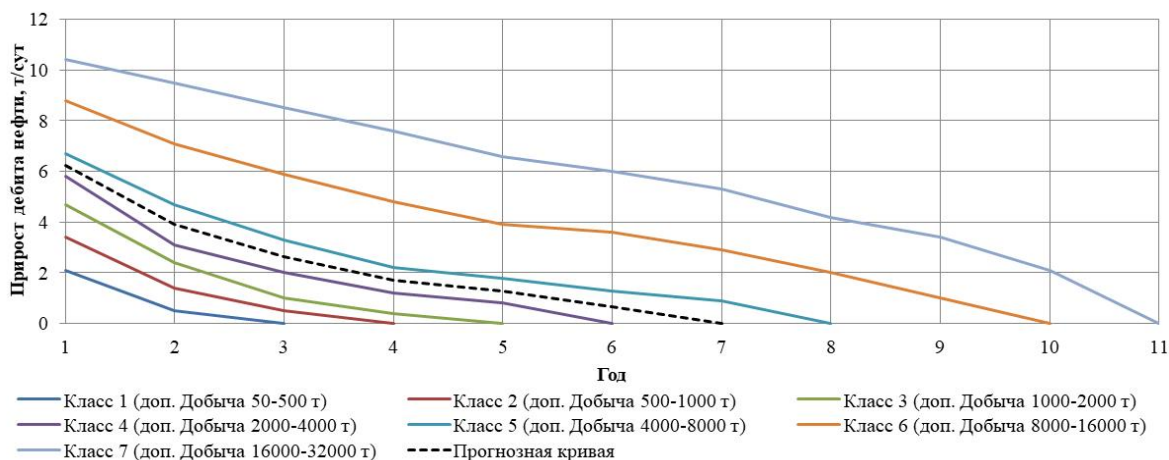


Рисунок 2 - График падения эффекта от мероприятий по РВП. Объект Т

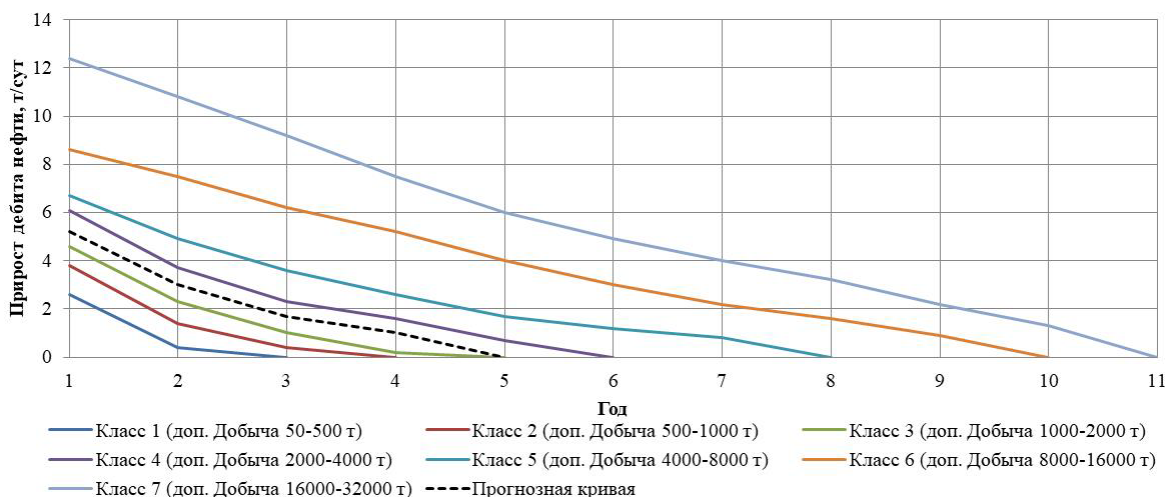


Рисунок 3 - График падения эффекта от мероприятий по РВП. Объект БШ

Для прогноза дополнительной добычи нефти от мероприятий по РВП с помощью разработанных графиков (рис.1-3), необходимо знать значение начальных приростов дебита нефти после РВП. Для этого с помощью линейного дискриминантного анализа разработана методика прогноза прироста дебита [1-3].

На основе параметров, выявленных с помощью t-критерия, построены линейные дискриминантные функции (ЛДФ), разделяющие скважины выборки по граничному значению на перспективные для РВП и низкоперспективные.

Для построения моделей использовались следующие параметры: средняя нефтенасыщенная толщина  $h_n$ , м; пористость  $K_p$ , %; коэффициент песчаности  $K_{песч}$ , д.ед.; коэффициент расчлененности  $K_{расч}$ , ед.; средняя вязкость нефти в пластовых условиях  $\mu$ , мПа·с; гидропроводность ПЗП  $\varepsilon_{пзп}$ , мкм<sup>2</sup>·см/(мПа·с); гидропроводность УЗП  $\varepsilon_{узп}$ , 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  $\chi$ , см<sup>2</sup>·с; пластовое давление  $P_{пл}$ , МПа; забойное давление  $P_{заб}$ , МПа; средняя толщина единичного нефтенасыщенного пропластка  $h_{пр}$ , м; скин-фактор скважины  $S$ ; нефтенасыщенная толщина пласта по РИГИС  $h_{нн.гис}$ , м; текущий дебит нефти  $q_n$ , т/сут; текущий дебит жидкости  $q_ж$ , м<sup>3</sup>/сут, обводненность до мероприятия  $W$ , % .

Для объекта Бш функция выглядит следующим образом (1):

$$Z = 0,059 \cdot q_n + 0,402 \cdot h_n + 1,92 \cdot K_{песч} + 0,141 \cdot K_{расч} - 0,048 \cdot \mu_n - 0,516 \cdot \rho_{кан} + 0,000876 \cdot \chi + 0,032 \cdot S - 2,90 ; \text{ при } R = 0,76 \quad (1)$$

На результат классификации ЛДФ в порядке убывания наибольшее влияние оказывают текущий нефтенасыщенная толщина ( $h_n$ ), расчлененность ( $K_{расч}$ ), толщина на количество каналов ( $\rho_{кан}$ ), вязкость нефти ( $\mu_n$ ), пьезопроводность ( $\chi$ ), дебит нефти ( $q_n$ ), песчаность ( $K_{песч}$ ) и скин-фактор ( $S$ ).

Для объекта Бш 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  $P(Z)=f(Z)$  на примере объекта Бш представлена на рисунке 4.

Для автоматизации расчетов и использования зависимости в программных продуктах проведена ее аппроксимация (2):

$$P(Z) = -0,021 \cdot (Z)^3 + 0,036 \cdot (Z)^2 + 0,3443 \cdot Z + 0,302 ; \text{ при } R^2 = 0,96 \quad (2)$$

Далее построена зависимость для перехода к прогнозу прироста дебита нефти в зависимости от вероятностной оценки мероприятий (рис.5).

Для прогноза прироста дебита нефти первого года зависимость (рис. 5) аппроксимирована (3):

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

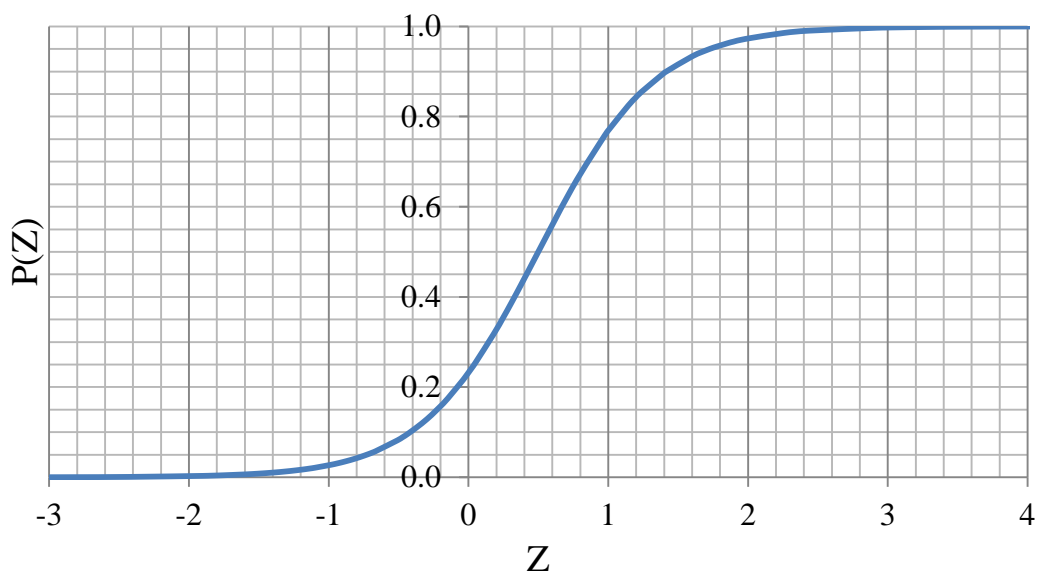


Рисунок 4 – Вероятностная оценка отнесения мероприятия к эффективным по приросту первого года от показателя  $Z$ . Объект БШ

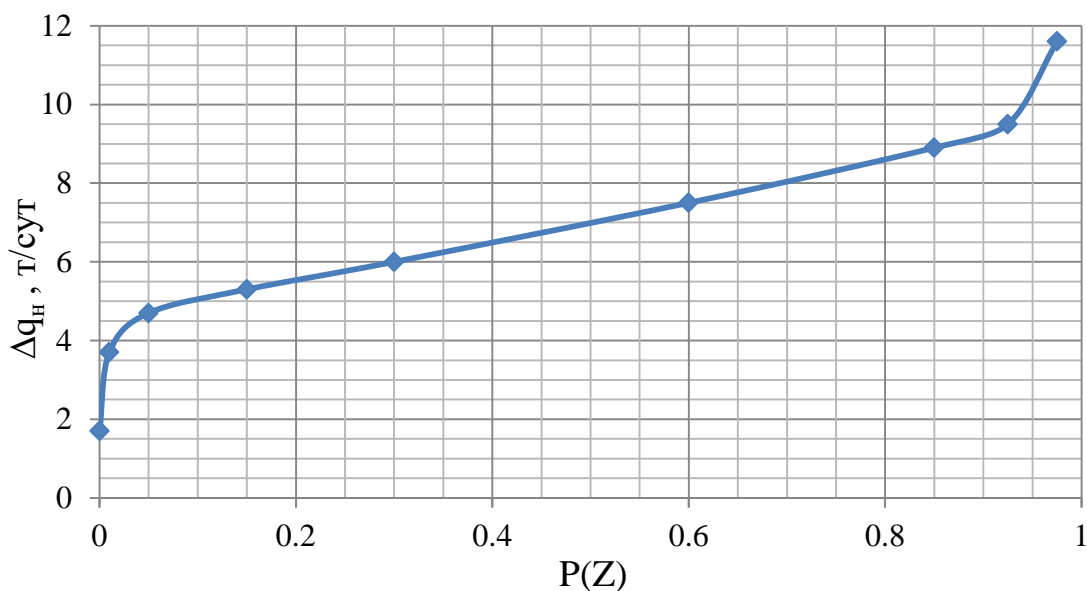


Рисунок 5 – Зависимость  $q_n = f(P(Z))$  для прогноза среднесуточного прироста дебита нефти первого года. Объект БШ

По аналогичному алгоритму проведены расчеты для оценки прогнозных начальных дебитов для эксплуатационных объектов Т и ФМ. В итоге получены следующие зависимости для перехода от вероятностной оценке к приросту дебита нефти первого года (4-9).

Объект Т:

$$\begin{aligned}
 Z = & -0,218 \cdot q_n + 10,314 \cdot K_{\text{песч}} - 0,061 \cdot K_{\text{расч}} - 0,00633 \cdot \mu_n + \\
 & + 0,176 \cdot g_{\text{кан}} + 0,00556 \cdot \chi - 0,762 \cdot h_{\text{пр}} + 0,0013 \cdot S - 3,41 ; \\
 & \text{при } R=0,60
 \end{aligned}
 \tag{4}$$

Данной ЛДФ для объекта Т 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.

$$P(Z) = -0,002 \cdot (Z)^3 + 0,036 \cdot (Z)^2 + 0,29 \cdot Z + 0,284 ; \text{ при } R^2 = 0,99 \quad (5)$$

$$\Delta q_n = 6,163 \cdot (P(Z)) + 3,216 ; \text{ при } R^2 = 0,99 \quad (6)$$

*Объект Фм:*

$$Z = 0,561 \cdot q_n + 0,237 \cdot K_{\text{расч}} + 0,660 \cdot \mu_n - 0,301 \cdot \varepsilon + 0,1271 \cdot k_{\text{узп}} - 5,03 ; \text{ при } R = 0,81 \quad (7)$$

Данной ЛДФ для объекта Фм 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.

$$P(Z) = -0,037 \cdot (Z)^3 + 0,002 \cdot (Z)^2 + 0,34 \cdot Z + 0,466 ; \text{ при } R^2 = 0,97 \quad (8)$$

$$\Delta q_n = 12,35 \cdot (P(Z)) + 3,815 ; \text{ при } R^2 = 0,97 \quad (9)$$

В ходе статистического анализа установлено, 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.

Путем комплексирования расчетов дебита нефти с использованием линейного дискриминантного анализа и графиков изменения динамики дебита нефти после РВП (рис.1-3), предлагается следующий алгоритм для экспресс-методики прогноза:

1. Выбираются потенциальные скважины-кандидаты для РВП. Скважины должны соответствовать исходным требованиям для проведения технологии: герметичность эксплуатационной колонны, отсутствие заколонных перетоков между пластами, пластовое давление не ниже давления насыщения, остаточные извлекаемые запасы по участку должны составлять более 10,0 тыс.т; конструкция скважины должна соответствовать требованиям к проведению РВП.

2. На следующем этапе используются геолого-статистические модели для расчета прироста дебита нефти после РВП в зависимости от комплекса геолого-технологических параметров, соответствующих скважине. В случае если на скважине не проводилась СКО – значение начального прироста наносится на график падения эффекта РВП (рис.1-3), если проводилась, то сначала вводится поправка за СКО. На следующем шаге от точки начального прироста проводится конгруэнтная линия падения эффекта по годам.

3. Оценивается снижение прироста дебита нефти по годам, дополнительная добыча и время эффекта.

4. На последнем шаге рассчитывается экономическая эффективность и принимается решение о целесообразности и рациональности проведения РВП в данных геолого-технологических условиях.

Проведена оценка применимости методики оперативного прогноза эффективности технологии РВП [2-3].

Для объекта Бш (рис.6) при использовании разработанной методики более половины объектов имеют погрешности оценки менее 2 т/сут – 54% скважин, в интервале погрешностей более 4 т/сут – 11% скважин. Что касается стандартной методики, то результаты сходимости  $\Delta q_n$  прогноза с фактом для нее заметно хуже. В интервал погрешностей менее 2 т/сут попали 42% скважин. Погрешностями более 4 т/сут характеризуются 23% скважин, причем для 1 скважины невязка составила более 10 т/сут.

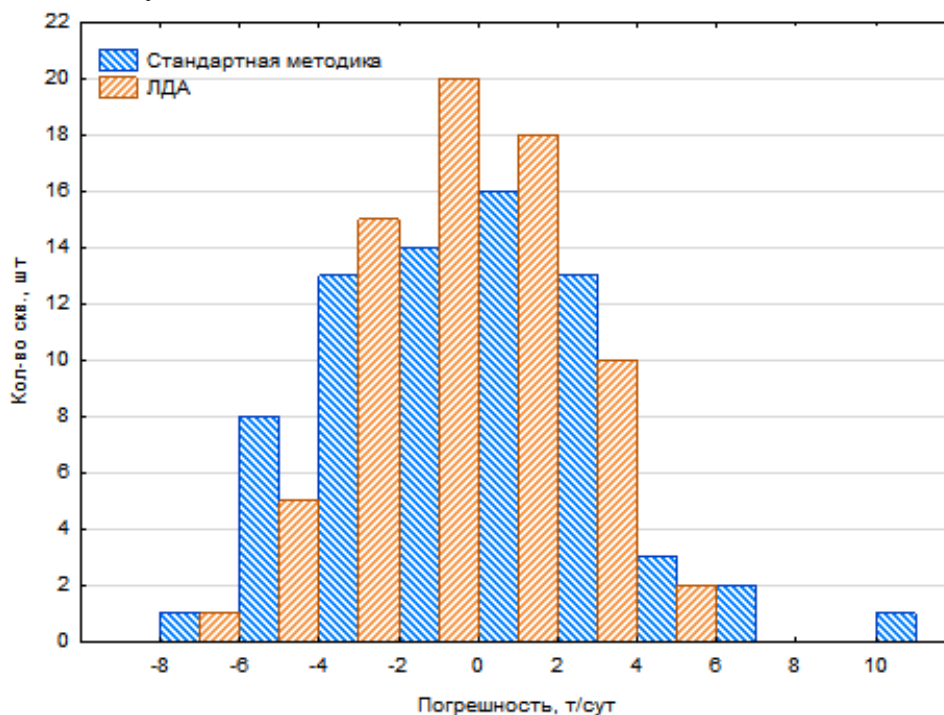


Рисунок 6 - График распределения погрешностей между прогнозными и фактическими значениями для обучающей выборки. Объект Бш

Для объекта Фм наибольшее количество значений невязок прогноза с фактом попало в интервалы от -2 до +4 т/сут. Для объекта Т в случае применения методики 68% скважин попали в интервал погрешностей от -2 до +2 т/сут.

Для скважин экзаменационной выборки также отмечается повышение качества прогноза в сравнении со стандартной методикой. Максимальные погрешности в большинстве случаев занижают прогнозный эффект от РВП для скважин с аномально высокими приростами дебитов. Причем во всех этих случаях скважины авторской методикой оцениваются как наиболее перспективные для РВП, что значимо для ее практической реализации.

Проведен ретроспективный анализ для оценки сходимости прогнозной и фактической динамики добычи нефти. В целом на рассмотренных месторождениях ретроспективный анализ показывает удовлетворительную сходимость между прогнозной и фактической динамикой прироста от технологии РВП. Наиболее значимый вклад в точность оценки суммарной добычи вносит

достоверность оценки прироста дебита нефти в первый год после РВП. В случаях, когда погрешность оценки  $\Delta q_n$  невелика, годовые отклонения от факта незначительны, а расчет дополнительной добычи достаточно точен.

На основе разработанной методики оперативного прогноза эффективности выполнен подбор приоритетных объектов для проведения технологии РВП. Проведены расчеты на 32 скважинах месторождений Пермского края, из которых для проведения мероприятий по РВП рекомендовано 8 скважин.

Методика оперативного прогноза эффективности технологии радиального вскрытия пласта позволяет надежно и оперативно определять прирост дебита нефти после РВП, снижение прироста дебита нефти по годам, дополнительную добычу нефти от мероприятия и продолжительность эффекта.

**В четвертой главе** предлагается комплексная методика прогноза дополнительной добычи нефти от мероприятий по РВП. Преимуществом разработанной оперативной методики является скорость расчетов, учет комплекса геолого-технологических параметров, повышение прогнозной точности в сравнении с существующими методиками прогноза. Однако при прогнозе на долгосрочную перспективу оперативная методика прогноза эффективности не учитывает взаимовлияние окружающих скважин, темпы обводнения, изменение пластового давления, геолого-технические мероприятия на других скважинах. Комплексная методика направлена на устранение этих недостатков.

Методика включает в себя следующие этапы:

*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. Поэтому по принципу, описанному в главе 3, построены ЛДФ и использован вероятностный подход (рис.7), который позволяет прогнозировать прирост дебита жидкости [4].

Для объекта Бш, ЛДФ выглядит следующим образом (10):

$$Z = 0,12 \cdot h_n + 7,96 \cdot K_{\text{песч}} + 0,33 \cdot P_z + 0,07 \cdot \mu_n + 0,16 \cdot \varepsilon_{\text{узп}} + 0,03 \cdot W + 0,012 \cdot S - 6,08 ; \text{ при } R=0,71 \quad (10)$$

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

Для объекта Бш верно при применении метода ЛДА верно распознаются 31 из 33 объектов (94%) с приростом дебита жидкости ниже  $10 \text{ м}^3/\text{сут}$  и 30 из 35 (86%) с приростом выше  $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Для вероятностной оценки прироста дебита жидкости от РВП построены зависимости вероятности получения положительного технологического эффекта от расчетных характеристик  $Z$  (11).



$$P(Z) = -0,019 \cdot (Z)^3 + 0,01 \cdot (Z)^2 + 0,348 \cdot Z + 0,480 ; \text{ при } R^2 = 0,98 \quad (11)$$

Далее построена и аппроксимирована зависимость для перехода к прогнозу прироста дебита нефти в зависимости от вероятностной оценки мероприятий (12):

$$\Delta q_{ж} = 75,11 \cdot P(Z)^3 - 100,64 \cdot P(Z)^2 + 44,395 \cdot P(Z) + 4,34 ; \text{ при } R^2 = 0,89 \quad (12)$$

Аппроксимация зависимостей (11-12) необходима для их учета в гидродинамических симуляторах на следующем шаге методики.

Вероятностная оценка проведена также для объектов Т и Фм. Достоверность построенных моделей обуславливается высоким процентом правильности классификации обучающей выборки (83-97%) и высокими значениями канонических коэффициентов корреляций (0,71-0,79).

Для объекта Фм верно распознаются 10 из 12 объектов (83%) с относительным приростом дебита жидкости ниже, чем в 6 раз и 11 из 12 (92%) с приростом выше 6 раз.

Для объекта Т верно распознаются 28 из 33 объектов (85%) с относительным приростом дебита жидкости ниже, чем в 4 раза и 31 из 32 (97%) с приростом выше, чем в 4 раза.

Ниже представлены полученные зависимости по объектам (13-19):

*Объект Т:*

$$Z = -0,39 \cdot q_{ж} + 0,27 \cdot P_{пл} - 0,102 \cdot h_{нн.гис} + 0,26 \cdot K_{п} + 0,069 \cdot S - 6,48 ; \text{ при } R = 0,79 \quad (13)$$

$$P(Z) = -0,015 \cdot (Z)^3 - 0,012 \cdot (Z)^2 + 0,34 \cdot Z + 0,5258 ; \text{ при } R^2 = 0,95 \quad (14)$$

$$\Delta q_{ж} = 3,41 \cdot P(Z) + 2,6 ; \text{ при } R^2 = 0,99 - \text{при условии } P(Z) < 0,9 \quad (15)$$

$$\Delta q_{ж} = 420,55 \cdot P(Z) - 395,96 ; \text{ при } R^2 = 0,92 - \text{при условии } P(Z) > 0,9 \quad (16)$$

*Объект Фм:*

$$Z = -0,55 \cdot q_{ж} - 0,102 \cdot K_{расч.гис} + 0,65 \cdot K_{п} + 0,08 \cdot \epsilon_{узп} + 0,14 \cdot P_{пл} - 5,56 ; \text{ при } R = 0,78 \quad (17)$$

$$P(Z) = -0,037 \cdot (Z)^3 - 0,002 \cdot (Z)^2 + 0,42 \cdot Z + 0,497 ; \text{ при } R^2 = 0,99 \quad (18)$$

$$\Delta q_{ж} = 2,1019e^{2,2801 \cdot P(Z)} ; \text{ при } R^2 = 0,85 \quad (19)$$

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

На данном этапе разработанные геолого-статистические модели заносятся в гидродинамический симулятор. Комбинация статистического и математического способа прогноза позволяет значительно повысить прогнозную надежность эффектов от геолого-технических мероприятий. Такой подход позволит учитывать геолого-технологические параметры, занесенные в геолого-статистическую модель и динамические параметры на момент прогноза из гидродинамической

модели. Основным параметром для расчета на ГДМ 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.

Для интеграции геолого-статистической модели расчета дебита жидкости разработан скрипт на языке Python, позволяющий учитывать полученные зависимости в гидродинамическом симуляторе Tempest More компании Roxar. Скрипт учитывает статические параметры (толщина, расчлененность, песчаность, пористость, проницаемость, свойства флюида и т.д.), занесенные в табличном виде в симулятор и динамические показатели работы скважины на момент прогноза с гидродинамической модели (пластовое и забойное давление, текущий дебит жидкости, обводненность). В результате это позволяет получить автоматический прогноз прироста дебита жидкости от мероприятия в любой момент времени, на основе чего возможно производить оценку технологической эффективности мероприятия на долгосрочную перспективу.

*Этап 3. Оценка прироста дебита нефти, динамики обводненности, изменение пластового давления, а также оценка дополнительной добычи нефти от мероприятий*

На следующем этапе запускается расчет гидродинамического симулятора с учетом рассчитанных значений дебита жидкости. Прогнозируется эффективность проведения РВП, оценивается прирост дебита нефти и жидкости по годам, динамика обводненности, изменение пластового давления.

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

На рисунке 7 представлено сопоставление результатов прогноза среднесуточного прироста дебита нефти с фактом по существующей и авторской методике для скважины 560 Рассветного месторождения.

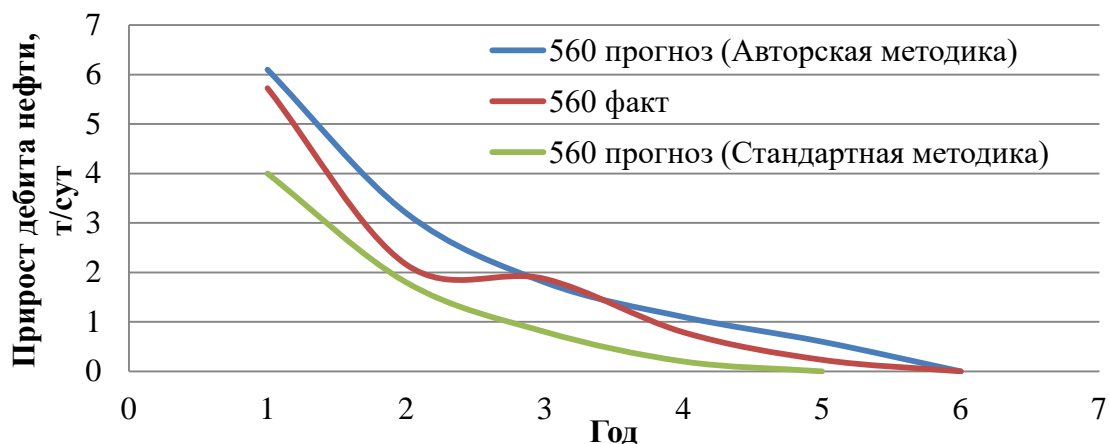


Рисунок 7 - Сравнение прогноза стандартной методики и разработанной методики с фактическими данными среднесуточного прироста дебита нефти по годам

Исходя из рисунка 7 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.

Предложенная 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%. Методика реализована на 10 скважинах месторождений Пермского края.

Разработанная методика универсальна и может быть тиражирована на другие геолого-технические мероприятия.

### **Основные выводы**

Основные выводы проведенного диссертационного исследования сводятся к следующему:

1. Проведен анализ эффективности технологии радиального вскрытия пласта на карбонатных объектах Пермского края.

2. Проведен анализ и систематизация данных промысловых исследований по скважинам с технологией радиального вскрытия пласта. Для различных карбонатных объектов месторождений Пермского края выявлены геолого-физические и технологические параметры, определяющие эффективность проведения технологии радиального вскрытия пласта.

3. Разработаны геолого-статистические модели, позволяющие надежно прогнозировать прирост дебита нефти для скважин-кандидатов под РВП. Модели являются основой методики оперативного прогноза эффективности мероприятий по РВП.

4. Разработана и апробирована методика комплексного прогноза дополнительной добычи от технологии РВП. Впервые предложено повышение прогнозной надежности геолого-гидродинамического моделирования геолого-технических мероприятий путем комплексирования геолого-статистических моделей и гидродинамического моделирования. В ходе реализации методики возможен прогноз общей дополнительной добычи, прироста дебита нефти по годам, продолжительность эффекта, изменение динамики обводненности и пластового давления, при учете взаимовлияния всех скважин и комплексного влияния геолого-технологических параметров. Методика позволяет надежно прогнозировать эффект на краткосрочную и долгосрочную перспективу.

## СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

### Публикации в изданиях, индексируемых в международных базах цитирования Scopus и Web of Science

1. 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. – С.20-29.
2. 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 // Записки Горного института. – 2019. – Т. 238. – С. 410-414.
3. Кочнев, А.А. 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. – №3. – Т.22. 2020. – С.79-86.
4. 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; <https://doi.org/10.1063/5.0004270>.

### Публикации в ведущих рецензируемых научных изданиях

5. Кочнев, А.А. Прогнозная оценка эффективности технологии радиального бурения для турнейских эксплуатационных объектов платформенной части Пермского края / А.А. Кочнев, С.В. Галкин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19. – №3. – С.274-287.
6. Авдеев, И.В. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий на примере турнейско-фаменского объекта Озерного месторождения / И.В. Авдеев, А.А. Кочнев // Научно-технический журнал “Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений”. – 2020. – №1. – С.48-52.
7. 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 // Нефтепромысловое дело. Oilfield Engineering. – 2019. – № 1. – С. 32-35.

### Прочие издания

8. Кочнев, А.А. Анализ эффективности технологии радиального бурения на примере месторождений Пермского края / А.А. Кочнев // Проблемы разработки

месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. Пермь. – 2017. – № 1. – С. 30-33.

9. Кочнев, А.А. Выявление зависимости между геолого-технологическими параметрами карбонатных объектов месторождений Пермского края и эффективностью применения метода радиального бурения / А.А. Кочнев // Сборник тезисов докладов 72-ой Международной молодежной научной конференции "Нефть и газ - 2018". Москва. – 2018. – Т.1. – С. 226.

10. Кочнев, А.А. Оценка эффективности технологии радиального бурения в условиях карбонатных коллекторов Пермского края / А.А. Кочнев // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. В 2-х томах. Том 1. Томский политехнический университет. Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2018. – С.283-284.

11. Кочнев, А.А. Применение технологии радиального бурения для верхнедевонско-турнейских отложений месторождений Пермского края / А.А. Кочнев // Геология в развивающемся мире: сб. науч. тр. по материалам XI Междунар. науч.-практ. конф. студ., асп. и молодых ученых: в 3т. Пермь. – 2018. – Т. I. – С.111-115.

12. Кочнев, А.А. Оценка влияния геолого-технологических параметров на эффективность технологии радиального вскрытия пласта в различных интервалах перфорации (на примере башкирских объектов Пермского края) / А.А. Кочнев, К.А. Вяткин // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. Пермь. – 2018. – № 1. – С.50-54.

13. Кочнев, А.А. Учет геолого-технологических показателей при оценке эффективности технологии радиального бурения / А.А. Кочнев // Геология в развивающемся мире: сб. науч. тр. по материалам XII Междунар. науч.-практ. конф. студ., асп. и молодых ученых. Пермь. – 2019. – С. 364-366.

14. Кочнев, А.А. Выявление геолого-технологических показателей влияющих на эффективность мероприятий по радиальному вскрытию пласта в различных интервалах перфорации / А.А. Кочнев // Сборник тезисов докладов 73-ой Международной молодежной научной конференции "Нефть и газ - 2019". Москва, – 2019. – Т.1. – С. 53-54.