

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

На правах рукописи



КОЛТЫРИН АРТУР НИКОЛАЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ
ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ
НА БАТЫРБАЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата технических наук

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Научный руководитель:

Заслуженный деятель науки РФ,

доктор геолого-минералогических наук,

профессор Галкин Владислав Игнатьевич

Пермь, 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГТМ НА СКВАЖИНАХ	8
1.1 Международный и отечественный опыт проведения ГРП.....	8
1.2 Анализ эффективности технологии ГРП на нефтяных месторождениях Пермского края.....	11
1.3 Общие сведения о Батырбайском газонефтяном месторождении.....	14
1.4 Постановка задачи прогнозирования эффективности после применения ГТМ.....	21
1.5 Методы и модели прогнозирования эффективности ГТМ.....	22
1.6 Модели прогнозирования.....	22
1.6.1 Регрессионные модели прогнозирования	22
1.6.2 Модель на нейронной сети	23
1.6.3 Аналитический метод расчета прогнозных показателей эффективности ГТМ на основе удельной продуктивности окружающих скважин (скважин-аналогов) .	26
1.6.4 Вероятностно-статистические модели прогноза эффективности ГТМ.....	27
1.6.5 Другие модели и методы прогнозирования.....	27
Основные выводы по главе 1	36
ГЛАВА 2. ОБОСНОВАНИЕ ИСХОДНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ.....	37
2.1 Подготовка исходных данных для анализа	37
2.2 Статистический анализ исходной геолого-технологической и технической информации в скважинах с выполненными операциями пропантного ГРП.....	40
Основные выводы по главе 2	59
ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НА ОСНОВЕ МНОГОУРОВНЕВОЙ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ	62

3.1	Общее описание прогнозирующей модели	62
3.2	Вероятностно-статистический анализ влияния геолого-технологических параметров на эффективность пропантного ГРП	62
3.3	Вероятностно-статистический анализ влияния технических параметров на эффективность пропантного ГРП	96
3.4	Прогнозирование эффективности пропантного ГРП.....	107
	Основные выводы по главе 3	116
ГЛАВА 4. АНАЛИЗ ПРОВЕДЕННЫХ ГТМ НА ВЕРЕЙСКОМ ОБЪЕКТЕ РАЗРАБОТКИ.....		117
4.1	Статистический анализ исходной геолого-технологической информации применительно для технологий РБ и КО.....	117
4.2	Вероятностно-статистический анализ влияния геолого-технологических параметров на эффективность радиального бурения и кислотной обработки.....	122
4.3	Прогнозирование среднесуточного прироста дебита нефти по геолого-технологическим параметрам для технологий РБ и КО и выбор скважин.....	137
	Основные выводы по главе 4	143
	ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ	144
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	145

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. На сегодняшний день значительная часть остаточных запасов нефти сосредоточена в неоднородных малопроницаемых коллекторах. Увеличение добывных возможностей скважин достигается посредством применения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Важным этапом планирования ГТМ является прогнозирование технологических показателей скважины. Существующие способы прогнозирования эффективности ГТМ, как правило, основаны на аналитической методике расчета удельной продуктивности окружающих скважин (скважин-аналогов) или привлечении возможностей машинного обучения. Указанные способы прогнозирования не всегда обеспечивают достаточную степень достоверности результатов, что подтверждается сопоставлением фактических и расчетных значений. Кроме того, использование нейросетевых методов не позволяет достаточно точно определить причины низкой достоверности прогнозных моделей в связи с их высокой сложностью и отсутствием прозрачности заложенных алгоритмов. В связи с этим актуальной задачей, обеспечивающей высокую сходимость фактических и прогнозных данных, является разработка методики прогнозирования эффективности различных ГТМ (пропантного гидравлического разрыва пласта (ГРП), радиального бурения (РБ), кислотных обработок (КО)). При этом наиболее перспективным инструментом анализа представляется использование вероятностно-статистических методов, главное достоинство которых – использование фактических геолого-промысловых данных.

Степень разработанности темы исследования. Оценке эффективности ГТМ посвящены работы многих российских и зарубежных исследователей: Христиановича С. А., Сургучева М. Л., Пирвердян А. М., Желтова Ю. П., Economides M. J., Каневской Р. Д., Ахметзянова А. В., Саттарова Р. М., Галкина В. И. Анализ работ показывает, что в настоящее время нет единого метода прогнозирования показателей работы скважины после проведения различных ГТМ.

Целью работы является повышение эффективности планирования пропантного ГРП, РБ и КО в карбонатных и терригенных отложениях Батырбайского газонефтяного месторождения с использованием разработанных вероятностно-статистических моделей.

Задачи исследования:

1. Анализ опыта применения ГТМ в тульском терригенном и верейском карбонатном объектах Батырбайского газонефтяного месторождения с проведением статистической оценки влияния геолого-технологических и технических параметров на их эффективность.
2. Разработка многоуровневых вероятностно-статистических моделей прогноза среднесуточного прироста дебита нефти после выполнения пропантного ГРП, РБ и КО.
3. Разработка комплексной методики оценки эффективности различных ГТМ.

Объектом исследования являются тульский терригенный и верейский карбонатный объекты разработки Батырбайского газонефтяного месторождения.

Предметом исследования является технологическая эффективность операций ГРП, РБ и КО на добывающих скважинах.

Научная новизна работы и теоретическая значимость выполненной работы:

1. Впервые выявлены основные геолого-технологические и технические параметры, комплексно оказывающие влияние на эффективность ГРП, РБ и КО на эксплуатационных объектах Батырбайского газонефтяного месторождения.
2. Разработаны комплексные многоуровневые вероятностно-статистические модели для оценки эффективности ГРП, РБ и КО.
3. Установлен площадной характер распространения эффективности ГРП, РБ и КО, что позволило повысить качество подбора скважин-кандидатов для применения технологий.

Практическая значимость положений и выводов:

1. Обоснованы основные факторы, влияющие на эффективность ГТМ в терригенных и карбонатных отложениях Батырбайского газонефтяного месторождения.
2. Разработана методика прогнозирования среднесуточного прироста дебита нефти после применения ГРП, РБ и КО (акт внедрения в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми).

Методология и методы исследования. В ходе исследования при проведении обработки и анализа значительного объема промысловых данных используются известные методы математической статистики.

Положения, выносимые на защиту:

1. Индивидуальные вероятностно-статистические модели для оценки эффективности пропантного ГРП в тульском терригенном объекте и технологий пропантного ГРП, РБ и КО в верейском карбонатном объекте разработки Батырбайского газонефтяного месторождения;
2. Комплексные многоуровневые вероятностно-статистические модели, позволяющие прогнозировать эффективность пропантного ГРП, РБ и КО.
3. Схемы приоритетного выбора скважин-кандидатов для проведения пропантного ГРП, РБ и КО в карбонатных верейских отложениях Батырбайского газонефтяного месторождения.

Личный вклад автора. Вклад автора заключается в сборе и анализе геолого-промысловых данных; в формировании многоуровневых вероятностно-статистических моделей эффективности различных ГТМ; в разработке комплексных прогнозных моделей; в построении схем приоритетного выбора скважин-кандидатов для проведения ГРП, РБ и КО.

Степень достоверности и апробация результатов. Для оценки результатов прогнозов, полученных в ходе построения многоуровневых вероятностных моделей, использованы экзаменационные выборки данных, подтверждающие согласованность фактических и расчетных значений среднесуточного прироста дебита нефти по предложенной методике.

Основные результаты исследований докладывались на ежегодных конкурсах на лучшую научно-техническую разработку ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (г. Пермь, 2017-2018 гг.) и всероссийских конференциях: «Геология в развивающемся мире» (г. Пермь, 2019 г.), ежегодной Международной научно-практической конференции «Булатовские чтения» (г. Краснодар, 2019-2020 гг.), на всероссийской научно-практической конференции «Дискуссии в области гуманитарных, естественно-научных аспектов современности» (г. Симферополь, 2022 г.), на международной научно-практической конференции

«Глобальные проблемы научной цивилизации, пути совершенствования» (г. Ставрополь, 2022 г.), на всероссийской научно-практической конференции «Цифровизация современной науки: стратегии, инновации» (г. Симферополь, 2022 г.), на международной научно-практической конференции «Мировые научные исследования современности: возможности и перспективы развития» (г. Ставрополь, 2022 г.), на заседании Президиума Ученого совета ООО «ЛУКОЙЛ- Инжиниринг» (г. Москва, 2023 г.).

Исследование выполнено при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Указанная область исследований соответствует п. 5 паспорта специальности 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Публикации. Опубликовано 19 печатных работ, в том числе 12 статей в журналах, входящих в перечень ведущих журналов и изданий, рекомендуемых ВАК Минобрнауки России.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы, включающего 175 наименований, одного приложения. Текст изложен на 165 страницах машинописного текста, иллюстрирован 94 рисунками и содержит 70 таблиц.

Благодарности. Автор выражает благодарность за ценные советы и поддержку в ходе подготовки диссертации научному руководителю, заслуженному деятелю науки РФ, доктору геолого-минералогических наук, профессору Владиславу Игнатьевичу Галкину.

ГЛАВА 1. ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГТМ НА СКВАЖИНАХ

1.1 Международный и отечественный опыт проведения ГРП

Важным показателем работы добывающей скважины является дебит нефти, который определяет рентабельность эксплуатации скважины и экономическую составляющую предприятия. Для повышения дебита нефти в скважинах выполняют различные мероприятия по интенсификации. Методы интенсификации добычи нефти направлены на получение среднесуточного прироста дебита нефти – $q_{\text{н}}^{\text{ГТМ}}$ за счет выполнения ГТМ. Наибольшие фактические приросты дебитов нефти – $q_{\text{н.факт}}^{\text{ГТМ}}$ достигаются после применения технологии ГРП.

Технология ГРП впервые выполнена в 1947 году в США, а в 1948 г. Clark I. В. опубликовал результаты, подтверждающие эффективность применения технологии ГРП [126]. Механизм технологии ГРП описали Желтов Ю. П., Христианович С. А., Каневская Р. Д. [46, 53, 54, 55, 56, 150]. Актуальными вопросами определения параметров трещины ГРП занимались авторы работ [10, 31, 38, 80, 92]. Значительный вклад в изучение расчета геометрии трещин ГРП внесли зарубежные авторы в 1960-2000 гг: Nolte K. J. [161, 162], Economides M. I. [162], Hubbert M. K. [137], Willis D. G. [137], Perkins T. K. [166], Kern L. R. [166], Kehle R. [145], Valko P. [175] и другие [116, 122, 129, 136, 158, 169].

На сегодняшний день имеется значительный опыт применения технологии ГРП в карбонатных и терригенных отложениях нефтяных месторождений Российской Федерации, США, Европы, Саудовской Аравии и других стран. Для повышения продуктивности скважин применяют различные модификации технологии ГРП.

В работе [12] описывается опыт выполнения азотно-пенного ГРП с закачкой пропанта и кислоты в карбонатных отложениях, разрабатывающихся на четвертой стадии разработки. Разработана методика выбора технологических решений для выполнения кислотного ГРП (КГРП) в зависимости от коэффициента хрупкости пород. Описываются испытания технологии азотно-пенного ГРП с закачкой пропанта и кислоты на объектах разработки с низким пластовым давлением и чувствительных к воздействию воды. По результатам выполнения работ получен приток дебита нефти – 28 т/сут (план – 17,1 т/сут).

В работе [65] приводится способ повышения нефтеизвлечения с помощью технологии многостадийного гидроразрыва в трещиноватых целевых объектах разработки нефтяных месторождений Восточной Сибири. Эффективность выполненных мероприятий подтверждена проведенными гидродинамическими исследованиями. Определены необходимые критерии вскрытия скважинами трещиноватых объектов и эффективные способы их освоения.

В работе [83] рассматривается применение технологии КГРП с пропантом. Для повышения несущей способности пропанта КГРП применяют вязкоупругие ПАВ. Использование ПАВ позволяет значительно упростить контроль вязкостных свойств кислотного геля и повысить его несущую способность.

В работе [89] рассмотрены карбонатные отложения Республики Башкортостан и применяемая в них для интенсификации добычи нефти технология КГРП с пропантом. Применение КГРП с пропантом позволило создавать каналы и присоединяться к сети естественной трещиноватости залежи. Установлено, что главным условием применения КГРП с пропантом является наличие высокой неоднородности пластов.

В работе [93] приводится описание опыта применения пропантного ГРП в карбонатных отложениях нефтяных месторождений Самарской области. С целью повышения ее эффективности разработана комбинированная технология кислотно-пропантного ГРП. Установлена высокая ее эффективность по сравнению с технологией пропантного ГРП.

В работе [97] проанализированы состояния околоскважинных зон добывающих скважин Пермского края после применения ГТМ. Разработана комплексная методика, позволившая достаточно точно диагностировать состояние околоскважинных зон пласта. Определение фильтрационных характеристик удаленной зоны пласта позволило подобрать эффективную технологию интенсификации. Установлено, что применение технологии ГРП в определённых случаях приводит к ухудшению состояния околоскважинной зоны пласта.

В работе [112] представлены результаты выполнения КГРП с пропантом в турней-фаменских отложениях Озерного нефтяного месторождения. Установлено, что после года эксплуатации добывающих скважин с выполненными технологиями КГРП трещин по

результатам проведенных гидродинамических исследований не диагностируется. В случае применения КГРП с пропантом конфигурация трещин сохраняется после двух лет эксплуатации скважин.

В работе [143] рассмотрена высоконеоднородная формация Huff. Для повышения нефтеизвлечения из доломитового пласта подобрана технология КГРП. Приводятся различные исследования взаимодействия кислоты, используемой при КГРП, с горной породой. В работе установлена корреляционная связь между литологическим составом горных пород и типами различных кислот.

В работе [146] рассматриваются различные используемые стимулирующие мероприятия, позволяющие повысить кислотность ГТМ, применяемых для нефтеизвлечения. Приводятся результаты эффективности примененных мероприятий для увеличения кислотного воздействия на матрицу горной породы и на трещину ГРП.

В работе [149] приводятся различные результаты используемых методов повышения нефтеизвлечения известняков Коттон-Вэлли. С помощью анализа истории разработки определены оптимальные расстояния между скважинами и радиус длины создаваемой трещины ГРП.

В работе [172] авторы Смит и Ханна анализируют опыт применения технологии ГРП на целевых объектах разработки месторождения Хакберри, расположенного в штате Луизиана с 1950 годов, применяемый для устранения повреждений пласта во время эксплуатационного бурения скважин, а также для повышения продуктивности добывающих скважин. На основании анализа авторы определили основные критерии применения технологии ГРП.

Анализ работ демонстрирует, что в текущее время нет единой методики прогнозирования показателей работы скважины после ГТМ. Критерии применения ГРП и факторы, влияющие на эффективность технологии, сформулированы не в полной мере. В следующей главе рассмотрено использование ГРП на нефтяных месторождениях Пермского края.

1.2 Анализ эффективности технологии ГРП на нефтяных месторождениях Пермского края

В Пермском крае для интенсификации добычи нефти выполнено более 12 000 ГТМ [1, 45, 69, 75, 96, 102, 114]. Наибольшее распространение получили технологии ГРП, РБ и КО. Теоретическими и практическими вопросами применения ГТМ и в частности технологии ГРП занимались исследователи: Черепанов С. С., Филиппов Е. В., Кондратьев С. А., Пономарева И. Н., Галкин В. И, Галкин С. В., Кочнев А. А., Вотинов А. С. и другие. Опыту использования технологии ГРП на нефтяных месторождениях Пермского края посвящены работы [2, 14, 16, 66, 85, 86, 87, 88, 98, 113, 171]. Технология ГРП применяется в терригенных и карбонатных отложениях. В терригенных тульских, бобриковских, радаевских и девонских пластах наибольшее распространение получила технология пропантного ГРП. В карбонатных отложениях проводят КГРП. Скважины для применения ГРП подбираются в условиях ухудшения геолого-физических свойств (рис. 1.2.1-1.2.2). Отмечается, что с каждым годом целевые объекты разработки для применения технологии ГРП изменяются с ухудшением геолого-физических условий. С 2013 года технология ГРП применяется в терригенных отложениях с ухудшенной проводимостью. Подбор скважин для использования ГРП в карбонатных отложениях сопровождается более низкими нефтенасыщенными толщинами.

Проблема подбора скважин-кандидатов в более ухудшенных геолого-физических свойствах целевых карбонатных объектов разработки привела к необходимости опробования модернизированных технологий ГРП, из которых наиболее распространенным является технология пропантного ГРП.

В 2008 году получены положительные результаты опытно-промышленных работ по применению пропантного ГРП в карбонатных отложениях на нефтяных месторождениях Белоруссии.

В 2014 году впервые испытана технология пропантного ГРП в карбонатных отложениях нефтяных месторождений Пермского края, в результате получены более высокие среднесуточные приросты дебитов нефти – $q_{н.факт}^{грп}$.

На Павловском нефтяном месторождении в 2014 году проведено 16 операций пропантного ГРП в карбонатных отложениях с успешностью 61 %. Применение технологии в карбонатных отложениях обеспечивает создание высокопроводимой трещины, закрепленной пропантом.

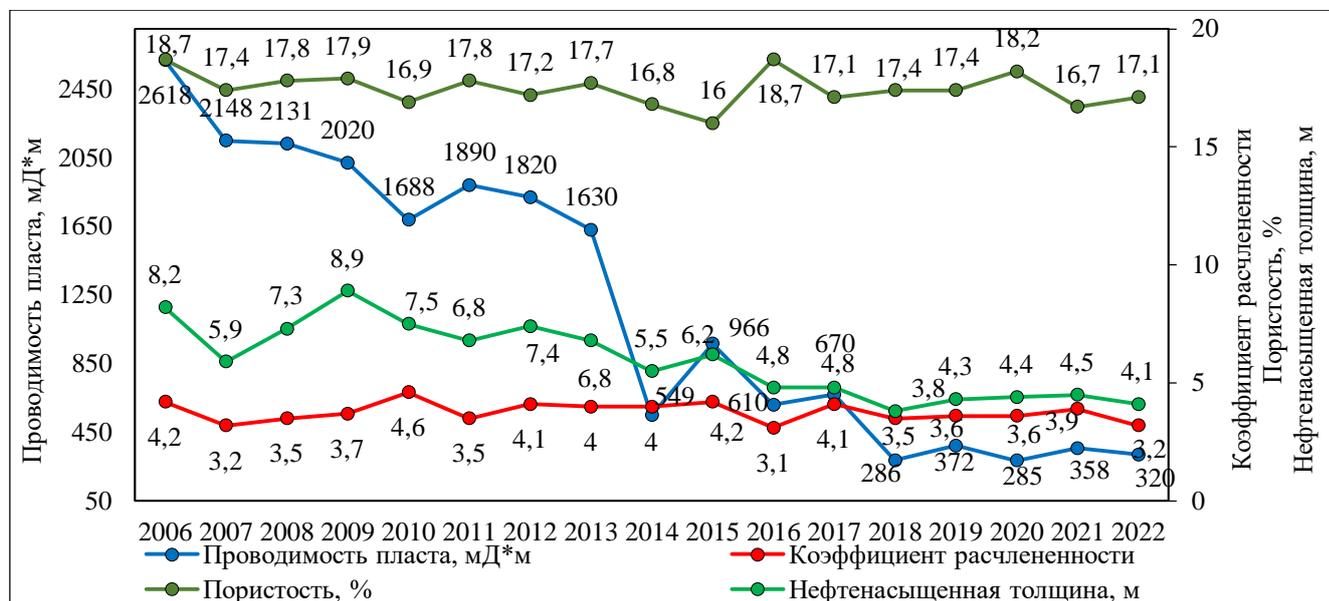


Рис. 1.2.1. Динамика изменения геолого-физических условий скважин-кандидатов с терригенными отложениями нефтяных месторождений Пермского края

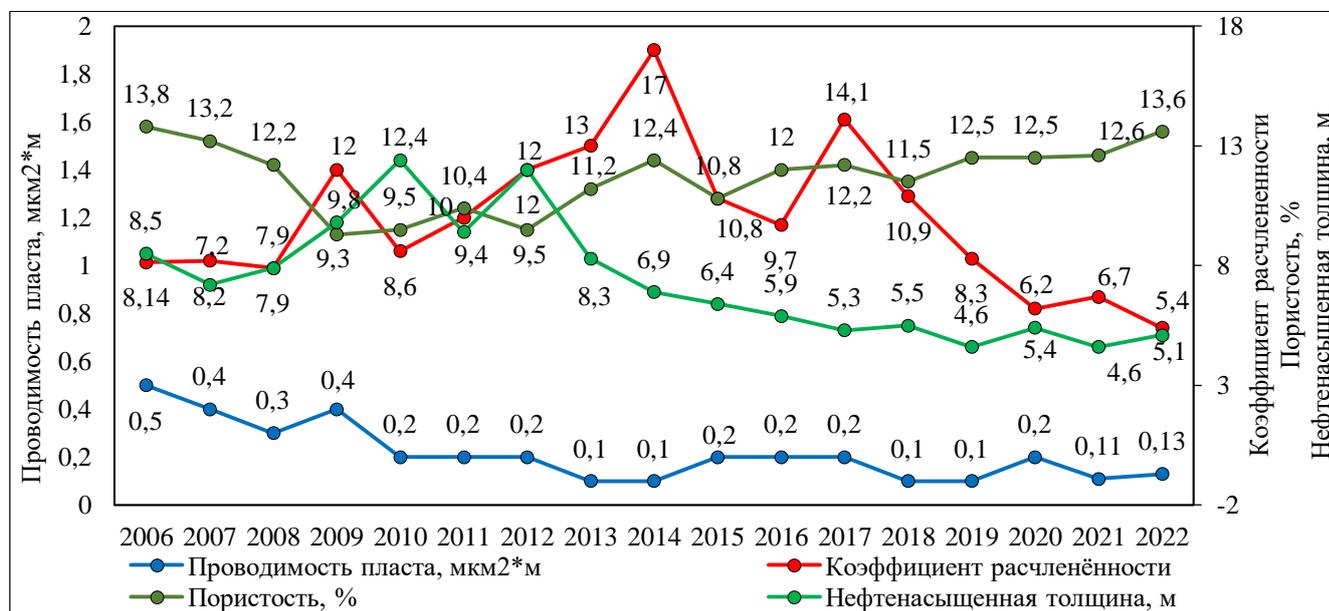


Рис. 1.2.2. Динамика изменения геолого-физических условий скважин-кандидатов с карбонатными отложениями нефтяных месторождений Пермского края

С технической точки зрения применение пропантного ГРП в карбонатных отложениях не отличается от применения стандартного пропантного ГРП в терригенных отложениях. При выполнении пропантного ГРП применяют рабочие жидкости на водной

основе с гелеобразователем на основе гуара, для сшивки жидкости используется боратный сшиватель. С целью уточнения физико-механических и фильтрационных свойств горных пород перед проведением пропантного ГРП выполняется тестовая закачка мини-ГРП. В карбонатных нефтяных отложениях Пермского края выполнено определённое число операций пропантного ГРП: за 2016 год – 21 операция (успешность – 95 %); за 2017 год – 47 операций (успешность – 96 %); за 2018 год – 35 операций (успешность – 91 %); за 2019 год – 60 операций (успешность – 77 %); за 2020 год – 21 операция (успешность – 71 %); за 2021 год – 61 операция (успешность – 92 %); за 2022 год – 58 операций (успешность – 90 %). Средний прирост дебита нефти составил 5,3 т/сут.

Ежегодно количество выполняемых операций пропантного ГРП в карбонатных отложениях увеличивается. Связано это с более высокой продолжительностью эффекта в сравнении со стандартной технологией КГРП.

В диссертационной работе рассмотрен опыт выполнения пропантного ГРП на целевых объектах разработки Башкирского свода Пермского края. Ввиду значительного опыта проведения пропантного ГРП в карбонатных отложениях и возможности сравнить полученные результаты с опытом проведения в терригенных отложениях выбрано Батырбайское газонефтяное месторождение. Распределение выполненных операций пропантного ГРП в карбонатных отложениях месторождений Пермского региона представлено на рис. 1.2.3.

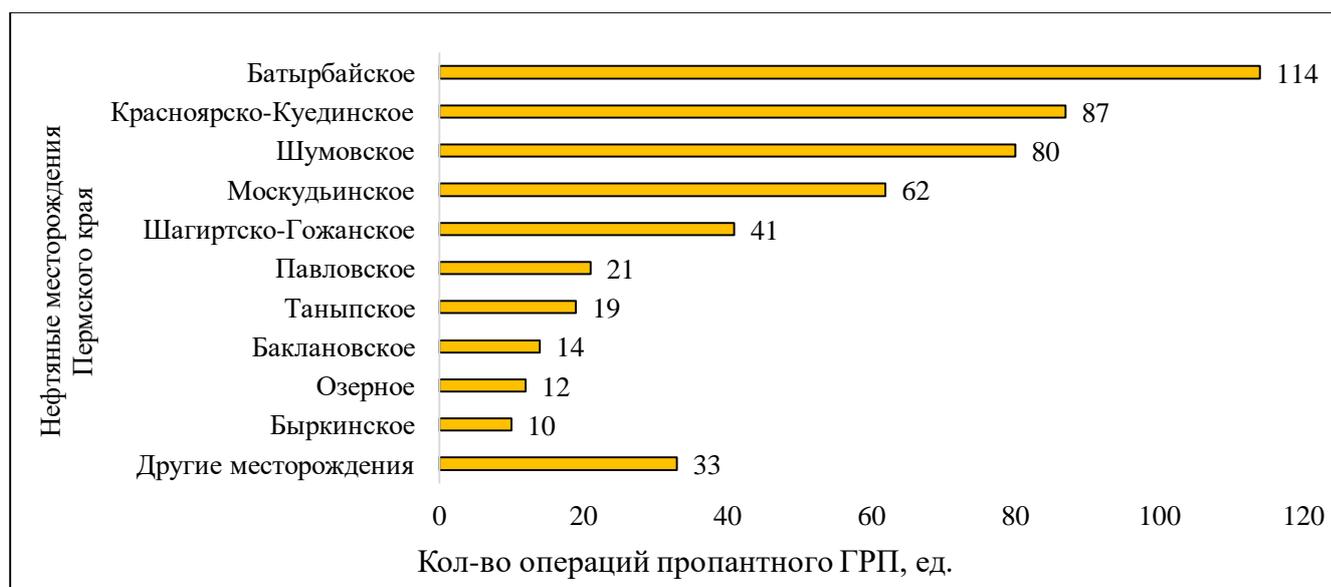


Рис. 1.2.3. Распределение выполненных операций пропантного ГРП в карбонатных отложениях на нефтяных месторождениях Пермского края

1.3 Общие сведения о Батырбайском газонефтяном месторождении

Батырбайское газонефтяное месторождение расположено в южной части Пермского края, в 120 км южнее краевого центра [25]. В тектоническом отношении территорию края пересекает Камско-Кинельская система прогибов (ККСП) [29]. ККСП представляет собой систему палеопрогибов, сформировавшихся в позднедевонскую эпоху в результате региональных тектонических прогибаний земной коры.

Первые сведения о геологическом строении района известны с 90-х годов XIX века. В период с 1930 по 1959 годы под руководством ученых Яновского Б. И., Пудовкина И. М., Грайфера Б. И., Зверева В. А., Коноплина П. А., Шихова С. А. выполнялся комплекс геологоразведочных работ. Выполненные работы позволили установить основные черты геологического строения района.

Бурение разведочных скважин позволило установить единые залежи в пределах стратиграфического комплекса отложений среднего карбона и объединить Асюльскую, Искильдинскую, Константиновскую, Утяйбашскую, Пальниковскую и Зайцевскую площади в Батырбайское месторождение.

В 1967 году на месторождении велось активное эксплуатационное бурение. Разрез месторождения представлен отложениями рифейского, вендского комплексов, девонской, каменноугольной и пермской систем, перекрытых комплексом четвертичных осадков.

На сегодня в состав газонефтяного месторождения входят 9 куполов: Константиновский, Асюльский, Ашатлинский, Зайцевский, Зязелгинский, Искильдинский, Пальниковский, Утяйбашский и Чернаковский.

Промышленно нефтегазоносны отложения: турнейского яруса, визейского яруса, башкирского яруса, московского яруса, каширского яруса.

В качестве примеров выбраны объекты разработки: тульский горизонт нижнего отдела и верейский горизонт среднего отдела каменноугольной системы, расположенные на Асюльском куполе [58, 59]. Данные эксплуатационные объекты разработки обладают разной литологией, стратиграфией, структурой порового пространства и разными геолого-физическими свойствами.

В целом на месторождении наибольшую эффективность имеют технологии: бурение боковых стволов, РБ, перевод скважин с нижележащих объектов с внедрением компоновки ОРЭ, ГРП.

Операций по бурению боковых стволов проведено – 20 ед., средний начальный прирост по технологии составил 8,0 т/сут, продолжительность эффекта 1500 суток. Дополнительная добыча нефти 150 тыс.т. Выполнено бурение одного бокового горизонтального ствола, средний начальный прирост составил 13,0 т/сут, продолжительность эффекта 800 суток. Дополнительная добыча нефти 6,9 тыс.т.

По различным модификациям ГРП выполнено – 164 ед., средний начальный прирост составил 6,5 т/сут, продолжительность эффекта 1000 суток. Дополнительная добыча нефти 990 тыс.т. Из данного количества на терригенных коллекторах проведено 63 ГРП с начальным приростом 7,0 т/сут, дополнительная добыча нефти 700 тыс.т. На карбонатных проведено 100 ГРП с начальным приростом 6 т/сут, дополнительная добыча нефти 350 тыс.т.

По технологии радиального бурения выполнено – 60 ед., средний начальный прирост по технологии составил 6,0 т/сут, продолжительность эффекта 1500 суток. Дополнительная добыча нефти 270 тыс.т.

Перевод на другой горизонт – 55 ед., средний начальный прирост составил 5,0 т/сут, продолжительность 1400 суток. Дополнительная добыча 250 тыс.т.

Реперфорация, дестрелы – 60 ед., средний начальный прирост 4,0 т/сут, продолжительность эффекта 1500 суток. Дополнительная добыча нефти 300 тыс.т.

По технологии КО выполнено – 56 ед., средний начальный прирост составил 3,0 т/сут, продолжительность эффекта 599 суток. Дополнительная добыча нефти 79 тыс.т.

По технологии дестрелов с внедрением оборудования ОРЭ выполнено – 46 ед., средний начальный прирост составил 4,8 т/сут, продолжительность эффекта 900 суток. Дополнительная добыча нефти 200 тыс.т.

Геолого-промысловая характеристика тульского объекта разработки

Тульская терригенная залежь C1tl визейского яруса на Асюльском куполе пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 12,5х3,2 км, высота 46,5 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по пласту колеблется от 0,4 до 9,8 м, в среднем равна 2,9 м. Коэффициент песчаности составляет 0,155 доли ед., коэффициент расчлененности – 2,5. Залежь сложена мелкозернистыми песчаниками.

Песчаники сложены угловатыми, окатанными и полуокатанными зернами кварца, сцементированными глинистым веществом, участками кальцитом. Нефть характеризуется как сернистая, высокосмолистая, парафинистая, средней плотности, с незначительной вязкостью.

Эксплуатационный добывающий и нагнетательный фонд скважин составляет 69 и 19 ед. Наибольшее количество скважин работает с дебитами от 2 до 5 т/сут – 27,5%. Для интенсификации добычи нефти выполняется пропантный ГРП. Добыча нефти в 2022 году – 136,8 тыс. т, жидкости – 386,4 тыс. т. Средний дебит нефти – 6,9 т/сут, жидкости – 19,5 т/сут. Начальное пластовое давление в залежи 14,0 МПа, давление насыщения – 9,2 МПа. Текущее средневзвешенное давление по залежи составляет 11,9 МПа.

На объекте выполнено 37 операций пропантного ГРП со среднесуточным приростом дебита нефти – 7,5 т/сут, удельная дополнительная добыча нефти составляет 8,6 тыс. т. Также проводятся единичные мероприятия по реперфорации и бурению боковых стволов. На рис. 1.3.1 представлен типичный корреляционный разрез скважин, вскрывающих тульскую залежь. На рис. 1.3.2 представлена выкопировка из карты текущих отборов нефти, жидкости и закачки.

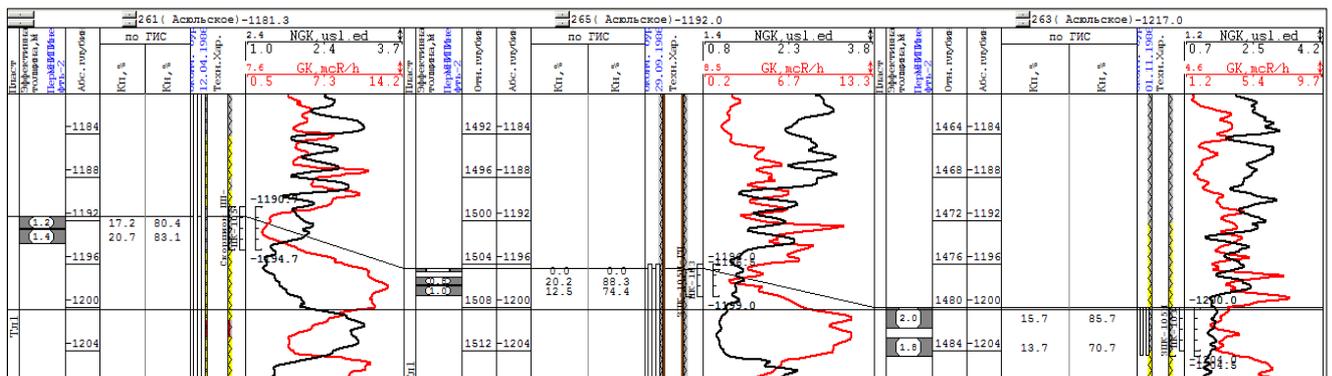


Рис. 1.3.1. Корреляционный разрез скважин, вскрывающих тульский объект

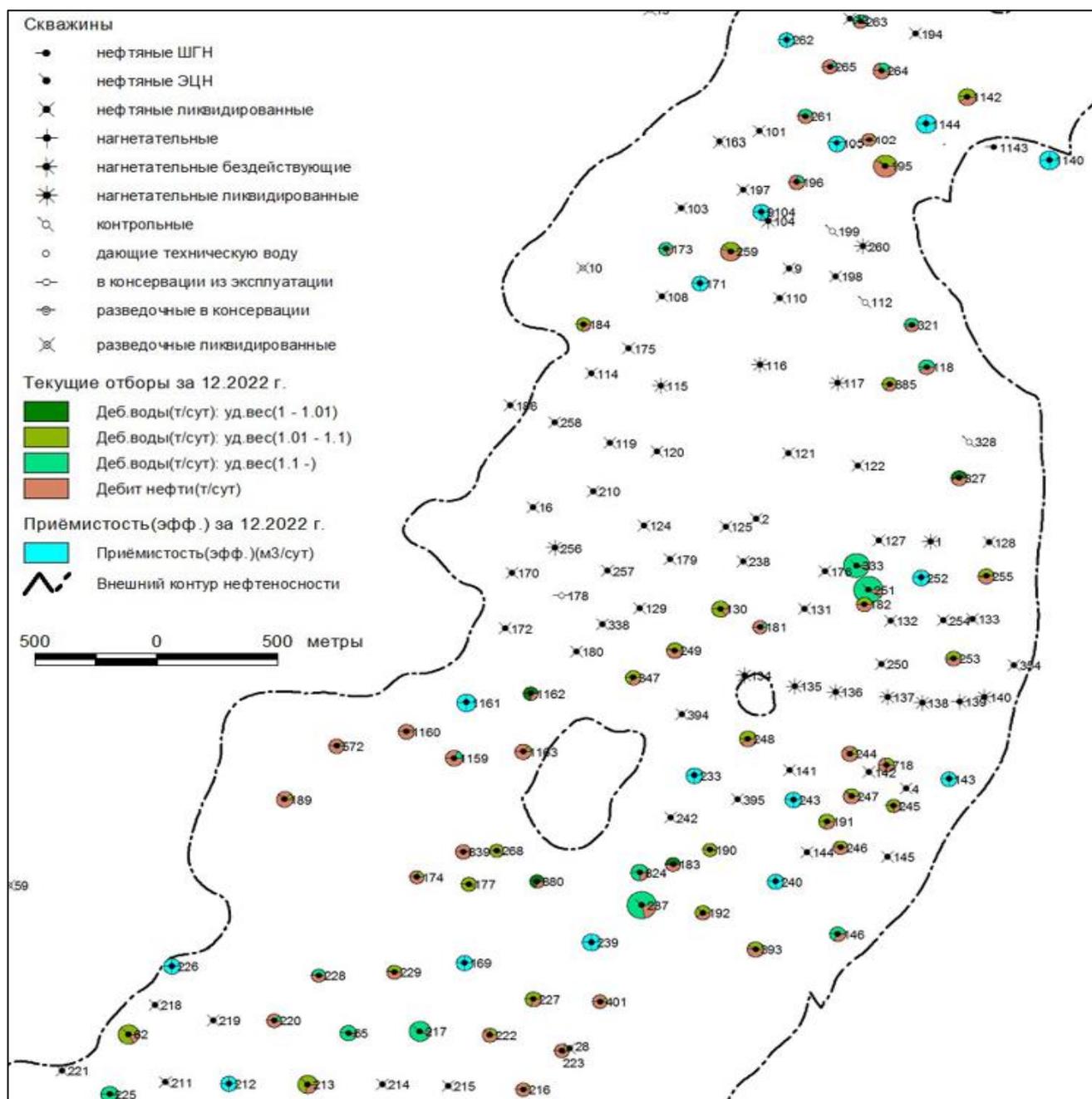


Рис. 1.3.2. Выкопировка из карты текущих отборов нефти, жидкости и закачки на тульском объекте разработки

На объекте всего выполнено ГТМ – 142 ед. на добывающем фонде. Средний начальный прирост дебита нефти от ГТМ составил 4,8 т/сут. Удельная дополнительная добыча составила 7,6 тыс.т/скв. Среднее время эффекта от проведенных работ составляет 1500 суток. Суммарная дополнительная добыча нефти 993 тыс.т.

Основной объем дополнительной добычи от проведенных мероприятий на добывающем фонде приходится на технологию ГРП, всего суммарная дополнительная добыча составила 721 тыс.т, что составляет 73 % от дополнительной добычи всех

мероприятий. Опробованы различные модификации технологии ГРП: азотно-пенный ГРП (средний начальный прирост 4,1 т/сут, удельная дополнительная добыча нефти 6,7 тыс.т/скв.). Ориентированный ГРП (начальный прирост 11,0 т/сут, дополнительная добыча нефти 10,1 тыс.т/скв), ГРП Форес-Химия (начальный прирост 6,0 т/сут, удельная дополнительная добыча нефти 142 тыс.т/скв.).

На объекте пробурено 7 БС со средним начальным дебитом нефти 7,9 т/сут, средняя продолжительность эффекта составила 1657 сут, удельная дополнительная добыча нефти составила 8,6 тыс.т/скв.

Выполнялись мероприятия по дострелу нескрытых интервалов пластов в 15 скважинах. Средний начальный прирост составил 4,6 т/сут, удельная дополнительная добыча за время эффекта 5,9 тыс.т/скв. Выполнялись мероприятия по реперфорации вскрытых интервалов в 11 скважинах. Средний начальный прирост составил 2,6 т/сут, удельная дополнительная добыча за время эффекта 3,8 тыс.т/скв.

Геолого-промысловая характеристика верейского объекта разработки

Верейская карбонатная залежь С2_{vr} московского яруса Асюльского купола пластово-массивная, высотой 47,4 м. Нефтяная часть размерами 15,4х6,2 км. Пласты представлены чередованием известняков и аргиллитов с редкими маломощными прослоями доломитов и алевролитов. Общая толщина пласта составляет 14,9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина – 3,9 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,3 доли ед., коэффициент расчлененности – 4,6.

Действующий добывающий фонд скважин составил 168 ед., нагнетательный фонд – 53 скв. Средний дебит скважин по нефти (жидкости) – 3,8 (7,1) т/сут. Текущая обводненность составляет 46,5 %. В 2021 году добыча нефти составила 227,7 тыс. т. Начальное пластовое давление – 10,5 МПа, давление насыщения – 7,3 МПа. В 2022 году текущее пластовое давление составляло 9,3 МПа.

На объекте выполнено 84 операций пропантного ГРП со среднесуточным приростом дебита нефти – 6,7 т/сут, удельная дополнительная добыча нефти – 3,6 тыс. т. Для интенсификации добычи нефти проводятся мероприятия РБ – 48 операций со средним приростом дебита нефти 4,8 т/сут и удельной дополнительной добычей нефти 5,0 тыс. т. и

КО – 29 операции со средним приростом дебита нефти 3,2 т/сут, удельной дополнительной добычей нефти 2,4 тыс. т. На рис. 1.3.3 представлена выкопировка из карты текущих отборов нефти, жидкости и закачки. На рис. 1.3.4 представлен типичный корреляционный разрез скважин, вскрывающих верейский объект разработки.

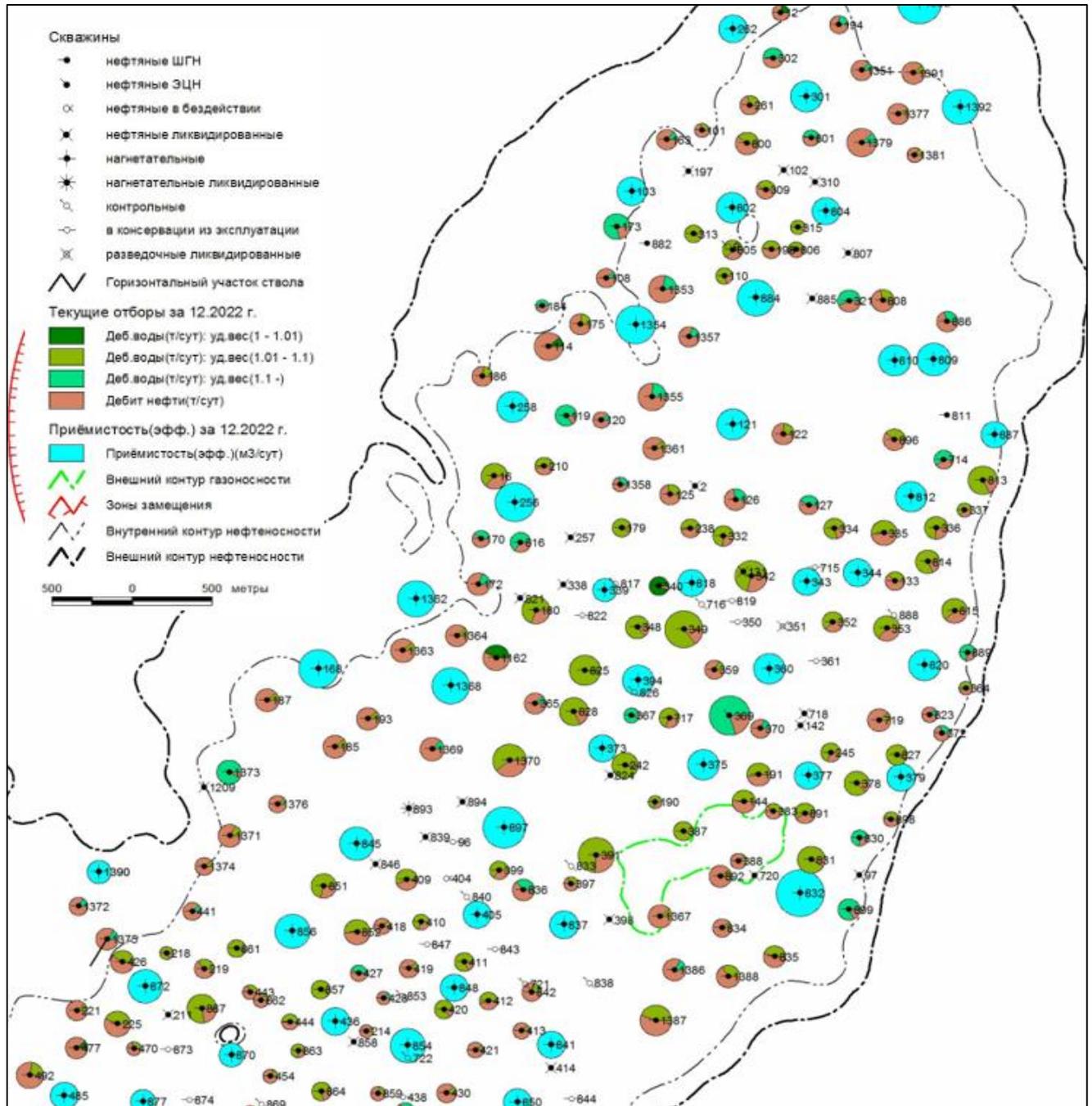


Рис. 1.3.3. Выкопировка из карты текущих отборов нефти, жидкости и закачки на верейском объекте разработки

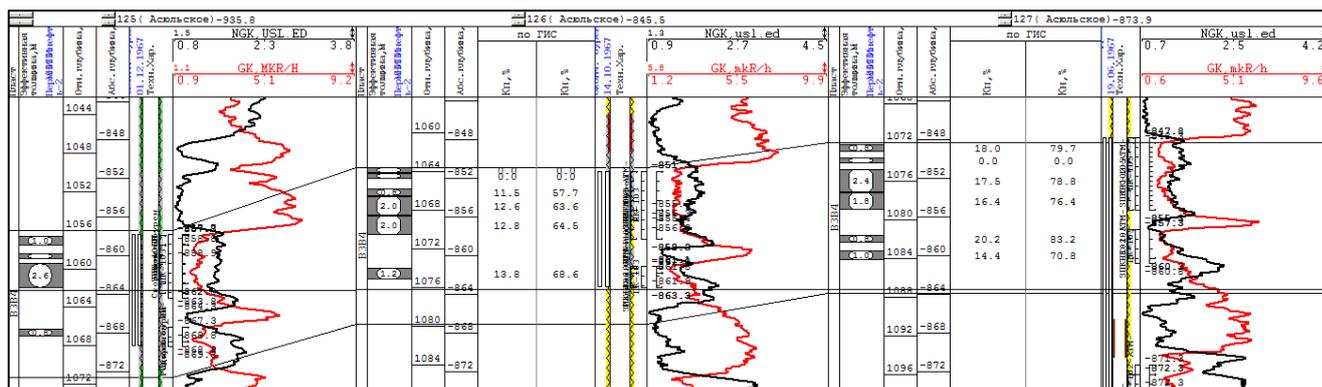


Рис. 1.3.4. Корреляционный разрез скважин, вскрывающих верейский объект

На объекте применялись следующие методы ИДН и ПНП: физические – РБ, ГРП; гидродинамические - перевод на другой горизонт; методы интенсификации добычи нефти – перестрелы, дострелы, КО.

Наиболее высокую эффективность показала технология пропантного ГРП. В первой скважине № 125 получен среднегодовой прирост по нефти 11,0 т/сут. Удельная дополнительная добыча составляет 3 тыс.т/скв.

Переводы выполнены в количестве 33 скв/опер. со средним дебитом нефти 5,2 т/сут. Вторичное вскрытие пласта осуществляется перфоратором ПК-105 с поинтервальной обработкой составом ДН-9010 с удельным объемом 5 м³/м.

Приобщения объекта с внедрением оборудования ОРЭ выполнены в количестве 30 скв/опер. со средним дебитом нефти 6,0 т/сут. Удельная дополнительная добыча нефти составляет 4,9 тыс.т/скв. Начиная с 2012 года объект достреливается преимущественно в центральной части Асьюльской площади. В скважинах вторичное вскрытие пласта осуществляется перфоратором ПК-105 с поинтервальной обработкой кислотным составом НПС-К с удельным объемом 4 м³/м.

Радиальное бурение выполнили на 58 скважинах. Средний прирост дебита нефти составил 5,8 т/сут, удельная дополнительная добыча составила 3,6 тыс.т/скв. Высокий технологический эффект от радиального бурения достигается в совокупности с последующей кислотной обработкой ДН-9010 и НПС-К радиальных каналов.

На объекте в период 2018–2020 гг. проведены кислотные обработки составом Флаксокор-210 с применением отклонителя ЭКС-ЭМ. Начальный прирост нефти составил 3,1 т/сут, удельная дополнительная добыча нефти составила 0,7 тыс.т/скв.

Рассмотрев геолого-физические и технологические параметры объектов разработки, определены исходные параметры и прогнозные показатели. Исходными параметрами для прогнозирования являются:

- геолого-физические параметры продуктивных тульских и верейских целевых объектов разработки, вскрытых в добывающих скважинах с выполненными технологиями: пропантный ГРП, РБ и КО;
- технологические параметры эксплуатации добывающих скважин до выполнения пропантного ГРП, РБ и КО;
- технические параметры проведенных операций пропантного ГРП;
- фактически полученный в добывающих скважинах среднесуточный прирост дебита нефти от пропантного ГРП, РБ и КО – $q_{н.факт}^{ГТМ}$, т/сут:

$$q_{н.факт}^{ГТМ} = \langle q_{н.факт}^{ГТМ}(3 \text{ мес. до ГТМ}) \rangle - \langle q_{н.факт}^{ГТМ}(3 \text{ мес. после ГТМ}) \rangle \quad (1,3,1)$$

Выходным показателем является прогнозный среднесуточный прирост дебита нефти – $q_{н.прогноз}^{ГТМ}$, т/сут:

1.4 Постановка задачи прогнозирования эффективности после применения ГТМ

Постановлена задача прогнозирования среднесуточного прироста дебита нефти $q_{н.прогноз}^{ГРП}$ для пропантного ГРП. Пусть на значения исходного показателя $q_{н.факт}^{ГРП}$ оказывает влияние набор параметров [8, 43]. Геолого-физические и технологические параметры $X_1, \dots, X_n, \dots, Y_1, \dots, Y_n$ известны до проведения пропантного ГРП. Технические параметры, формируемые в процессе производства ГРП, обозначенные Z_1, \dots, Z_n . Для расчета значений показателей $q_{н.прогноз}^{ГРП}$ требуется определить связь между прошлыми фактическими значениями $q_{н.факт}^{ГРП}$ и исходными параметрами.

$$q_{н.факт}^{ГРП} = F(X_1 + \dots + X_n + Y_1 + \dots + Y_n + Z_1 + \dots + Z_n) + \varepsilon_t \quad (1,4,1)$$

Прогнозирование эффективности технологий РБ и КО выполнено аналогичным способом, но только с использованием геолого-технологических параметров, определенных для пропантного ГРП. Технические параметры для технологий РБ и КО не рассматривались. Использование одинакового количества исходных геолого-технологических параметров для ГРП, РБ и КО позволит сопоставить полученные

результаты и достоверно продемонстрировать преимущества вероятностно-статистического метода.

$$q_{\text{н.факт}}^{\text{РБ и КО}} = F(X_1 + \dots + X_n + Y_1 + \dots + Y_n) + \varepsilon_t \quad (1,4,2)$$

Зависимости (1,4,1) и (1,4,2) называются моделями прогнозирования. Таким образом, необходимо разработать прогнозную модель, где среднее отклонение фактических значений эффективности от прогнозных минимально. В следующей главе рассмотрены наиболее используемые методы и модели прогнозирования.

1.5 Методы и модели прогнозирования эффективности ГТМ

Решение задачи прогнозирования режима работы скважины после ГТМ выполняется моделированием взаимодействия геологических, технологических и технических параметров [30, 32, 40, 52, 71, 81, 82, 84, 91, 99, 103, 104, 105, 106, 108, 111]. Для оценки показателей работы скважины после ГТМ, учитывающей множество параметров, используют геолого-гидродинамическую модель. Также применяют статистические и структурные методы [142]. Разработаны следующие модели: регрессионные модели; модель расчета удельной продуктивности; вероятностно-статистические модели; нейросетевые модели; марковские модели процессов; ассоциативные правила; кластерные модели; карты Кохонена и другие модели.

1.6 Модели прогнозирования

1.6.1 Регрессионные модели прогнозирования

Для решения задачи прогнозирования используются регрессионные модели [7, 11, 17, 130]. Задачей является поиск зависимости между $q_{\text{н.факт}}^{\text{ГТМ}}$ и исходными параметрами.

Линейная регрессионная модель

В основе лежит утверждение, что существуют параметры – X_1, Y_1, Z_1 , оказывающие влияние на формирование $q_{\text{н.факт}}^{\text{ГТМ}}$, и связь между ними линейна. Прогнозная модель имеет вид:

$$q_{\text{н.прогноз}}^{\text{ГТМ}} = a_0 + a_1 X_1 + a_2 Y_1 + a_3 Z_1 + \varepsilon_t, \quad (1,6,1,1)$$

где a_0 и a_1 — коэффициенты регрессии; ε_t — ошибка модели.

Множественная регрессия

На формирование $q_{н.факт}^{ГТМ}$ оказывают влияние множество дискретных параметров $X_1, \dots, X_n, \dots, Y_1, \dots, Y_n, \dots, Z_1, \dots, Z_n$. Модель прогнозирования имеет вид:

$$q_{н.прогноз}^{ГТМ} = a_0 + a_n X_n + \dots + a_n Y_n + \dots + a_n Z_n + \varepsilon_t \quad (1,6,1,2)$$

Нелинейная регрессионная модель

Предполагается, что заранее известна функция, описывающая связь между процессом формирования $q_{н.факт}^{ГТМ}$ и дискретными параметрами X_1, Y_1, Z_1 .

$$q_{н.прогноз}^{ГТМ} = F(X_1, Y_1, Z_1, A) \quad (1,6,1,3)$$

1.6.2 Модель на нейронной сети

Нейронная модель принимает на вход значения исходных параметров X_i, Y_i, Z_i и рассчитывает значение показателя $q_{н.прогноз}^{ГТМ}$. Нейронные модели используют правило вычисления «веса» для каждого исходного параметра $\omega_1, \dots, \omega_m$, что позволяет прогнозировать значения показателя $q_{н.прогноз}^{ГТМ}$ [110]. Прогнозное значение $q_{н.прогноз}^{ГТМ}$ зависит от того, будет ли функция активации $\varphi(U)$ больше или меньше некоторого порогового значения b . Варьируя пороговое значение b и веса ω_m , рассчитываются разные прогнозные модели. Нейронная модель описывается уравнением:

$$q_{н.прогноз}^{ГТМ} = \sum_{i=1}^m \omega_i * X_i + b + \sum_{i=1}^m \omega_i * Y_i + b + \sum_{i=1}^m \omega_i * Z_i + b \quad (1,6,2,1)$$

Нейронные алгоритмы являются одними из востребованных методов принятия решения [4, 5, 6, 131, 132, 151, 155, 159, 167, 174]. В исследованиях Андропова Ю. В. разработаны нейронные модели, которые используются с 2015 года на нефтяных месторождениях «Лангепаснефтегаз». С помощью их использования за период 2015- 2016 гг. средняя удельная эффективность КО увеличилась на 20,6%, дополнительная добыча нефти – 10,8 тыс.т.

В диссертационном исследовании использовался мастер обработки программного продукта Statistica. Структура нейронной сети определяется количеством входных и выходных данных, для тульского и верейского объектов разработки выходным значением

является $q_{н.прогноз}^{грп}$ (один выходной нейрон), на вход подавались геолого-технологические и технические параметры ГРП (33 входных нейрона).

Для обучения разработанной сети выбран алгоритм – Back-Propagation (алгоритм обратного распространения ошибки). В результате получена модель двуслойной нейронной сети обратного распространения ошибки (рис. 1.6.2.1). В таблице 1.6.2.1. представлены результаты прогнозирования $q_{н.прогноз}^{грп}$. В таблице 1.6.2.2. представлены результаты классификации $q_{н.прогноз}^{грп}$ на классы эффективности.

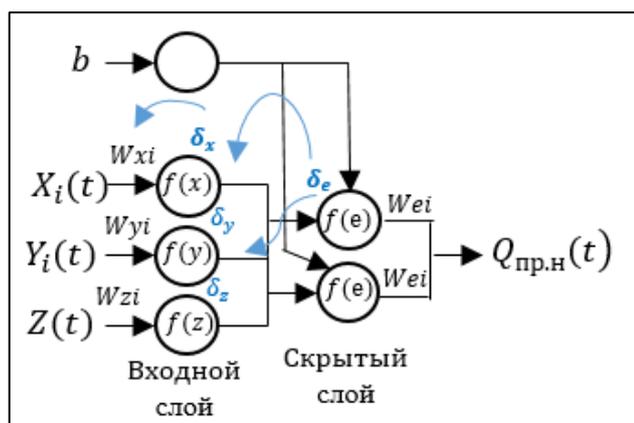


Рис. 1.6.2.1. Модель двуслойной нейронной сети обратного распространения ошибки

Таблица 1.6.2.1

Результаты прогнозирования $q_{н.прогноз}^{грп}$ с использованием двуслойной сети

Параметры	Тулский объект			Верейский объект			
	Геолого-технологические параметры						
Обучающий набор, ед	18	25	32	20	29	50	67
Тестовый набор, ед	17	7	-	59	50	29	12
R ² обучение	0.79	0.96	0.98	0.44	0.55	0.70	0.78
R ² прогноз	0.42	0.48	0.49	0.29	0.43	0.49	0.51
σ ² прогноз	4.1	3.7	3.5	5.0	4.0	3.6	3.4
Макс. откл. т/сут	2.9	1.5	1.3	7.9	6.3	4.3	3.1
	Технические параметры ГРП						
R ² обучение	0.85	0.94	0.97	0.66	0.82	0.91	0.88
R ² прогноз	0.46	0.55	0.56	0.39	0.46	0.50	0.58
σ ² прогноз	3.8	3.1	3.1	4.3	3.8	3.5	2.9
Макс. откл. т/сут	2.1	1.9	1.4	4.8	2.5	1.2	1.7
	Геолого-технологические и технические параметры ГРП						
R ² обучение	0.87	0.91	0.94	0.66	0.81	0.85	0.85
R ² прогноз	0.40	0.48	0.52	0.27	0.40	0.48	0.47
σ ² прогноз	4.2	3.7	3.4	5.1	4.2	3.7	3.7
Макс. откл. т/сут	1.8	1.3	1.8	4.7	2.6	2.1	2.1

Результаты классификации $q_{н.прогноз}^{грп}$ по эффективности с использованием
двуслойной сети

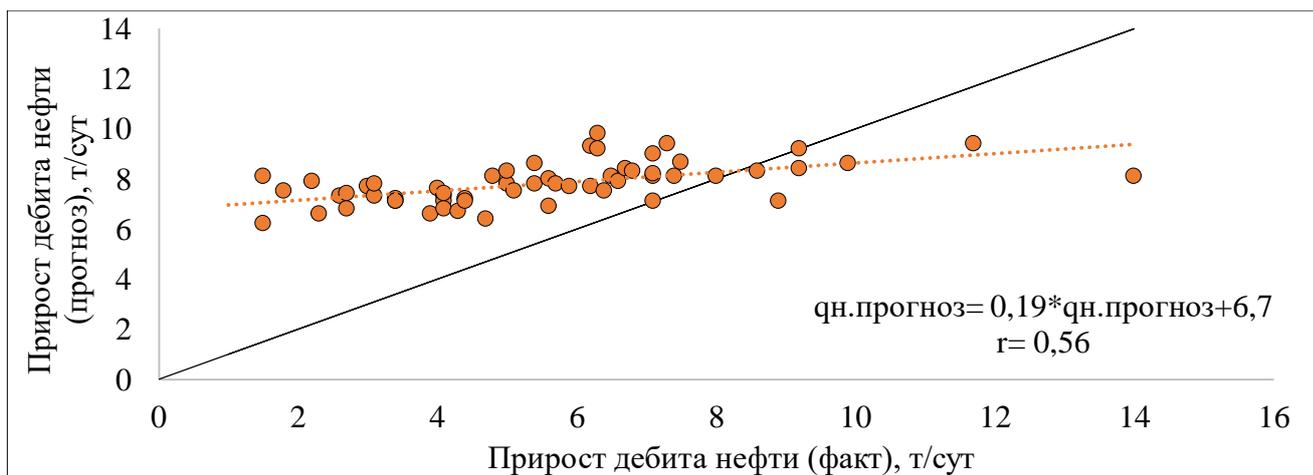
Параметры	Тульский объект			Верейский объект			
	Геолого-технологические параметры						
Обучающий набор, ед	18	25	32	20	29	50	67
Тестовый набор, ед	17	7	-	59	50	29	12
Кол-во «истинно» классифицировано (обучение), %	83	100	93	96	98	95	98
Кол-во «истинно» классифицировано (прогноз), %	61	66	50	45	49	64	62
Технические параметры ГРП							
Кол-во «истинно» классифицировано (обучение), %	94	96	96	100	98	97	98
Кол-во «истинно» классифицировано (прогноз), %	61	83	100	41	57	60	64
Геолого-технологические и технические параметры ГРП							
Кол-во «истинно» классифицировано (обучение), %	100	93	100	100	100	98	97
Кол-во «истинно» классифицировано (прогноз), %	30	67	100	57	50	76	53

В отличие от регрессионной модели применение нейронных сетей обеспечило $R^2 \sim 0,90$ д. ед. при обучении и $R^2 \sim 0,50$ д. ед. в прогнозе (таблица 1.6.2.1). При увеличении наблюдений в обучающей выборке не приводит к значительному снижению дисперсии в прогнозной выборке. Наилучшие результаты получены при обучении на технических показателях ГРП, отмечается наименьшее максимальное отклонение и наибольшая корреляция прогнозных данных. Классификация с помощью нейронной сети (таблица 1.6.2.2) не приводит к более успешному прогнозированию. Средняя успешность классификации прогнозных данных на уровне 60 %.

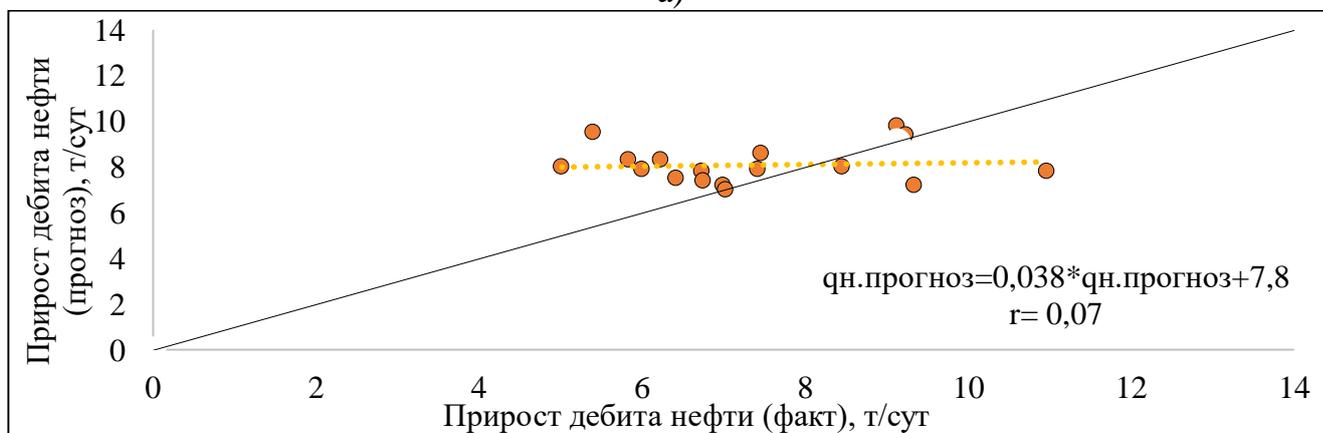
Основным недостатком применения нейронных сетей является сложность оценки качества прогнозирования, на что может влиять выбор архитектуры сети, использование достаточного количества исходных данных.

1.6.3 Аналитический метод расчета прогнозных показателей эффективности ГТМ на основе удельной продуктивности окружающих скважин (скважин-аналогов)

Метод применяется для обоснования дебитов жидкости и нефти скважин, вводимых в эксплуатацию из бурения и прогнозирования среднесуточных приростов дебитов жидкости и нефти после выполнения ГТМ. Описание аналитического метода представлено в работе [21]. Для технологий РБ и КО используется аналогичный алгоритм. В качестве примера на основе аналитического расчета удельной продуктивности спрогнозирована эффективность технологии ГРП на верейском и тульском объектах разработки. Из анализа корреляционных полей на рис. 1.6.3.1 следует, что, несмотря на тесную линейную корреляцию между значениями, они группируются с существенным отклонением относительно линии равных значений ($y=x$), что свидетельствует о низкой прогностической способности методики.



а)



б)

Рис. 1.6.3.1. Сопоставление прогнознй и фактической эффективности пропантного ГРП:

а) верейский объект; б) тульский объект

1.6.4 Вероятностно-статистические модели прогноза эффективности ГТМ

Применение вероятностно-статистических моделей для анализа разработки нефтяных месторождений отражено в работах исследователей: Сургучева М. Л., Пирвердян А. М., Галкина В. И., Галкина С. В., Пономаревой И. Н. и других. Стоит отметить, что разработка индивидуальных критериев применения ГТМ изучена не в полном объеме.

В работах Иванова С. А. [48-50] проведен вероятностно-статистический анализ применения технологии ГРП за период с 2004 по 2008 гг. по объектам БВ₈ Повховского месторождения, БС₁₀ Тевлинско-Рускинского месторождения и по АВ₁₊₂ Ватьеганского месторождения. Выполненный анализ позволил выделить зоны на объектах разработки с наибольшей потенциальной эффективностью для планирования технологии ГРП.

В работах Пономаревой И. Н. [22, 25, 44, 95] рассмотрены нефтяные месторождения Соликамской депрессии: Уньвинское, Шершнево-Сибирское, Чашкинское, Юрчукское, Маговское и Озерное. Обосновано применение вероятностно-статистических моделей для задач мониторинга разработки месторождений. Построены различные вероятностно-статистические модели, позволившие спрогнозировать технологические параметры работы добывающих скважин.

Таким образом, вероятностно-статистические модели следует считать перспективными направлением для мониторинга разработки нефтяных залежей.

1.6.5 Другие модели и методы прогнозирования

Машинное обучение сегодня широко применяется в нефтегазовой отрасли [9, 13, 33-37, 39, 47, 67, 68, 70, 72, 73, 76, 90, 100, 107, 109, 115, 119, 124, 125, 138, 139, 144, 148, 157, 164, 173]. Кроме выше представленных классов моделей прогнозирования, существуют другие распространенные модели и методы прогнозирования, например, модели, основанные на деревьях решений [94, 135], марковских цепях [165], авторегрессиях [121], модели группового учета аргумента [51], генетические алгоритмы [154].

Важной задачей мониторинга разработки месторождений является группирование исходных данных по общим свойствам. Для группирования исходных данных используется метод кластеризации. Кластеризация позволяет из исходных данных

выделить группы с близкими друг к другу свойствами. Группы (кластеры) состоят из «одинаковых» объектов, а сами объекты отличны между собой. Кластерный и классификационный анализ различаются тем, что количество групп изначально не определено, а выбирается в процессе анализа данных и работы алгоритма. Группирование данных в кластеры включает: подготовку данных; определение сходства между данными; разработку алгоритма для группирования исходных данных. Для определения схожести данных друг с другом рассчитывается расстояние между данными и определяется их степень схожести. Для расчета расстояния используется: евклидово геометрическое расстояние; квадрат евклидова геометрического расстояния для усиления различий отдаленных друг от друга данных; расстояние кварталов; расстояние Чебышева; если данные отличаются значительно друг от друга, то используют степенное расстояние. Для создания кластеров с похожими свойствами применяют различные алгоритмы. В начале алгоритма все исходные данные помещают в отдельные кластеры и объединяют их в более крупные (с помощью оценки меры сходства между данными) до момента, когда все исходные данные будут размещены в одной группе (кластере). Положительные стороны и недостатки кластерного анализа принимаются экспертно.

Для группирования данных используют алгоритм EM кластеризации (ожидание и максимизация). Алгоритм состоит из двух итераций – расчет математического ожидания и максимизацию. Алгоритм предполагает, что в каждой группе (кластере) распределение данных подчиняется определенному нормальному распределению. Рассчитывается плотность вероятностей распределения с использованием математического ожидания и дисперсии, и определяется наиболее лучший закон распределения данных в кластере. Верно установить, что исходные данные будут отнесены к тем кластерам, значения вероятностей которых будут наиболее близки построенным распределениям.

Одним из способов классификации данных является метод опорных векторов. Метод позволяет переводить исходные данные в единое пространство размерности и разделять их гиперплоскостями. Классификация является успешной, если алгоритм позволил найти наибольшее расстояние между гиперплоскостями.

Марковские модели основываются на предположении, что прогнозное состояние зависит от настоящего состояния процесса. При расчете марковской модели определяют

множество различных состояний системы и вероятности переходов из одного состояния в другое. Прогнозным состоянием процесса ожидается такое, вероятность перехода в которое максимальна.

Модель, основанная на Байесовских сетях, позволяет исходное знание (априорное) о прогнозном показателе преобразовать в апостериорное с помощью наблюдения исходных входных параметров:

$$P(\theta|D) = \frac{P(\theta)P(D|\theta)}{P(D)} \quad (1.6.5.1)$$

где D – данные, θ – параметры модели для обучения, $P(\theta|D)$ – распределение вероятностей параметров модели в связи с принятием данных (апостериорная вероятность), $P(D|\theta)$ – функция правдоподобия, $P(\theta)$ – априорная вероятность. Задача состоит в поиске апостериорной вероятности. На вход подается вероятностное распределение исходных параметров, кодирующее неопределенность о прогнозном показателе, и выходом является апостериорное вероятностное распределение, то есть метод позволяет использовать апостериорное полученное распределение, как априорное, в новой вероятностной модели и охарактеризовать наблюдаемую прогнозную величину. Данное свойство позволяет выполнять анализ прогнозной величины с разных косвенных величин.

Для повышения качества прогнозирования используют генетические методы. Данный метод основан на том, что исходные значения процесса $q_{\text{н.факт}}^{\text{грп}}$ и исходные параметры X_1, Y_1, Z_1 раскладывают в группы (генотипы), состоящие из нулей и единиц. Применяют алгоритмы (скрещивание и мутирование) для формирования фенотипов. Полученные данные анализируются, и находится решение задачи прогнозирования с применением функции приспособленности. В случае неудовлетворительного результата найденного решения повторно проводится скрещивание и мутирование, по результатам получают новые наборы (поколения).

Применяются самоорганизующие нейросетевые карты, как метод кластерного анализа, основанные на обучении без учителя. Первоначально случайным образом производится инициализация исходных данных весов. Выбирается векторная величина из входных данных. Путем сопоставления осуществляется поиск нейрона и векторного

значения в соответствии с евклидовым расстоянием. Далее проводится корректировка весов нейронов, входящих в область (окрестность) наибольшего числа совпадений. Окрестность нейронов рассчитывается с использованием функции Гауссова. В случае, если каждый исходный вектор данных соотнесен с областью наибольшего числа совпадений, то карта построена верно. В результате применения алгоритма получены следующие карты для верейского и тульского объектов разработки (рис. 1.6.5.1 – 1.6.5.6). В качестве примера на рисунках по каждому показателю представлены карты, также приведены карты распределения приростов и классов по тульскому и верейскому объектам разработки Батырбайского месторождения (I – высокоэффективные операции ГРП и II – низкоэффективные операции ГРП). На каждой карте имеется цветовая шкала распределения значения показателя на карте. Например, на рис. 1.6.5.1 показано, что I класс выделен синим цветом, II класс – красным цветом, приросты в цветовых интервалах: зеленый, желтый, красный имеют высокие значения. Условно выполнено разделение плоскостью одной из карт таким образом, чтобы количество скважин, относящихся к I классу (синий цвет) с $q_{н.факт}^{грп} > 7$ т/сут (зеленый, желтый, красный) было больше в одной из получившихся двух групп. В северной части карты преобладают скважины первого класса, следовательно, оставшиеся карты разделены подобным образом. Таким образом, считаем, что в случае попадания значения одного из параметра в северную группу, на выходе получаем ее высокую принадлежность к I классу ($q_{н.факт}^{грп} > 7$ т/сут), попадание скважины в южную группу вероятность 0,5 д.ед. Анализ карт геолого-технологических параметров позволяет выявить ряд закономерностей для I класса [21]:

- характерны значения параметров $K_{прод}$, $K_{прон}^{ПЗП}$, $K_{прон}^{УЗП}$, расположенные в кластерах, выделенные голубым цветом, что соответствует средним значениям $1,9 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$; $0,069/0,015 \text{ мкм}^2$;
- параметр GK должен обладать значениями, соответствующими зеленым кластерам (2-2,6 мкр/час);
- значения параметров $Q_{н.н.}$, $Q_{н.в.}$ должны располагаться в синих кластерах, то есть в ячейках минимальных значений.

Аналогично выполнен анализ других рисунков. На рис. 1.6.5.2 обратная закономерность: в северной части вероятность принадлежности скважины к I классу – низкая, в южной – на уровне 0,85 д. ед. Операции ГРП, принадлежащие I классу, должны быть выполнены с массой пропанта более 25 т (зеленые, желтые, красные кластеры). Давления при ГРП должны быть в районе 220 – 250 атм.

Самоорганизующиеся карты, построенные по терригенному объекту, не дают четкого распределения приростов и классов (рис. 1.6.5.4 – 1.6.5.6). Попадание значений параметров в любой кластер приводит к вероятности 0,500 – 0,570 д. ед. отнесения скважины к I классу. Низкая вероятность отнесения скважины к I классу предположительно обусловлена маленькой выборкой наблюдений в отличие от верейского объекта. Возможно не корректно подобрана функция определения победившего нейрона, в данном случае использован критерий минимального Евклидова расстояния. Таким образом, сложная структура SOM создает сложности анализа использованного алгоритма классификации.

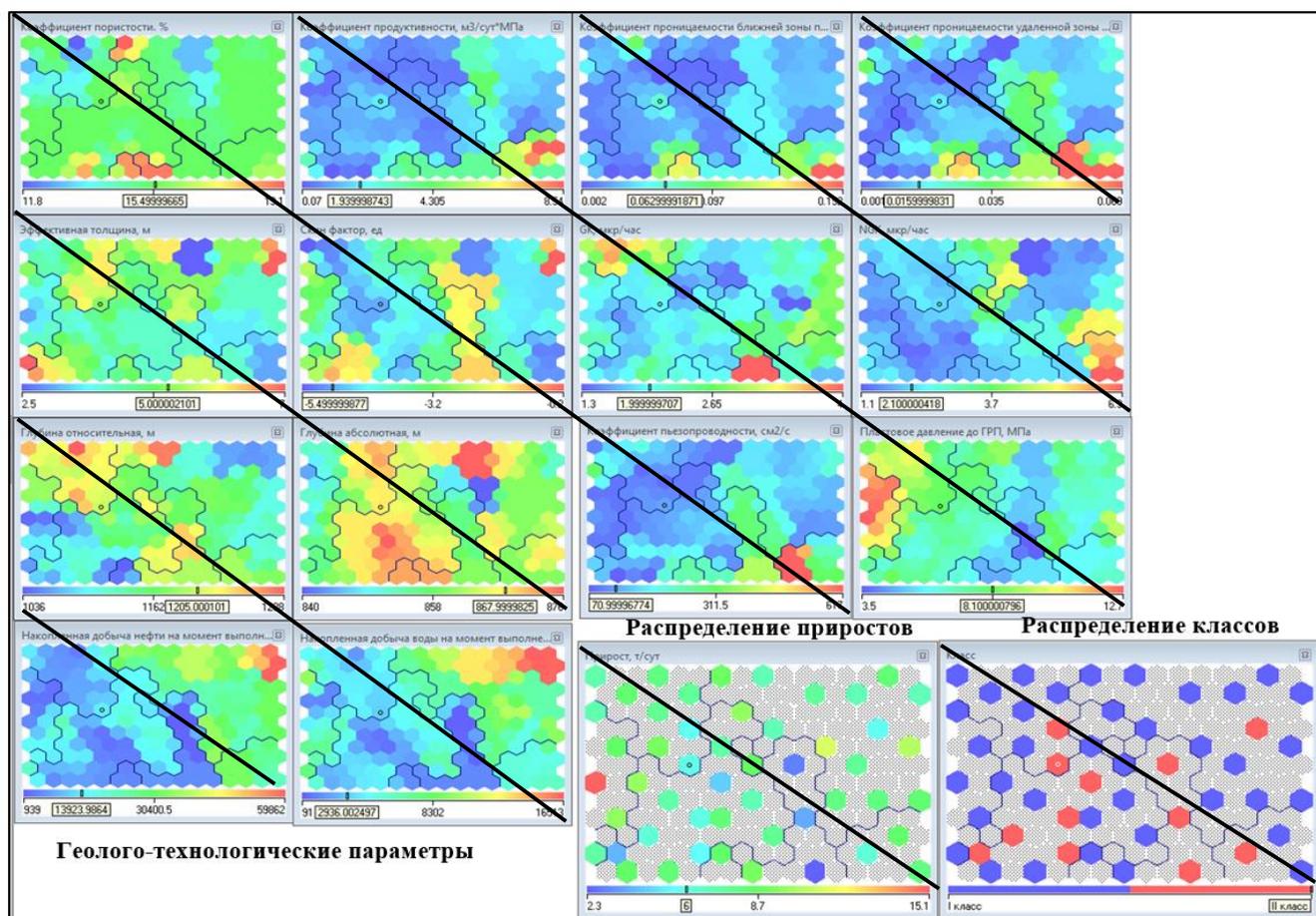


Рис. 1.6.5.1. Карты геолого-технологических параметров для верейского объекта

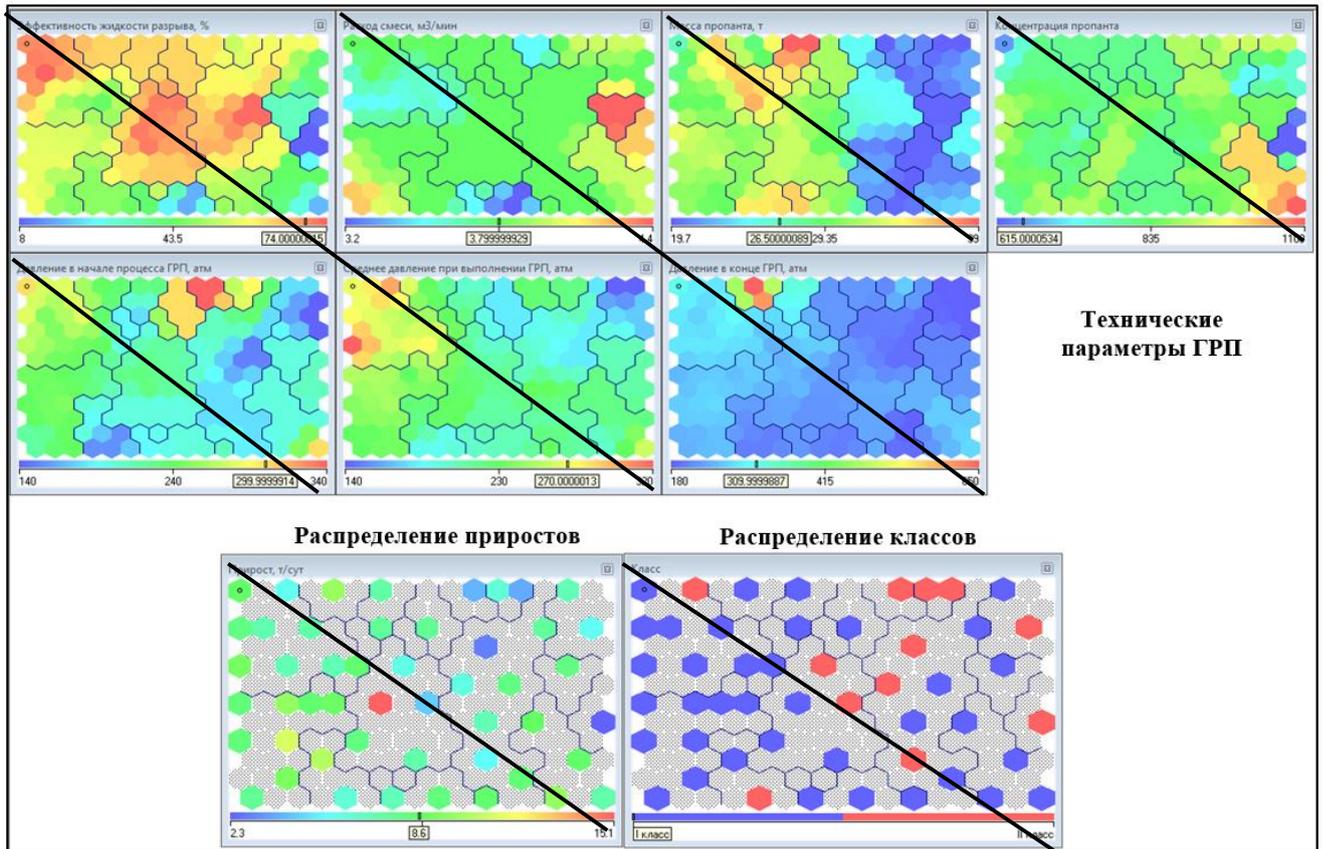


Рис. 1.6.5.2. Карты технических параметров для верейского объекта

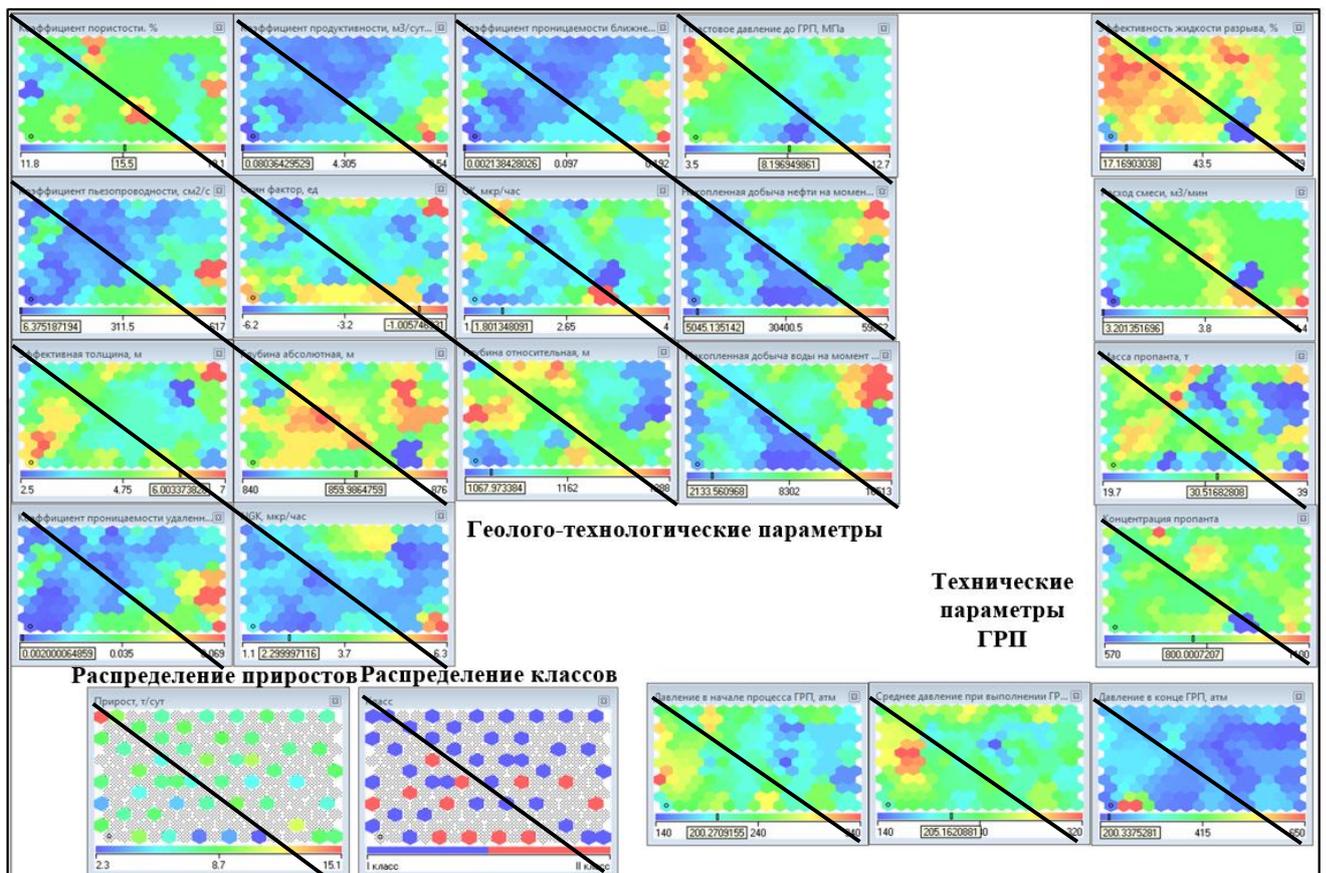


Рис. 1.6.5.3. Карты геолого-технологических и технических параметров для верейского объекта

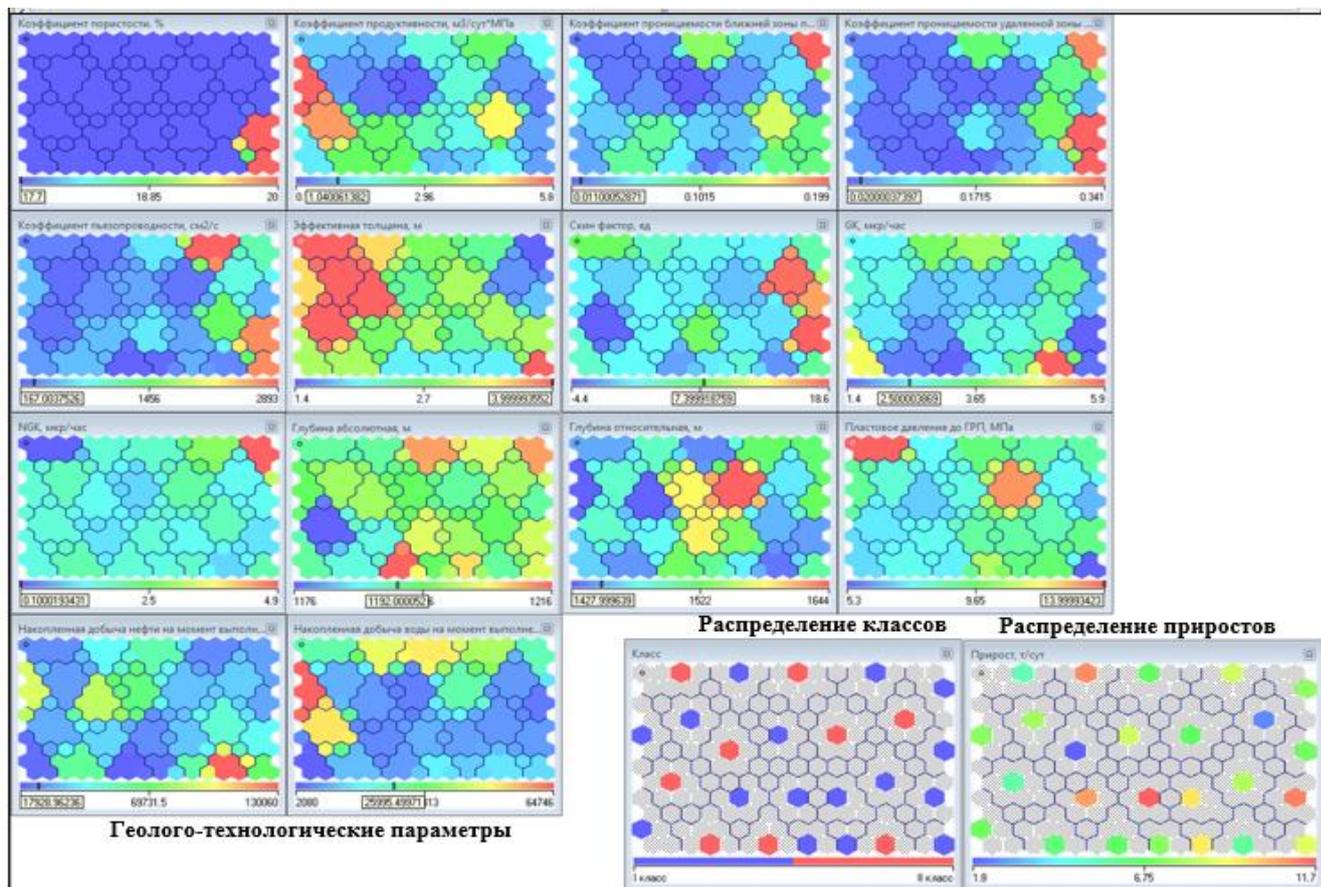


Рис. 1.6.5.4. Карты геолого-технологических параметров для тульского объекта

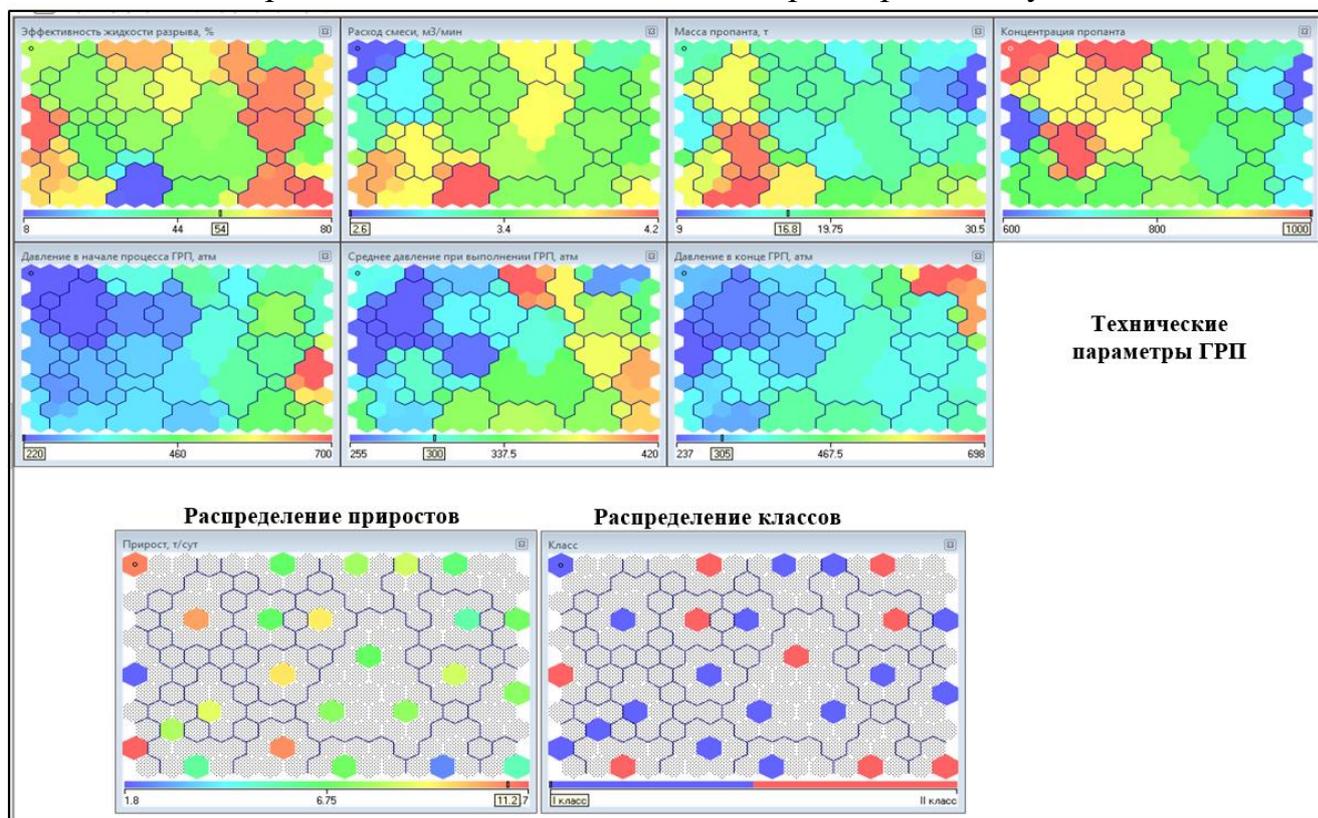


Рис. 1.6.5.5. Карты технических параметров ГРП для тульского объекта

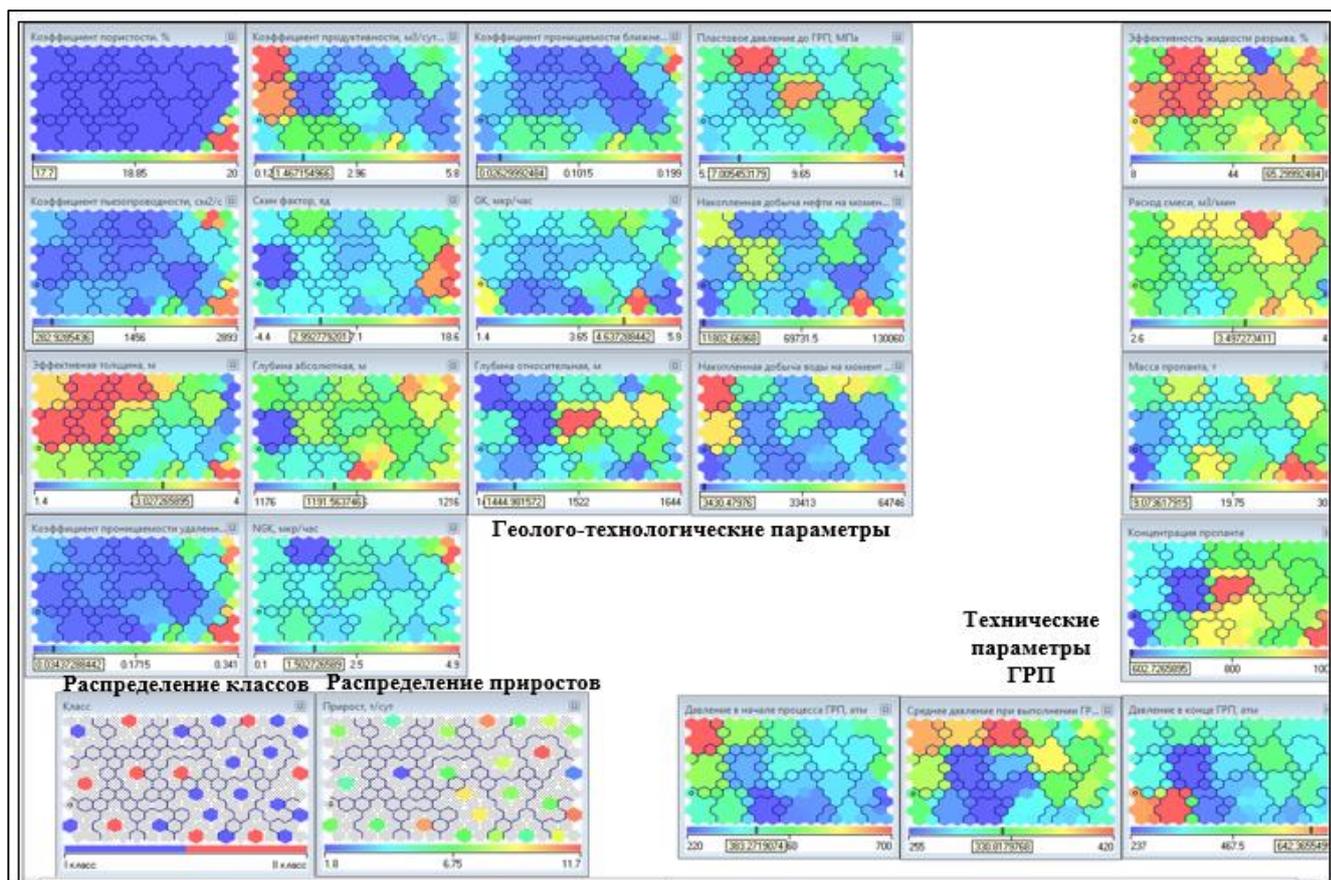


Рис. 1.6.5.6. Карты геолого-технологических и технических параметров ГРП для тульского объекта

Представленные модели машинного обучения, описанные в главе, обладают сложной структурой и по ним написано множество работ [74, 117, 118, 120, 123, 127, 128, 133, 134, 140, 141, 147, 152, 153, 156, 160, 163, 168, 170].

В своих работах Дюкова М. В. [41, 42] систематизировала опыт проведения ГРП на девонском объекте Ромашкинского месторождения с использованием принципа Парето. В работе демонстрируются основные этапы применения принципа Парето для оценки потенциала повышения дебита нефти после использования ГРП. Методика опробована на 880 скважинах, она позволила подобрать критерии применения технологии ГРП, рассчитать оптимальный целевой прирост дебита нефти и дополнительную добычу нефти.

В работах Назаренко М. Ю. [77-79] описана разработка методики оценки рисков и неопределенностей в прогнозировании добычи нефти с применением методов машинного обучения. Расчеты выполнялись с использованием теоремы Байеса, моделирования Монте-Карло, Марковских цепей. Разработанный метод применен для прогнозирования

добычи нефти в 130 добывающих скважинах. В результате сопоставления прогнозных и фактических значений установлено, что средняя погрешность составила 7,2-17,3 %.

В работах Вотинова А. С. [3, 15] для верейского объекта разработки Москудинского нефтяного месторождения разработана статистическая модель прогноза естественной трещиноватости. Выявлено, что эффективность технологии ГРП в зонах с естественной трещиноватостью ниже, чем в поровых коллекторах. В работе разработана многомерная статистическая модель для прогнозирования эффективности ГРП, учитывающая наличие естественной трещиноватости коллектора. Установлено, что эффективность технологии ГРП контролируется удельным расходом пропанта, пластовым давлением, проницаемостью и скин-эффектом.

Начальным этапом вероятностно-статистического моделирования является обоснование входных параметров моделирования – перечня исходных геолого-технологических и технических параметров, влияющих на эффективность ГТМ, чему посвящена следующая глава работы.

Основные выводы по главе 1

1. Подбор скважин для использования пропантного ГРП на объектах разработки Пермского края осуществляется в условиях ухудшения геолого-физических условий. Повышение качества прогнозирования существующих методов и моделей для оценки эффективности ГТМ имеет высокую актуальность для нефтедобывающих предприятий.

2. Выполнен обзор геолого-гидродинамических и математических методов прогнозирования. Установлено, что существующие методы обладают слабой сходимостью фактических и прогнозных значений. Их прогнозирующая способность достигается в определенных очень узких интервалах. Слабая точность прогнозирования эффективности ГТМ связана с неполным учетом геолого-технологических факторов (массы пропанта, давлений, создаваемых в процессе ГРП, концентрации пропанта, объема кислотного состава, протяженности радиальных каналов и др.). На сегодня необходимо разрабатывать модели с более точными прогностическими способностями.

3. Обоснована необходимость комплексного учета геологических, технологических и технических параметров для повышения качества прогнозирования. Определены условия задачи и пути решения. В работе предлагается принципиально иной подход, основанный на обработке накопленного опыта проведения ГРП, РБ и КО вероятностно-статистическим методом. Его преимуществом следует считать тот факт, что построенные многоуровневые вероятностно-статистические модели позволяют не только прогнозировать эффективность ГТМ, но и исследовать влияние геолого-технологических и технических параметров на эффективность воздействия на пласт.

ГЛАВА 2. ОБОСНОВАНИЕ ИСХОДНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

2.1 Подготовка исходных данных для анализа

Вторая глава посвящена обоснованию геолого-технологических и технических параметров, влияющих на эффективность ГТМ, которые могут быть использованы в качестве исходных данных разрабатываемой методики. Решение поставленной задачи первоначально выполнено применительно к наиболее распространенной на месторождении технологии воздействия на пласт – пропантному ГРП.

В задачах прогнозирования качество моделей зависит от входного набора данных. Набор данных — это строки и столбцы. Каждое значение относится с одной стороны к переменной, с другой стороны к соответствующему наблюдению. Одними из главных целей в формировании набора данных являются:

1. Определить максимально возможное количество внешних факторов описываемого объекта исследования. При начальном рассмотрении вопроса прогнозирования и выбора модели для нее все что мы имеем, это сложное описание исследуемого объекта исследования. Объект исследования определяется признаками. Признаки – это объекты реального мира. На начальной стадии важен каждый признак. При работе с данными из каждого признака можно извлечь цифровую информацию, определяющую определенный аспект нашего объекта.

2. Не оценивать важность или неважность внешнего фактора, описывающего объект исследования.

3. Не важные при начальной оценке параметры могут значительно улучшить качество модели. Признаки не коррелируются с целевой переменной по отдельности, но использование их всех вместе позволяет найти закономерность.

Для решения поставленной задачи выполнен анализ накопленного опыта проведения мероприятий в условиях верейского карбонатного и тульского терригенного объектов разработки. Привлечен широкий набор геолого-технологических и технических параметров, информативность (важность) которых оценена с использованием статистических инструментов: t_p – критерий Стьюдента и критерий χ^2 [18, 27, 101].

На верейском объекте разработки выполнено 79 операций пропантного ГРП, на тульском объекте разработки – 32 операции. По результатам анализа определены 26 значимых, то есть оказывающих влияние на результаты ГРП, геолого-технологических параметров, характеризующих как индивидуальные особенности скважины-кандидата, так и район залежи (табл. 2.1.1). Дополнительно определены семь технических параметров, информация по которым становится известной только в момент дизайна и непосредственно проведения пропантного ГРП. Количество параметров одинаково для обоих объектов разработки, что позволит достоверно сопоставить полученные результаты прогнозирования и определить, как тот или иной параметр влияет на эффективность пропантного ГРП.

Параметры: пластовое давление, продуктивность, проницаемость ближней и удаленной зон пласта, пьезопроводность, скин-фактор были рассчитаны по результатам гидродинамических исследований. Такие параметры, как абсолютная отметка кровли пласта, эффективная нефтенасыщенная толщина, данные гамма и нейтронногамма каротажа, были определены в результате комплекса геофизических исследований скважин, представленных на рис. 1.3.1 и 1.3.4.

Данные гамма каротажа характеризуют естественную радиоактивность горных пород, благодаря чему возможно оценить глинистость породы. Данные нейтронногамма каротажа характеризуют искусственную радиоактивность горных пород, благодаря чему возможно определить наибольшее поглощение нейтронов, что определяет карбонатность.

В данный список не вошел технологический параметр – обводненность до выполнения пропантного ГРП. Данный параметр имеет слабую дифференциацию и информативность. По выполненным скважинам-кандидатам обводненность составляла 20 %. Стоит отметить, что в список вошли суммарные накопленные технологические параметры, которые косвенно характеризуют степень выработки запасов нефти и степень обводнения района залежи.

Список важных геолого-технологических и технических параметров

№№	Параметры
Геологические	
1	Коэф. пористости, m , %
2	Коэф. продуктивности до ГРП, $K_{\text{прод}}$, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$
3	Коэф. проницаемости ближней зоны пласта до ГРП, $K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$, мкм^2
4	Коэф. проницаемости удаленной зоны пласта до ГРП, $K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$, мкм^2
5	Коэф. пьезопроводности до ГРП, γ , $\text{см}^2 \cdot \text{с}$
6	Скин-фактор до ГРП, S , ед
7	Данные гамма каротажа, GK , мкр/час
8	Данные нейтронногамма каротажа, NGK , усл. ед
9	Эффективная нефтенасыщенная толщина, $h_{\text{эф}}$, м
10	Абсолютная отметка залегания кровли, $H_{\text{абс}}$, м
Технологические	
11	Пластовое давление до ГРП, $P_{\text{пл}}$, до ГТМ, МПа
12	Накопленная добыча нефти на момент выполнения ГРП, $Q_{\text{н.н.}}$, т
13	Накопленная добыча воды на момент выполнения ГРП, $Q_{\text{н.в.}}$, т
Среднее значение геологических параметров в районе залежи	
14	Коэф. пористости, \bar{m} , %
15	Коэф. продуктивности до ГРП, $\bar{K}_{\text{прод}}$, ($\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$)
16	Коэф. проницаемости ближней зоны пласта до ГРП, $\bar{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$, мкм^2
17	Коэф. проницаемости удаленной зоны пласта до ГРП, $\bar{K}_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$, мкм^2
18	Коэф. пьезопроводности до ГРП, $\bar{\gamma}$, $\text{см}^2 \cdot \text{с}$
19	Скин-фактор до ГРП, \bar{S} , ед
20	Данные гамма каротажа, \bar{GK} , мкр/час
21	Данные нейтронногамма каротажа, \bar{NGK} , усл. ед
22	Эффективная нефтенасыщенная толщина, $\bar{h}_{\text{эф}}$, м
23	Абсолютная отметка залегания кровли, $\bar{H}_{\text{абс}}$, м
Технологические параметры в районе залежи	
24	Пластовое давление до ГРП, $\bar{P}_{\text{пл}}$, МПа
25	Суммарная накопленная добыча нефти по району скважины на момент выполнения ГРП, $\Sigma Q_{\text{н.н.}}$, т
26	Суммарная накопленная добыча воды по району скважины на момент выполнения ГРП, $\Sigma Q_{\text{н.в.}}$, т
Технические параметры проведенного ГРП	
27	Эффективность жидкости разрыва, Эж.р. %
28	Расход смеси, $Q_{\text{см}}$, $\text{м}^3/\text{мин}$
29	Масса пропанта, $M_{\text{проп.}}$, т
30	Концентрация пропанта, $K_{\text{проп.}}$, $\text{кг}/\text{м}^3$
31	Давление в начале процесса ГРП, $P_{\text{нач.}}$, атм.
32	Среднее давление при выполнении ГРП, $P_{\text{ср.}}$, атм.
33	Давление в конце ГРП, $P_{\text{кон.}}$, атм.

2.2 Статистический анализ исходной геолого-технологической и технической информации в скважинах с выполненными операциями пропантного ГРП

С целью разделения исходных выборок скважин с опытом проведения пропантного ГРП по рассматриваемым объектам разработки на две группы (эффективные и неэффективные) проведен пошаговый регрессионный анализ (ПРА) 33 информативных параметров [26]. Для этого фактические $q_{н.факт}^{грп}$ расположены в последовательности от минимальных до максимальных значений $q_{н.факт}^{min} \rightarrow q_{н.факт}^{max}$.

1. построено регрессионное уравнение по геолого-технологическим параметрам для количества скважин $n=4$ тульского объекта разработки и $n=9$ верейского объекта разработки;

$$q_{н.факт}^{n=4(9)} = a_0 + a_n X_n + \dots + a_n Y_n + \dots + \varepsilon_t \quad (2,2,1)$$

Аналогично построены уравнения по геолого-технологическим параметрам в сторону увеличения $q_{н.факт}^{min} \rightarrow q_{н.факт}^{max}$ для количества скважин $n=9, \dots, 79$; $n=4, 5, \dots, 32$. Рассчитаны 71 и 29 уравнений для верейского и тульского объектов разработки;

2. построено регрессионное уравнение по техническим параметрам ГРП

$$q_{н.факт}^{n=4(9)} = a_0 + \dots + a_n Z_n + \varepsilon_t \quad (2,2,2)$$

Аналогично построены уравнения по техническим параметрам ГРП в сторону увеличения $q_{н.факт}^{min} \rightarrow q_{н.факт}^{max}$.

3. для каждого уравнения при разных значениях n вычислен коэффициент детерминации R^2 . Построены зависимости R^2 от $q_{н.факт}^{грп}$. По экстремуму R^2 определены значимые значения эффективности пропантного ГРП.

Построены регрессионные уравнения, где участие каждого параметра при формировании определенного значения показателя $q_{н.факт}^{грп}$ и динамика изменения R^2 представлена на рис. 2.2.1-2.2.2. В табл. 2.2.1 и 2.2.2 предоставлено распределение параметров, участвующих в построении уравнений.

На рисунках отмечается, что значения R^2 снижаются 0,60-0,20 д.ед. В первых уравнениях (6 скв.) отмечаются высокие значения R^2 , с увеличением количества скважин в выборках наблюдается его снижение. Закономерность снижения значений R^2

характерна для обоих объектов разработки. Формы кривых объектов разработки повторяют друг друга.

На рисунках выделяются три группы изменения значений зависимостей:

- на объектах разработки первая группа с приростами дебитов нефти 3,0-5,0 т/сут характеризуется постепенным снижением R^2 ;
- во второй группе со среднесуточными приростами дебитов нефти 5,0-7,0 т/сут наблюдаются высокие темпы снижения R^2 с 0,57 до 0,18 д.ед, характерные для обоих объектов разработки, что обусловлено изменением геолого-физических и технических условий выполнения операций пропантного ГРП;
- в третьей группе со среднесуточными приростами дебитов нефти ≥ 7 т/сут значения коэффициента R^2 стабилизируются в районе 0,20 д.ед. Демонстрируется, что увеличение количества скважин в выборках не влияет положительно или отрицательно на R^2 .

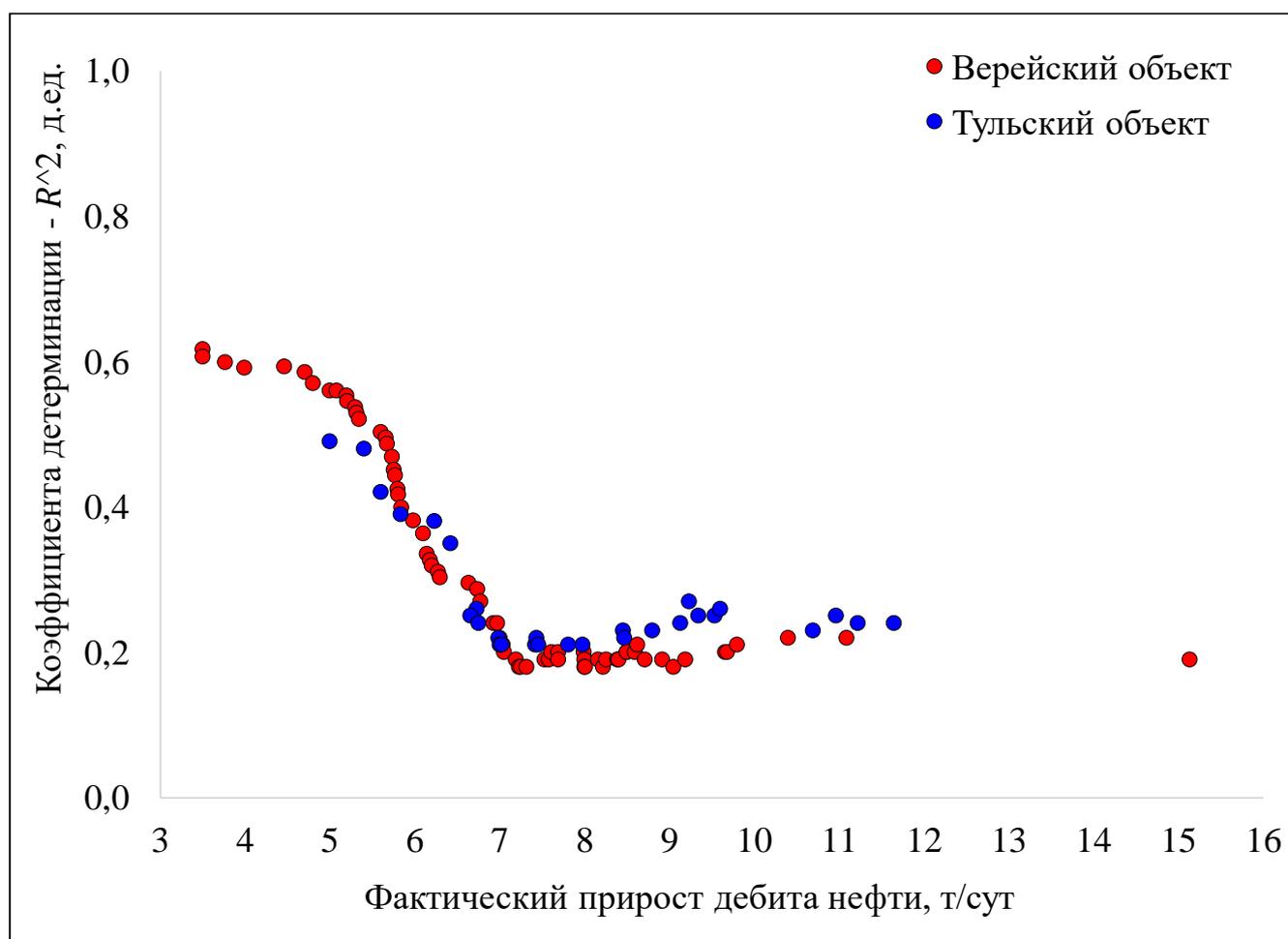


Рис. 2.2.1. Динамика изменения коэффициентов детерминации R^2 , рассчитанных по геолого-технологическим параметрам

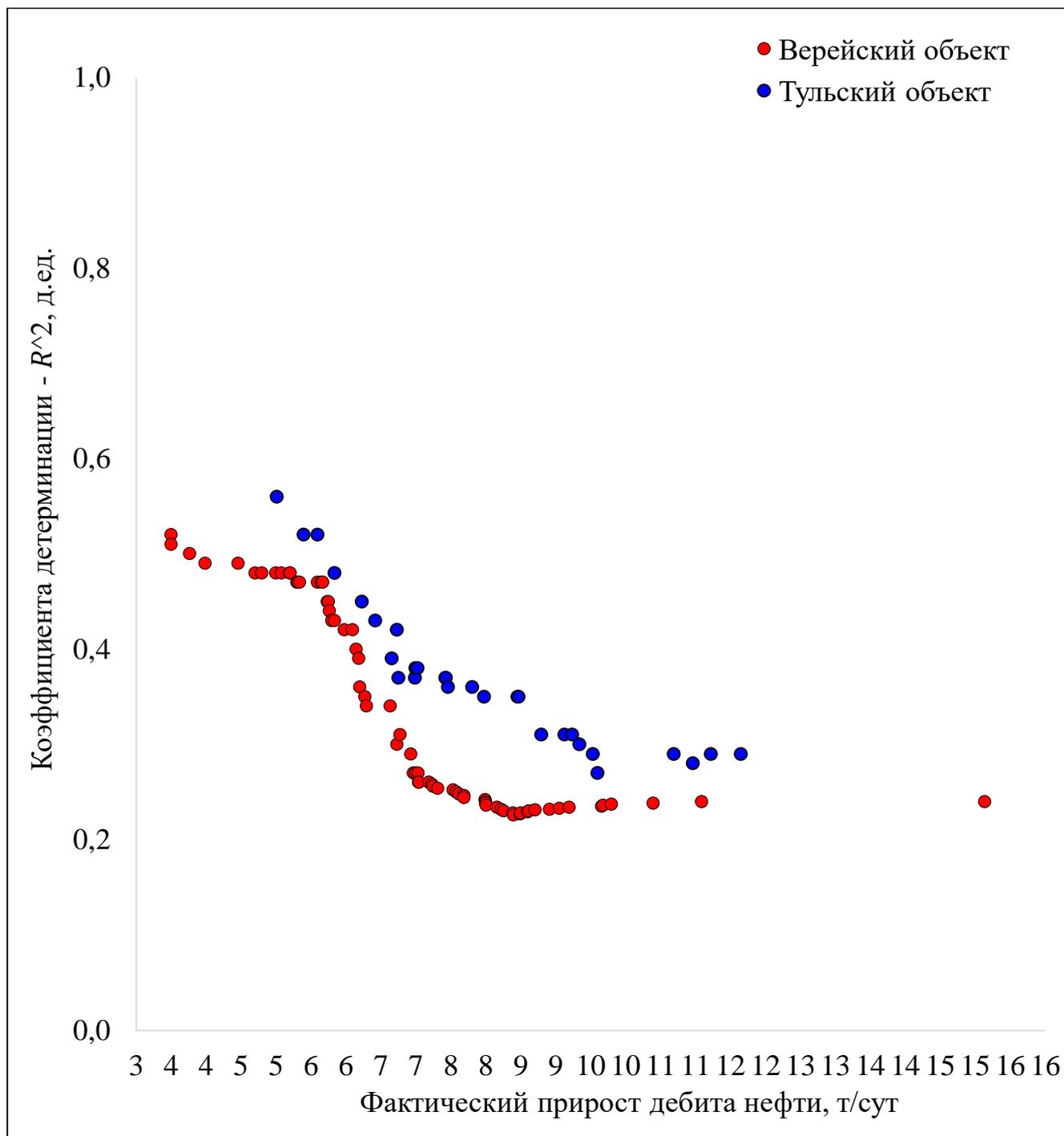


Рис. 2.2.2. Динамика изменения коэффициентов детерминации R^2 , рассчитанных по техническим параметрам ГРП

В табл. 2.2.1 – 2.2.2 знаком «+» продемонстрированы параметры, участвующие в построении уравнений. Красным цветом выделены параметры для верейского объекта разработки и синим цветом – параметры тульского объекта разработки, что позволяет визуально сравнить параметры, влияющие на $q_{н.факт}^{грп}$. Для анализа выполнены количественный и качественный анализы полученных данных.

Количественный анализ геолого-технологических параметров

Количественный анализ выполнен с помощью оценки встречаемости каждого параметра в уравнениях. В табл. 2.2.1 демонстрируется, что на тульском объекте разработки в группе значений среднесуточных приростов дебитов нефти менее 7 т/сут наиболее часто встречаются геологические параметры, характеризующие район залежи: \overline{m} , $\overline{K_{\text{прод}}}$, \overline{S} , \overline{NGK} , $\overline{h_{\text{эф}}}$. В группе значений ($q_{\text{н.факт}}^{\text{ГРП}} > 7$ т/сут) построение уравнений происходит с использованием: $\overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}}$, $\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$, $\overline{\gamma}$, \overline{GK} . Также включаются индивидуальные геологические условия скважин: m , γ , $K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$, S , GK , NGK , $H_{\text{абс}}$. Отмечается, что эффективность пропантного ГРП в разных группах контролируется технологическими параметрами: $Q_{\text{н.н}}$, $Q_{\text{н.в}}$, $\sum Q_{\text{н.в}}$ и $\sum Q_{\text{н.н}}$.

В отличие от тульского объекта на всем диапазоне значений среднесуточных приростов дебитов нефти верейского объекта разработки принимают участие в построении уравнений большинство исходных геолого-технологических параметров, характеризующие как район залежи, так и индивидуальные условия скважин.

Таким образом, оценка встречаемости параметров позволила приблизительно оценить способ формирования эффективности пропантного ГРП. Отмечено, что в разных группах эффективность контролируется определенными параметрами. Выделяются параметры, принимающие участие в построении уравнений на всем диапазоне эффективности, так и параметры, встречающиеся несколько раз, характеризующие определённые значения эффективности технологии. Для более детального анализа формирования среднесуточных приростов дебитов нефти проведен качественный анализ каждого из исходных параметров.

Качественный анализ геолого-технологических параметров

Качественный анализ выполнен с использованием значений коэффициентов a_0, \dots, a_n уравнения 2,2,1. Построены графические распределения значений коэффициентов из табл. 2.2.1 и исследованы с помощью анализа дисперсии (степень разброса значений). Формирование эффективности технологии на объектах разработки сопровождается определенным поведением исходных параметров в уравнениях 2,2,1.

В первом случае поведение характеризуется тем, что при увеличении количества скважин в выборках формирование эффективности технологии ГРП происходит в схожих геолого-физических условиях. Схожие условия возможно определить, проанализировав дисперсию каждого из коэффициентов a_0, \dots, a_n и выявив низкую амплитуду ее изменения. Во втором случае формирование эффективности технологии происходит непредсказуемо, что предполагает наличие разных геолого-физических условий. Дисперсия каждого из коэффициентов a_0, \dots, a_n будет характеризоваться высокой амплитудой изменения.

На рис. 2.2.3 изображены распределения значений свободных членов a_0 . Начальное формирование эффективности на верейском объекте разработки до значения 6,2 т/сут сопровождалось снижением значений $a_0 \rightarrow 0$ и низкими значениями дисперсии. Формирование эффективности со значениями более 6,2 т/сут сопровождается ростом дисперсии и увеличением степени разброса значений. На тульском объекте разработки наблюдается близкая закономерность в районе 8,2 т/сут. Проведенный анализ установил, что выделенные значения эффективности статистически значимые, так как их выявление делит выборки скважин на группы со схожими условиями формирования эффективности.

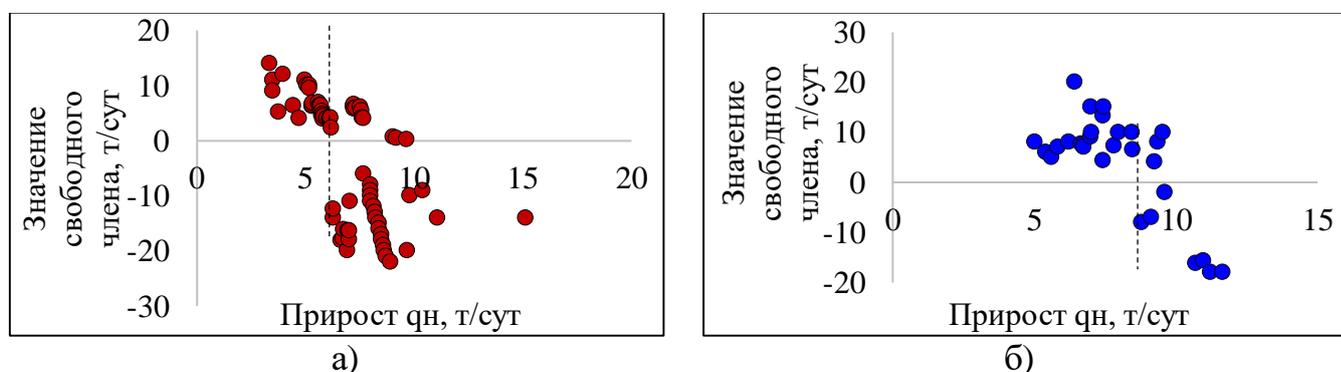


Рис. 2.2.3. Распределение a_0 от $q_{н.факт}^{грп}$: а) верейский объект; б) тульский объект

На рис. 2.2.4 изображены распределения значений коэффициентов параметров $K_{прон}^{узп}$ и $\overline{K_{прон}^{узп}}$. Начальное формирование эффективности на верейском объекте разработки до значения 6,8 т/сут сопровождалось высокими значениями дисперсии. Формирование среднесуточных приростов дебитов нефти более 6,8 т/сут происходит линейно и со снижением значений дисперсии. На тульском объекте разработки обратная закономерность – в диапазоне эффективности менее 7 т/сут значения коэффициентов обладают слабой дисперсией, но с увеличением количества скважин в выборках

наблюдается значительный ее рост. Значение среднесуточного прироста дебита нефти 7 т/сут статистически значимое и делит выборки на две группы.

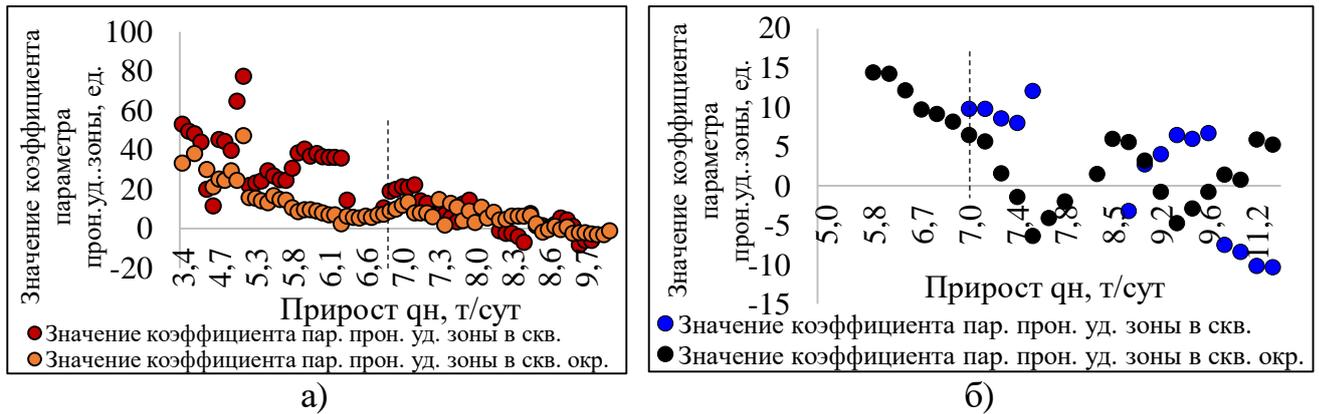


Рис. 2.2.4. Распределение a_1 параметров $K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$ и $\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$ от $q_{\text{н.факт}}^{\text{грп}}$:

а) верейский объект; б) тульский объект

На рис. 2.2.5 изображены распределения значений коэффициентов параметров $P_{\text{пл.}}$ и $\overline{P_{\text{пл.}}}$. Формирование эффективности на верейском объекте разработки происходит в двух группах. Пластовое давление в районе залежи оказывают влияние на эффективность технологии только до значения 6,5 т/сут. Значения эффективности 3,4 – 6,5 т/сут характеризуются высокими значениями дисперсии в отличие от группы 7,6-15,1 т/сут. В группе значений 6,6-7,5 т/сут пластовое давление не оказывает влияние на формирование эффективности. Учитывая разделения выборок на группы значение эффективности 6,5 т/сут является значимым для верейского объекта. На тульском объекте разработки формирование эффективности до значения 7,8 т/сут характеризуется более высокими значениями дисперсии, в отличие от группы 9,3-11,7 т/сут.

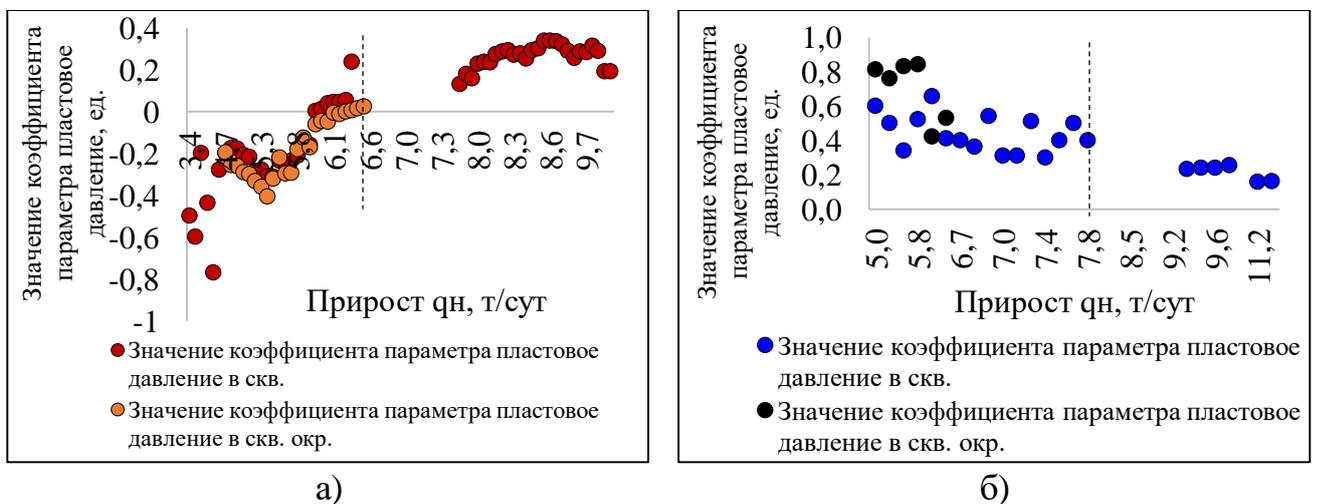


Рис. 2.2.5. Распределение a_1 параметров $P_{\text{пл.}}$ и $\overline{P_{\text{пл.}}}$ от $q_{\text{н.факт}}^{\text{грп}}$:

а) верейский объект; б) тульский объект

На рис. 2.2.6 изображены распределения значений коэффициентов параметров γ и $\bar{\gamma}$. Демонстрируется, что на верейском объекте разработки высокие значения дисперсии отмечаются в начале формирования эффективности до 4,5 т/сут, с увеличением количества скважин в выборках дисперсия снижается. На тульском объекте разработки начальное формирование эффективности до 7,4 т/сут характеризуется низкими значениями дисперсии, с увеличением количества скважин в выборках дисперсия повышалась. Значения среднесуточных приростов дебитов нефти 4,5 т/сут и 7,4 т/сут являются статистически значимыми.

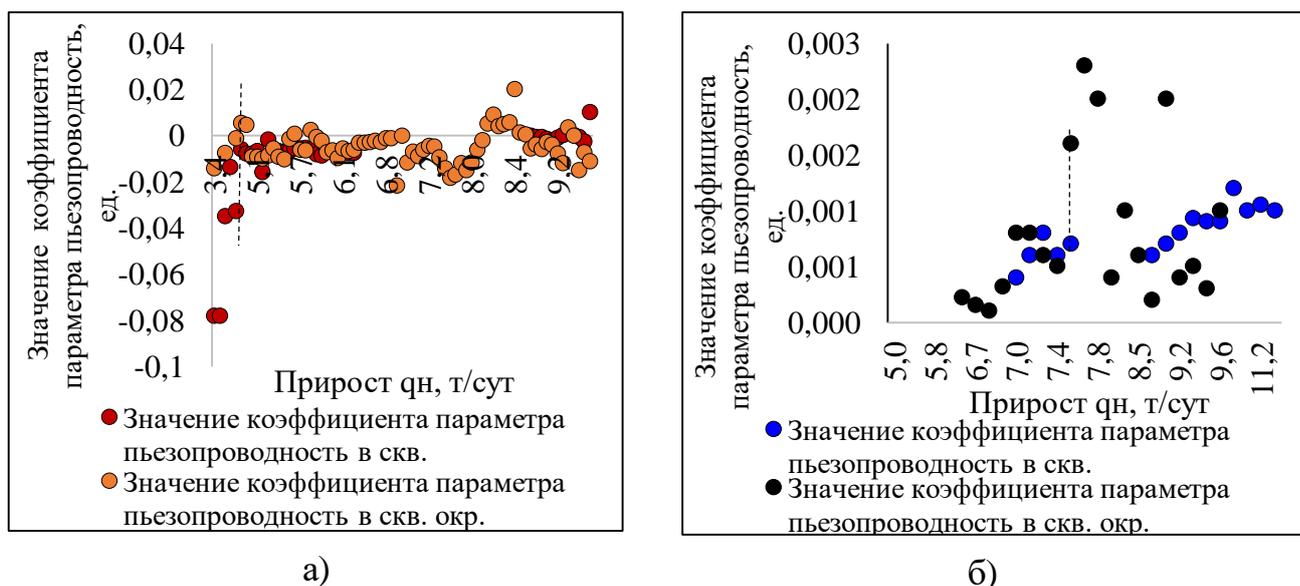
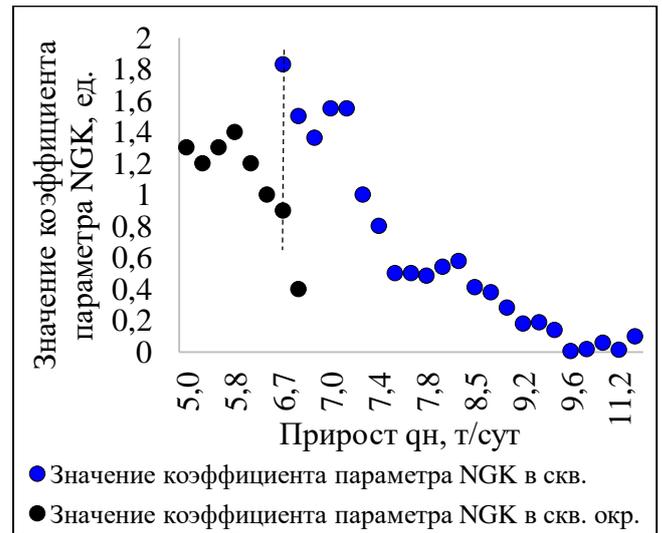
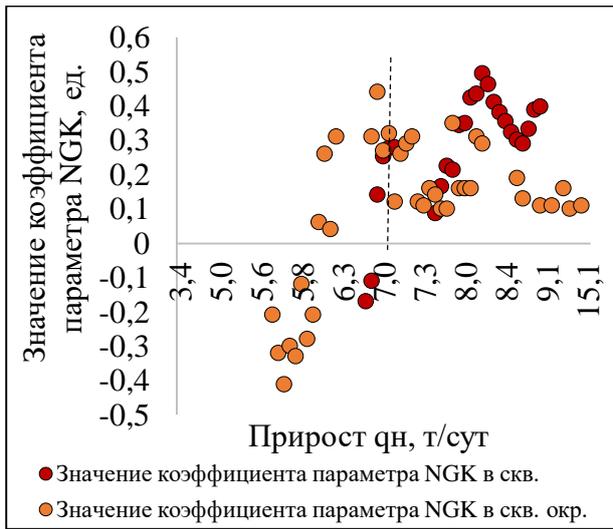


Рис. 2.2.6. Распределение a_1 параметров γ и $\bar{\gamma}$ от $q_{н.факт}^{grp}$:

а) верейский объект; б) тульский объект

На рис. 2.2.7 изображены распределения значений коэффициентов параметров NGK и \overline{NGK} . Начальное формирование эффективности на верейском объекте разработки до значения 7,0 т/сут сопровождалось повышением значений дисперсии. Формирование эффективности значений более 7,0 т/сут приводило к стабилизации значений дисперсии. На тульском объекте разработки в начальный момент формирования эффективности значения дисперсии увеличивались, но не значительно. В значении среднесуточного прироста дебита нефти равном 6,7 т/сут дисперсия имеет наиболее высокое значение. Увеличение количества скважин в выборках привело к ее снижению. На объектах разработки значения эффективности 7,0 т/сут и 6,7 т/сут являются статистически значимыми.



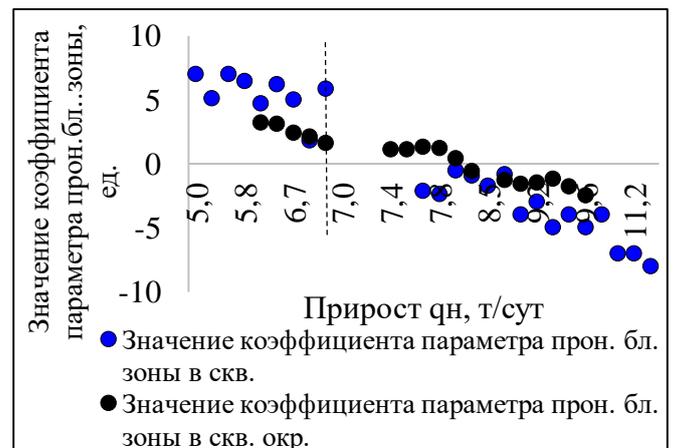
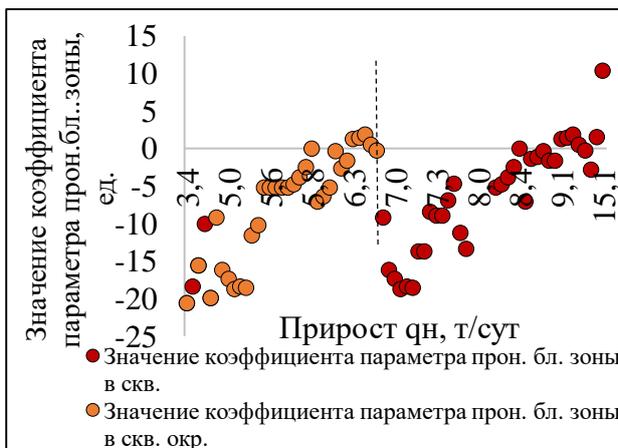
а)

б)

Рис. 2.2.7. Распределение a_1 параметров NGK и \overline{NGK} от $q_{н.факт}^{грп}$:

а) верейский объект; б) тульский объект

На рис. 2.2.8 изображены распределения значений коэффициентов параметров $K_{прон}^{ПЗП}$ и $\overline{K_{прон}^{ПЗП}}$. Тенденции изменения значений коэффициентов на объектах разработки имеют противоположный характер. На верейском объекте демонстрируется, что значения a_1 в районе 7,0 т/сут образуют две группы. В группе 3,4-6,9 т/сут эффективность формируется с использованием проницаемости ближней зоны района залежи – $K_{прон}^{ПЗП}$. В группе 7,0-15,1 т/сут принимает участие только параметр $\overline{K_{прон}^{ПЗП}}$. На тульском объекте формирование эффективности отмечается кроме группы 6,8-7,4 т/сут. На объектах разработки значения 7,0 т/сут и 6,8 т/сут являются статистически значимыми.



а)

б)

Рис. 2.2.8. Распределение a_1 параметров $K_{прон}^{ПЗП}$ и $\overline{K_{прон}^{ПЗП}}$ от $q_{н.факт}^{грп}$:

а) верейский объект; б) тульский объект

На рис. 2.2.9 изображены распределения значений коэффициентов параметров $Q_{н.н.}$ и $\sum Q_{н.н.}$. На верейском объекте разработки в диапазоне эффективности 3,4-8,1 т/сут значения дисперсии не изменяются и составляют 0,078 д.ед. Увеличение количества скважин в выборках повышает значения дисперсии до 0,120 д.ед. На тульском объекте разработки формирование эффективности происходит в двух группах. В группе 5,0-8,7 т/сут наблюдается снижение значений дисперсии, а в группе 8,8-11,2 т/сут значения дисперсии повышаются.

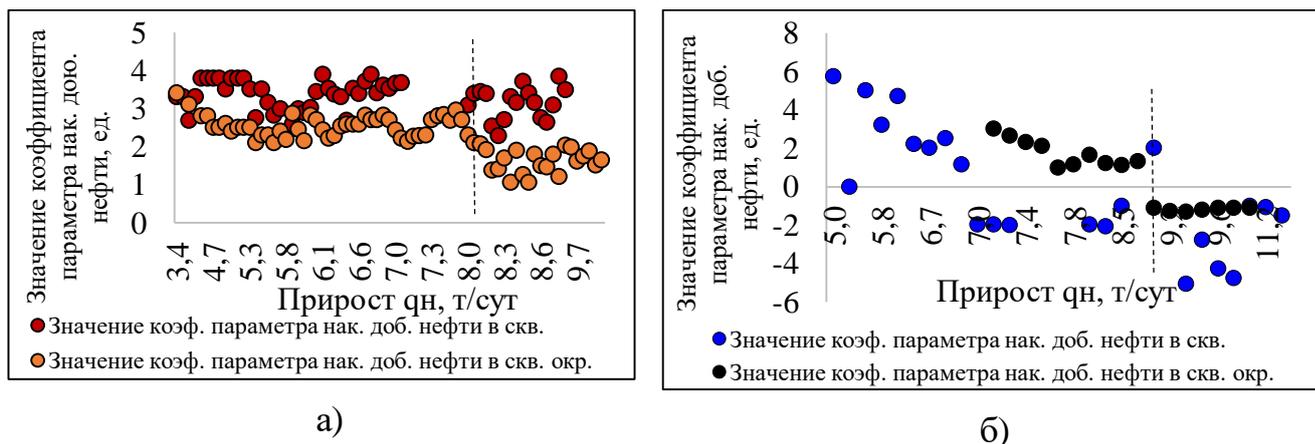


Рис. 2.2.9. Распределение a_1 параметров $Q_{н.н.}$ и $\sum Q_{н.н.}$ от $q_{н.факт}^{grp}$:

а) верейский объект; б) тульский объект

На рис. 2.2.10 изображены распределения значений коэффициентов параметров m и \bar{m} . На верейском объекте разработки пористость слабо влияет на эффективность, так как отмечается несколько значений коэффициентов. На тульском объекте разработки выборки делятся на две группы по значению эффективности 6,7 т/сут. Начальная эффективность технологии обусловлена влиянием пористости района залежи, более высокая эффективность зависит от значений пористости пласта, вскрываемой в скважине.

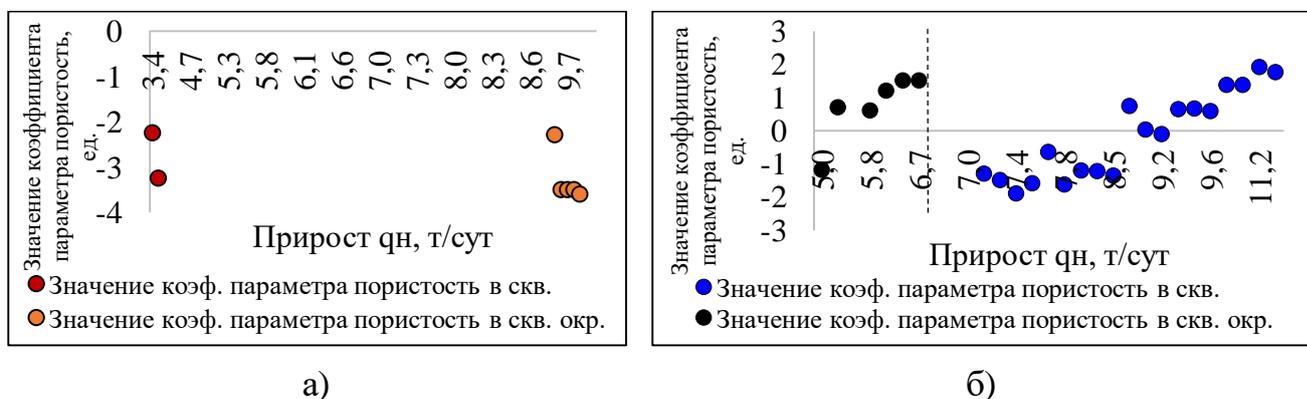


Рис. 2.2.10. Распределение a_1 параметров m и \bar{m} от $q_{н.факт}^{grp}$:

а) верейский объект; б) тульский объект

На рис. 2.2.11 изображены распределения значений коэффициентов параметров $K_{\text{прод}}$ и $\overline{K_{\text{прод}}}$. На верейском объекте разработки отмечено четыре группы формирования эффективности: 3,4-5,1 т/сут; 5,6-6,2 т/сут; 8,0-8,4 т/сут; 8,5-15,1 т/сут, в каждом из них принимает участие определенный параметр. В диапазоне 6,3-7,9 т/сут параметры не оказывают влияния на эффективность. На тульском объекте разработки в диапазоне 7,4-8,6 т/сут продуктивность пласта не оказывает влияние на эффективность. Значения эффективности 6,3 т/сут и 7,4 т/сут являются статистически значимыми.

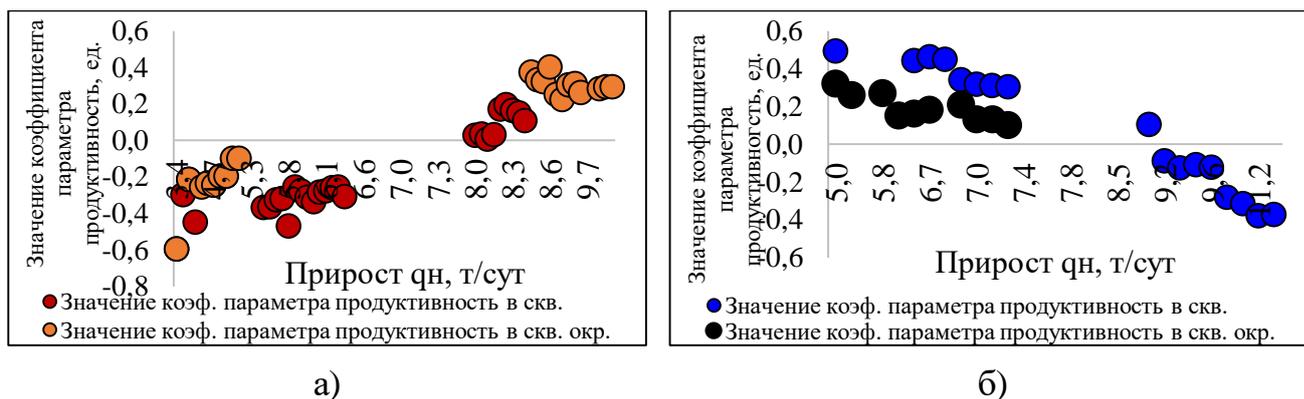


Рис. 2.2.11. Распределение a_1 параметров $K_{\text{прод}}$ и $\overline{K_{\text{прод}}}$ от $q_{\text{н.факт}}^{\text{грп}}$:

а) верейский объект; б) тульский объект

На рис. 2.2.12 изображены распределения значений коэффициентов параметров S и \overline{S} . На верейском объекте разработки выделяется две группы: первая группа 3,4-8,5 т/сут с низкими значениями дисперсии и вторая группа 8,6-15,1 т/сут с высокими значениями. На тульском объекте выборки делятся по максимальному значению дисперсии, равному 7,3 т/сут. Значения эффективности 8,6 т/сут и 7,3 т/сут статистически значимые.

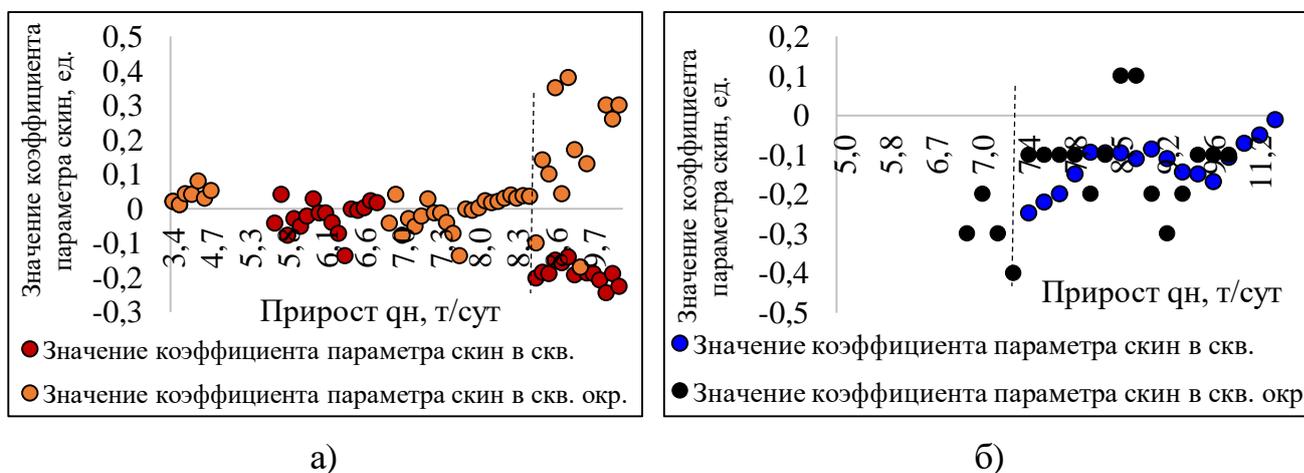


Рис. 2.2.12. Распределение a_1 параметров S и \overline{S} от $q_{\text{н.факт}}^{\text{грп}}$:

а) верейский объект; б) тульский объект

На рис. 2.2.13 изображены распределения значений коэффициентов параметров GK и \overline{GK} . На верейском объекте разработки выделяются две группы: первая группа 3,4-8,4 т/сут с низкими значениями дисперсии и вторая группа 8,5-15,1 т/сут с высокими значениями. На тульском объекте разработки выборки делятся по наибольшему значению дисперсии с эффективностью 6,8 т/сут. На объектах разработки значения эффективности 8,5 т/сут и 6,8 т/сут статистически значимые.

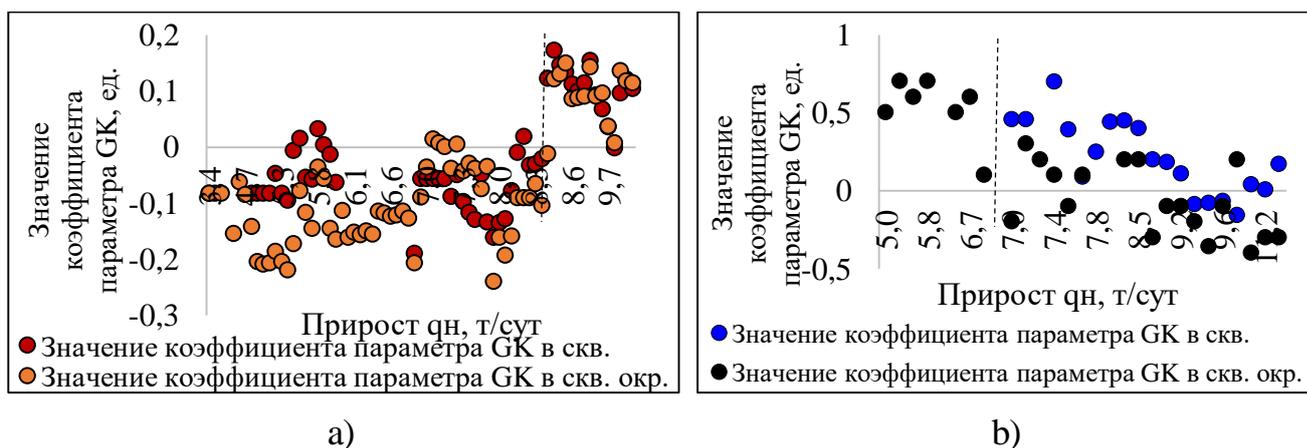


Рис. 2.2.13. Распределение a_1 параметров GK и \overline{GK} от $q_{н.факт}^{грп}$:
 а) верейский объект; б) тульский объект

На рис. 2.2.14 изображены распределения значений коэффициентов параметров $h_{эф}$ и $\overline{h_{эф}}$. На верейском объекте разработки выделяется две группы с близкими значениями дисперсии: первая группа – 3,4-8,2 т/сут и вторая группа – 8,2-15,1 т/сут. Выделенные группы образуются путем смены тенденции формирования эффективности в районе значения 7,3 т/сут. На тульском объекте разработки выборки делят группы по наибольшему значению дисперсии с эффективностью 6,8 т/сут.

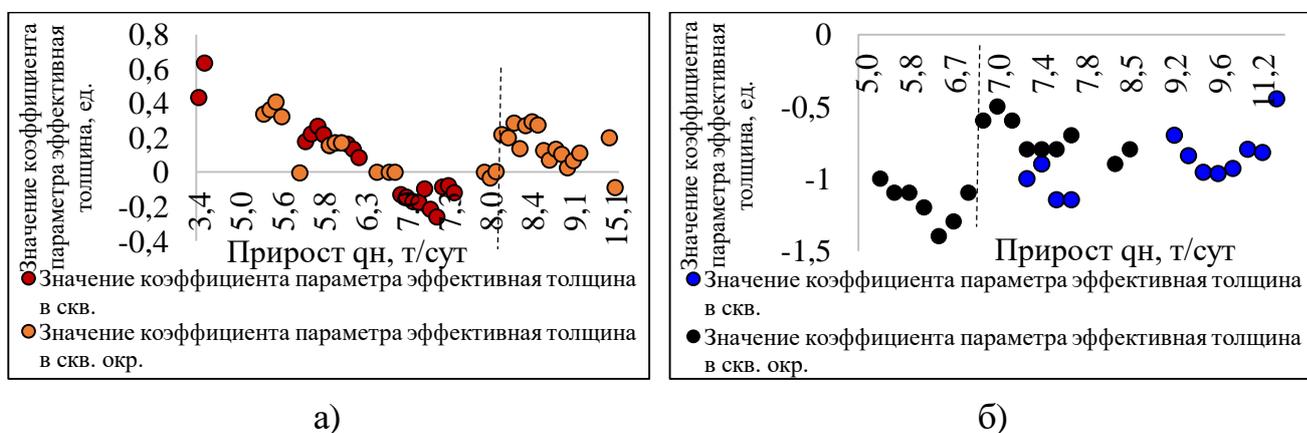
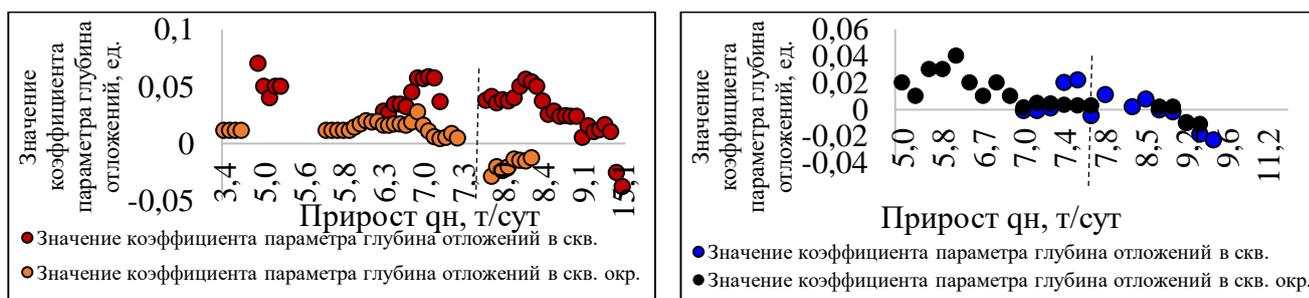


Рис. 2.2.14. Распределение a_1 параметров $h_{эф}$ и $\overline{h_{эф}}$ от $q_{н.факт}^{грп}$:
 а) верейский объект; б) тульский объект

На рис. 2.2.15 изображены распределения значений коэффициентов параметров $N_{абс}$ и $\overline{N_{абс}}$. На верейском объекте разработки выделяется две группы: первая группа 3,4-7,4 т/сут с низкими значениями дисперсии и вторая группа 7,8-15,1 т/сут с высокими значениями. На тульском объекте разработки выборки делятся на группы в районе значения эффективности 7,8 т/сут при наименьшем значении дисперсии. На объектах разработки значения эффективности 7,4 т/сут и 7,8 т/сут статистически значимые.

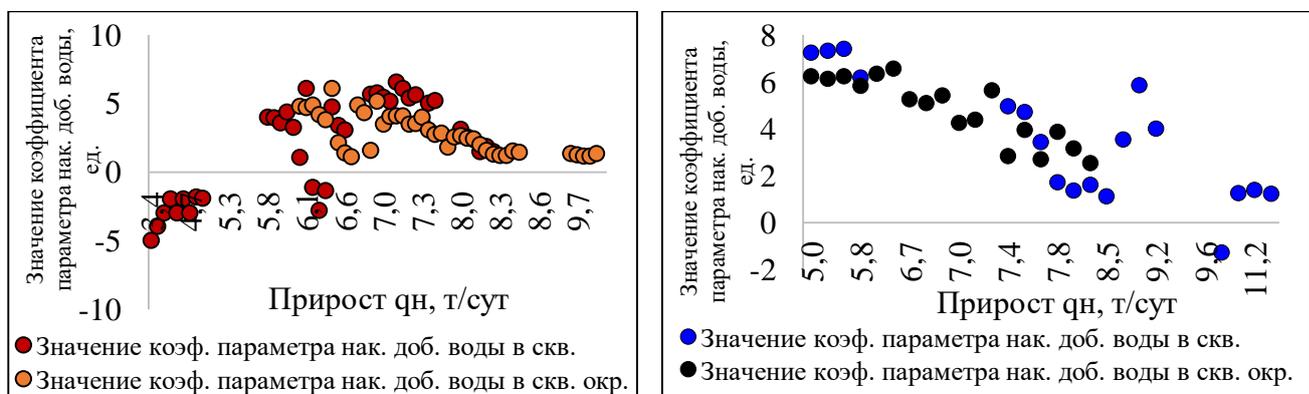


а) верейский объект; б) тульский объект

Рис. 2.2.15. Распределение a_1 параметров $N_{абс}$ и $\overline{N_{абс}}$ от $q_{н.факт}^{грп}$:

а) верейский объект; б) тульский объект

На рис. 2.2.16 изображены распределения значений коэффициентов параметров $Q_{н.в.}$ и $\sum Q_{н.в.}$. На верейском объекте разработки выделяется две группы: первая группа 3,4-5,1 т/сут с низкими значениями дисперсии и вторая группа 5,8-15,1 т/сут с высокими значениями. На тульском объекте разработки наблюдается последовательное снижение значений коэффициентов до значения эффективности 8,5 т/сут, увеличение количества скважин в выборках до значения 11,2 т/сут приводит к повышению значений дисперсии. Значения эффективности 5,2 т/сут и 8,6 т/сут статистически значимые.



а) верейский объект; б) тульский объект

Рис. 2.2.16. Распределение a_1 параметров $Q_{н.в.}$ и $\sum Q_{н.в.}$ от $q_{н.факт}^{грп}$:

а) верейский объект; б) тульский объект

Проведенный анализ значений дисперсии геолого-технологических параметров позволил выделить статистически значимые значения эффективности технологии пропантного ГРП на объектах разработки. Установлено, что на верейском объекте разработки выделяются две группы формирования эффективности в диапазоне значений 4,5-8,6 т/сут (на тульском объекте разработки в диапазоне значений 6,7-8,8 т/сут). Для сопоставления результатов анализа по объектам разработки принято среднее статистически значимое значение эффективности технологии пропантного ГРП равно 7,0 т/сут. Отмечается, что преимущественно скважины с высокой эффективностью (более 7 т/сут) располагаются в северной части объектов, с низкой (менее 7 т/сут) – в южной части (рис. 2.2.17). Из анализа дисперсии выявлено, что северная и южная части объектов разработки характеризуются определенными геолого-технологическими условиями, что позволяет судить о площадном распространении эффективности технологии ГРП.

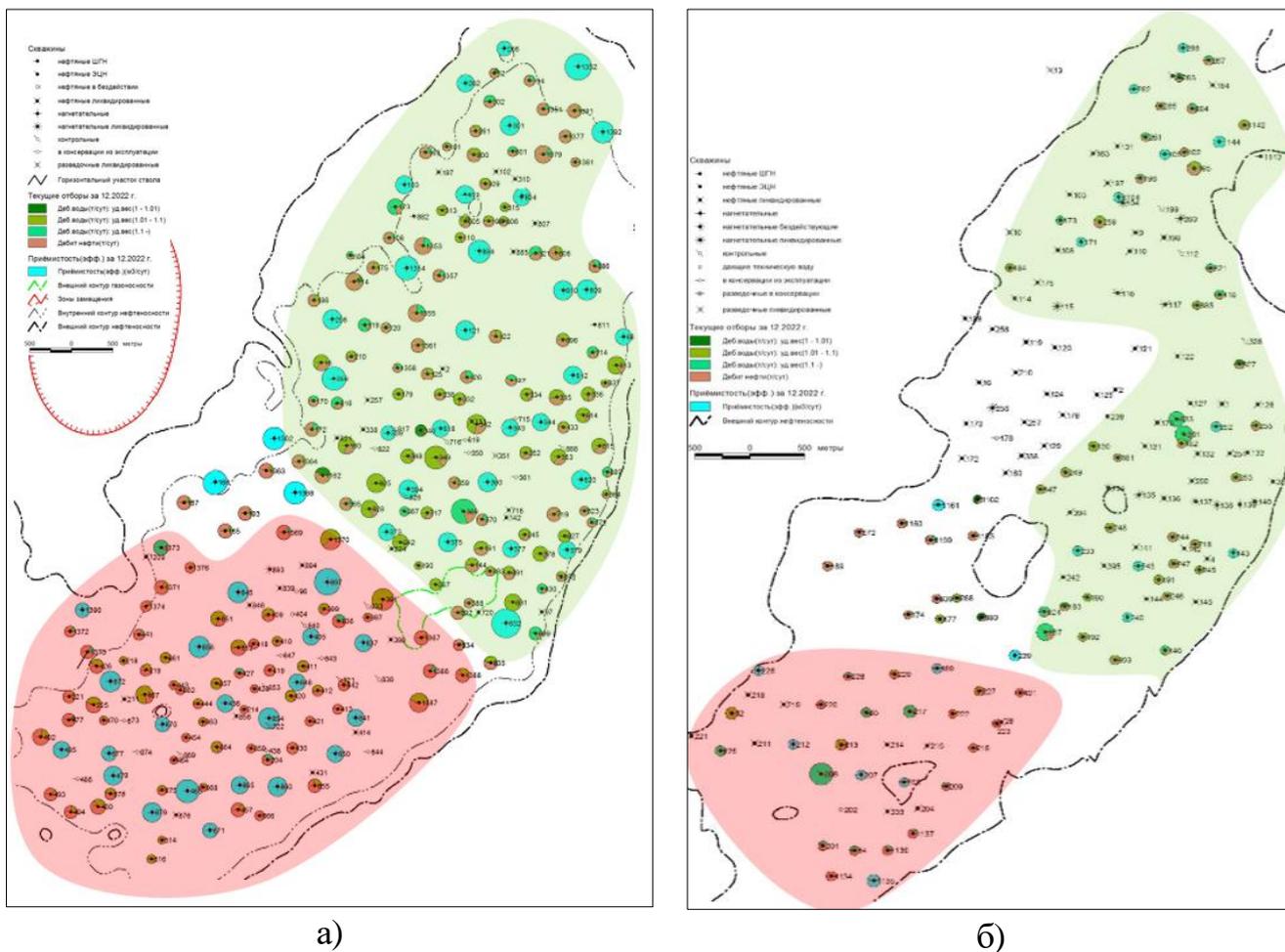


Рис. 2.2.17. Выкопировка из карты текущей эксплуатации по объектам разработки с условным группированием скважин по эффективности пропантного ГРП:
а) верейский объект; б) тульский объект

Количественный и качественный анализ технических параметров ГРП

Выполнен аналогичный анализ $q_{н.факт}^{грп}$, и рассмотрено формирование эффективности с использованием значений коэффициентов a_1 , рассчитанных из уравнения (2,2,2) табл. 2.2.2 для технических параметров, полученных в процессе производства ГРП.

По тульскому объекту разработки демонстрируется, что в большинстве регрессионных уравнений эффективность пропантного ГРП контролируется тремя наиболее важными параметрами $K_{проп.}$, $P_{нач.}$ и $P_{кон.}$. На верейском объекте разработки эффективность контролируется массой пропанга $M_{проп.}$ и расходом смеси $Q_{см.}$. Выполнен дисперсионный анализ распределений значений коэффициентов из уравнений (9).

На рис. 2.2.18 представлены распределения значений свободных членов. Демонстрируется, что по верейскому объекту разработки выделяется две группы скважин со значительно отличающимися значениями дисперсии. Для первой группы значений эффективности (3,4-7,6 т/сут) характерны высокие значения дисперсии, во второй группе значений эффективности (более 7,6 т/сут) значения дисперсия снижаются. По тульскому объекту обратная закономерность – в первой группе (5,0-7,0 т/сут) значения дисперсии значительно меньше, чем во второй группе (более 7,0 т/сут). Проведенный анализ выявил, что выделенные значения эффективности статистически значимые.

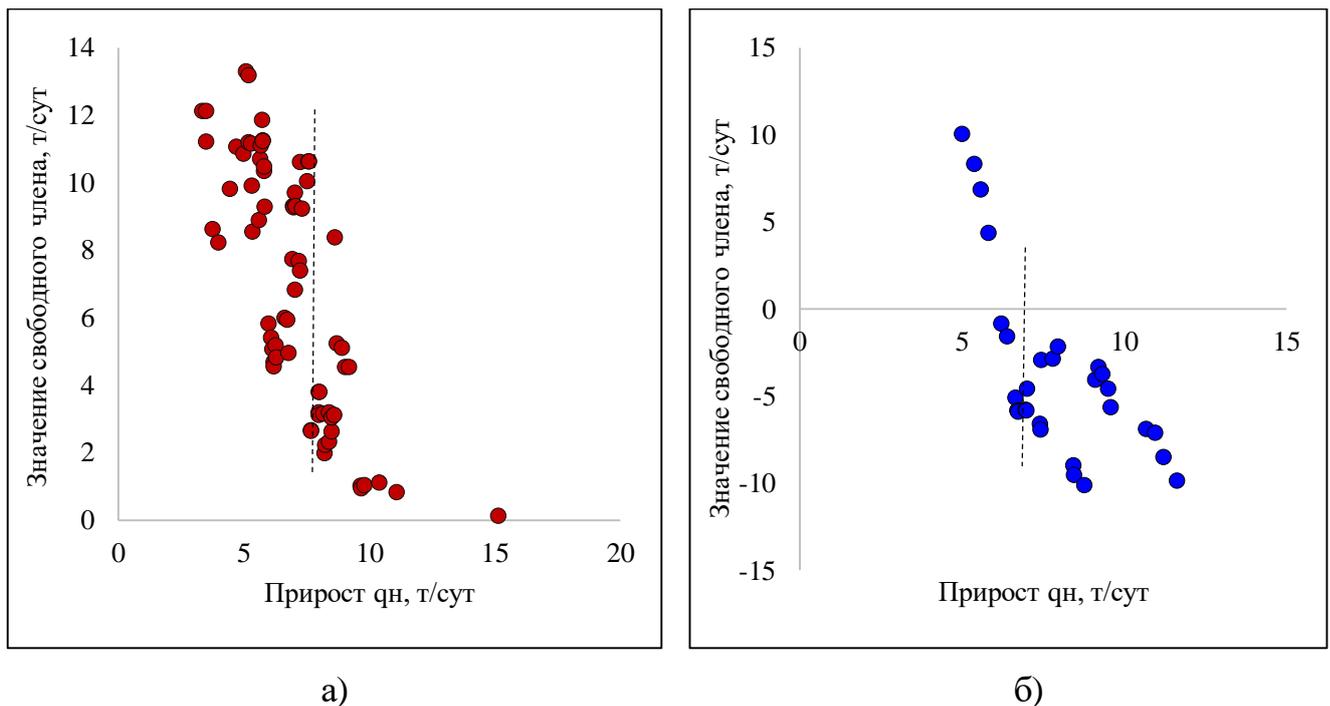


Рис. 2.2.18. Распределение a_0 от $q_{н.факт}^{грп}$: а) верейский объект; б) тульский объект

На рис. 2.2.19 представлены распределения значений коэффициентов параметра Эж.р. Демонстрируется, что значения дисперсии коэффициентов a_1 для объектов разработки сопоставимы, и группы эффективности не выделяются.

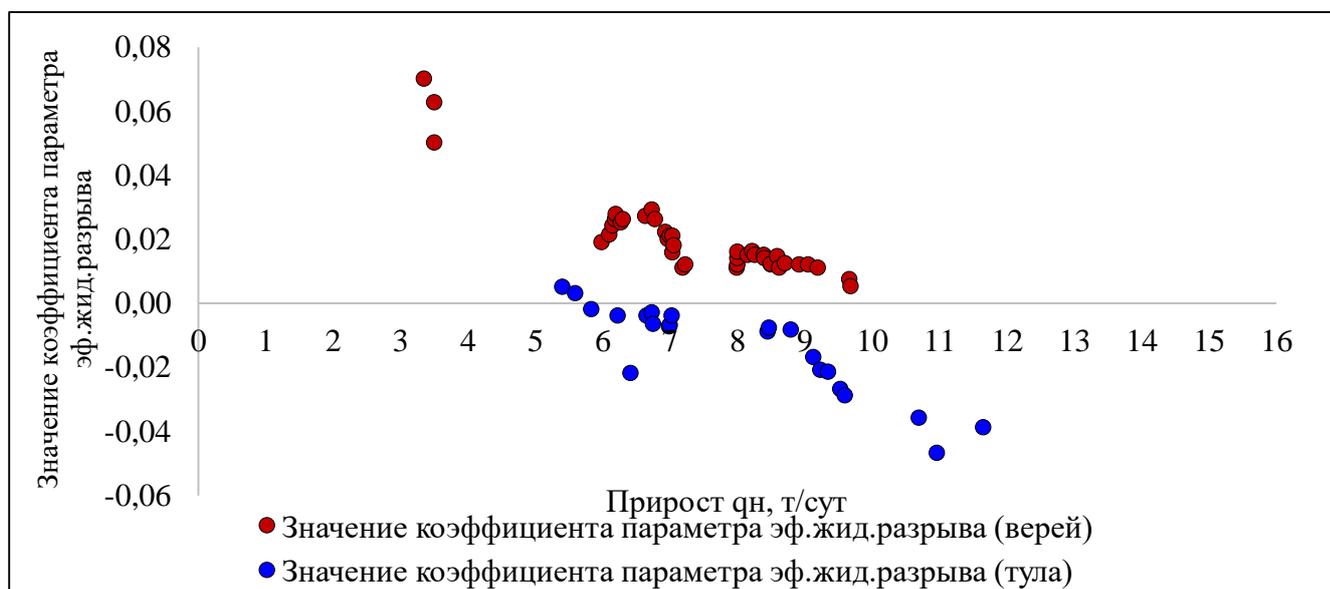


Рис. 2.2.19. Распределение a_1 параметра Эж.р. от $q_{н,факт}^{grp}$

На рис. 2.2.20 представлены распределения значений коэффициентов параметра $Q_{см}$. Демонстрируется, что на верейском объекте разработки выделяются два наиболее высоких значения дисперсии в диапазонах эффективности 3,4-7,8 т/сут; 7,9-9,7 т/сут; 9,8-11,7 т/сут. Значения среднесуточных приростов дебитов нефти 7,8 т/сут (верейский объект разработки) и 9,7 т/сут (тульский объект разработки) статистически значимые.

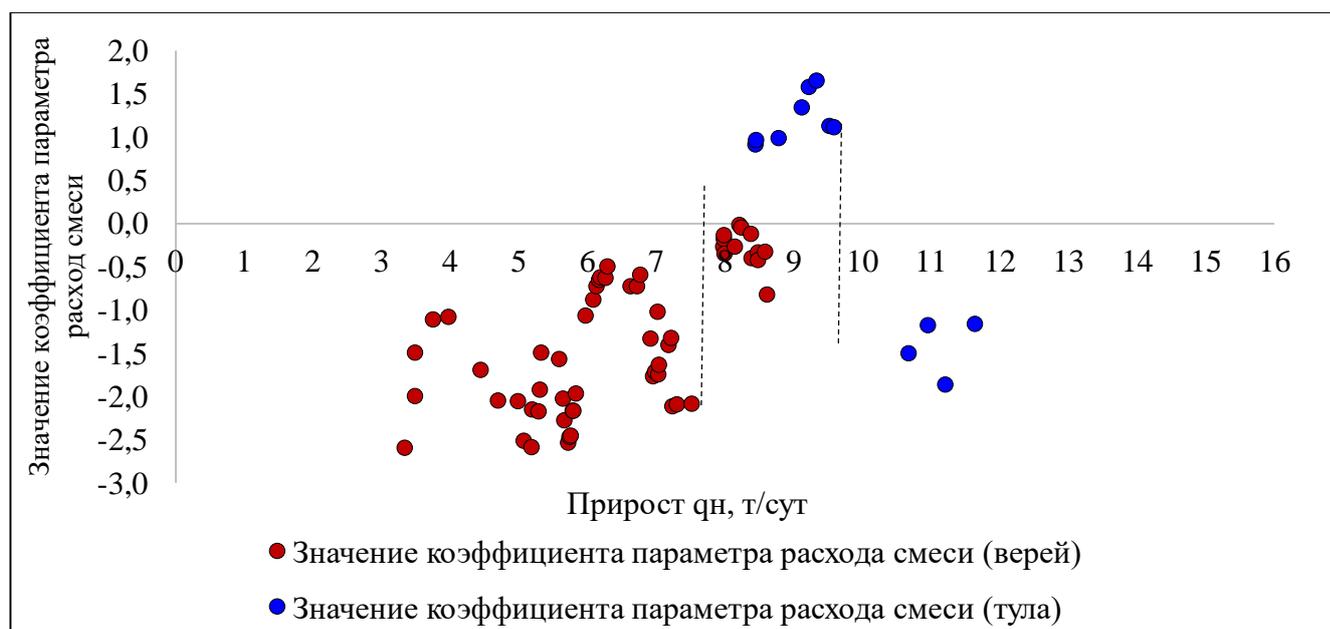


Рис. 2.2.20. Распределение a_1 параметра $Q_{см}$ от $q_{н,факт}^{grp}$

На рис. 2.2.21 представлены распределения значений коэффициентов параметра $M_{\text{проп.}}$. Демонстрируется, что по верейскому объекту разработки выделяется две группы скважин со значительно отличающимися значениями дисперсии. Для первой группы значений эффективности (3,4-7,8 т/сут) характерна высокая дисперсия, во второй группе значений эффективности (более 7,8 т/сут) значения дисперсии ниже. По тульскому объекту разработки закономерностей формирования эффективности не выделяется.

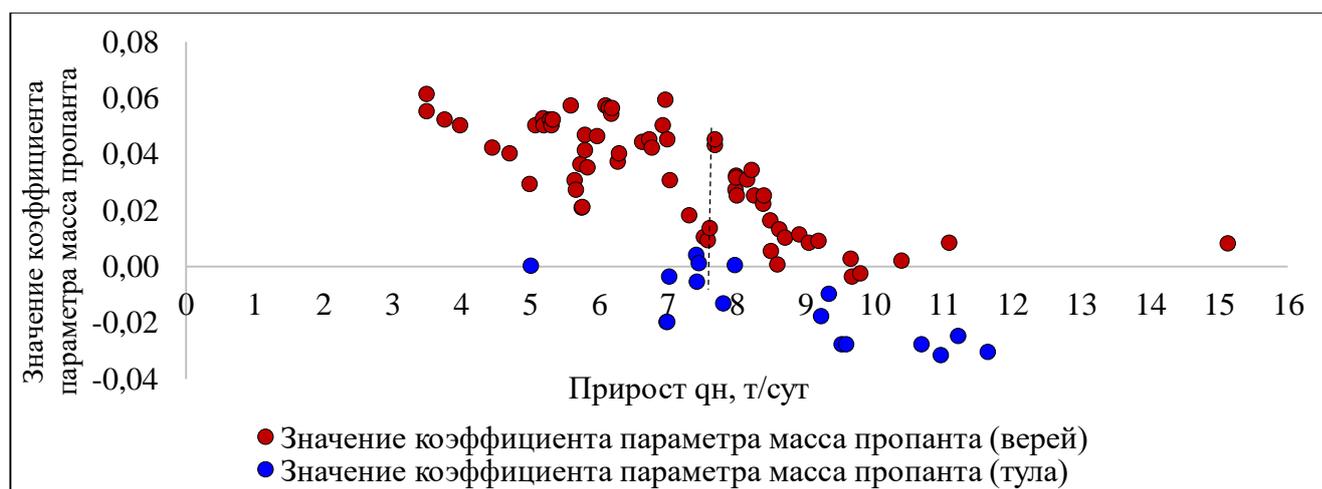


Рис. 2.2.21. Распределение a_1 параметра $M_{\text{проп.}}$ от $q_{\text{н.факт}}^{\text{грп}}$

На рис. 2.2.22 представлены значения коэффициентов параметра $K_{\text{проп.}}$. Демонстрируется, что по верейскому объекту разработки выделяется две группы скважин со значительно отличающимися значениями дисперсии. Для первой группы значений эффективности (3,4-7,3 т/сут) характерна высокая дисперсия, во второй группе значений эффективности (более 7,3 т/сут) значения дисперсии снижаются. По тульскому объекту разработки закономерностей формирования эффективности не выделяется.

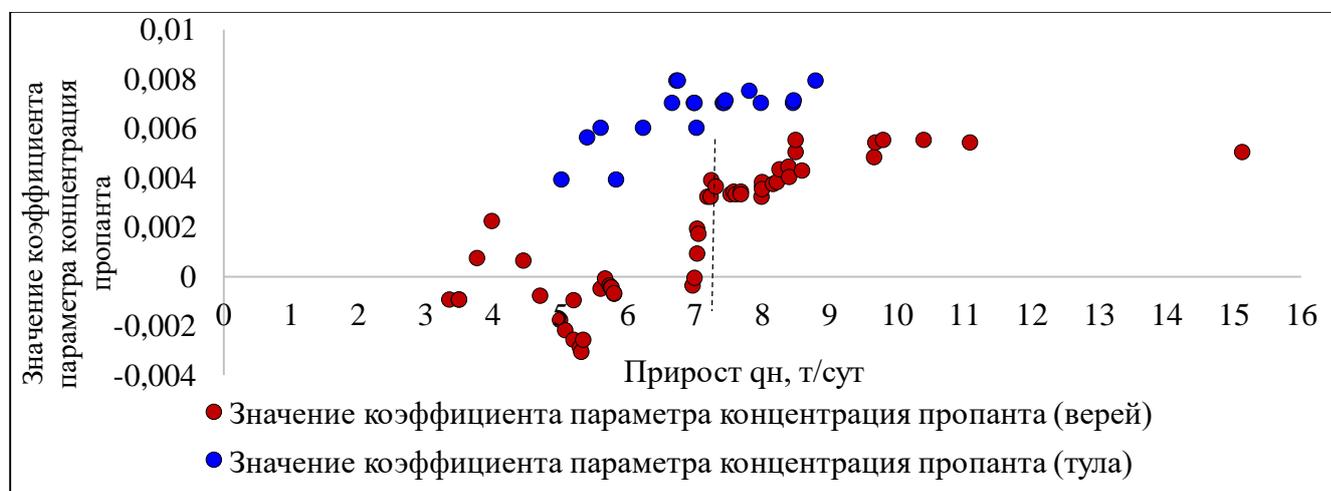


Рис. 2.2.22. Распределение a_1 параметра $K_{\text{проп.}}$ от $q_{\text{н.факт}}^{\text{грп}}$

На рис. 2.2.23 представлены распределения значений коэффициентов параметров давлений ГРП: $P_{\text{нач.}}$, $P_{\text{ср.}}$, $P_{\text{кон.}}$. Демонстрируется, что на тульском объекте разработке начальное давление разрыва имеет более широкий диапазон среднесуточных приростов дебитов нефти, в отличие от верейского объекта разработки, что подтверждает более высокое влияние на формирования эффективности. Из анализа значений коэффициентов отмечается, что наиболее высокие значения дисперсии характерны для коэффициентов среднего и конечного давлений верейского объекта разработки. На тульском объекте разработки дисперсия не имеет высоких значений, и они сопоставимы.

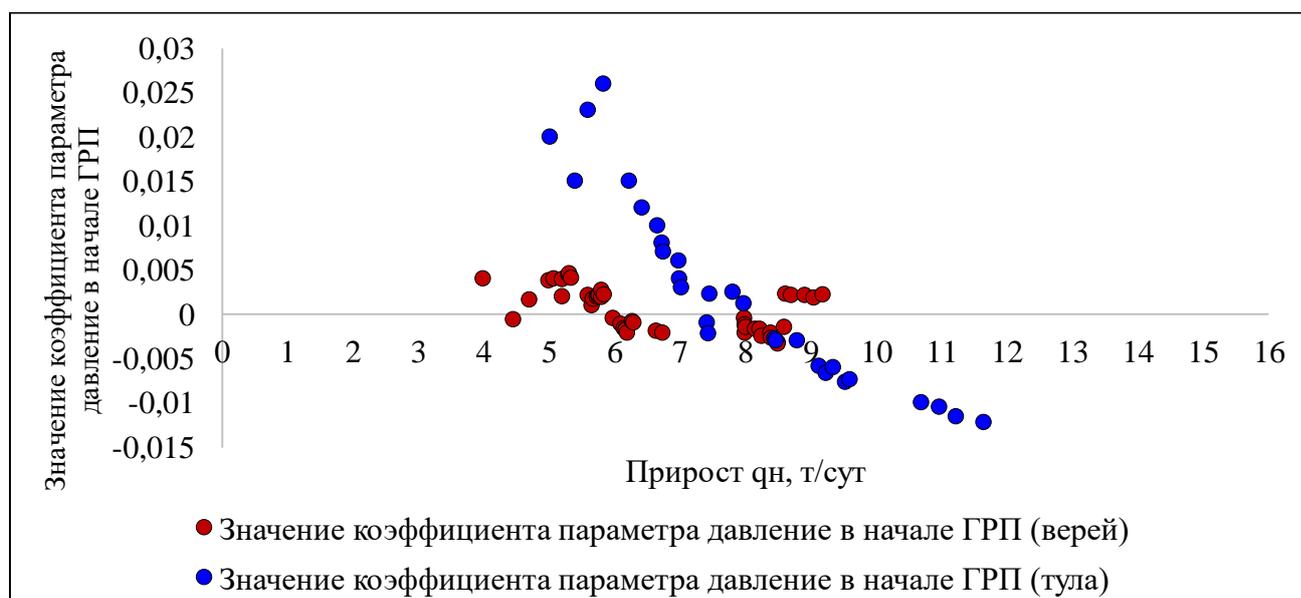


Рис. 2.2.23.а. Распределение a_1 параметра $P_{\text{нач.}}$ от $q_{\text{н.факт}}^{\text{грп}}$

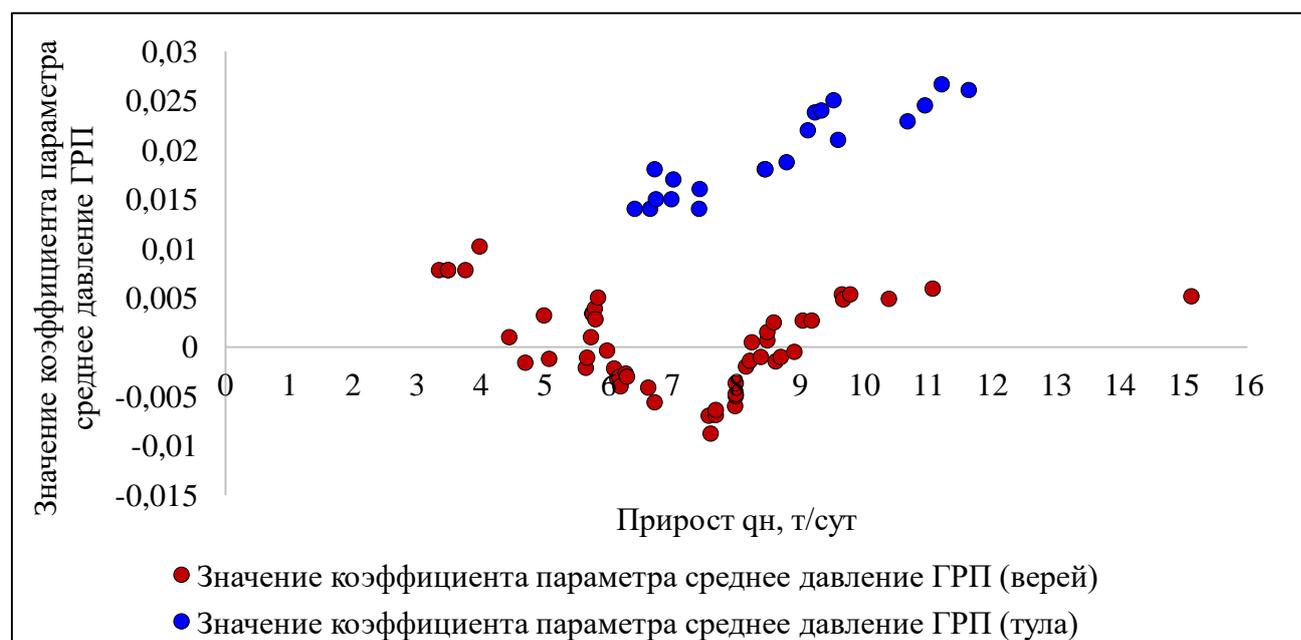


Рис. 2.2.23.б. Распределение a_1 параметра $P_{\text{ср.}}$ от $q_{\text{н.факт}}^{\text{грп}}$

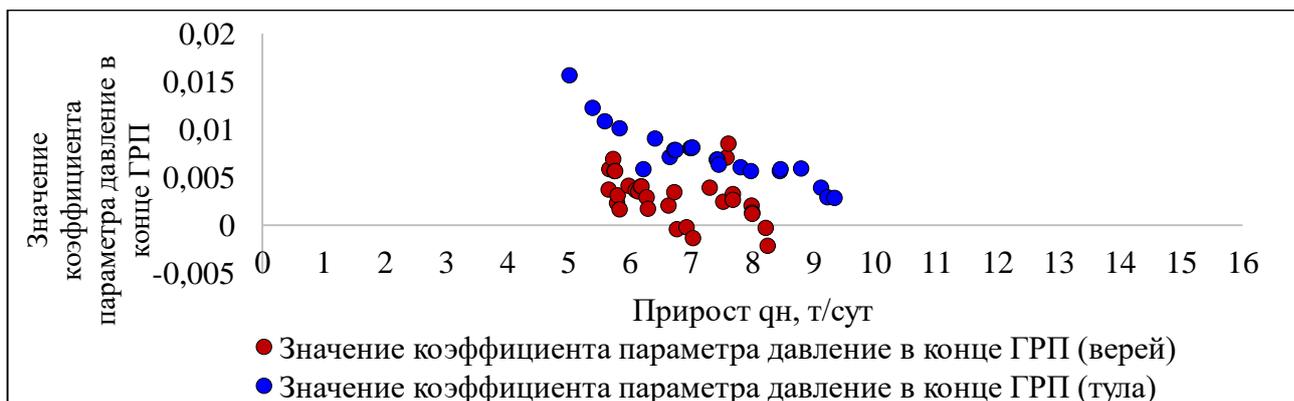


Рис. 2.2.23.в. Распределение a_1 параметра $P_{\text{кон.}}$ от $q_{\text{н.факт}}^{\text{ГРП}}$

Учитывая выполненный анализ значений дисперсии по техническим параметрам, можно предположить, что в районе среднесуточного прироста дебита нефти 7,0 т/сут выборки также делятся на две группы эффективности. Сравнив основные статистические характеристики двух групп (табл. 2.2.3-2.2.4) по геолого-технологическим и техническим параметрам, содержащих ранее проанализированные значения свободных членов уравнений, и значения угловых коэффициентов исходных параметров, установлено, что группы статистически отличаются и контролируются разными геолого-физическими условиями применения технологии. В соответствии с полученными результатами все дальнейшие исследования выполняются применительно к двум классам: I класс – эффективные операции ГРП с приростом дебита нефти более 7 т/сут, II класс – неэффективные операции ГРП с приростом дебита нефти менее 7 т/сут.

Основные выводы по главе 2

В главе обоснован выбор геолого-технологических и технических параметров, которые используются в качестве исходных данных в разрабатываемом методе прогноза эффективности пропантного ГРП. Кроме того, выявлено, что эффективность технологии в выделенных группах контролируется различными геолого-физическими условиями. Установлена целесообразность разделения выборок скважин по объектам разработки на два класса в зависимости от эффективности выполненных операций пропантного ГРП. Выполненные подготовительные процедуры являются основой дальнейшего построения многоуровневых вероятностно-статистических моделей, что продемонстрировано в рамках третьей главы диссертации.

Статистические критерии для скважин I и II классов по тульскому объекту разработки

Коэффициенты	Среднее II класс	Среднее I класс	t-знач.	сс	p	N набл. II класс	N набл. I класс	Ст. откл. II класс	Ст. откл. I класс	F-отн. дисперс.	p дисперс.
Свободный член (a_0), ед.	8,46	1,87	1,65	27	0,110	9	20	4,44	11,49	6,70	0,01
$a_n m$, ед.		-0,19		17		0	19		1,28	0,00	1,00
$a_n K_{\text{прод}}$, ед.	0,44*	-0,07	4,13	15	0,001	5	12	0,06	0,26	21,66	0,01
$a_n K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$, ед.	5,45	-3,71	10,26	22	0,000	9	15	1,60	2,36	2,17	0,27
$a_n K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$, ед.		2,27		13		0	15		7,95	0,00	1,00
$a_n \gamma$, ед.		0,00		13		0	15		0,00	0,00	1,00
$a_n P_{\text{пл. до ГТМ}}$, ед.	0,48	0,31	3,52	20	0,002	9	13	0,11	0,11	1,09	0,94
$a_n S$, ед.		-0,12		15		0	17		0,06	0,00	1,00
$a_n GK$, ед.		0,21		17		0	19		0,24	0,00	1,00
$a_n NGK$, ед.	1,56	0,46	4,01	21	0,001	3	20	0,24	0,46	3,61	0,48
$a_n h_{\text{эф}}$, ед.		-0,89		10		0	12		0,19	0,00	1,00
$a_n H_{\text{абс}}$, ед.		0,00		12		0	14		0,01	0,00	1,00
$a_n Q_{\text{н.н.}}$, ед.	2,94	-2,10	6,45	21	0,000	9	14	1,89	1,79	1,11	0,83
$a_n Q_{\text{н.в.}}$, ед.	7,01	2,46	4,51	16	0,000	4	14	0,58	1,95	11,50	0,07
$a_n \bar{m}$, ед.	0,72			4		6	0	1,01		0,00	1,00
$a_n \overline{K_{\text{прод}}}$, ед.	0,22	0,12	2,64	8	0,030	7	3	0,06	0,02	13,49	0,14
$a_n \overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}}$, ед.	2,48	-0,45	4,46	15	0,000	5	12	0,68	1,38	4,19	0,18
$a_n \overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$, ед.	11,26	1,04	5,78	23	0,000	6	19	2,69	4,03	2,25	0,38
$a_n \bar{\gamma}$, ед.	0,00	0,00	-2,16	18	0,045	4	16	0,00	0,00	49,40	0,01
$a_n P_{\text{пл.}}$, ед.	0,70			4		6	0	0,18		0,00	1,00
$a_n \bar{S}$, ед.	-0,30	-0,14	-1,21	16	0,245	1	17	0,00	0,13	0,00	1,00
$a_n \overline{GK}$, ед.	0,53	-0,06	6,01	23	0,000	7	18	0,21	0,23	1,21	0,87
$a_n \overline{NGK}$, ед.	1,09			6		8	0	0,32		0,00	1,00
$a_n \overline{h_{\text{эф}}}$, ед.	-1,10	-0,74	-3,77	14	0,002	8	8	0,24	0,13	3,37	0,13
$a_n \overline{H_{\text{абс}}}$, ед.	0,02	0,00	5,48	17	0,000	9	10	0,01	0,01	3,42	0,08
$a_n \sum Q_{\text{н.н.}}$, ед.		0,54		15		0	17		1,58	0,00	1,00
$a_n \sum Q_{\text{н.в.}}$, ед.	5,86	3,67	5,83	16	0,000	9	9	0,53	1,00	3,63	0,09
Свободный член (a_0), ед.	1,12	-6,03	4,42	27	0,000	9	20	6,34	2,48	6,52	0,00
a_n Эж.р. ед.	0,00	-0,02	2,95	20	0,008	8	14	0,01	0,01	2,86	0,17
$a_n Q_{\text{см}}$, ед.		0,32		10		0	12		1,33	0,00	1,00
$a_n M_{\text{проп.}}$, ед.	0,00	-0,02	1,27	15	0,222	1	16	0,00	0,01	0,00	1,00
$a_n K_{\text{проп.}}$, ед.	0,01	0,01	-2,08	17	0,053	8	11	0,00	0,00	12,00	0,00
$a_n P_{\text{нач.}}$, ед.	0,02	0,00	7,90	27	0,000	9	20	0,01	0,01	1,47	0,47
$a_n P_{\text{ср.}}$, ед.	0,02	0,02	-2,58	18	0,019	4	16	0,00	0,00	4,75	0,23
$a_n P_{\text{кон.}}$, ед.	0,01	0,01	3,76	21	0,001	9	14	0,00	0,00	3,06	0,07

*статистически значимые параметры при $p < 0.05$

Статистические критерии для скважин I и II классов по верейскому объекту разработки

Коэффициенты	Среднее II класс	Среднее I класс	t-знач.	сс	p	N набл. II класс	N набл. I класс	Ст. откл. II класс	Ст. откл. I класс	F-отн. дисперс.	p дисперс.
Свободный член (a_0), ед.	3,36*	-9,22	5,81	69	0,000	33	38	8,64	9,48	1,20	0,60
$a_n m$, ед.	-2,75			0		2	0	0,71		0,00	1,00
$a_n K_{\text{прод}}$, ед.	-0,31	0,10	-11,55	29	0,000	22	9	0,10	0,07	1,63	0,49
$a_n K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$, ед.	-16,96	-6,06	-3,30	37	0,002	5	34	4,31	7,16	2,76	0,33
$a_n K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$, ед.	36,21	5,86	9,81	57	0,000	28	31	14,43	8,95	2,60	0,01
$a_n \gamma$, ед.	-0,01	0,00	-2,44	36	0,020	27	11	0,02	0,00	33,84	0,00
$a_n P_{\text{пл. до ГТМ}}$, ед.	-0,21	0,26	-10,95	52	0,000	28	26	0,21	0,06	14,46	0,00
$a_n S$, ед.	-0,02	-0,19	12,60	31	0,000	19	14	0,04	0,03	2,46	0,10
$a_n GK$, ед.	-0,05	0,00	-1,80	52	0,077	17	37	0,04	0,10	6,36	0,00
$a_n NGK$, ед.	-0,17	0,30	-3,43	23	0,002	1	24	0,00	0,13	0,00	1,00
$a_n h_{\text{эф}}$, ед.	0,23	-0,15	7,48	20	0,000	12	10	0,15	0,06	6,72	0,01
$a_n H_{\text{абс}}$, ед.	0,04	0,03	1,45	39	0,154	10	31	0,01	0,02	2,87	0,10
$a_n Q_{\text{н.н.}}$, ед.	3,33	3,24	0,81	53	0,420	33	22	0,43	0,42	1,05	0,93
$a_n Q_{\text{н.в.}}$, ед.	0,27	4,21	-4,33	37	0,000	22	17	3,42	1,75	3,82	0,01
$a_n \bar{m}$, ед.		-3,28		3		0	5		0,55	0,00	1,00
$a_n \overline{K_{\text{прод}}}$, ед.	-0,24	0,30	-11,98	19	0,000	9	12	0,15	0,05	8,69	0,00
$a_n \overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}}$, ед.	-7,53			29		31	0	7,22		0,00	1,00
$a_n \overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$, ед.	15,58	4,70	5,42	67	0,000	31	38	10,98	5,17	4,51	0,00
$a_n \bar{\gamma}$, ед.	0,00	-0,01	0,20	67	0,840	31	38	0,00	0,01	3,34	0,00
$a_n \bar{P}_{\text{пл.}}$, ед.	-0,17			22		24	0	0,14		0,00	1,00
$a_n \bar{S}$, ед.	0,04	0,05	-0,18	40	0,857	7	35	0,02	0,13	34,37	0,00
$a_n \overline{GK}$, ед.	-0,14	-0,01	-5,96	67	0,000	31	38	0,05	0,11	4,91	0,00
$a_n \overline{NGK}$, ед.	-0,13	0,20	-6,09	37	0,000	12	27	0,24	0,10	6,02	0,00
$a_n \overline{h_{\text{эф}}}$, ед.	0,19	0,12	1,44	28	0,161	10	20	0,16	0,11	1,94	0,22
$a_n \overline{H_{\text{абс}}}$, ед.	0,01	0,00	4,41	34	0,000	19	17	0,00	0,02	30,10	0,00
$a_n \sum Q_{\text{н.н.}}$, ед.	2,54	2,02	4,77	67	0,000	31	38	0,29	0,54	3,50	0,00
$a_n \sum Q_{\text{н.в.}}$, ед.	3,76	2,45	2,72	38	0,010	10	30	1,67	1,18	2,00	0,15
Свободный член (a_0), ед.	9,04	5,03	5,39	69	0,000	33	38	2,82	3,37	1,43	0,30
a_n Эж.р. ед.	0,03	0,01	5,85	38	0,000	13	27	0,02	0,00	16,88	0,00
$a_n Q_{\text{см}}$, ед.	-1,63	-0,92	-3,62	55	0,001	33	24	0,72	0,75	1,10	0,79
$a_n M_{\text{проп.}}$, ед.	0,04	0,02	7,18	63	0,000	32	33	0,01	0,02	2,29	0,02
$a_n K_{\text{проп.}}$, ед.	0,00	0,00	-11,45	51	0,000	21	32	0,00	0,00	1,35	0,49
$a_n P_{\text{нач.}}$, ед.	0,00	0,00	3,15	43	0,003	28	17	0,00	0,00	1,20	0,72
$a_n P_{\text{ср.}}$, ед.	0,00	0,00	1,39	50	0,172	26	26	0,00	0,00	1,01	0,98
$a_n P_{\text{кон.}}$, ед.	0,00	0,00	1,58	29	0,125	18	13	0,00	0,00	3,03	0,04

*статистически значимые параметры при $p < 0.05$

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НА ОСНОВЕ МНОГОУРОВНЕВОЙ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

3.1 Общее описание прогнозирующей модели

Глава посвящена разработке метода прогнозирования эффективности ГТМ на основе вероятностно-статистического моделирования. Алгоритм включает в себя три этапа:

- разработка индивидуальных вероятностных моделей первого уровня, позволяющих проводить сопоставление исходных геолого-технологических и технических параметров в единой безразмерной форме;
- разработка моделей второго уровня, позволяющих на основе индивидуальных вероятностных моделей первого уровня проводить комплексную оценку исходных параметров и находить их наиболее эффективные сочетания вероятностей для прогнозирования эффективности ГТМ с высокой степенью достоверности;
- разработка моделей третьего уровня, позволяющих на основе вероятностных моделей второго уровня для отдельных ГТМ выполнять построение единой комплексной прогнозной модели для планирования реализации требуемых технологий в различных частях залежи с оценкой их потенциальной эффективности.

3.2 Вероятностно-статистический анализ влияния геолого-технологических параметров на эффективность пропантного ГРП

Вероятностно-статистическое моделирование эффективности ГРП представлено в работах [19, 20, 24, 25, 27, 28, 57, 101]. Стоит отметить, что методика применялась для прогнозирования дополнительной добычи нефти на Батырбайском газонефтяном месторождении после пропантного ГРП [63].

На верейском объекте разработки выполнено 79 операций пропантного ГРП и 32 на тульском объекте разработки. В начале построены вероятностно-статистические модели первого уровня по обучающим выборкам 2014-2015 гг., то есть каждый параметр N с размерностью (% , МПа, кг, м³, мкм², т и другие) переведен в безразмерную форму.

Экзамен разработанных моделей выполнялся на выборках 2016-2021 гг. После анализа в обучение включались скважины 2016 года (+9/+7 скв.) и выполнялось прогнозирование на выборке 2017-2021 гг. (табл. 3.2.1).

Таблица 3.2.1

Выборки скважин	Анализируемые выборки скважин по объектам разработки			
	Объекты верейский и тульский			
	Обучающие выборки		Экзаменационные выборки	
2014-2015 гг.	20 скв.	18 скв.	59 скв.	14 скв.
2014-2016 гг.	29 скв.	25 скв.	50 скв.	7 скв.
2014-2017 гг.	50 скв.	-	29 скв.	-
2014-2018 гг.	67 скв.	-	12 скв.	-
2014-2019 гг.	73 скв.	-	6 скв.	-
2014-2020 гг.	78 скв.	32 скв.	-	-
2014-2021 гг.	79 скв.	-	-	-

По каждому исходному параметру построены линейные модели:

$$P(N) = A + B * N \quad (3,2,1)$$

С увеличением количества скважин в обучающей выборке (+2016г/+2017г/+2018г/+2019г/+2020г/+2021г) модели первого уровня перестраивались и анализировались. Рассмотрена методика перехода от размерных величин к безразмерным. Построение индивидуальных вероятностно-статистических моделей первого уровня выполнено за период 2014-2021 гг. на примере верейского объекта разработки технологического параметра пластовое давление до ГРП – $P_{пл.}$. На первом этапе построения вероятностно-статистической модели по данным параметра $P_{пл.}$ для I и II классов строится гистограмма. Оптимальные величины интервалов значений параметра $P_{пл.}$ вычисляются по формуле:

$$\Delta X = \frac{X_{max} - X_{min}}{1 + 3.32 \lg N} = \frac{13,2 - 3,5}{1 + 3.32 \lg 79} = 1.3 \quad (3,2,2)$$



Рис. 3.2.1. Гистограмма варьирования параметра $P_{пл.}$

Для исследования соотношений доли значений, попавших в различные интервалы варьирования параметра $P_{пл.}$, выполнен интервальный анализ (табл. 3.2.2).

Таблица 3.2.2

Распределение значений $P_{пл.}$

Классы	Интервалы варьирования параметра $P_{пл.}$, МПа								
	0- 3,5	3,6- 4,8	4,9- 6,1	6,2- 7,4	7,5- 8,7	8,8- 10,0	10,1- 11,0	11,1- 12,6	12,7- 13,9
I класс		0,027	0,189	0,324	0,189	0,135	0,054	0,054	0,027
II класс	0,023	0,119	0,357	0,238	0,166	0,047	0,047		
$P_{инт.}$	0,0	0,184	0,346	0,576	0,53	0,741	0,534	1,0	1,0

Вычислена вероятность принадлежности группы к классу:

$$P(X) = \frac{N_g}{N_k}, \quad (3,2,3)$$

где N_k – число случаев содержания параметра X к группе, N_g – объем выборки для I и II классов. Рассчитана условная вероятность для каждой группы:

$$P_{усл.}(X) = \frac{\frac{N_g}{N_{k=1}}}{\frac{N_g}{N_{k=1}} + \frac{N_g}{N_{k=2}}} \quad (3,2,4)$$

В каждом интервале рассчитаны вероятности принадлежности к скважинам I класса. В следующем шаге рассчитанные вероятности соотнесены со средними интервальными значениями параметра $P_{пл.}$. По величинам $P(P_{пл.})$ и $P_{пл.}$ рассчитывался парный коэффициент r , и строилось регрессионное уравнение. Вероятностно-статистическая модель первого уровня для параметра $P_{пл.}$ верейского объекта разработки имеет вид:

$$P(P_{пл.}) = 0,120 + 0,054 * P_{пл.} \quad (3,2,5)$$

Используя аналогичный алгоритм, выполнено построение моделей первого уровня для других исходных параметров. Признаком влияния какого-либо исходного параметра на результат мероприятия является вид полученной зависимости: чем выше угол наклона, тем выше и степень влияния рассматриваемого параметра на вероятность достижения целевого прироста дебита нефти. На рис. 3.2.2 представлены зависимости $P(GK)$ от GK и $P(\overline{GK})$ от \overline{GK} . В табл. 3.2.3 и 3.2.4 представлены вероятностно-статистические модели первого уровня. Геологический параметр GK характеризует естественную радиоактивность горных пород. В верхней части рисунка представлены зависимости для верейского объекта разработки (в нижней – для тульского объекта разработки).

Зависимости для объектов разработки сопоставимы и расположены в вероятностных диапазонах 0,420-0,580 д.ед. Зависимости являются неопределенными, то есть при увеличении количества скважин в выборках зависимость меняет направление с прямой на обратную. В период 2014-2021 гг. на верейском объекте разработки скважины с высокой эффективностью $q_{н.факт}^{грп} > 7$ т/сут характеризуются значениями $GK < 2,5$ мкр/час. Схожее поведение характерно для параметра \overline{GK} в районе залежи. На тульском объекте разработки соответствующее поведение, то есть высокая эффективность $q_{н.факт}^{грп} > 7$ т/сут достигается при $GK < 3,5$ мкр/час.

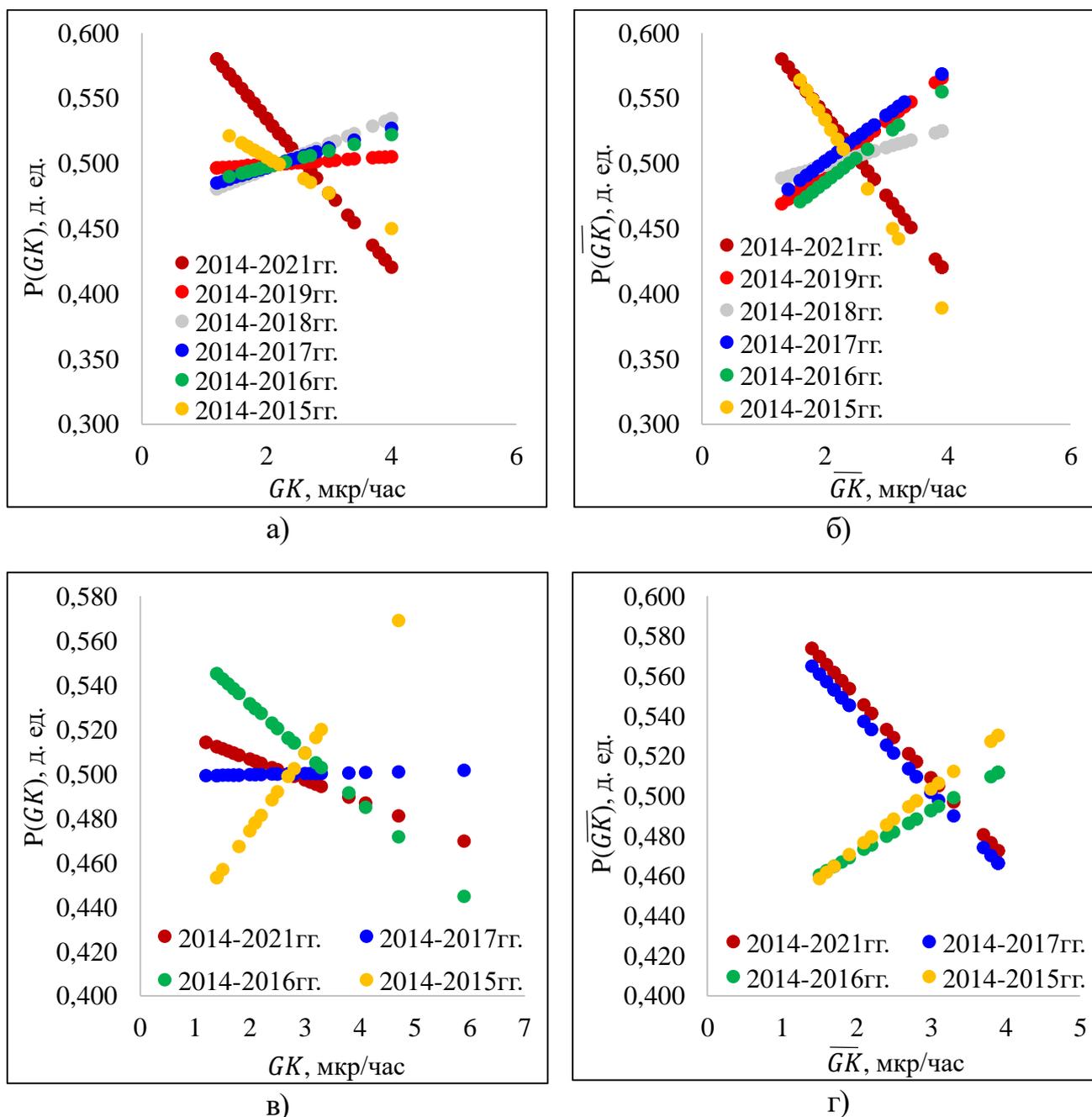


Рис. 3.2.2. Зависимости $P(GK)$ от GK и $P(\overline{GK})$ от \overline{GK}

Таблица 3.2.3

Средние значения параметра GK (мкр/час) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	1,8±0,2	2,6±0,5	-1,596 /3,563	$P(GK) = 0,560 - 0,027 * GK$	1,4-4,0	0,450-0,521
2014-2016 гг.	2,6±0,4	1,8±0,2	1,248 /2,818	$P(GK) = 0,473 + 0,012 * GK$	1,4-4,0	0,490-0,522
2014-2017 гг.	2,6±0,4	1,7±0,2	1,319 /2,971	$P(GK) = 0,467 + 0,015 * GK$	1,2-4,0	0,485-0,527
2014-2018 гг.	2,6±0,4	1,7±0,2	1,400 /3,143	$P(GK) = 0,458 + 0,019 * GK$	1,2-4,0	0,481-0,534
2014-2019 гг.	2,7±0,5	1,7±0,2	1,070 /2,436	$P(GK) = 0,493 + 0,003 * GK$	1,2-4,0	0,496-0,505
2014-2021 гг.	1,7±0,2	2,7±0,5	-2,424 /5,338	$P(GK) = 0,649 - 0,057 * GK$	1,2-4,0	0,420-0,580
Тульский объект						
2014-2015 гг.	3,1±0,4	1,9±0,3	2,050 /4,536	$P(GK) = 0,404 + 0,035 * GK$	1,4-4,7	0,453-0,569
2014-2016 гг.	2,0±0,4	3,5±0,8	-1,907 /4,231	$P(GK) = 0,576 - 0,022 * GK$	1,4-5,9	0,445-0,545
2014-2017 гг.	3,5±0,7	1,9±0,4	1,025 /2,341	$P(GK) = 0,498 + 0,001 * GK$	1,2-5,9	0,499-0,501
2014-2021 гг.	1,8±0,3	3,4±0,7	-1,328 /2,990	$P(GK) = 0,525 - 0,009 * GK$	1,2-5,9	0,470-0,514

Таблица 3.2.4

Средние значения параметра \overline{GK} (мкр/час) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	1,9±0,2	2,7±0,4	-2,611 /5,739	$P(\overline{GK}) = 0,685 - 0,076 * \overline{GK}$	1,6-3,9	0,389-0,564
2014-2016 гг.	2,7±0,5	1,9±0,1	1,658 /3,696	$P(\overline{GK}) = 0,412 + 0,037 * \overline{GK}$	1,6-3,9	0,471-0,555
2014-2017 гг.	2,7±0,4	1,8±0,1	1,729 /3,849	$P(\overline{GK}) = 0,430 + 0,035 * \overline{GK}$	1,4-3,9	0,480-0,568
2014-2018 гг.	2,8±0,5	1,8±0,2	1,266 /2,856	$P(\overline{GK}) = 0,471 + 0,014 * \overline{GK}$	1,3-3,9	0,489-0,525
2014-2019 гг.	2,8±0,5	1,8±0,2	1,818 /4,040	$P(\overline{GK}) = 0,421 + 0,037 * \overline{GK}$	1,3-3,9	0,469-0,566
2014-2021 гг.	1,8±0,2	2,8±0,5	-2,415 /5,319	$P(\overline{GK}) = 0,660 - 0,061 * \overline{GK}$	1,3-3,9	0,420-0,580
Тульский объект						
2014-2015 гг.	3,3±0,4	2,1±0,3	1,613 /3,601	$P(\overline{GK}) = 0,414 + 0,030 * \overline{GK}$	1,5-3,9	0,458-0,530
2014-2016 гг.	3,5±0,4	2,1±0,4	1,364 /3,066	$P(\overline{GK}) = 0,428 + 0,021 * \overline{GK}$	1,5-3,9	0,460-0,512
2014-2017 гг.	2,1±0,4	3,5±0,4	-1,845 /4,097	$P(\overline{GK}) = 0,620 - 0,039 * \overline{GK}$	1,4-3,9	0,466-0,565
2014-2021 гг.	2,0±0,3	3,5±0,4	-1,916 /4,250	$P(\overline{GK}) = 0,630 - 0,041 * \overline{GK}$	1,4-3,9	0,472-0,574

На рис. 3.2.3 представлены зависимости $P(h_{\text{эф}})$ от $h_{\text{эф}}$ и $P(\overline{h_{\text{эф}}})$ от $\overline{h_{\text{эф}}}$. В табл. 3.2.5 и 3.2.6 представлены модели первого уровня. Геологический параметр $h_{\text{эф}}$ характеризует вскрытую нефтенасыщенную толщину в интервале выполненного пропантного ГРП. В верхней части рисунка представлены зависимости для верейского объекта разработки (в нижней – для тульского объекта разработки). Зависимости расположены в разных вероятностных диапазонах и являются неопределенными. На верейском объекте разработки при изменении периода выборок зависимости $h_{\text{эф}}$ и $\overline{h_{\text{эф}}}$ меняют направление с обратной на прямую. При увеличении значений геологических параметров $h_{\text{эф}}$, $\overline{h_{\text{эф}}} > 4$ м в выборках эффективность выполнения пропантного ГРП возрастает. На тульском объекте разработки противоположная закономерность – при увеличении значений геологических параметров $h_{\text{эф}}$, $\overline{h_{\text{эф}}} > 2,8$ м эффективность пропантного ГРП снижается.

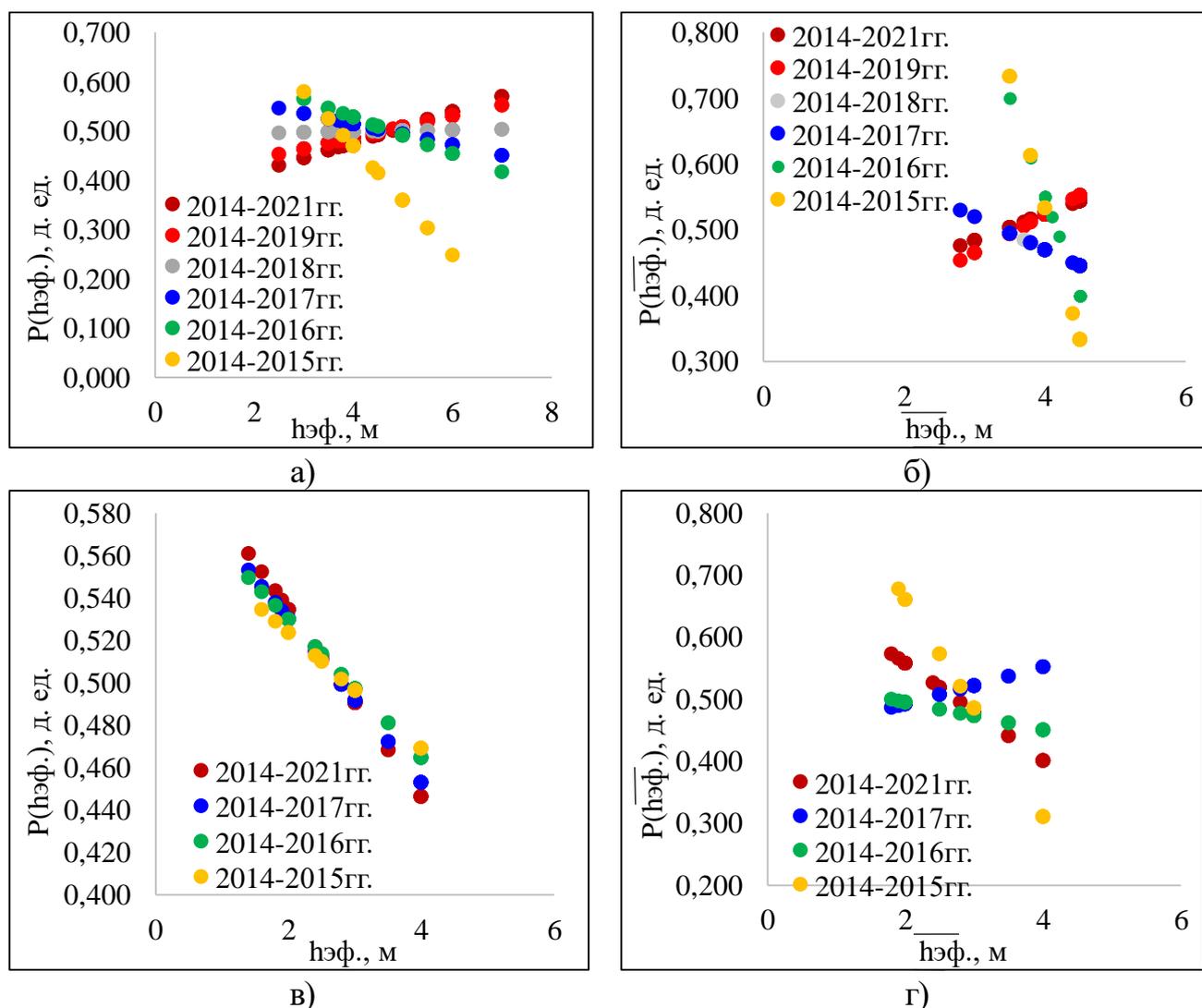


Рис. 3.2.3. Зависимости $P(h_{\text{эф}})$ от $h_{\text{эф}}$ и $P(\overline{h_{\text{эф}}})$ от $\overline{h_{\text{эф}}}$

Таблица 3.2.5

Средние значения параметра $h_{эф}$ (м) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	3,7±0,3	5,0±0,4	-3,395 /7,419	$P(h_{эф}) = 0,912 - 0,111 * h_{эф}$	3,0-6,0	0,249-0,580
2014-2016 гг.	3,8±0,3	5,4±0,6	-2,326 /5,128	$P(h_{эф}) = 0,677 - 0,037 * h_{эф}$	3,0-7,0	0,417-0,566
2014-2017 гг.	3,7±0,3	5,1±0,6	-1,836 /4,078	$P(h_{эф}) = 0,601 - 0,022 * h_{эф}$	2,5-7,0	0,450-0,547
2014-2018 гг.	5,3±0,6	3,7±0,3	1,052 /2,398	$P(h_{эф}) = 0,492 + 0,002 * h_{эф}$	2,5-7,0	0,496-0,504
2014-2019 гг.	5,2±0,6	3,7±0,4	1,872 /4,154	$P(h_{эф}) = 0,398 + 0,022 * h_{эф}$	2,5-7,0	0,453-0,552
2014-2021 гг.	5,2±0,6	3,7±0,3	2,219 /4,899	$P(h_{эф}) = 0,352 + 0,031 * h_{эф}$	2,5-7,0	0,430-0,570
Тульский объект						
2014-2015 гг.	2,3±0,4	3,5±0,5	-1,542 /3,448	$P(h_{эф}) = 0,578 - 0,027 * h_{эф}$	1,6-4,0	0,469-0,534
2014-2016 гг.	2,3±0,4	3,5±0,4	-1,667 /3,715	$P(h_{эф}) = 0,595 - 0,033 * h_{эф}$	1,4-4,0	0,465-0,549
2014-2017 гг.	2,2±0,4	3,5±0,4	-1,899 /4,212	$P(h_{эф}) = 0,607 - 0,038 * h_{эф}$	1,4-4,0	0,453-0,553
2014-2021 гг.	2,2±0,4	3,5±0,4	-2,032 /4,498	$P(h_{эф}) = 0,623 - 0,044 * h_{эф}$	1,4-4,0	0,446-0,561

Таблица 3.2.6

Средние значения параметров $\overline{h_{эф}}$ (м) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	3,8±0,2	4,5±0,0	-3,547 /7,743	$P(\overline{h_{эф}}) = 2,135 - 0,400 * \overline{h_{эф}}$	3,5-4,5	0,333-0,733
2014-2016 гг.	3,9±0,2	4,5±0,0	-3,279 /7,171	$P(\overline{h_{эф}}) = 1,750 - 0,300 * \overline{h_{эф}}$	3,5-4,5	0,400-0,700
2014-2017 гг.	3,8±0,3	4,5±0,1	-1,676 /3,734	$P(\overline{h_{эф}}) = 0,669 - 0,050 * \overline{h_{эф}}$	2,8-4,5	0,445-0,530
2014-2018 гг.	3,8±0,3	4,5±0,0	-1,685 /3,753	$P(\overline{h_{эф}}) = 0,670 - 0,050 * \overline{h_{эф}}$	2,8-4,5	0,445-0,530
2014-2019 гг.	4,5±0,0	3,7±0,3	1,863 /4,135	$P(\overline{h_{эф}}) = 0,290 + 0,058 * \overline{h_{эф}}$	2,8-4,5	0,453-0,552
2014-2021 гг.	4,5±0,0	3,8±0,3	1,560 /3,486	$P(\overline{h_{эф}}) = 0,364 + 0,040 * \overline{h_{эф}}$	2,8-4,5	0,476-0,544
Тульский объект						
2014-2015 гг.	2,4±0,4	3,5±0,5	-3,484 /7,610	$P(\overline{h_{эф}}) = 1,010 - 0,175 * \overline{h_{эф}}$	1,9-4,0	0,311-0,678
2014-2016 гг.	2,4±0,4	3,5±0,4	-1,346 /3,028	$P(\overline{h_{эф}}) = 0,539 - 0,022 * \overline{h_{эф}}$	1,8-4,0	0,450-0,499
2014-2017 гг.	3,5±0,4	2,4±0,4	1,533 /3,429	$P(\overline{h_{эф}}) = 0,433 + 0,030 * \overline{h_{эф}}$	1,8-4,0	0,486-0,551
2014-2021 гг.	2,4±0,4	3,5±0,4	-2,593 /5,701	$P(\overline{h_{эф}}) = 0,714 - 0,078 * \overline{h_{эф}}$	1,8-4,0	0,401-0,573

На рис. 3.2.4 представлены зависимости $P(NGK)$ от NGK и $P(\overline{NGK})$ от \overline{NGK} . В табл. 3.2.7 и 3.2.8 представлены модели первого уровня. Геологический параметр NGK характеризует карбонатную составляющую горных пород. Зависимости на рисунках универсальны, так как линейно возрастают. С увеличением значений нейтронного гамма-каротажа на объектах разработки эффективность пропантного ГРП увеличивается. На тульском объекте разработки увеличение количества скважин в выборках приводит к возрастанию влияния параметра на эффективность пропантного ГРП, в отличие от верейского объекта разработки, где влияние уменьшается. Для достижения $q_{н.факт}^{грп} > 7$ т/сут следует выбирать скважины с 2,0-2,2 усл.ед. $<NGK$.

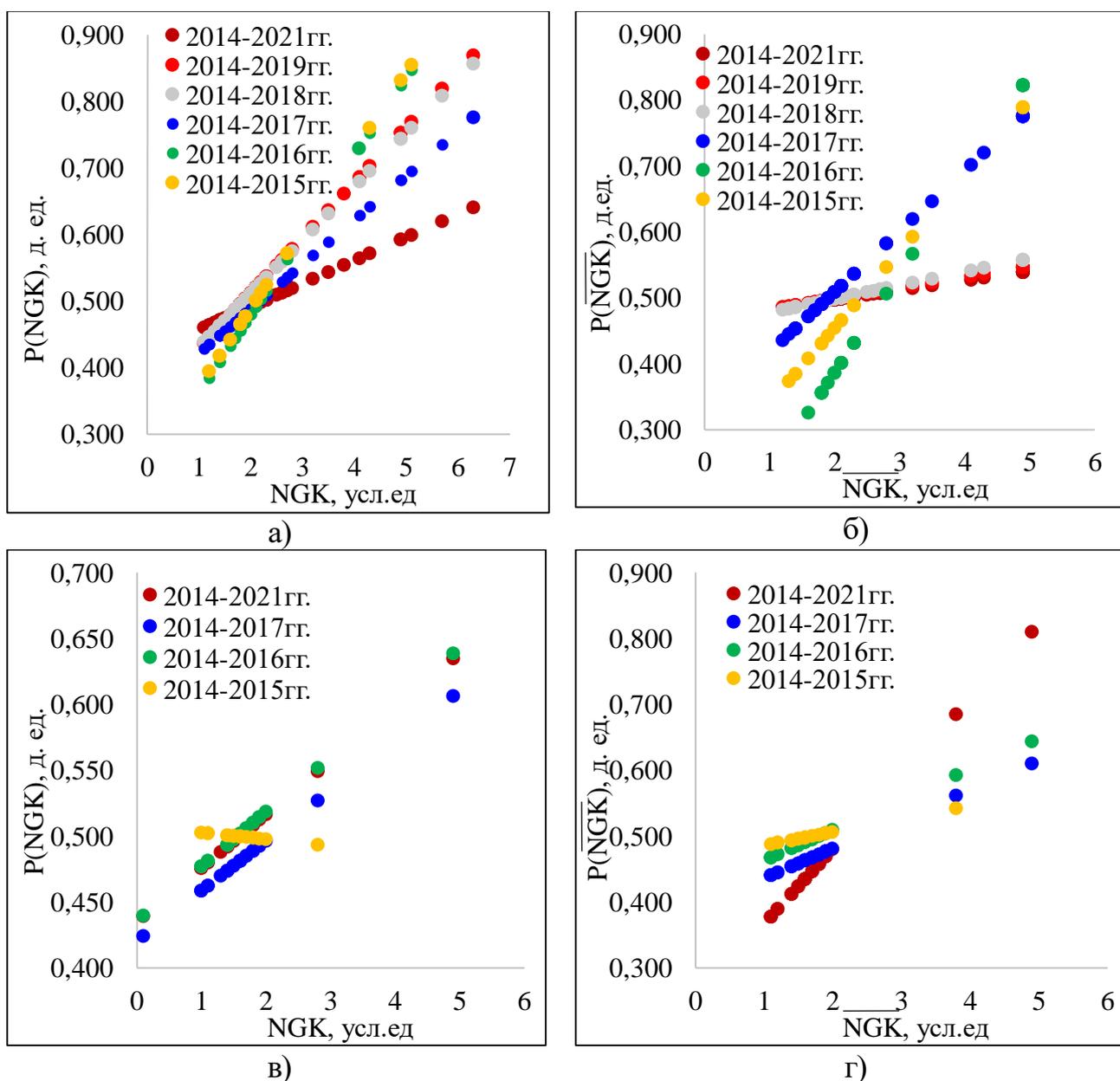


Рис. 3.2.4. Зависимости $P(NGK)$ от NGK и $P(\overline{NGK})$ от \overline{NGK}

Таблица 3.2.7

Средние значения параметра NGK (усл. ед.) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	3,8±1,4	1,7±0,3	3,885 /8,469	$P(NGK)=0,252+0,118*NGK$	1,2-6,3	0,394-0,996
2014-2016 гг.	3,5±1,3	1,8±0,2	3,894 /8,488	$P(NGK)=0,242+0,119*NGK$	1,2-6,3	0,385-0,990
2014-2017 гг.	3,1±1,1	1,6±0,2	3,431 /7,495	$P(NGK)=0,355+0,067*NGK$	1,1-6,3	0,428-0,775
2014-2018 гг.	2,9±0,9	1,7±0,2	3,591 /7,839	$P(NGK)=0,350+0,080*NGK$	1,1-6,3	0,438-0,856
2014-2019 гг.	2,9±0,9	1,7±0,2	3,636 /7,934	$P(NGK)=0,345+0,083*NGK$	1,1-6,3	0,437-0,869
2014-2021 гг.	2,9±0,9	1,7±0,2	2,656 /5,834	$P(NGK)=0,422+0,035*NGK$	1,1-6,3	0,460-0,640
Тульский объект						
2014-2015 гг.	1,3±0,2	1,9±0,3	-1,079 /2,455	$P(NGK)=0,508-0,005*NGK$	1,0-2,8	0,494-0,503
2014-2016 гг.	2,2±0,6	1,3±0,3	2,834 /6,216	$P(NGK)=0,435+0,041*NGK$	0,1-4,9	0,440-0,639
2014-2017 гг.	2,2±0,6	1,3±0,3	2,709 /5,949	$P(NGK)=0,420+0,038*NGK$	0,1-4,9	0,424-0,607
2014-2021 гг.	2,1±0,5	1,3±0,3	2,816 /6,178	$P(NGK)=0,435+0,041*NGK$	0,1-4,9	0,439-0,635

Таблица 3.2.8

Средние значения параметра \overline{NGK} (усл. ед.) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	3,7±1,2	1,7±0,3	3,582 /7,820	$P(\overline{NGK})=0,223+0,115*\overline{NGK}$	1,3-4,9	0,373-0,788
2014-2016 гг.	3,5±1,2	1,8±0,2	3,832 /8,354	$P(\overline{NGK})=0,085+0,150*\overline{NGK}$	1,3-4,9	0,281-0,822
2014-2017 гг.	3,2±1,1	1,7±0,2	3,404 /7,438	$P(\overline{NGK})=0,325+0,092*\overline{NGK}$	1,2-4,9	0,435-0,775
2014-2018 гг.	3,0±1,0	1,7±0,2	1,631 /3,639	$P(\overline{NGK})=0,457+0,021*\overline{NGK}$	1,2-4,9	0,481-0,557
2014-2019 гг.	3,0±1,0	1,7±0,2	1,507 /3,372	$P(\overline{NGK})=0,465+0,016*\overline{NGK}$	1,2-4,9	0,485-0,546
2014-2021 гг.	3,1±1,0	1,7±0,2	1,382 /3,104	$P(\overline{NGK})=0,468+0,014*\overline{NGK}$	1,2-4,9	0,485-0,538
Тульский объект						
2014-2015 гг.	2,1±0,4	1,4±0,2	1,409 /3,162	$P(\overline{NGK})=0,466+0,020*\overline{NGK}$	1,1-3,8	0,488-0,542
2014-2016 гг.	2,3±0,7	1,4±0,2	2,620 /5,758	$P(\overline{NGK})=0,417+0,046*\overline{NGK}$	1,1-4,9	0,468-0,644
2014-2017 гг.	2,3±0,7	1,4±0,2	2,540 /5,586	$P(\overline{NGK})=0,391+0,045*\overline{NGK}$	1,1-4,9	0,441-0,611
2014-2021 гг.	2,2±0,6	1,4±0,2	3,627 /7,915	$P(\overline{NGK})=0,253+0,114*\overline{NGK}$	1,1-4,9	0,378-0,810

На рис. 3.2.5 представлены зависимости $P(Q_{н.в.})$ от $Q_{н.в.}$ и $P(\sum Q_{н.в.})$ от $\sum Q_{н.в.}$. В табл. 3.2.9 и 3.2.10 представлены модели первого уровня. Представленные зависимости универсальны (однонаправленны). При изменении периода выборок на верейском объекте разработки диапазон вероятностей и, следовательно, влияние на $q_{н.факт}^{грп}$ уменьшается. На тульском объекте разработки увеличение количества скважин в выборках не приводит к изменению степени влияния на $q_{н.факт}^{грп}$. Также высокие значения технологического параметра $Q_{н.в.}$ отрицательно влияют на $q_{н.факт}^{грп}$, но высокие значения суммарной накопленной добычи воды по району залежи имеют положительный эффект.

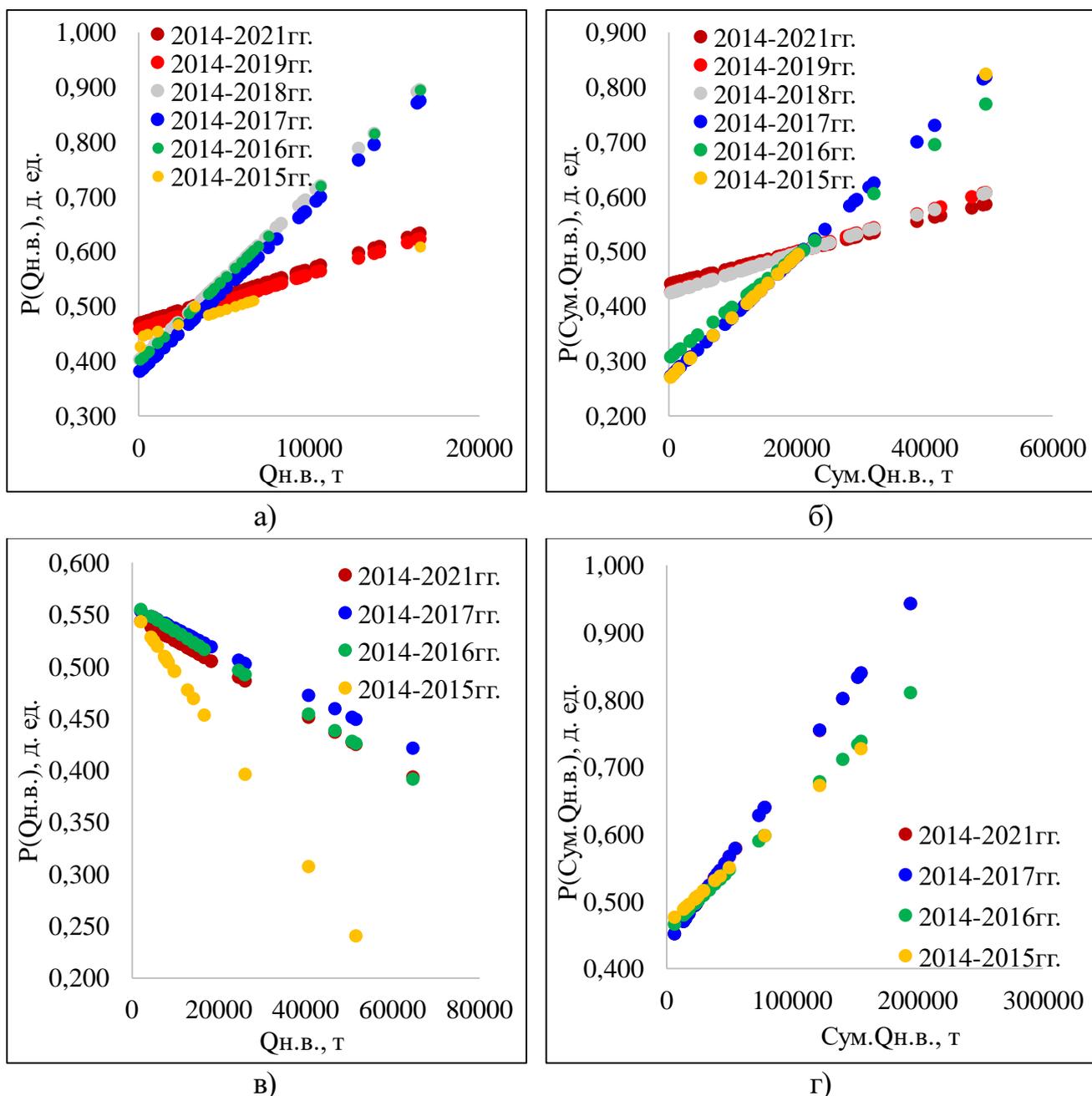


Рис. 3.2.5. Зависимости $P(Q_{н.в.})$ от $Q_{н.в.}$ и $P(\sum Q_{н.в.})$ от $\sum Q_{н.в.}$.

Таблица 3.2.9

Средние значения параметра $Q_{н.в.}$ (т) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	6892±1924	2155±1534	2,691 /5,911	$P(Q_{н.в.}) = 0,443 + 0,00001 * Q_{н.в.}$	91-16513	0,427-0,609
2014-2016 гг.	7720±2556	2262±1415	3,760 /8,202	$P(Q_{н.в.}) = 0,400 + 0,00003 * Q_{н.в.}$	91-16513	0,403-0,895
2014-2017 гг.	8429±2708	2077±1378	3,769 /8,221	$P(Q_{н.в.}) = 0,379 + 0,00003 * Q_{н.в.}$	91-16513	0,382-0,874
2014-2018 гг.	7797±2471	1941±1250	3,752 /8,183	$P(Q_{н.в.}) = 0,400 + 0,00003 * Q_{н.в.}$	91-16513	0,403-0,895
2014-2019 гг.	8341±2644	1958±1262	2,487 /5,472	$P(Q_{н.в.}) = 0,458 + 0,00001 * Q_{н.в.}$	91-16513	0,459-0,623
2014-2021 гг.	8568±2635	2085±1329	2,478 /5,453	$P(Q_{н.в.}) = 0,468 + 0,00001 * Q_{н.в.}$	91-16513	0,469-0,633
Тульский объект						
2014-2015 гг.	6464±1663	22746±12549	-3,288 /7,190	$P(Q_{н.в.}) = 0,555 - 0,0000061 * Q_{н.в.}$	2080-51610	0,240-0,543
2014-2016 гг.	15551±12776	24418±13295	-2,460 /5,414	$P(Q_{н.в.}) = 0,560 - 0,0000026 * Q_{н.в.}$	2080-64746	0,391-0,554
2014-2017 гг.	17371±12626	19885±12491	-2,175 /4,803	$P(Q_{н.в.}) = 0,557 - 0,0000021 * Q_{н.в.}$	2080-64746	0,421-0,553
2014-2021 гг.	18073±12676	18334±11497	-2,344 /5,166	$P(Q_{н.в.}) = 0,548 - 0,0000024 * Q_{н.в.}$	2080-64746	0,393-0,544

Таблица 3.2.10

Средние значения параметра $\Sigma Q_{н.в.}$ (т) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	20676±5772	6465±4602	3,850 /8,393	$P(\Sigma Q_{н.в.}) = 0,268 + 0,0000112 * \Sigma Q_{н.в.}$	271,5-49538,1	0,271-0,823
2014-2016 гг.	23161±7667	6787±4244	3,707 /8,087	$P(\Sigma Q_{н.в.}) = 0,306 + 0,0000094 * \Sigma Q_{н.в.}$	271,5-49538,1	0,308-0,769
2014-2017 гг.	25286±8124	6231±4133	3,841 /8,373	$P(\Sigma Q_{н.в.}) = 0,270 + 0,0000111 * \Sigma Q_{н.в.}$	271,5-49538,1	0,273-0,819
2014-2018 гг.	23391±7413	5824±3751	2,700 /5,930	$P(\Sigma Q_{н.в.}) = 0,423 + 0,0000037 * \Sigma Q_{н.в.}$	271,5-49538,1	0,424-0,606
2014-2019 гг.	25024±7933	5874±3785	2,683 /5,892	$P(\Sigma Q_{н.в.}) = 0,426 + 0,0000037 * \Sigma Q_{н.в.}$	271,5-49538,1	0,427-0,607
2014-2021 гг.	25703±7904	6256±3988	2,273 /5,013	$P(\Sigma Q_{н.в.}) = 0,441 + 0,0000029 * \Sigma Q_{н.в.}$	271,5-49538,1	0,441-0,586
Тульский объект						
2014-2015 гг.	68238±37647	19393±4990	3,570 /6,789	$P(\Sigma Q_{н.в.}) = 0,465 + 0,0000017 * \Sigma Q_{н.в.}$	6240,9-154828,8	0,476-0,727
2014-2016 гг.	103016±45227	23267±5952	3,413 /7,457	$P(\Sigma Q_{н.в.}) = 0,454 + 0,0000018 * \Sigma Q_{н.в.}$	6240,9-194238,6	0,466-0,810
2014-2017 гг.	99000±44805	24341±7031	3,743 /8,163	$P(\Sigma Q_{н.в.}) = 0,435 + 0,0000026 * \Sigma Q_{н.в.}$	6240,9-194238,6	0,451-0,943
2014-2021 гг.	95615±43962	25106±7490	3,734 /8,144	$P(\Sigma Q_{н.в.}) = 0,435 + 0,0000026 * \Sigma Q_{н.в.}$	6240,9-194238,6	0,451-0,943

На рис. 3.2.6 представлены зависимости $P(Q_{н.н.})$ от $Q_{н.н.}$ и $P(\sum Q_{н.н.})$ от $\sum Q_{н.н.}$. В табл. 3.2.11 и 3.2.12 представлены модели первого уровня. Данные зависимости являются универсальными (однонаправленными) и повторяют зависимости, представленные на рис. 3.2.5. С увеличением количества скважин в выборках влияние на эффективность технологии параметра $\sum Q_{н.н.}$ на верейском объекте разработки снижается, а на тульском объекте разработки незначительно повышается. На тульском объекте разработки высокие значения технологического параметра $Q_{н.н.}$ отрицательно влияют на $q_{н.факт}^{грп}$, но суммарная накопленная добыча нефти района залежи положительно влияет на эффективность пропантного ГРП.

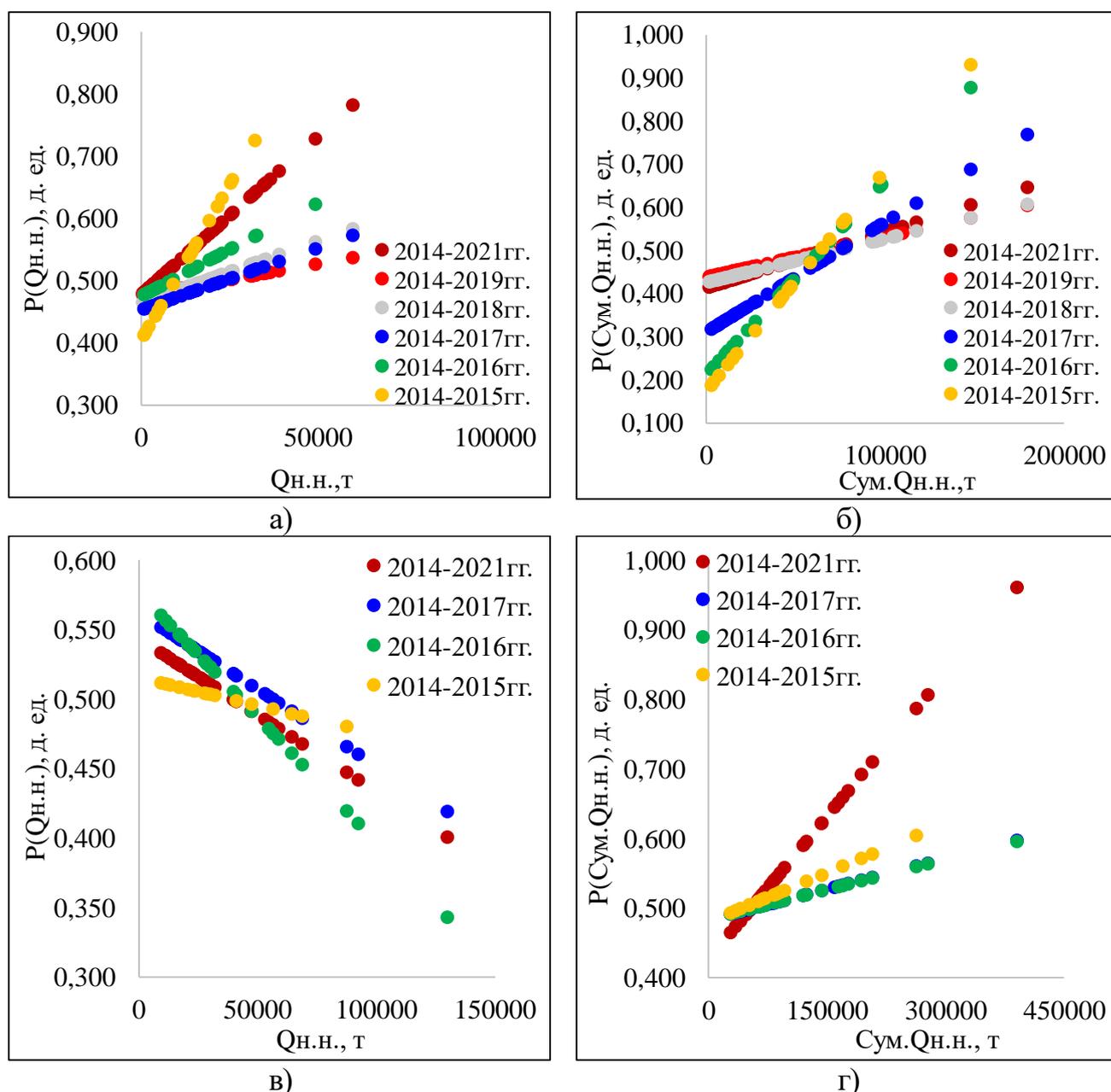


Рис. 3.2.6. Зависимости $P(Q_{н.н.})$ от $Q_{н.н.}$ и $P(\sum Q_{н.н.})$ от $\sum Q_{н.н.}$.

Таблица 3.2.11

Средние значения параметра $Q_{н.н.}$ (т) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Вере́йский объект						
2014-2015 гг.	24947±6611	7007±4553	3,342 /7,304	$P(Q_{н.н.}) = 0,403 + 0,00001 * Q_{н.н.}$	939-49280	0,412-0,725
2014-2016 гг.	25488±6446	7521±4669	2,282 /5,033	$P(Q_{н.н.}) = 0,475 + 0,000003 * Q_{н.н.}$	939-49280	0,478-0,623
2014-2017 гг.	27059±8307	5778±2883	2,068 /4,574	$P(Q_{н.н.}) = 0,453 + 0,000002 * Q_{н.н.}$	939-59862	0,455-0,573
2014-2018 гг.	26239±8196	5261±2457	2,095 /4,632	$P(Q_{н.н.}) = 0,464 + 0,000002 * Q_{н.н.}$	541-59862	0,465-0,584
2014-2019 гг.	5184±2504	26136±8396	1,453 /3,257	$P(Q_{н.н.}) = 0,477 + 0,000001 * Q_{н.н.}$	541-59862	0,478-0,537
2014-2021 гг.	26835±8277	5643±2863	3,297 /7,209	$P(Q_{н.н.}) = 0,477 + 0,000005 * Q_{н.н.}$	541-59862	0,480-0,782
Тульский объект						
2014-2015 гг.	19276±5529	53642±15846	-1,239 /2,799	$P(Q_{н.н.}) = 0,515 - 0,0000004 * Q_{н.н.}$	9403-87677	0,480-0,512
2014-2016 гг.	38015±21155	45968±24571	-2,932 /6,426	$P(Q_{н.н.}) = 0,577 - 0,0000018 * Q_{н.н.}$	9403-130060	0,343-0,560
2014-2017 гг.	37514±19094	43524±26220	-2,201 /4,861	$P(Q_{н.н.}) = 0,562 - 0,0000011 * Q_{н.н.}$	9403-130060	0,419-0,552
2014-2021 гг.	42957±27880	38287±15912	-2,193 /4,842	$P(Q_{н.н.}) = 0,544 - 0,0000011 * Q_{н.н.}$	9403-130060	0,401-0,533

Таблица 3.2.12

Средние значения параметра $\sum Q_{н.н.}$ (т) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Вере́йский объект						
2014-2015 гг.	74842±19832	21020±13660	3,939 /8,583	$P(\sum Q_{н.н.}) = 0,173 + 0,0000051 * \sum Q_{н.н.}$	2818,2-147841,2	0,188-0,931
2014-2016 гг.	76464±19338	22564±14007	3,921 /8,545	$P(\sum Q_{н.н.}) = 0,212 + 0,0000045 * \sum Q_{н.н.}$	2818,2-147841,2	0,224-0,877
2014-2017 гг.	81178±24920	17334±8650	3,689 /8,049	$P(\sum Q_{н.н.}) = 0,311 + 0,0000025 * \sum Q_{н.н.}$	2818,2-179586,6	0,318-0,768
2014-2018 гг.	78717±24588	15784±7372	2,665 /5,853	$P(\sum Q_{н.н.}) = 0,425 + 0,0000010 * \sum Q_{н.н.}$	1622,7-179586,6	0,427-0,607
2014-2019 гг.	78407±25189	15553±7512	2,495 /5,491	$P(\sum Q_{н.н.}) = 0,438 + 0,0000009 * \sum Q_{н.н.}$	1622,7-179586,6	0,439-0,605
2014-2021 гг.	80506±24830	16928±8590	3,003 /6,579	$P(\sum Q_{н.н.}) = 0,413 + 0,0000013 * \sum Q_{н.н.}$	1622,7-179586,6	0,415-0,646
Тульский объект						
2014-2015 гг.	160926±47538	57829±16588	1,997 /4,422	$P(\sum Q_{н.н.}) = 0,480 + 0,0000005 * \sum Q_{н.н.}$	28209,3-263030,4	0,494-0,604
2014-2016 гг.	202649±59524	63176±17093	1,952 /4,326	$P(\sum Q_{н.н.}) = 0,484 + 0,0000003 * \sum Q_{н.н.}$	28209,3-390180,6	0,492-0,596
2014-2017 гг.	199052±56961	64203±16908	1,970 /4,364	$P(\sum Q_{н.н.}) = 0,483 + 0,0000003 * \sum Q_{н.н.}$	28209,3-390180,6	0,491-0,598
2014-2021 гг.	194744±55231	67286±18905	3,778 /8,240	$P(\sum Q_{н.н.}) = 0,426 + 0,0000014 * \sum Q_{н.н.}$	28209,3-390180,6	0,465-0,961

На рис. 3.2.7 представлены зависимости $P(H_{абс})$ от $H_{абс}$ и $P(\overline{H_{абс}})$ от $\overline{H_{абс}}$. В табл. 3.2.13 и 3.2.14 представлены модели первого уровня. Данные зависимости универсальны (однонаправленны). При изменении периодов выборок скважин на объектах разработки диапазон вероятностей и, следовательно, влияние на $q_{н.факт}^{грп}$ снижается. Для достижения $q_{н.факт}^{грп} > 7$ т/сут следует выбирать скважины, вскрывающие пласты верейского объекта разработки на абсолютных отметках 860 м и пласты тульского объекта разработки на отметках 1200 м.

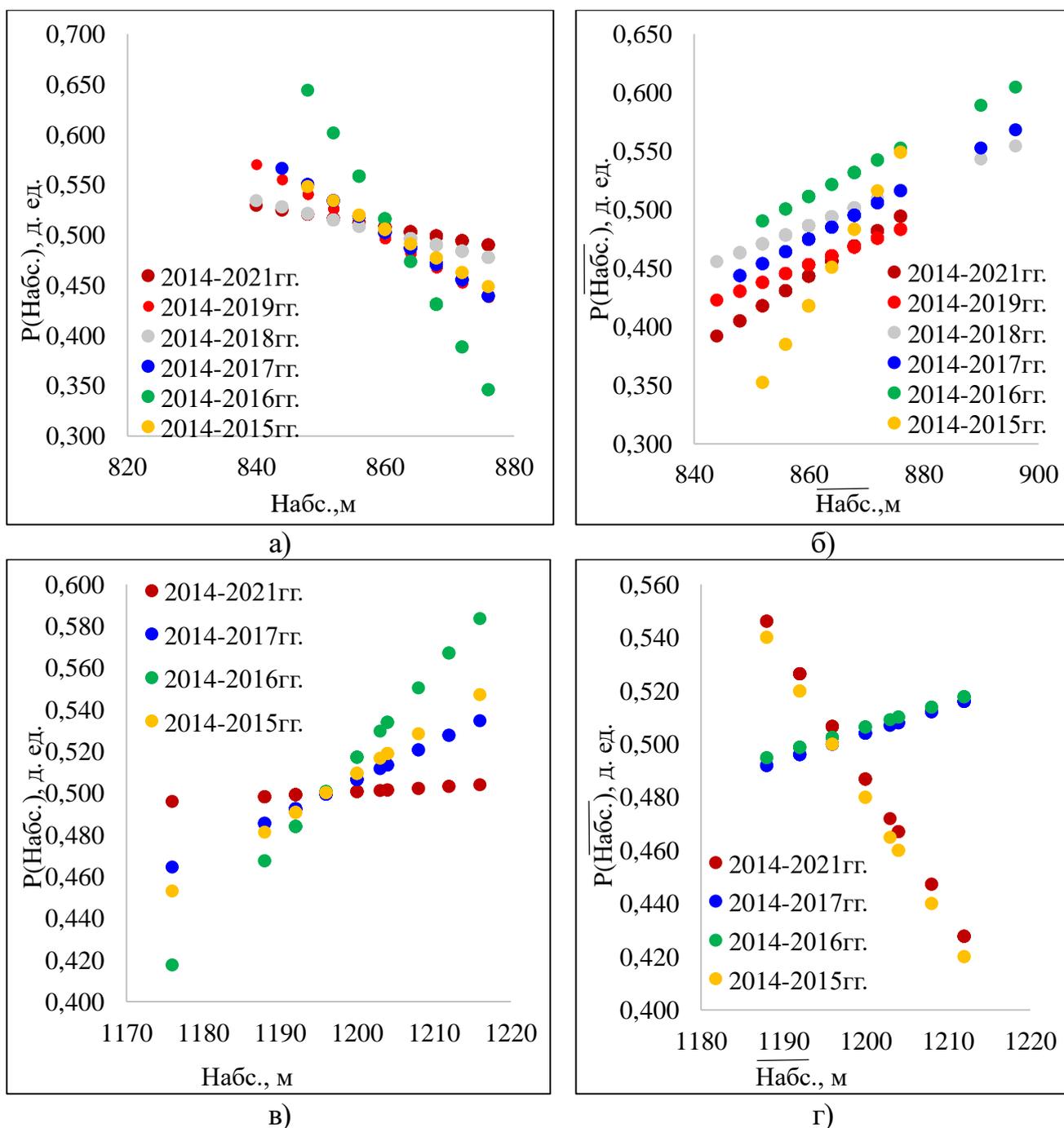


Рис. 3.2.7. Зависимости $P(H_{абс})$ от $H_{абс}$ и $P(\overline{H_{абс}})$ от $\overline{H_{абс}}$

Таблица 3.2.13

Средние значения параметра H_{abc} (м) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	857±3	867±4	-1,890 /4,193	$P(H_{abc}) = 3,571 - 0,004 * H_{abc}$	848-876	0,448-0,548
2014-2016 гг.	858±3	869±3	-3,271 /7,152	$P(H_{abc}) = 9,677 - 0,011 * H_{abc}$	848-876	0,346-0,644
2014-2017 гг.	856±4	869±3	-2,148 /4,746	$P(H_{abc}) = 3,913 - 0,004 * H_{abc}$	844-876	0,439-0,566
2014-2018 гг.	855±5	869±3	-1,417 /3,181	$P(H_{abc}) = 1,853 - 0,002 * H_{abc}$	840-876	0,477-0,534
2014-2019 гг.	855±5	869±3	-2,184 /4,823	$P(H_{abc}) = 3,650 - 0,004 * H_{abc}$	840-876	0,438-0,570
2014-2021 гг.	856±5	869±3	-1,293 /2,913	$P(H_{abc}) = 1,453 - 0,001 * H_{abc}$	840-876	0,490-0,529
Тульский объект						
2014-2015 гг.	1205±4	1193±5	1,765 /3,925	$P(H_{abc}) = -2,310 + 0,002 * H_{abc}$	1176-1216	0,453-0,547
2014-2016 гг.	1199±10	1197±4	2,504 /5,510	$P(H_{abc}) = -4,461 + 0,004 * H_{abc}$	1176-1216	0,418-0,584
2014-2017 гг.	1198±9	1198±5	1,578 /3,524	$P(H_{abc}) = -1,593 + 0,002 * H_{abc}$	1176-1216	0,465-0,535
2014-2021 гг.	1198±6	1197±8	1,061 /2,417	$P(H_{abc}) = 0,261 + 0,0002 * H_{abc}$	1176-1216	0,496-0,504

Таблица 3.2.14

Средние значения параметра $\overline{H_{abc}}$ (м) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	868±4	858±3	2,825 /6,197	$P(\overline{H_{abc}}) = -6,634 + 0,008 * \overline{H_{abc}}$	852,0-876,0	0,352-0,549
2014-2016 гг.	873±6	858±3	2,023 /4,479	$P(\overline{H_{abc}}) = -1,725 + 0,003 * \overline{H_{abc}}$	852,0-896,0	0,490-0,605
2014-2017 гг.	871±5	857±4	2,139 /4,727	$P(\overline{H_{abc}}) = -1,762 + 0,003 * \overline{H_{abc}}$	848,0-896,0	0,443-0,568
2014-2018 гг.	870±5	856±4	1,854 /4,116	$P(\overline{H_{abc}}) = -1,148 + 0,002 * \overline{H_{abc}}$	844,0-896,0	0,456-0,554
2014-2019 гг.	869±3	857±4	1,498 /3,353	$P(\overline{H_{abc}}) = -1,181 + 0,002 * \overline{H_{abc}}$	844,0-876,0	0,423-0,483
2014-2021 гг.	869±3	857±4	1,934 /4,288	$P(\overline{H_{abc}}) = -2,309 + 0,003 * \overline{H_{abc}}$	844,0-876,0	0,392-0,494
Тульский объект						
2014-2015 гг.	1194±4	1207±3	-2,112 /4,670	$P(\overline{H_{abc}}) = 6,480 - 0,005 * \overline{H_{abc}}$	1188,0-1212,0	0,420-0,540
2014-2016 гг.	1207±4	1194±3	1,168 /2,646	$P(\overline{H_{abc}}) = -0,633 + 0,001 * \overline{H_{abc}}$	1188,0-1212,0	0,495-0,518
2014-2017 гг.	1208±4	1194±4	1,186 /2,684	$P(\overline{H_{abc}}) = -0,696 + 0,001 * \overline{H_{abc}}$	1188,0-1212,0	0,492-0,516
2014-2021 гг.	1194±3	1207±4	-2,086 /4,613	$P(\overline{H_{abc}}) = 6,408 - 0,005 * \overline{H_{abc}}$	1188,0-1212,0	0,428-0,546

На рис. 3.2.8 представлены зависимости $P(K_{\text{прод}})$ от $K_{\text{прод}}$ и $P(\overline{K_{\text{прод}}})$ от $\overline{K_{\text{прод}}}$. В табл. 3.2.15 и 3.2.16 представлены модели первого уровня. Данные зависимости универсальны (однонаправленны). При изменении периода выборки на верейском объекте разработки диапазон вероятностей и, следовательно, влияние на $q_{\text{н.факт}}^{\text{грп}}$ возрастает. На тульском объекте разработки влияние на $q_{\text{н.факт}}^{\text{грп}}$ уменьшается. Стоит отметить, что на верейском объекте высокая эффективность характеризуется $K_{\text{прод}}/\overline{K_{\text{прод}}} < 5,0 / 2,5 \text{ м}^3/(\text{сут}*\text{МПа})$, то есть низкой продуктивностью пласта перед выполнением ГРП. На тульском объекте разработки район залежи должен обладать более высокой продуктивностью $\overline{K_{\text{прод}}} > 2,5 \text{ м}^3/(\text{сут}*\text{МПа})$ по сравнению со скважиной.

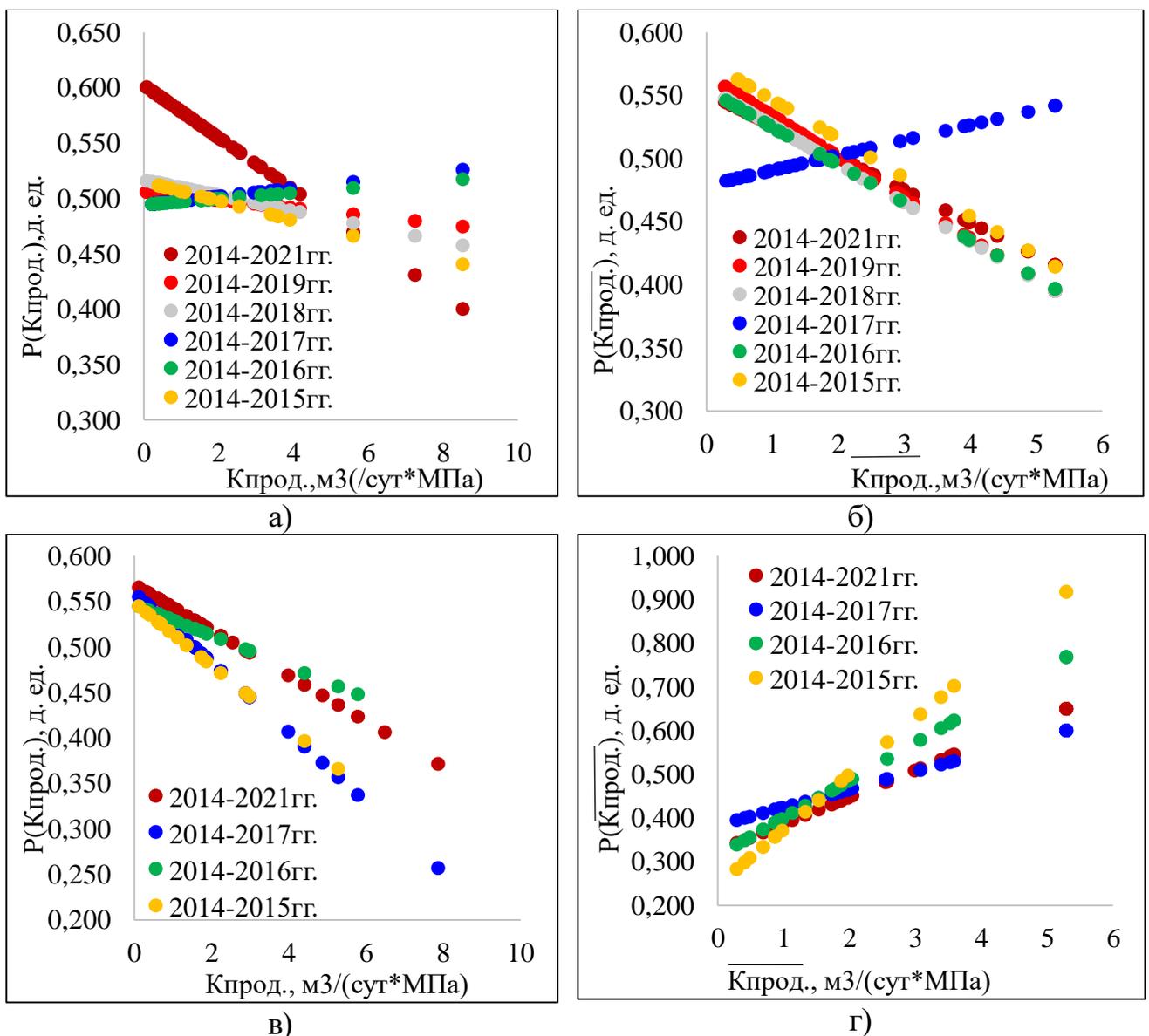


Рис. 3.2.8. Зависимости $P(K_{\text{прод}})$ от $K_{\text{прод}}$ и $P(\overline{K_{\text{прод}}})$ от $\overline{K_{\text{прод}}}$

Таблица 3.2.15

Средние значения параметра $K_{\text{прод}}$ ($\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	0,8±0,3	3,5±1,5	-1,605 /3,582	$P(K_{\text{прод}}) = 0,515 - 0,009 * K_{\text{прод}}$	0,4-8,5	0,440-0,511
2014-2016 гг.	3,1±1,4	0,7±0,3	1,159 /2,627	$P(K_{\text{прод}}) = 0,494 + 0,003 * K_{\text{прод}}$	0,2-8,5	0,495-0,517
2014-2017 гг.	2,6±1,1	0,7±0,3	1,230 /2,780	$P(K_{\text{прод}}) = 0,494 + 0,004 * K_{\text{прод}}$	0,2-8,5	0,495-0,526
2014-2018 гг.	0,6±0,3	2,7±1,2	-1,435 /3,219	$P(K_{\text{прод}}) = 0,516 - 0,007 * K_{\text{прод}}$	0,1-8,5	0,457-0,516
2014-2019 гг.	0,6±0,3	2,6±1,1	-1,221 /2,761	$P(K_{\text{прод}}) = 0,506 - 0,004 * K_{\text{прод}}$	0,1-8,5	0,474-0,505
2014-2021 гг.	0,7±0,3	2,7±1,1	-2,852 /6,254	$P(K_{\text{прод}}) = 0,602 - 0,024 * K_{\text{прод}}$	0,1-8,5	0,398-0,598
Тульский объект						
2014-2015 гг.	0,7±0,3	3,0±0,9	-2,647 /5,815	$P(K_{\text{прод}}) = 0,548 - 0,035 * K_{\text{прод}}$	0,1-5,3	0,366-0,544
2014-2016 гг.	1,5±1,0	2,4±1,2	-1,827 /4,059	$P(K_{\text{прод}}) = 0,546 - 0,017 * K_{\text{прод}}$	0,1-5,8	0,447-0,544
2014-2017 гг.	1,9±1,3	2,8±1,7	-3,262 /7,133	$P(K_{\text{прод}}) = 0,559 - 0,038 * K_{\text{прод}}$	0,1-7,9	0,257-0,555
2014-2021 гг.	2,3±1,4	2,5±1,7	-2,807 /6,159	$P(K_{\text{прод}}) = 0,568 - 0,025 * K_{\text{прод}}$	0,1-7,9	0,371-0,565

Таблица 3.2.16

Средние значения параметра $\overline{K_{\text{прод}}}$ ($\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	0,9±0,3	3,5±1,3	-2,299 /5,071	$P(\overline{K_{\text{прод}}}) = 0,577 - 0,031 * \overline{K_{\text{прод}}}$	0,5-5,3	0,414-0,562
2014-2016 гг.	0,8±0,3	3,2±1,2	-2,317 /5,109	$P(\overline{K_{\text{прод}}}) = 0,554 - 0,030 * \overline{K_{\text{прод}}}$	0,3-5,3	0,396-0,545
2014-2017 гг.	2,8±1,1	0,8±0,3	1,471 /3,295	$P(\overline{K_{\text{прод}}}) = 0,478 + 0,012 * \overline{K_{\text{прод}}}$	0,3-5,3	0,482-0,541
2014-2018 гг.	0,8±0,3	2,9±1,2	-2,371 /5,223	$P(\overline{K_{\text{прод}}}) = 0,556 - 0,031 * \overline{K_{\text{прод}}}$	0,3-5,3	0,395-0,547
2014-2019 гг.	0,8±0,3	2,8±1,1	-2,451 /5,395	$P(\overline{K_{\text{прод}}}) = 0,566 - 0,032 * \overline{K_{\text{прод}}}$	0,3-5,3	0,395-0,556
2014-2021 гг.	0,8±0,3	2,9±1,1	-2,166 /4,784	$P(\overline{K_{\text{прод}}}) = 0,552 - 0,026 * \overline{K_{\text{прод}}}$	0,3-5,3	0,415-0,545
Тульский объект						
2014-2015 гг.	3,4±1,0	0,8±0,3	3,903 /8,507	$P(\overline{K_{\text{прод}}}) = 0,244 + 0,127 * \overline{K_{\text{прод}}}$	0,3-5,3	0,281-0,917
2014-2016 гг.	3,5±1,0	1,0±0,4	3,618 /7,896	$P(\overline{K_{\text{прод}}}) = 0,312 + 0,086 * \overline{K_{\text{прод}}}$	0,3-5,3	0,337-0,768
2014-2017 гг.	4,2±1,1	1,2±0,5	2,879 /6,312	$P(\overline{K_{\text{прод}}}) = 0,382 + 0,041 * \overline{K_{\text{прод}}}$	0,3-5,3	0,394-0,599
2014-2021 гг.	4,3±1,0	1,2±0,6	3,324 /7,266	$P(\overline{K_{\text{прод}}}) = 0,323 + 0,062 * \overline{K_{\text{прод}}}$	0,3-5,3	0,341-0,649

На рис. 3.2.9 представлены зависимости $P(K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}})$ от $K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$ и $P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}})$ от $\overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}}$. В табл. 3.2.17 и 3.2.18 представлены модели первого уровня. Данные зависимости универсальны (однонаправленны). При изменении периода выборок на верейском объекте разработки диапазон вероятностей и, следовательно, влияние на $q_{\text{н.факт}}^{\text{грп}}$ остается постоянным. На тульском объекте разработки влияние на $q_{\text{н.факт}}^{\text{грп}}$ снижается. Стоит отметить, что на верейском объекте разработки высокая эффективность достигается низкими значениями проницаемости $K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}} / \overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}} < 0,100 / 0,070 \text{ мкм}^2$. На тульском объекте разработки по анализу выборки 2014-2021 гг. скважины для получения высоких среднесуточных приростов дебитов нефти должны обладать проницаемостью призабойной зоны пласта $K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}} / \overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}} < 0,180 / 0,080 \text{ мкм}^2$.

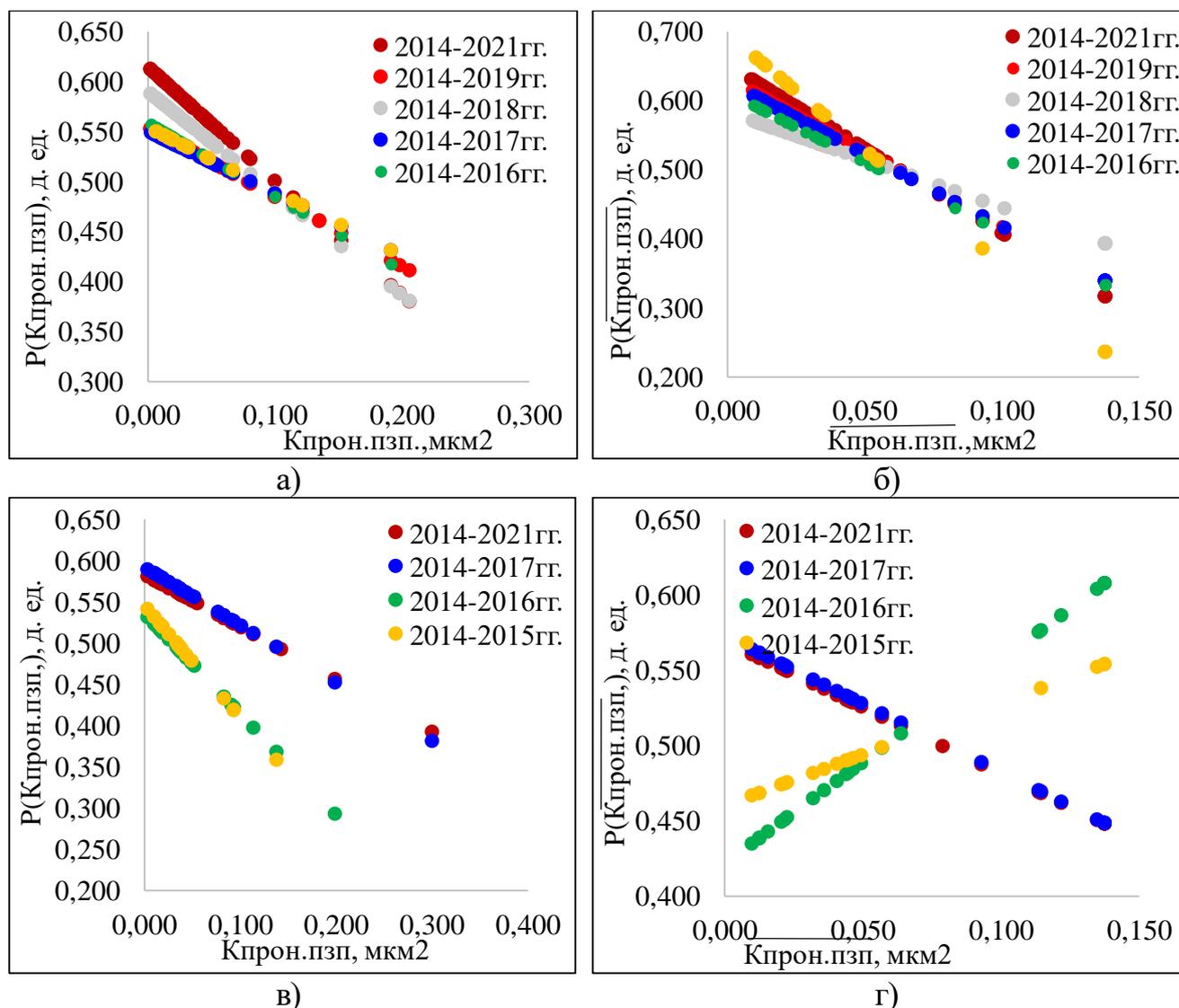


Рис. 3.2.9. Зависимости $P(K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}})$ от $K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$ и $P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}})$ от $\overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}}$

Таблица 3.2.17

Средние значения параметра $K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$ (мкм^2) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014 -2015 гг.	0,015±0,005	0,085±0,048	-2,103 /4,651	$P(K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,554-0,642 * K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,006-0,192	0,431-0,550
2014 -2016 гг.	0,014±0,005	0,078±0,042	-2,237 /4,937	$P(K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,559-0,741 * K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,002-0,192	0,417-0,557
2014 -2017 гг.	0,014±0,005	0,064±0,031	-2,059 /4,555	$P(K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,550-0,623 * K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,002-0,192	0,431-0,549
2014 -2018 гг.	0,014±0,005	0,067±0,038	-2,887 /6,331	$P(K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,590-1,019 * K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,002-0,206	0,380-0,588
2014 -2019 гг.	0,015±0,006	0,069±0,037	-2,255 /4,975	$P(K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,554-0,696 * K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,002-0,206	0,411-0,552
2014 -2021 гг.	0,016±0,006	0,071±0,038	-3,021 /6,617	$P(K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,615-1,140 * K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,002-0,206	0,380-0,612
Тульский объект						
2014 -2015 гг.	0,021±0,009	0,072±0,030	-2,718 /5,968	$P(K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,546-1,367 * K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,004-0,138	0,358-0,541
2014 -2016 гг.	0,034±0,020	0,080±0,042	-3,057 /6,693	$P(K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,536-1,223 * K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,004-0,199	0,293-0,532
2014-2017 гг.	0,051±0,035	0,084±0,054	-2,896 /6,350	$P(K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,592-0,702 * K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,004-0,300	0,381-0,590
2014 -2021 гг.	0,065±0,053	0,069±0,041	-2,763 /6,063	$P(K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,583-0,636 * K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,004-0,300	0,392-0,581

Таблица 3.2.18

Средние значения параметра $\overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$ (мкм^2) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014 -2015 гг.	0,019±0,005	0,087±0,041	-3,609 /7,877	$P(\overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,697-3,351 * \overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,0-0,1	0,236-0,662
2014 -2016 гг.	0,018±0,006	0,084±0,040	-3,146 /6,884	$P(\overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,612-2,025 * \overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,0-0,1	0,333-0,593
2014 -2017 гг.	0,018±0,005	0,071±0,032	-3,181 /6,961	$P(\overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,626-2,090 * \overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,0-0,1	0,339-0,606
2014 -2018 гг.	0,019±0,006	0,070±0,033	-2,629 /5,777	$P(\overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,583-1,386 * \overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,0-0,1	0,393-0,570
2014 -2019 гг.	0,019±0,007	0,073±0,033	-3,217 /7,037	$P(\overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,634-2,150 * \overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,0-0,1	0,338-0,615
2014 -2021 гг.	0,020±0,007	0,075±0,034	-3,369 /7,362	$P(\overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,652-2,437 * \overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,0-0,1	0,317-0,630
Тульский объект						
2014-2015 гг.	0,090±0,041	0,025±0,010	1,711 /3,811	$P(\overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,460+0,683 * \overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,0-0,1	0,467-0,554
2014-2016 гг.	0,110±0,029	0,027±0,012	2,602 /5,720	$P(\overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,421+1,352 * \overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,0-0,1	0,435-0,607
2014-2017 гг.	0,031±0,014	0,122±0,017	-2,041 /4,517	$P(\overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,573-0,902 * \overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,0-0,1	0,449-0,564
2014-2021 гг.	0,033±0,015	0,125±0,016	-2,014 /4,460	$P(\overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,569-0,881 * \overline{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,0-0,1	0,448-0,560

На рис. 3.2.10 представлены зависимости $P(m)$ от m и $P(\bar{m})$ от \bar{m} . В табл. 3.2.19 и 3.2.20 представлены модели первого уровня. Данные зависимости являются неопределенными. На верейском объекте эффективность $q_{н.факт}^{грп} > 7$ т/сут достигается при значениях пористости более 15 % в скважине, но в районе залежи пористость должна быть меньше 15 %. На тульском объекте обратная зависимость – скважина и район залежи должны характеризоваться высокими значениями пористости.

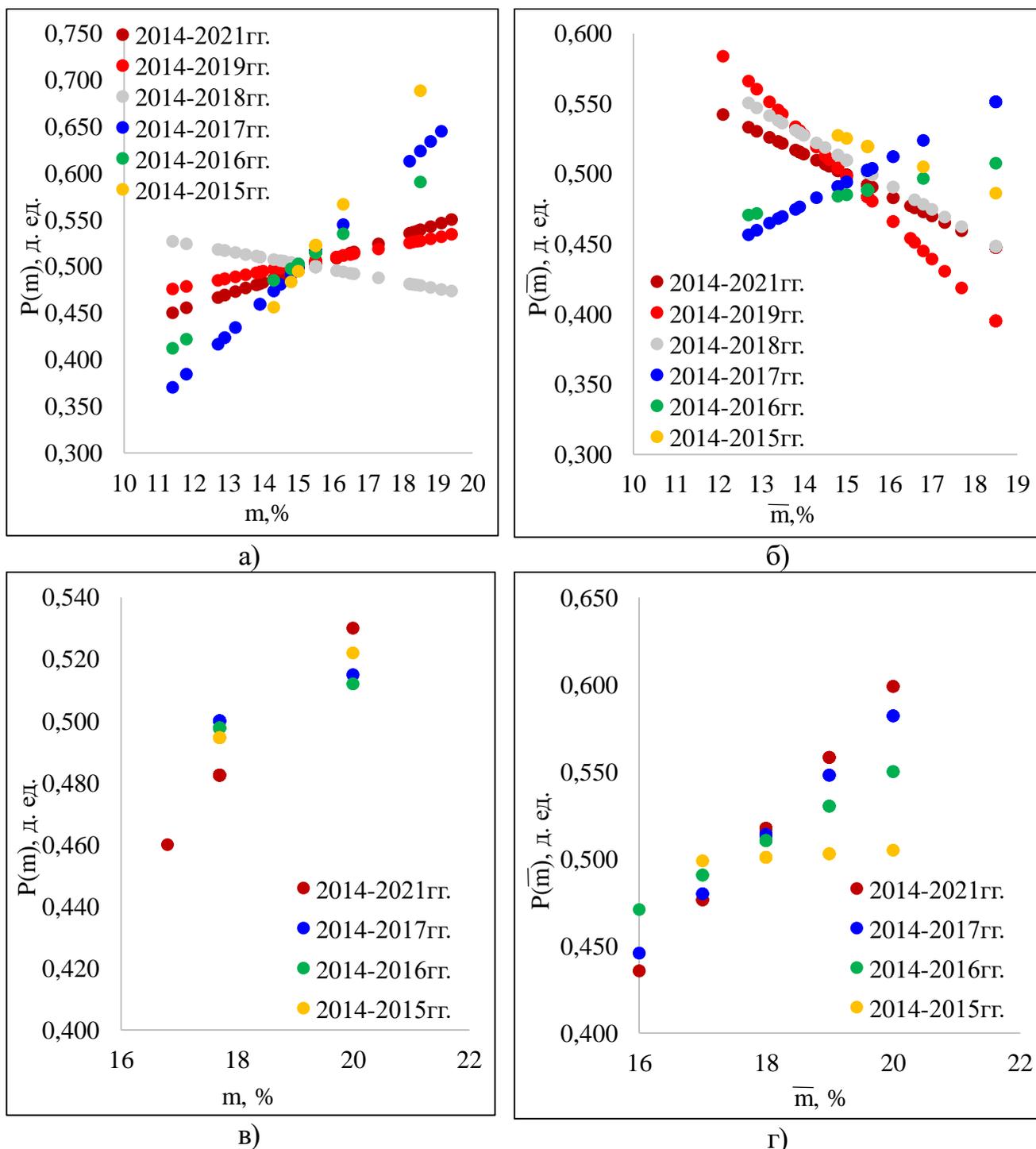


Рис. 3.2.10. Зависимости $P(m)$ от m и $P(\bar{m})$ от \bar{m}

Таблица 3.2.19

Средние значения параметра m (%) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс	t_p/χ^2			
Верейский объект						
2014-2015 гг.	15,9±0,6	15,2±0,3	3,030 /6,636	$P(m) = -0,335+0,055*m$	14,3-18,5	0,456-0,688
2014-2016 гг.	15,8±0,5	14,8±0,9	2,638 /5,796	$P(m) = 0,126+0,025*m$	11,4-18,5	0,412-0,590
2014-2017 гг.	16,0±0,9	14,4±1,0	3,199 /6,999	$P(m) = -0,037+0,036*m$	11,4-19,1	0,370-0,644
2014-2018 гг.	14,4±1,0	16,3±1,1	-1,391 /3,123	$P(m) = 0,603-0,007*m$	11,4-19,4	0,473-0,527
2014-2019 гг.	14,5±0,9	16,3±1,0	1,426 /3,200	$P(m) = 0,392+0,007*m$	11,4-19,4	0,475-0,534
2014-2021 гг.	14,5±0,9	16,3±1,0	3,075 /6,732	$P(m) = 0,308+0,013*m$	11,4-19,4	0,308-0,550
Гульский объект						
2014-2015 гг.	18,3±0,9	17,7±0,0	1,213 /2,742	$P(m) = 0,284+0,012*m$	17,7-20,0	0,495-0,522
2014-2016 гг.	18,1±0,7	18,1±0,7	1,097 /2,493	$P(m) = 0,388+0,006*m$	17,7-20,0	0,498-0,512
2014-2017 гг.	17,9±0,0	17,7±0,0	1,106 /2,513	$P(m) = 0,385+0,007*m$	17,7-20,0	0,500-0,515
2014-2021 гг.	17,9±0,0	17,7±0,0	1,587 /3,543	$P(m) = 0,110+0,021*m$	16,8-20,0	0,460-0,530

Таблица 3.2.20

Средние значения параметра \bar{m} (%) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс	t_p/χ^2			
Верейский объект						
2014-2015 гг.	15,4±0,2	15,9±0,7	-1,311 /2,952	$P(\bar{m}) = 0,691-0,011*\bar{m}$	14,8-18,5	0,486-0,527
2014-2016 гг.	15,8±0,5	15,0±0,6	1,275 /2,875	$P(\bar{m}) = 0,389+0,006*\bar{m}$	12,7-18,5	0,470-0,507
2014-2017 гг.	16,1±0,8	14,7±0,8	1,792 /3,983	$P(\bar{m}) = 0,249+0,016*\bar{m}$	12,7-18,5	0,456-0,551
2014-2018 гг.	14,7±0,8	16,4±1,1	-1,925 /4,269	$P(\bar{m}) = 0,774-0,018*\bar{m}$	12,7-18,5	0,448-0,550
2014-2019 гг.	14,7±0,8	16,3±1,0	-2,772 /6,083	$P(\bar{m}) = 0,941-0,030*\bar{m}$	12,1-18,5	0,395-0,583
2014-2021 гг.	14,7±0,8	16,4±1,0	-1,783 /3,963	$P(\bar{m}) = 0,720-0,015*\bar{m}$	12,1-18,5	0,447-0,542
Гульский объект						
2014-2015 гг.	18,1±0,7	17,9±1,2	1,088 /2,474	$P(\bar{m}) = 0,465+0,002*\bar{m}$	15,0-20,0	0,495-0,505
2014-2016 гг.	18,1±1,1	17,9±0,7	1,881 /4,173	$P(\bar{m}) = 0,154+0,020*\bar{m}$	15,0-20,0	0,451-0,550
2014-2017 гг.	18,1±0,9	17,9±0,9	2,531 /5,567	$P(\bar{m}) = -0,098+0,034*\bar{m}$	15,0-20,0	0,412-0,582
2014-2021 гг.	18,0±0,9	17,9±0,9	2,870 /6,293	$P(\bar{m}) = -0,217+0,041*\bar{m}$	15,0-20,0	0,395-0,599

На рис. 3.2.11 представлены зависимости $P(\gamma)$ от γ и $P(\bar{\gamma})$ от $\bar{\gamma}$. В табл. 3.2.21 и 3.2.22 представлены модели первого уровня. Данные зависимости универсальны (однаправленны). При изменении периода выборки на верейском объекте разработки диапазон вероятностей и, следовательно, влияние на $q_{н.факт}^{грп}$ снижается. На тульском объекте разработки влияние на $q_{н.факт}^{грп}$ увеличивается, диапазон вероятностей одинаков в каждой выборке. Стоит отметить, что на верейском объекте разработки высокая эффективность зависит от более низкой пьезопроводности в скважинах. На тульском объекте разработки для достижения высокой эффективности ГРП в скважинах пьезопроводность должна составлять $\gamma, \bar{\gamma} > 500$ см²/сек. Чем выше скорость перераспределения пластового давления, тем выше эффективность мероприятия на тульском объекте разработки и меньше на верейском объекте разработки.

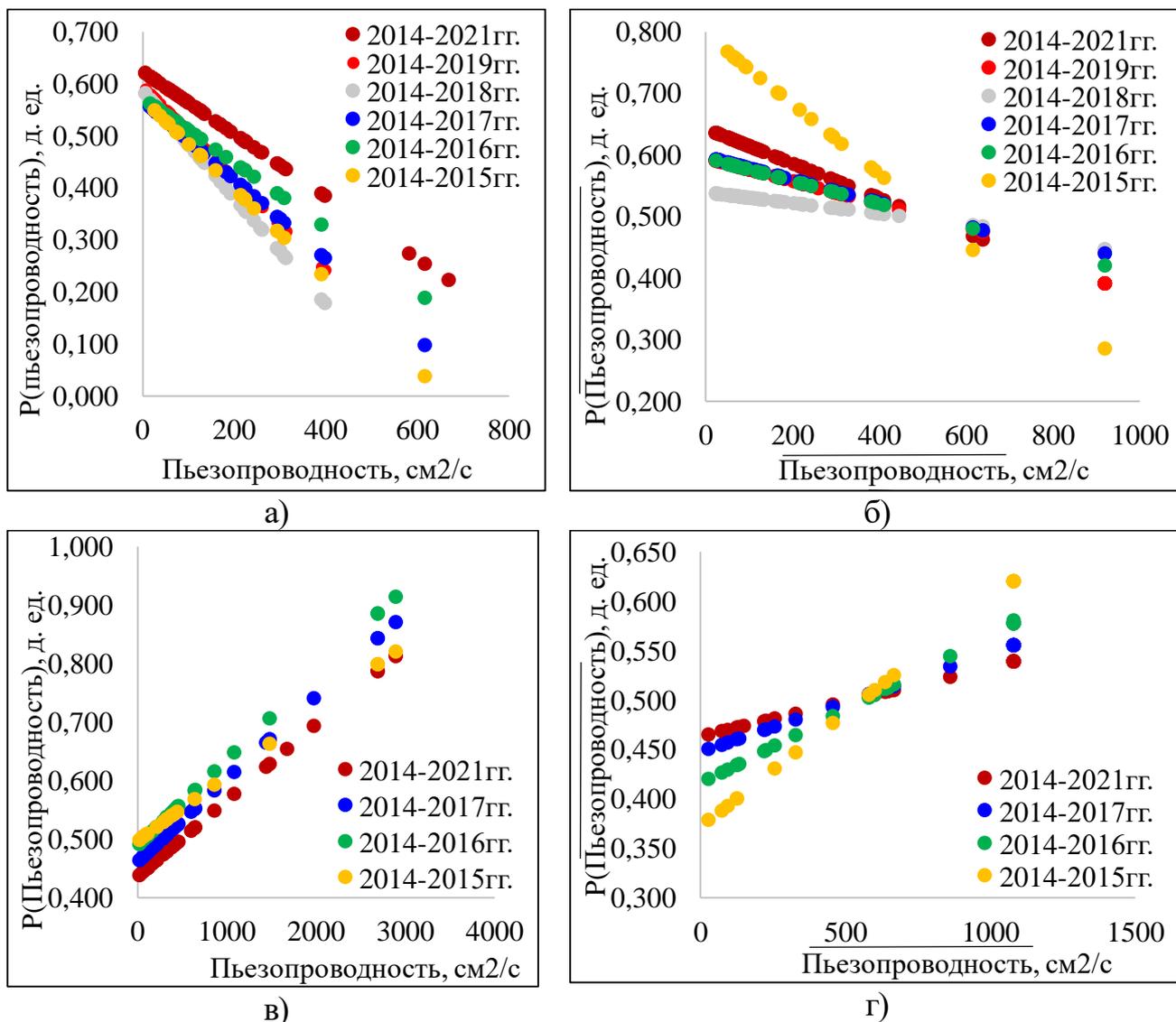


Рис. 3.2.11. Зависимости $P(\gamma)$ от γ и $P(\bar{\gamma})$ от $\bar{\gamma}$

Таблица 3.2.21

Средние значения параметра γ (см²/сек) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	81±32	297±85	-3,787 /8,259	$P(\gamma) = 0,572-0,001*\gamma$	27-617	0,038-0,548
2014-2016 гг.	62±29	253±92	-3,493 /7,629	$P(\gamma) = 0,573-0,001*\gamma$	17-617	0,189-0,562
2014-2017 гг.	47±22	223±89	-3,698 /8,068	$P(\gamma) = 0,569-0,001*\gamma$	17-617	0,098-0,556
2014-2018 гг.	50±25	247±105	-3,930 /8,564	$P(\gamma) = 0,587-0,001*\gamma$	6-669	-0,100-0,581
2014-2019 гг.	48±25	237±100	-3,449 /7,533	$P(\gamma) = 0,595-0,001*\gamma$	6-669	0,242-0,590
2014-2021 гг.	50±26	245±100	-3,538 /7,724	$P(\gamma) = 0,624-0,001*\gamma$	6-669	0,222-0,620
Тульский объект						
2014-2015 гг.	1515±935	191±118	3,377/7,381	$P(\gamma) = 0,496+0,0001*\gamma$	19-2893	0,498-0,821
2014-2016 гг.	682±601	692±615	3,600/7,858	$P(\gamma) = 0,488+0,0001*\gamma$	19-2893	0,491-0,914
2014-2017 гг.	830±680	643±546	3,573/7,801	$P(\gamma) = 0,460+0,0001*\gamma$	19-2893	0,463-0,871
2014-2021 гг.	1010±826	418±294	3,502/7,648	$P(\gamma) = 0,435+0,0001*\gamma$	19-2893	0,438-0,812

Таблица 3.2.22

Средние значения параметра $\bar{\gamma}$ (см²/сек) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	108±40	424±170	-3,72/8,125	$P(\bar{\gamma})=0,796-0,001*\bar{\gamma}$	51,0-920,0	0,181-0,767
2014-2016 гг.	83±28	355±158	-2,54/5,605	$P(\bar{\gamma})=0,595-0,0002*\bar{\gamma}$	24,5-920,0	0,394-0,590
2014-2017 гг.	65±24	307±144	-2,36/5,204	$P(\bar{\gamma})=0,597-0,0002*\bar{\gamma}$	24,5-920,0	0,395-0,592
2014-2018 гг.	69±27	352±183	-1,75/3,906	$P(\bar{\gamma})=0,539-0,0001*\bar{\gamma}$	24,5-920,0	0,446-0,537
2014-2019 гг.	65±26	335±172	-2,84/6,235	$P(\bar{\gamma})=0,595-0,0002*\bar{\gamma}$	24,0-920,0	0,391-0,591
2014-2021 гг.	68±27	348±174	-3,08/6,751	$P(\bar{\gamma})=0,643-0,0003*\bar{\gamma}$	24,0-920,0	0,337-0,636
Тульский объект						
2014-2015 гг.	975±161	268±180	3,066/6,713	$P(\bar{\gamma})=0,371+0,0002*\bar{\gamma}$	29,7-1082,0	0,379-0,620
2014-2016 гг.	985±141	279±174	2,433/5,357	$P(\bar{\gamma})=0,415+0,0001*\bar{\gamma}$	29,7-1082,0	0,420-0,580
2014-2017 гг.	1082±0	358±230	1,961/4,345	$P(\bar{\gamma})=0,447+0,0001*\bar{\gamma}$	29,7-1082,0	0,450-0,555
2014-2021 гг.	1082±0	347±226	1,622/3,620	$P(\bar{\gamma})=0,463+0,0007*\bar{\gamma}$	29,7-1082,0	0,465-0,539

На рис. 3.2.12 представлены зависимости $P(P_{пл.})$ от $P_{пл.}$ и $P(\overline{P_{пл.}})$ от $\overline{P_{пл.}}$. В табл. 3.2.23 и 3.2.24 представлены модели первого уровня. Данные зависимости универсальны (однонаправленны). При изменении периода выборки на верейском объекте разработки диапазон вероятностей и, следовательно, влияние на $q_{н.факт}^{грп}$ остается постоянным. Высокая эффективность пропантного ГРП (более 7 т/сут) на верейском объекте разработки достигается при значениях пластового давления более 6-7 МПа. В то же время аналогичная модель для тульского объекта разработки ставит под сомнение факт преобладающего влияния пластового давления на эффективность пропантного ГРП, поскольку вероятность невысокая и близка к значению 0,5 д.ед.

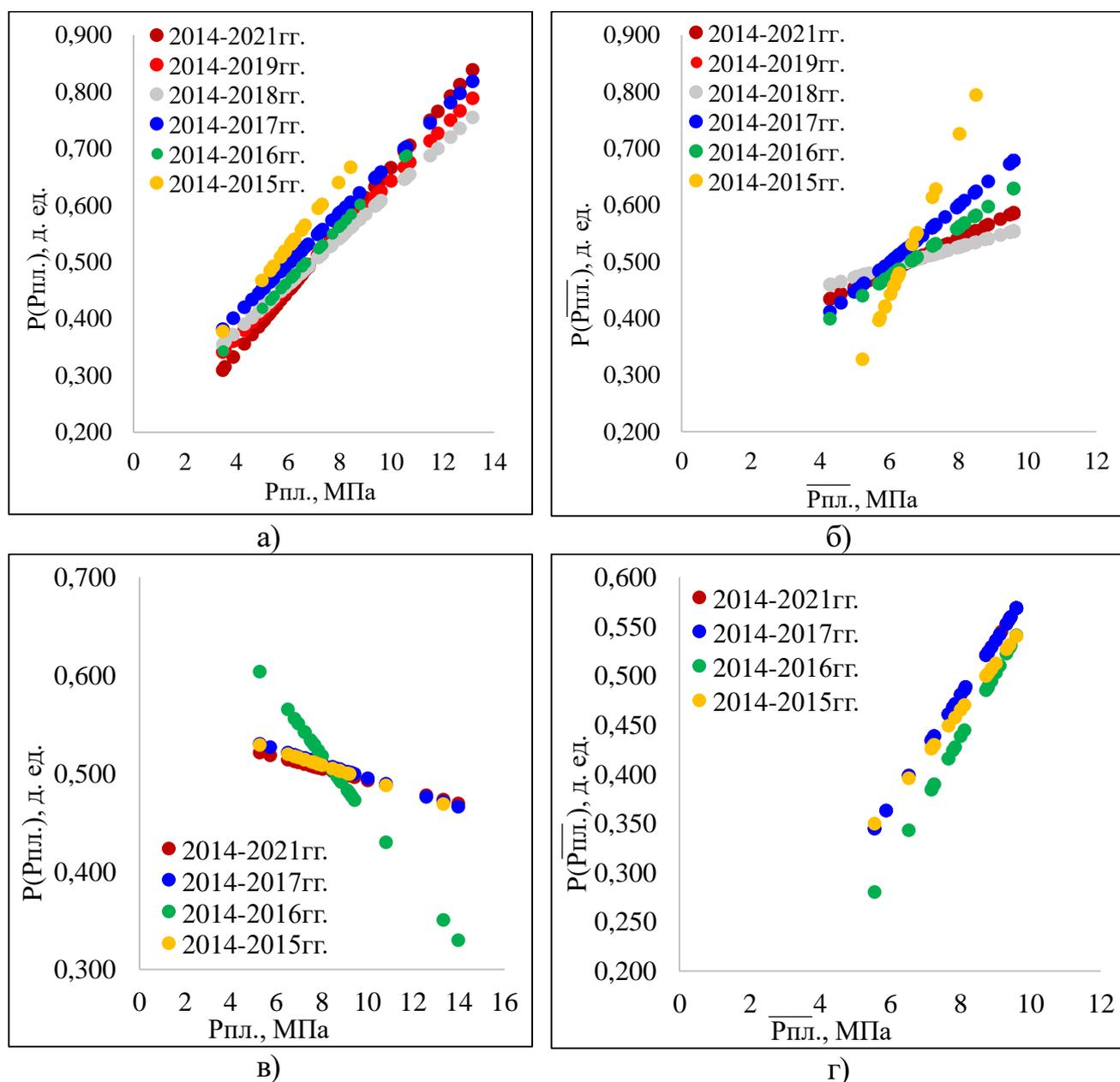


Рис. 3.2.12. Зависимости $P(P_{пл.})$ от $P_{пл.}$ и $P(\overline{P_{пл.}})$ от $\overline{P_{пл.}}$.

Таблица 3.2.23

Средние значения параметра $P_{пл.}$ (МПа) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	6,9±0,6	5,5±0,6	3,235 /7,075	$P(P_{пл.}) = 0,176 + 0,058 * P_{пл.}$	3,5-8,4	0,378-0,667
2014-2016 гг.	8,1±0,9	5,8±0,5	3,422 /7,476	$P(P_{пл.}) = 0,176 + 0,048 * P_{пл.}$	3,5-10,6	0,344-0,689
2014-2017 гг.	8,9±1,6	5,7±0,7	3,645 /7,953	$P(P_{пл.}) = 0,225 + 0,045 * P_{пл.}$	3,5-13,2	0,382-0,818
2014-2018 гг.	9,0±1,4	5,7±0,8	3,556 /7,763	$P(P_{пл.}) = 0,211 + 0,041 * P_{пл.}$	3,5-13,2	0,355-0,755
2014-2019 гг.	8,8±1,4	5,7±0,7	3,680 /8,030	$P(P_{пл.}) = 0,180 + 0,046 * P_{пл.}$	3,5-13,2	0,341-0,789
2014-2021 гг.	9,0±1,4	5,8±0,7	3,814 /8,316	$P(P_{пл.}) = 0,120 + 0,055 * P_{пл.}$	3,5-13,2	0,309-0,839
Тульский объект						
2014-2015 гг.	7,1±0,6	9,7±1,2	-1,489 /3,333	$P(P_{пл.}) = 0,568 - 0,007 * P_{пл.}$	5,3-13,3	0,468-0,528
2014-2016 гг.	7,9±0,8	9,5±1,8	-3,190 /6,980	$P(P_{пл.}) = 0,770 - 0,032 * P_{пл.}$	5,3-14,0	0,329-0,603
2014-2017 гг.	8,5±1,2	8,8±1,9	-1,524 /3,410	$P(P_{пл.}) = 0,568 - 0,007 * P_{пл.}$	5,3-14,0	0,465-0,529
2014-2021 гг.	8,6±1,8	8,7±1,0	-1,373 /3,085	$P(P_{пл.}) = 0,552 - 0,006 * P_{пл.}$	5,3-14,0	0,469-0,521

Таблица 3.2.24

Средние значения параметра $\overline{P}_{пл.}$ (МПа) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	7,0±0,6	5,7±0,4	3,876 /8,450	$P(\overline{P}_{пл.}) = -0,415 + 0,142 * \overline{P}_{пл.}$	4,3-8,5	0,195-0,794
2014-2016 гг.	8,1±0,7	6,0±0,4	2,977 /6,522	$P(\overline{P}_{пл.}) = 0,213 + 0,043 * \overline{P}_{пл.}$	4,3-9,6	0,399-0,629
2014-2017 гг.	8,4±0,9	5,9±0,6	3,173 /6,942	$P(\overline{P}_{пл.}) = 0,196 + 0,050 * \overline{P}_{пл.}$	4,3-9,6	0,412-0,678
2014-2018 гг.	8,5±0,8	6,0±0,6	1,774 /3,944	$P(\overline{P}_{пл.}) = 0,383 + 0,018 * \overline{P}_{пл.}$	4,3-9,6	0,460-0,554
2014-2019 гг.	8,5±0,9	5,9±0,6	1,801 /4,002	$P(\overline{P}_{пл.}) = 0,382 + 0,018 * \overline{P}_{пл.}$	4,3-9,6	0,459-0,554
2014-2021 гг.	8,6±0,8	6,0±0,6	2,353 /5,185	$P(\overline{P}_{пл.}) = 0,312 + 0,029 * \overline{P}_{пл.}$	4,3-9,6	0,434-0,586
Тульский объект						
2014-2015 гг.	9,2±0,3	7,3±0,5	2,781 /6,102	$P(\overline{P}_{пл.}) = 0,087 + 0,047 * \overline{P}_{пл.}$	5,6-9,6	0,349-0,540
2014-2016 гг.	9,3±0,3	7,6±0,6	3,155 /6,903	$P(\overline{P}_{пл.}) = -0,080 + 0,065 * \overline{P}_{пл.}$	5,6-9,6	0,279-0,540
2014-2017 гг.	9,4±0,2	7,6±0,7	2,950 /6,464	$P(\overline{P}_{пл.}) = 0,035 + 0,055 * \overline{P}_{пл.}$	5,6-9,6	0,344-0,568
2014-2021 гг.	9,4±0,2	7,6±0,7	2,941 /6,445	$P(\overline{P}_{пл.}) = 0,035 + 0,055 * \overline{P}_{пл.}$	5,6-9,6	0,344-0,568

На рис. 3.2.13 представлены зависимости $P(S)$ от S и $P(\bar{S})$ от \bar{S} . В табл. 3.2.25 и 3.2.26 представлены модели первого уровня. Данные зависимости являются неопределенными. При изменении периода выборки на верейском объекте разработки диапазон вероятностей и, следовательно, влияние на $q_{н.факт}^{грп}$ уменьшается. Геологические параметры S и \bar{S} противоположно влияют на эффективность пропантного ГРП. Для достижения приростов дебитов нефти $q_{н.факт}^{грп} > 7$ т/сут необходимо, чтобы в скважине -3 д.ед. $< S$ д. ед., а параметр $\bar{S} < -1$ д. ед. На тульском объекте разработки скважина должна характеризоваться ухудшенным состоянием призабойной зоны пласта.

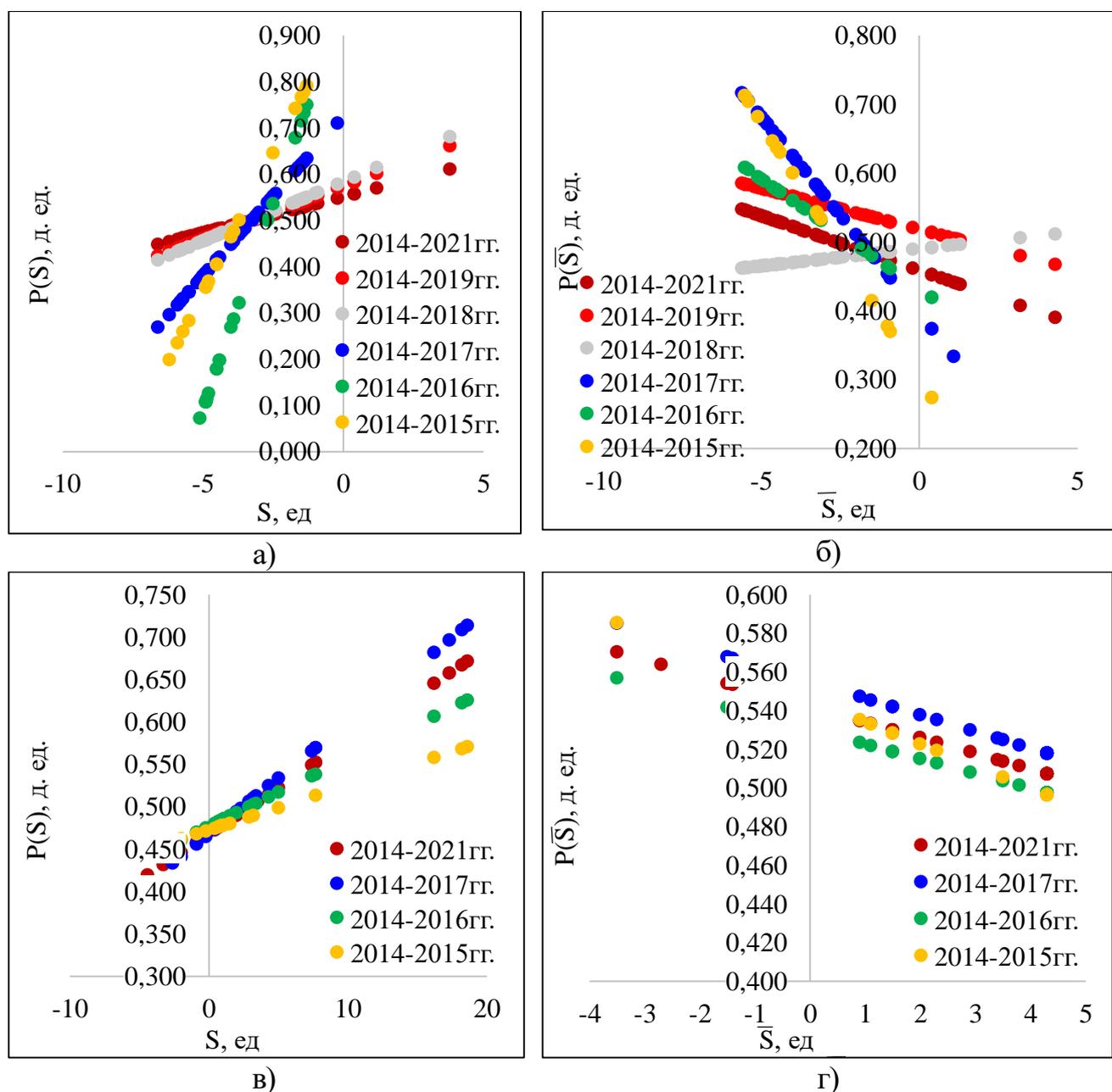


Рис. 3.2.13. Зависимости $P(S)$ от S и $P(\bar{S})$ от \bar{S}

Таблица 3.2.25

Средние значения параметра S (д. ед.) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_r/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Вере́йский объект						
2014-2015 гг.	-2,6±1,1	-5,2±0,5	3,867 /8,431	$P(S)=0,947+0,121*S$	-6,2--1,3	0,198-0,790
2014-2016 гг.	-2,9±1,1	-5,2±0,4	3,957 /8,622	$P(S)=0,982+0,179*S$	-6,2--1,3	-0,125-0,750
2014-2017 гг.	-2,8±0,9	-5,2±0,4	3,671 /8,011	$P(S)=0,724+0,069*S$	-6,6--0,2	0,268-0,710
2014-2018 гг.	-2,1±1,3	-5,1±0,4	3,164 /6,923	$P(S)=0,583+0,026*S$	-6,6-3,8	0,414-0,680
2014-2019 гг.	-2,2±1,3	-5,2±0,4	3,039 /6,655	$P(S)=0,573+0,023*S$	-6,6-3,8	0,423-0,660
2014-2021 гг.	-2,0±1,3	-5,2±0,4	2,469 /5,433	$P(S)=0,551+0,016*S$	-6,6-3,8	0,447-0,610
Тульский объект						
2014-2015 гг.	9,2±6,4	-0,2±1,3	2,121 /4,689	$P(S)=0,472+0,005*S$	-4,4-18,6	0,449-0,571
2014-2016 гг.	4,1±6,1	3,1±2,6	2,727 /5,987	$P(S)=0,477+0,008*S$	-4,4-18,6	0,442-0,626
2014-2017 гг.	5,4±4,8	2,1±3,6	3,306 /7,228	$P(S)=0,468+0,013*S$	-4,4-18,6	0,410-0,714
2014-2021 гг.	4,9±4,8	2,2±3,4	3,110 /6,808	$P(S)=0,468+0,011*S$	-4,4-18,6	0,420-0,672

Таблица 3.2.26

Средние значения параметра \bar{S} (д. ед.) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_r/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Вере́йский объект						
2014-2015 гг.	-4,8±0,5	-1,7±1,3	-3,654 /7,973	$P(\bar{S})=0,303-0,074*\bar{S}$	-5,5-0,4	0,273-0,712
2014-2016 гг.	-4,8±0,4	-1,9±1,2	-2,754 /6,044	$P(\bar{S})=0,432-0,032*\bar{S}$	-5,5-0,4	0,419-0,608
2014-2017 гг.	-4,8±0,4	-1,9±1,0	-3,520 /7,686	$P(\bar{S})=0,396-0,057*\bar{S}$	-5,6-1,1	0,333-0,716
2014-2018 гг.	-1,2±1,4	-4,7±0,5	1,355 /3,047	$P(\bar{S})=0,490+0,005*\bar{S}$	-5,6-4,3	0,462-0,511
2014-2019 гг.	-4,8±0,4	-1,2±1,5	-2,077 /4,593	$P(\bar{S})=0,518-0,012*\bar{S}$	-5,6-4,3	0,467-0,585
2014-2021 гг.	-4,7±0,5	-1,1±1,5	-2,380 /5,243	$P(\bar{S})=0,458-0,016*\bar{S}$	-5,6-4,3	0,390-0,547
Тульский объект						
2014-2015 гг.	0,9±1,4	4,3±0,0	-1,738 /3,868	$P(\bar{S})=0,546-0,011*\bar{S}$	-3,5-4,3	0,497-0,585
2014-2016 гг.	1,3±1,6	4,3±0,0	-1,444 /3,238	$P(\bar{S})=0,530-0,008*\bar{S}$	-3,5-4,3	0,498-0,557
2014-2017 гг.	1,8±1,7	4,3±0,0	-1,551 /3,467	$P(\bar{S})=0,555-0,009*\bar{S}$	-3,5-4,3	0,518-0,585
2014-2021 гг.	1,6±1,9	4,3±0,0	-1,515 /3,391	$P(\bar{S})=0,542-0,008*\bar{S}$	-3,5-4,3	0,508-0,570

На рис. 3.2.14 представлены зависимости $P(K_{\text{прон}}^{\text{узп}})$ от $K_{\text{прон}}^{\text{узп}}$ и $P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{узп}}})$ от $\overline{K_{\text{прон}}^{\text{узп}}}$. В табл. 3.2.27 и 3.2.28 представлены модели первого уровня. Данные зависимости универсальны (однонаправленны). При изменении периода выборок на объектах разработки диапазон вероятностей и, следовательно, влияние на $q_{\text{н.факт}}^{\text{грп}}$ остается постоянным. Стоит отметить, что на верейском объекте разработки высокая эффективность характеризуется $K_{\text{прон}}^{\text{узп}}/\overline{K_{\text{прон}}^{\text{узп}}} < 0,040 / 0,080$ мкм², то есть низкой проницаемостью удаленной зоны пласта. На тульском объекте разработки по анализу выборки 2014-2021 гг. район залежи должен характеризоваться высокими значениями проницаемости удаленной зоны.

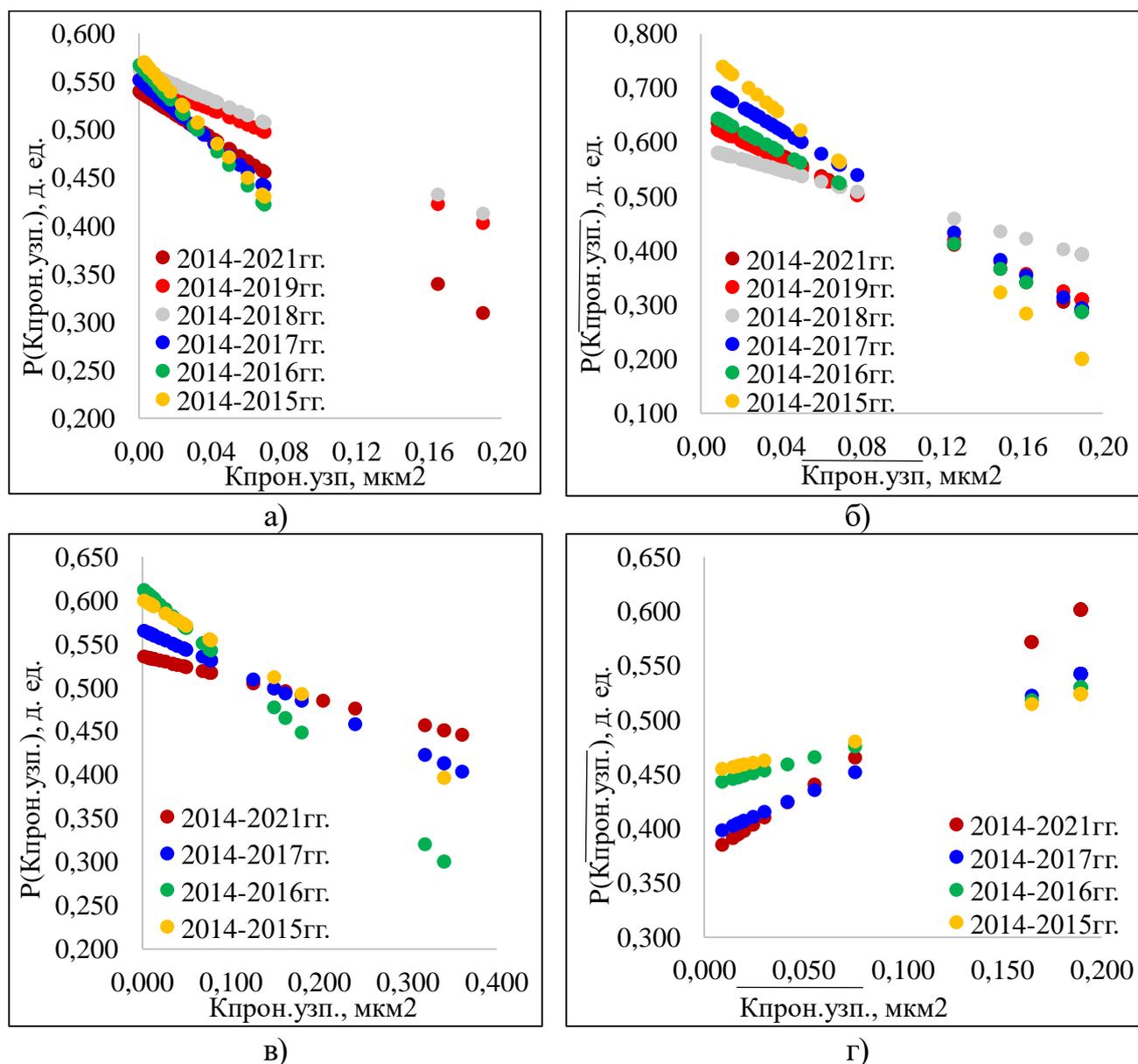


Рис. 3.2.14. Зависимости $P(K_{\text{прон}}^{\text{узп}})$ от $K_{\text{прон}}^{\text{узп}}$ и $P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{узп}}})$ от $\overline{K_{\text{прон}}^{\text{узп}}}$

Таблица 3.2.27

Средние значения параметра $K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$ (мкм^2) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	0,009±0,004	0,042±0,016	-2,228 /4,918	$P(K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}) = 0,576-2,108 * K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$	0,003-0,069	0,430-0,570
2014-2016 гг.	0,007±0,004	0,036±0,016	-2,291 /5,052	$P(K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}) = 0,568-2,108 * K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$	0,001-0,069	0,422-0,567
2014-2017 гг.	0,006±0,003	0,031±0,014	-1,988 /4,403	$P(K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}) = 0,552-1,602 * K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$	0,001-0,069	0,441-0,551
2014-2018 гг.	0,007±0,003	0,040±0,024	-2,335 /5,147	$P(K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}) = 0,562-0,789 * K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$	0,001-0,190	0,412-0,562
2014-2019 гг.	0,007±0,003	0,040±0,023	-2,308 /5,090	$P(K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}) = 0,552-0,787 * K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$	0,001-0,190	0,403-0,552
2014-2021 гг.	0,007±0,004	0,041±0,023	-2,994 /6,560	$P(K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}) = 0,540-1,216 * K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$	0,001-0,190	0,309-0,539
Тульский объект						
2014-2015 гг.	0,016±0,011	0,158±0,097	-2,861 /6,273	$P(K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}) = 0,601-0,600 * K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$	0,002-0,341	0,396-0,600
2014-2016 гг.	0,064±0,056	0,107±0,105	-3,333 /7,285	$P(K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}) = 0,614-0,920 * K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$	0,002-0,341	0,300-0,612
2014-2017 гг.	0,094±0,085	0,106±0,098	-2,442 /5,376	$P(K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}) = 0,566-0,449 * K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$	0,002-0,362	0,404-0,565
2014-2021 гг.	0,077±0,076	0,118±0,102	-1,747 /3,887	$P(K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}) = 0,536-0,249 * K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$	0,002-0,362	0,446-0,535

Таблица 3.2.28

Средние значения параметра $\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$ (мкм^2) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	0,023±0,009	0,145±0,049	-3,823 /8,335	$P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}) = 0,771-3,012 * \overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$	0,011-0,190	0,200-0,738
2014-2016 гг.	0,017±0,007	0,121±0,060	-3,475 /7,591	$P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}) = 0,660-1,970 * \overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$	0,009-0,190	0,286-0,643
2014-2017 гг.	0,015±0,004	0,105±0,063	-3,529 /7,705	$P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}) = 0,709-2,197 * \overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$	0,009-0,190	0,293-0,690
2014-2018 гг.	0,016±0,006	0,114±0,065	-2,745 /6,025	$P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}) = 0,589-1,037 * \overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$	0,009-0,190	0,392-0,580
2014-2019 гг.	0,016±0,006	0,115±0,065	-3,351 /7,323	$P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}) = 0,637-1,731 * \overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$	0,009-0,190	0,308-0,622
2014-2021 гг.	0,017±0,007	0,119±0,064	-3,458 /7,553	$P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}) = 0,652-1,923 * \overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$	0,009-0,190	0,287-0,635
Тульский объект						
2014-2015 гг.	0,190±0,000	0,056±0,052	1,569 /3,505	$P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}) = 0,451+0,383 * \overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$	0,009-0,190	0,455-0,524
2014-2016 гг.	0,190±0,000	0,062±0,053	1,694 /3,773	$P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}) = 0,439+0,479 * \overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$	0,009-0,190	0,443-0,530
2014-2017 гг.	0,190±0,000	0,085±0,071	2,264 /4,994	$P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}) = 0,391+0,796 * \overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$	0,009-0,190	0,398-0,542
2014-2021 гг.	0,190±0,000	0,089±0,073	2,923 /6,407	$P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}) = 0,374+1,200 * \overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$	0,009-0,190	0,385-0,601

В целом, выполненные преобразования позволили перевести исходные параметры, имеющие разные размерности, в единую безразмерную форму, что упростило проведение последующего сопоставительного анализа. Для каждого из 26 исходных параметров построена индивидуальная вероятностно-статистическая модель первого уровня (всего 26 моделей). Важно отметить, что предварительными условиями применения пропантного ГРП, обеспечивающими эффективность 7 т/сут, могут быть численные величины параметров, обладающие индивидуальными вероятностями более 0,5 д. ед. В табл. 3.2.29 представлены предварительные условия выбора скважин (необходимо учитывать наличие остаточных извлекаемых запасов и техническое состояние эксплуатационной колонны).

Таблица 3.2.29

Предварительные условия использования пропантного ГРП на объектах разработки

№№	Параметры	Верейский объект	Тульский объект
Геологические			
1	Коэф. пористости, m , %	15,0<	19,0<
2	Коэф. продуктивности, $K_{\text{прод}}$, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$	<4,0	<2,0
3	Коэф. проницаемости ближней зоны пласта, $K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$, мкм^2	<0,100	<0,150
4	Коэф. проницаемости удаленной зоны пласта, $K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$, мкм^2	<0,040	<0,150
5	Коэф. пьезопроводности, γ , $\text{см}^2 \cdot \text{с}$	<200	1500<
6	Скин-фактор, S , ед	-3<	2,0<
7	Данные гамма каротажа, GK , $\text{мкр}/\text{час}$	<2,5	<3,0
8	Данные нейтронногамма каротажа, NGK , усл. ед	2,0<	2,0<
9	Эффективная нефтенасыщенная толщина, $h_{\text{эф}}$, м	4,2<	<3,0
10	Абсолютная отметка залегания кровли, $H_{\text{абс}}$, м	<860	1200<
Технологические			
11	Пластовое давление до ГРП, $P_{\text{пл}}$, МПа	7,0<	<8,0
12	Накопленная добыча нефти на момент выполнения ГРП, $Q_{\text{н.н.}}$, т	1800<	<50000
13	Накопленная добыча воды на момент выполнения ГРП, $Q_{\text{н.в.}}$, т	4000<	<20000
Среднее значение геологических параметров в районе скважины			
14	Коэф. пористости, \bar{m} , %	<15,0	18,0<
15	Коэф. продуктивности, $\bar{K}_{\text{прод}}$, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$	<2,0	2,0<
16	Коэф. проницаемости ближней зоны пласта, $\bar{K}_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$, мкм^2	<0,050	<0,080
17	Коэф. проницаемости удаленной зоны пласта, $\bar{K}_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$, мкм^2	<0,080	0,100<
18	Коэф. пьезопроводности, $\bar{\gamma}$, $\text{см}^2 \cdot \text{с}$	<450	500<
19	Скин-фактор, \bar{S} , ед	-2<	<4,0
20	Данные гамма каротажа, \bar{GK} , $\text{мкр}/\text{час}$	<2,5	<3,0
21	Данные нейтронногамма каротажа, \bar{NGK} , усл. ед	2,0<	2,0<
22	Эффективная нефтенасыщенная толщина, $\bar{h}_{\text{эф}}$, м	3,5<	<3,0
23	Абсолютная отметка залегания кровли, $\bar{H}_{\text{абс}}$, м	875<	<1200
Технологические параметры по скважинам окружения			
24	Пластовое давление до ГРП, $\bar{P}_{\text{пл}}$, МПа	6,0<	8,0<
25	Суммарная накопленная добыча нефти по району скважины на момент выполнения ГРП, $\sum Q_{\text{н.н.}}$, т	65000<	70000<
26	Суммарная накопленная добыча воды по району скважины на момент выполнения ГРП, $\sum Q_{\text{н.в.}}$, т	22000<	30000<

Для разработки моделей второго уровня и комплексирования индивидуальных вероятностей в единую систему использован принцип, основанный на применении условной комплексной вероятности – $P_K^{ГРП}$. Расчет комплексной вероятности позволяет выявить сочетание индивидуальных вероятностей, при которых достигается максимальный прирост дебита нефти по скважине. Первоначально используются две вероятности, характеризующиеся максимальным расхождением значений между двумя классами. Следует отметить, что должно выполняться условие: для скважин I класса значение условной комплексной вероятности, рассчитанное по двум вероятностям, должно быть более 0,5 д.ед., для скважин II класса – менее 0,5 д.ед. Аналогичные расчеты выполняются для количества вероятностей равное трем, и так, пока не будут использованы все индивидуальные вероятности, разработанные по 26 геолого-технологическим мероприятиям. Сочетания вероятностей приведены в табл. 3.2.30-3.2.31. Наибольшее влияние на эффективность пропантного ГРП на верейском объекте оказывают параметры: пластовое давление, пьезопроводность, проницаемость удаленной зоны пласта. Последовательно включаются все остальные параметры и на завершающем шаге абсолютная глубина залегания продуктивного пласта. На тульском объекте влияние на эффективность оказывают накопленные технологические параметры. Изменения значений условной комплексной вероятности [18, 60, 61, 62] для изучаемых объектов разработки приведено на рис. 3.2.15. На рис. 3.2.15 продемонстрировано, что для скважин, относящихся к I классу верейского объекта разработки, увеличение количества используемых индивидуальных вероятностей повышает значения $P_K^{ГРП}$ от 0,612 до 0,692 д. ед. Для скважин II класса значения $P_K^{ГРП}$ последовательно снижаются с 0,438 до 0,324 д. ед. На тульском объекте разработки наблюдаются аналогичные изменения: для I класса – увеличиваются с 0,505 до 0,583 д. ед., для скважин II класса значения снижаются с 0,438 до 0,324 д. ед.

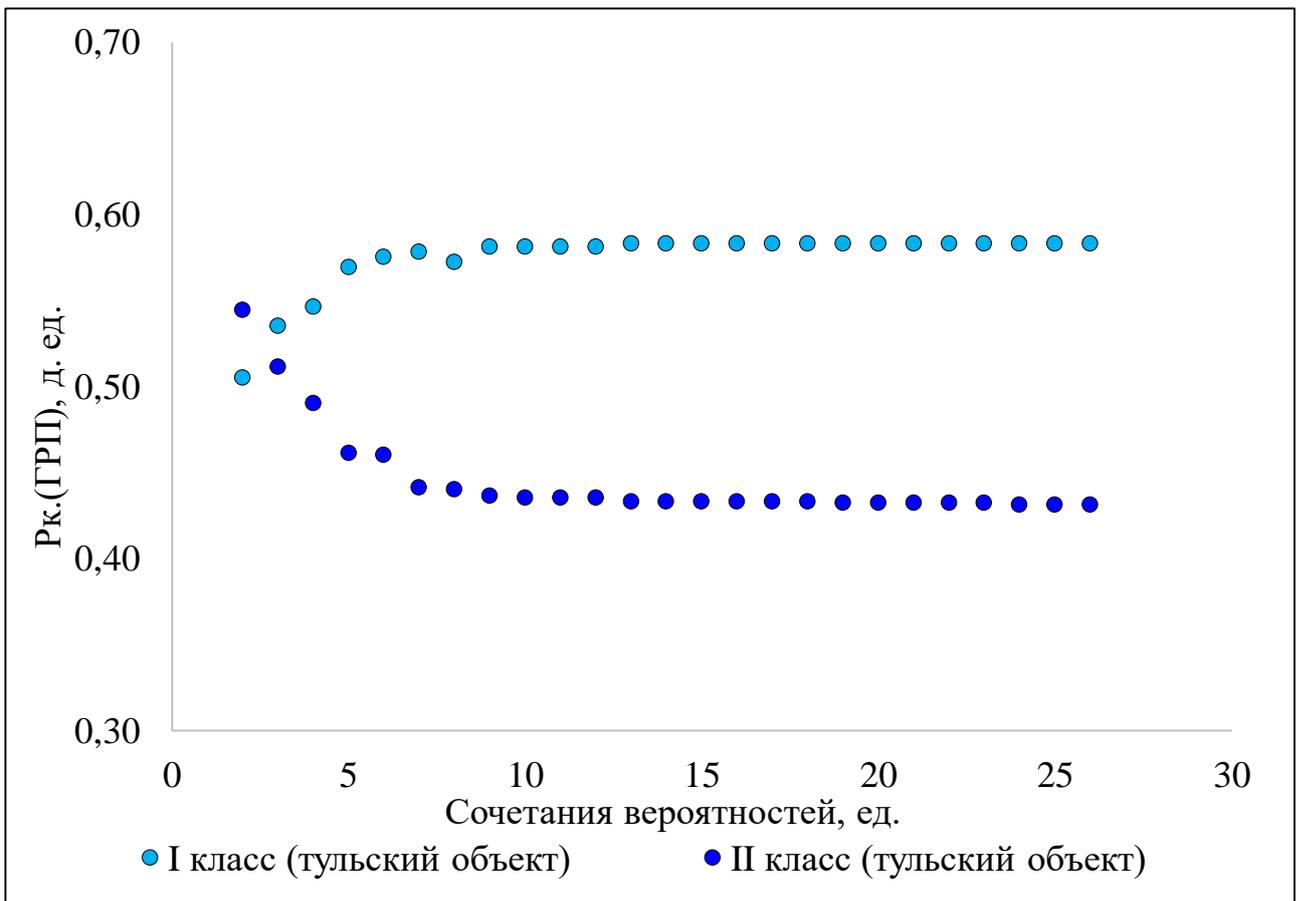
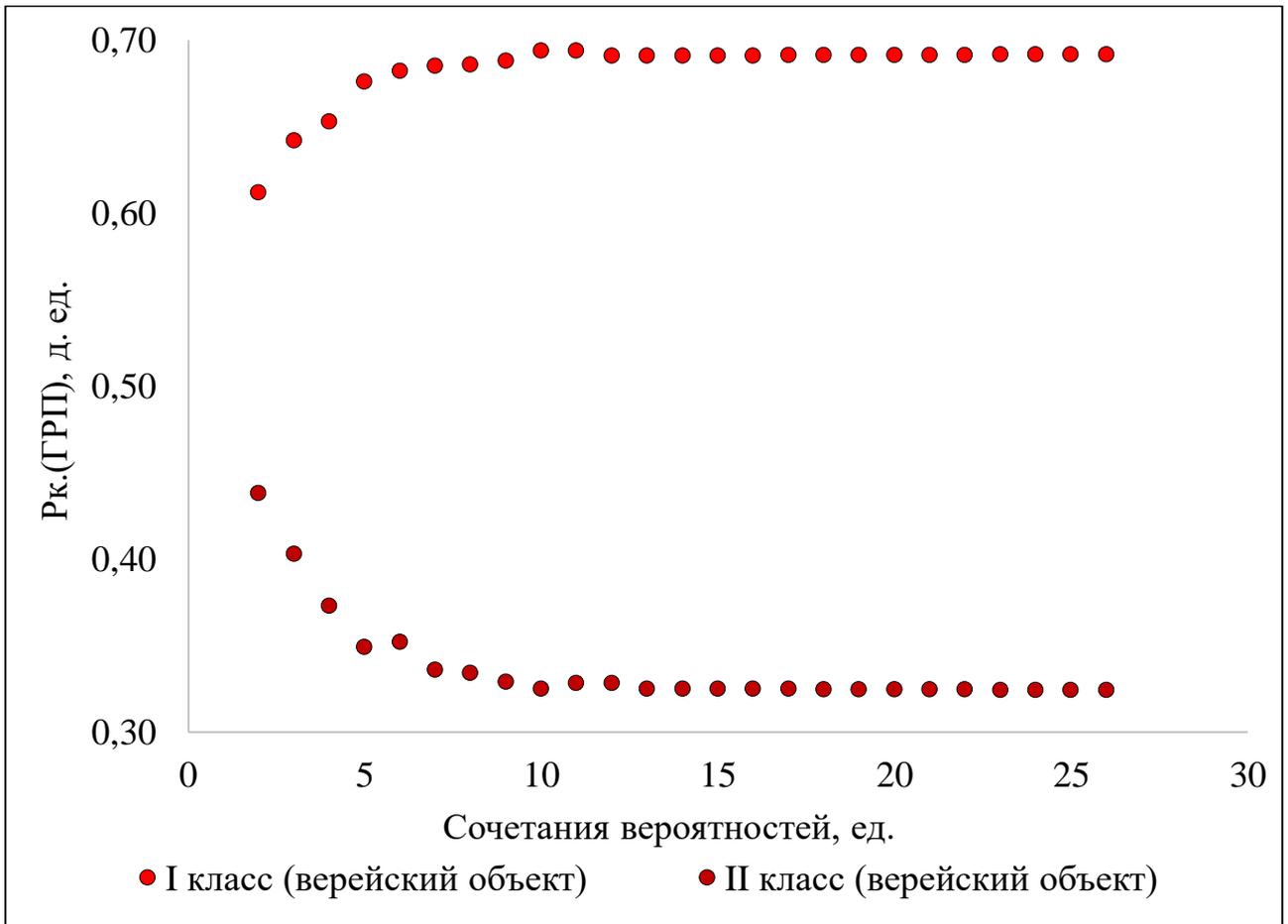


Рис. 3.2.15. Зависимости $P_k^{\text{ГРП}}$ от сочетаний геолого-технологических параметров

Сочетание вероятностей геолого-технологических параметров верейского объекта разработки

Показатели	Сочетание вероятностей – $R_{компл}$																								
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
$P_{пл.}$	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
γ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$\overline{K_{прон}^{узп}}$		+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$\overline{K_{прон}^{пзп}}$			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$Q_{н.н.}$				+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$\bar{\gamma}$				+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
m						+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$K_{прон}^{пзп}$							+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$\sum q_{к.к.}$								+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$K_{прон}^{узп}$									+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$K_{прод}$										+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
NGK											+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$Q_{н.в.}$												+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
S													+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
GK														+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
\overline{GK}															+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
\bar{S}																+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$\overline{P_{пл.}}$																	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$\sum q_{к.к.}$																		+	+	+	+	+	+	+	+
$h_{эф}$																			+	+	+	+	+	+	+
$\overline{K_{прод}}$																				+	+	+	+	+	+
$\overline{H_{абс}}$																					+	+	+	+	+
\bar{m}																						+	+	+	+
$\overline{h_{эф}}$																							+	+	+
\overline{NGK}																								+	+
$H_{абс}$																									+
7,0 т/сут<qn.грп	0,612	0,642	0,653	0,676	0,682	0,685	0,686	0,688	0,694	0,694	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691	0,691	0,692
qn.грп<7,0 т/сут	0,438	0,403	0,373	0,349	0,352	0,336	0,334	0,329	0,325	0,328	0,328	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324
t ₁₋₂	2,683	3,447	3,382	4,543	4,186	4,326	4,185	4,563	4,58	4,427	4,427	4,471	4,47107	4,47114	4,47121	4,47128	4,47135	4,47142	4,47149	4,47156	4,47163	4,4717	4,47177	4,47184	4,47191
p ₁₋₂	0,011	0,002	0,002	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001

Сочетание вероятностей геолого-технологических параметров тульского объекта разработки

Параметры	Сочетание вероятностей – $r_{комп}$																								
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
$\sum Q_{н.н.}$	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$\sum Q_{н.в.}$	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
\overline{NGK}		+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
\bar{Y}			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$K_{прод}$				+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
\bar{S}					+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P_{пл.}$						+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$K_{прон}^{УЭП}$							+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
\bar{m}								+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
NGK									+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$K_{прод}$										+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$K_{прон}^{ПЭП}$											+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$h_{эф}$												+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$Q_{н.в.}$													+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$Q_{н.н.}$														+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$H_{абс}$															+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$h_{эф}$																+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$K_{прон}^{ПЭП}$																	+	+	+	+	+	+	+	+	+
\overline{GK}																		+	+	+	+	+	+	+	+
$K_{прон}^{УЭП}$																			+	+	+	+	+	+	+
\bar{Y}																				+	+	+	+	+	+
\bar{m}																					+	+	+	+	+
\bar{S}																						+	+	+	+
$P_{пл.}$																							+	+	+
GK																								+	+
$H_{абс}$																									+
7,0 т/сут<qn.грп	0,505	0,53487	0,54587	0,56887	0,57487	0,57787	0,57187	0,58087	0,58087	0,58087	0,58087	0,583	0,583	0,583	0,583	0,583	0,583	0,583	0,583	0,583	0,583	0,583	0,583	0,583	0,583
qn.грп<7,0 т/сут	0,544	0,511	0,490	0,461	0,460	0,441	0,440	0,436	0,435	0,435	0,435	0,433	0,433	0,433	0,433	0,433	0,433	0,432	0,432	0,432	0,432	0,432	0,432	0,431	0,431
t ₁₋₂	1,780	2,127	2,064	2,621	2,445	2,499	2,427	2,611	2,615	2,542	2,542	2,561	2,560	2,560	2,560	2,560	2,560	2,560	2,560	2,560	2,560	2,560	2,560	2,560	2,560
p ₁₋₂	0,008	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001

3.3 Вероятностно-статистический анализ влияния технических параметров на эффективность пропантного ГРП

Технические параметры неизвестны на стадии подбора скважин. Данные параметры следует учитывать при корректировке значения среднесуточного прироста дебита нефти после выполнения пропантного ГРП.

На рис. 3.3.1 представлены зависимости $P(K_{\text{проп.}})$ от $K_{\text{проп.}}$. В табл. 3.3.1 представлены модели. Данные зависимости по объектам разработки сопоставимы и универсальны (однонаправленны). С увеличением концентрации пропанта эффективность технологии увеличивается на объектах разработки. Для $q_{\text{н.факт}}^{\text{ГРП}} > 7$ т/сут концентрация пропанта должна составлять $K_{\text{проп.}} > 700$ кг/м³.

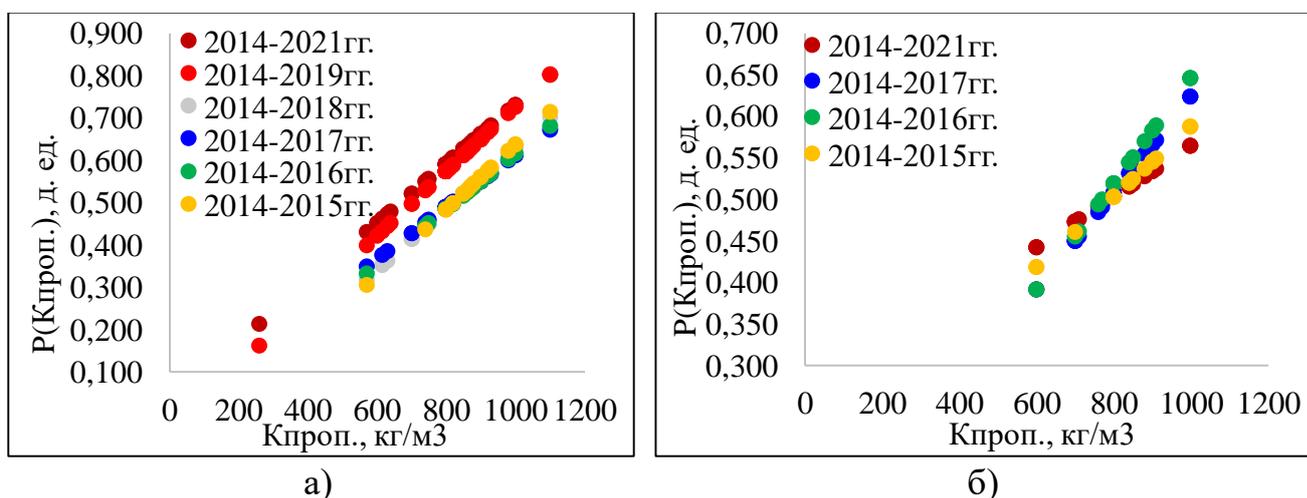


Рис. 3.3.1. Зависимости $P(K_{\text{проп.}})$ от $K_{\text{проп.}}$: а) верейский объект; б) тульский объект

Таблица 3.3.1

Средние значения параметра $K_{\text{проп.}}$ (кг/м³) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	951±55	798±57	3,564/7,782	$P(K_{\text{проп.}}) = -0,134 + 0,001 * K_{\text{проп.}}$	570-1100	0,305-0,713
2014-2016 гг.	925±55	788±41	3,440/7,514	$P(K_{\text{проп.}}) = -0,041 + 0,001 * K_{\text{проп.}}$	570-1100	0,333-0,680
2014-2017 гг.	892±50	762±51	3,386/7,400	$P(K_{\text{проп.}}) = 0,001 + 0,001 * K_{\text{проп.}}$	570-1100	0,348-0,671
2014-2018 гг.	879±52	771±43	3,511/7,667	$P(K_{\text{проп.}}) = -0,093 + 0,001 * K_{\text{проп.}}$	570-1100	0,319-0,701
2014-2019 гг.	870±53	749±71	3,912/8,526	$P(K_{\text{проп.}}) = -0,037 + 0,001 * K_{\text{проп.}}$	260-1100	0,161-0,802
2014-2021 гг.	874±53	751±69	3,858/8,412	$P(K_{\text{проп.}}) = 0,030 + 0,001 * K_{\text{проп.}}$	260-1100	0,213-0,801
Тульский объект						
2014-2015 гг.	930±53	758±75	2,513/5,529	$P(K_{\text{проп.}}) = 0,166 + 0,0004 * K_{\text{проп.}}$	600-1000	0,419-0,587
2014-2016 гг.	844±67	777±77	3,128/6,846	$P(K_{\text{проп.}}) = 0,010 + 0,001 * K_{\text{проп.}}$	600-1000	0,391-0,646
2014-2017 гг.	819±78	778±73	3,012/6,598	$P(K_{\text{проп.}}) = 0,044 + 0,001 * K_{\text{проп.}}$	600-1000	0,392-0,624
2014-2021 гг.	808±79	770±86	2,130/4,708	$P(K_{\text{проп.}}) = 0,259 + 0,0003 * K_{\text{проп.}}$	600-1000	0,442-0,564

На рис. 3.3.2 представлены зависимости $P(M_{\text{проп.}})$ от $M_{\text{проп.}}$. В табл. 3.3.2 представлены модели. Данные зависимости по объектам разработки неопределенные. С увеличением массы пропанта, закачиваемой в момент ГРП на верейском объекте разработки, эффективность в выборках 2014-2015 гг., 2014-2016 гг. снижается, но при увеличении выборки эффективность повышается. На тульском объекте разработки обратная закономерность, с увеличением массы пропанта эффективность пропантного ГРП снижается.

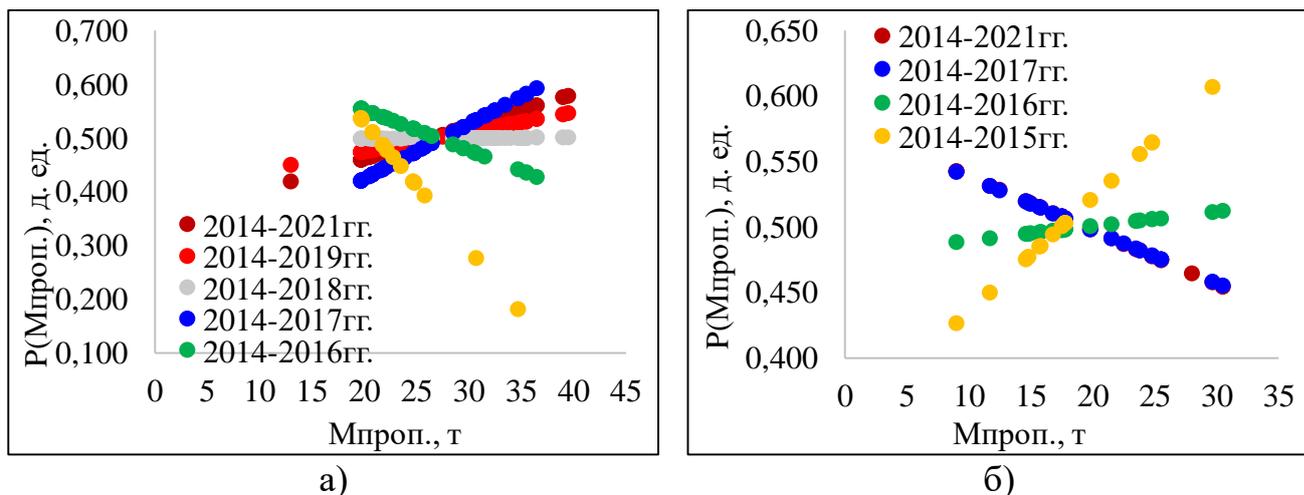


Рис. 3.3.2. Зависимости $P(M_{\text{проп.}})$ от $M_{\text{проп.}}$: а) верейский объект; б) тульский объект

Таблица 3.3.2

Средние значения параметра $M_{\text{проп.}}$ (т) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_r/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	20±1	26±3	-3,467 /7,572	$P(M_{\text{проп.}}) = 1,004 - 0,024 * M_{\text{проп.}}$	20-35	0,182-0,537
2014-2016 гг.	22±1	30±3	-2,157 /4,765	$P(M_{\text{проп.}}) = 0,704 - 0,008 * M_{\text{проп.}}$	20-37	0,428-0,555
2014-2017 гг.	32±2	23±2	2,576 /5,663	$P(M_{\text{проп.}}) = 0,219 + 0,010 * M_{\text{проп.}}$	20-37	0,421-0,592
2014-2018 гг.	33±2	24±3	1,017 /2,322	$P(M_{\text{проп.}}) = 0,497 + 0,0001 * M_{\text{проп.}}$	20-40	0,499-0,501
2014-2019 гг.	33±2	24±3	1,809 /4,021	$P(M_{\text{проп.}}) = 0,402 + 0,004 * M_{\text{проп.}}$	13-40	0,450-0,546
2014-2021 гг.	33±2	24±4	2,406 /5,300	$P(M_{\text{проп.}}) = 0,342 + 0,006 * M_{\text{проп.}}$	13-40	0,420-0,579
Тульский объект						
2014-2015 гг.	23±3	15±2	2,674 /5,873	$P(M_{\text{проп.}}) = 0,348 + 0,009 * M_{\text{проп.}}$	9-30	0,426-0,607
2014-2016 гг.	20±5	18±4	1,177 /2,665	$P(M_{\text{проп.}}) = 0,479 + 0,001 * M_{\text{проп.}}$	9-31	0,489-0,512
2014-2017 гг.	19±5	20±4	-1,703 /3,792	$P(M_{\text{проп.}}) = 0,579 - 0,004 * M_{\text{проп.}}$	9-31	0,455-0,542
2014-2021 гг.	19±5	20±5	-1,720 /3,830	$P(M_{\text{проп.}}) = 0,580 - 0,004 * M_{\text{проп.}}$	9-31	0,454-0,543

На рис. 3.3.3 представлены зависимости $P(Q_{см})$ от $Q_{см}$. В табл. 3.3.3 представлены модели. Представленные зависимости неопределенные. С увеличением расхода смеси разработки эффективность технологии ГРП в выборках 2014-2015 гг., 2014-2016 гг. снижается, но при добавлении скважин эффективность меняется на противоположную. Для $q_{н.факт}^{ГРП} > 7$ т/сут расход смеси следует держать на уровне $3,8 \text{ м}^3/\text{мин}$.

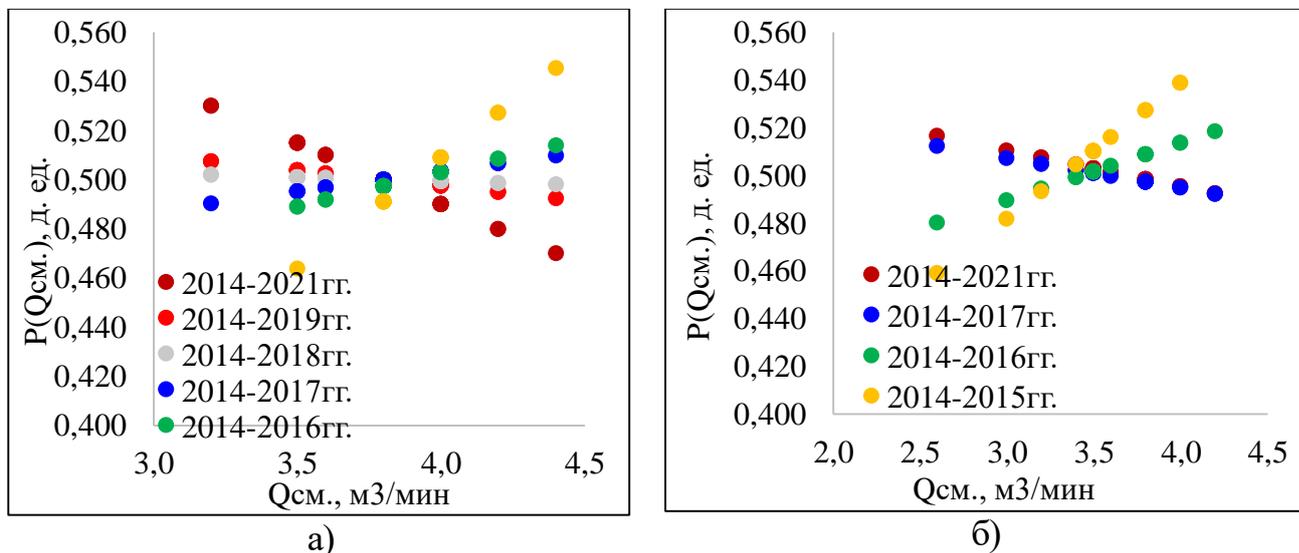


Рис. 3.3.3. Зависимости $P(Q_{см})$ от $Q_{см}$

Таблица 3.3.3

Средние значения параметра $Q_{см}$ ($\text{м}^3/\text{мин}$) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	$4,0 \pm 0,1$	$3,8 \pm 0,1$	1,649 /3,677	$P(Q_{см}) = 0,147 + 0,091 * Q_{см}$	3,5-4,4	0,464-0,545
2014-2016 гг.	$4,0 \pm 0,1$	$3,7 \pm 0,1$	1,204 /2,723	$P(Q_{см}) = 0,392 + 0,028 * Q_{см}$	3,5-4,4	0,489-0,514
2014-2017 гг.	$3,9 \pm 0,1$	$3,7 \pm 0,1$	1,132 /2,570	$P(Q_{см}) = 0,438 + 0,016 * Q_{см}$	3,2-4,4	0,490-0,510
2014-2018 гг.	$3,7 \pm 0,2$	$3,9 \pm 0,1$	-1,034 /2,360	$P(Q_{см}) = 0,512 - 0,003 * Q_{см}$	3,2-4,4	0,498-0,502
2014-2019 гг.	$3,7 \pm 0,2$	$3,9 \pm 0,1$	-1,115 /2,532	$P(Q_{см}) = 0,548 - 0,013 * Q_{см}$	3,2-4,4	0,492-0,508
2014-2021 гг.	$3,7 \pm 0,1$	$3,9 \pm 0,1$	-1,480 /3,314	$P(Q_{см}) = 0,690 - 0,050 * Q_{см}$	3,2-4,4	0,470-0,530
Тульский объект						
2014-2015 гг.	$3,8 \pm 0,2$	$3,3 \pm 0,2$	1,640 /3,658	$P(Q_{см}) = 0,312 + 0,057 * Q_{см}$	2,6-4,0	0,459-0,539
2014-2016 гг.	$3,7 \pm 0,2$	$3,5 \pm 0,2$	1,284 /2,894	$P(Q_{см}) = 0,418 + 0,024 * Q_{см}$	2,6-4,2	0,480-0,518
2014-2017 гг.	$3,6 \pm 0,2$	$3,6 \pm 0,3$	-1,141 /2,589	$P(Q_{см}) = 0,544 - 0,012 * Q_{см}$	2,6-4,2	0,492-0,512
2014-2021 гг.	$3,6 \pm 0,2$	$3,6 \pm 0,2$	-1,195 /2,703	$P(Q_{см}) = 0,556 - 0,015 * Q_{см}$	2,6-4,2	0,492-0,516

На рис. 3.3.4 представлены зависимости $P(P_{\text{кон.}})$ от $P_{\text{кон.}}$. В табл. 3.3.4 представлены модели. Данные зависимости по объектам разработки универсальны (однонаправленны) и сопоставимы. В начальные периоды выполнения ГРП 2014-2015 гг., 2014-2016 гг. увеличение давления в конце операции пропантного ГРП повышает вероятность достижения прироста дебита нефти $q_{\text{н.факт}}^{\text{грп}} > 7$ т/сут. При изменении периода выборок вероятность снижается и стремится $P(P_{\text{кон.}}) \rightarrow 0,5$ д. ед.

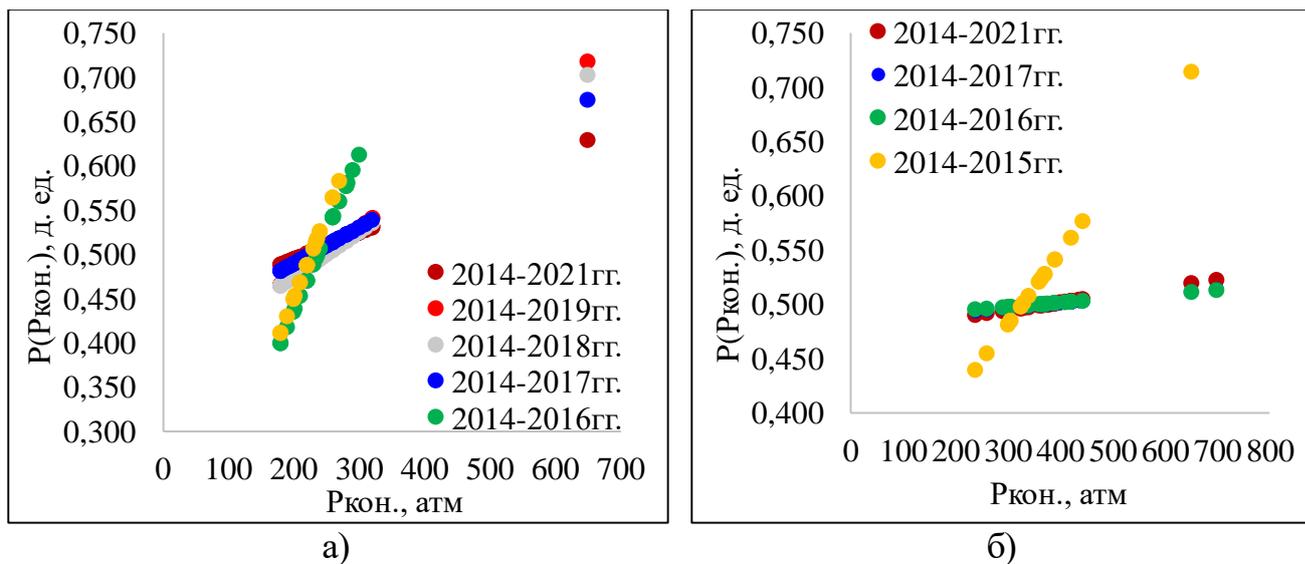


Рис. 3.3.4. Зависимости $P(P_{\text{кон.}})$ от $P_{\text{кон.}}$.

Таблица 3.3.4

Средние значения параметра $P_{\text{кон.}}$ (атм.) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	241±13	199±13	2,585 /5,682	$P(P_{\text{кон.}}) = 0,066 + 0,002 * P_{\text{кон.}}$	180-270	0,411-0,583
2014-2016 гг.	266±15	208±15	2,914 /6,388	$P(P_{\text{кон.}}) = 0,080 + 0,002 * P_{\text{кон.}}$	180-300	0,399-0,612
2014-2017 гг.	285±37	209±15	2,798 /6,140	$P(P_{\text{кон.}}) = 0,407 + 0,0004 * P_{\text{кон.}}$	180-650	0,481-0,674
2014-2018 гг.	285±32	212±15	3,048 /6,674	$P(P_{\text{кон.}}) = 0,373 + 0,001 * P_{\text{кон.}}$	180-650	0,464-0,702
2014-2019 гг.	284±31	212±15	3,119 /6,827	$P(P_{\text{кон.}}) = 0,368 + 0,001 * P_{\text{кон.}}$	180-650	0,465-0,718
2014-2021 гг.	286±31	213±16	2,246 /4,956	$P(P_{\text{кон.}}) = 0,434 + 0,0003 * P_{\text{кон.}}$	180-650	0,488-0,629
Тульский объект						
2014-2015 гг.	425±61	312±31	3,208 /7,018	$P(P_{\text{кон.}}) = 0,281 + 0,001 * P_{\text{кон.}}$	237-650	0,439-0,714
2014-2016 гг.	426±93	342±40	1,123 /2,551	$P(P_{\text{кон.}}) = 0,486 + 0,00004 * P_{\text{кон.}}$	237-698	0,495-0,513
2014-2017 гг.	404±94	369±38	1,150 /2,608	$P(P_{\text{кон.}}) = 0,483 + 0,00005 * P_{\text{кон.}}$	237-698	0,494-0,514
2014-2021 гг.	407±91	368±36	1,257 /2,837	$P(P_{\text{кон.}}) = 0,473 + 0,00007 * P_{\text{кон.}}$	237-698	0,490-0,522

На рис. 3.3.5 представлены зависимости $P(P_{нач.})$ от $P_{нач.}$. В табл. 3.3.5 представлены модели. Данные зависимости универсальны (однонаправленны). В начальных выборках на верейском объекте разработки 2014-2015 гг., 2014-2016 гг. увеличение давления в начале операции пропантного ГРП снижает вероятность достижения $q_{н.факт}^{грп} > 7$ т/сут. Увеличение количества скважин в выборках усиливает данную тенденцию. На тульском объекте противоположная тенденция, увеличение количества скважин в выборках повышает вероятность достижения $q_{н.факт}^{грп} > 7$ т/сут.

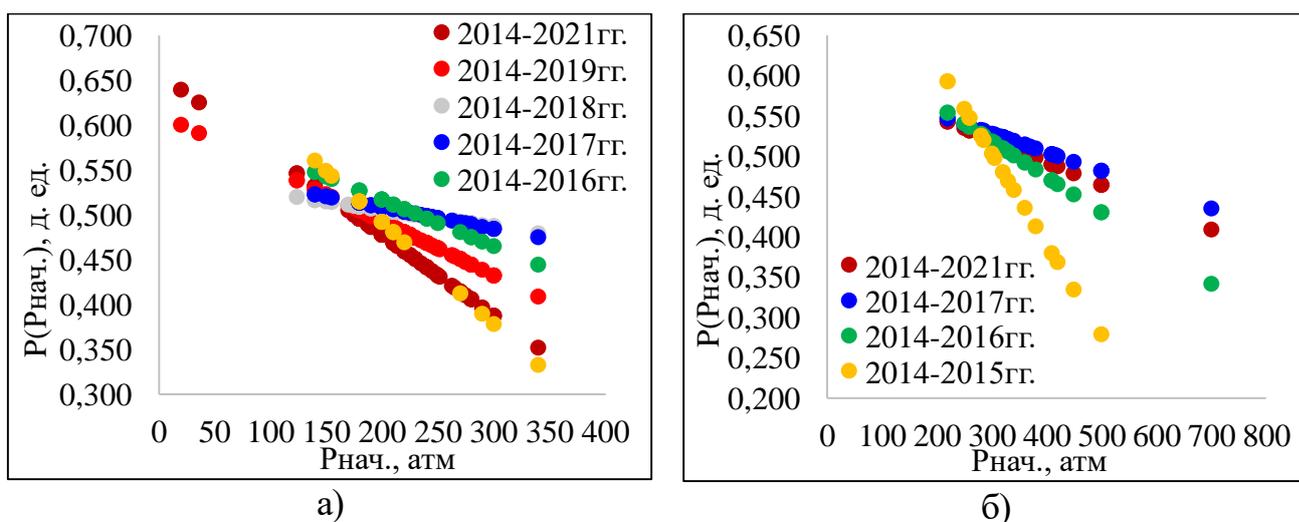


Рис. 3.3.5. Зависимости $P(P_{нач.})$ от $P_{нач.}$.

Таблица 3.3.5

Средние значения параметра $P_{нач.}$ (атм.) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_r/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	177±17	245±44	-2,968 / 6,503	$P(P_{нач.})=0,720-0,001*P_{нач.}$	140-340	0,332-0,560
2014-2016 гг.	186±19	261±30	-1,943 / 4,307	$P(P_{нач.})=0,620-0,001*P_{нач.}$	140-340	0,444-0,548
2014-2017 гг.	190±18	262±25	-1,337 / 3,009	$P(P_{нач.})=0,557-0,0002*P_{нач.}$	140-340	0,475-0,523
2014-2018 гг.	188±19	261±24	-1,302 / 2,933	$P(P_{нач.})=0,543-0,0002*P_{нач.}$	124-340	0,479-0,520
2014-2019 гг.	176±29	258±24	-2,789 / 6,121	$P(P_{нач.})=0,613-0,001*P_{нач.}$	20-340	0,409-0,601
2014-2021 гг.	178±29	261±23	-3,226 / 7,056	$P(P_{нач.})=0,658-0,001*P_{нач.}$	20-340	0,352-0,640
Тульский объект						
2014-2015 гг.	270±28	399±46	-3,360 / 7,343	$P(P_{нач.})=0,839-0,001*P_{нач.}$	220-500	0,279-0,593
2014-2016 гг.	348±78	367±74	-2,905 / 6,369	$P(P_{нач.})=0,651-0,0004*P_{нач.}$	220-700	0,342-0,554
2014-2017 гг.	347±77	385±73	-2,005 / 4,441	$P(P_{нач.})=0,598-0,0002*P_{нач.}$	220-700	0,435-0,547
2014-2021 гг.	352±82	372±59	-2,210 / 4,880	$P(P_{нач.})=0,605-0,000*P_{нач.}$	220-700	0,409-0,543

На рис. 3.3.6 представлены зависимости $P(P_{\text{ср.}})$ от $P_{\text{ср.}}$. В табл. 3.3.6 представлены модели. Данные зависимости универсальны (однонаправленны). Верейский объект разработки характеризуется более низкими давлениями ГРП – 220 атм. в отличие от тульского объекта – 350 атм. На обоих объектах разработки увеличение давления повышает вероятность достижения $q_{\text{н.факт}}^{\text{грп}} > 7$ т/сут.

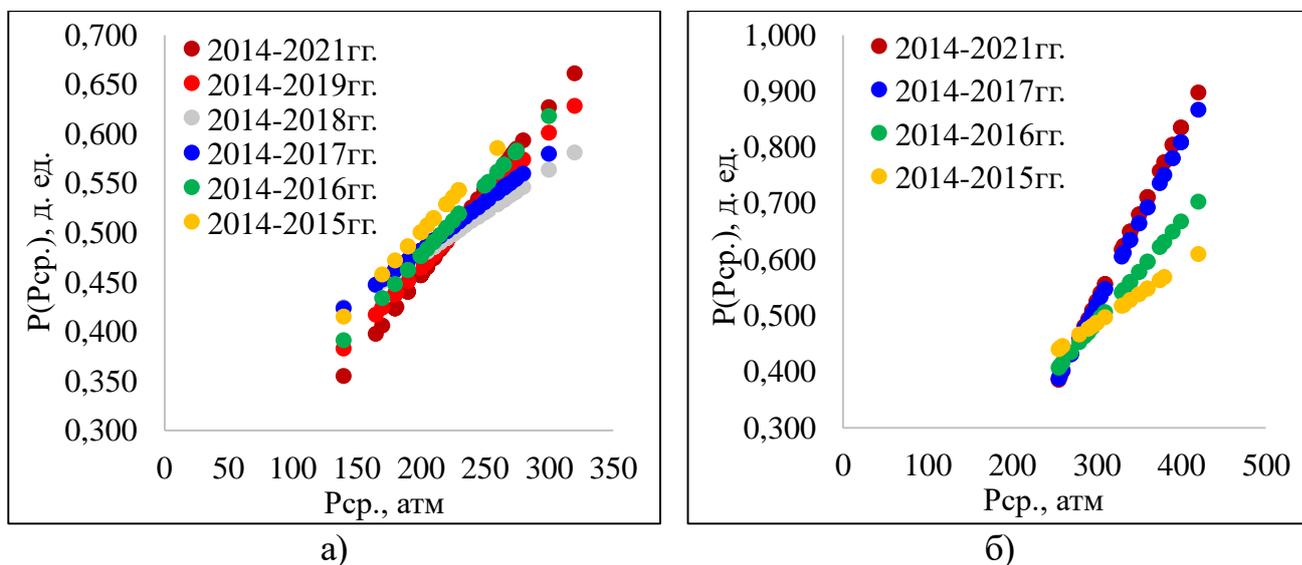


Рис. 3.3.6. Зависимости $P(P_{\text{ср.}})$ от $P_{\text{ср.}}$.

Таблица 3.3.6

Средние значения параметра $P_{\text{ср.}}$ (атм.) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
Верейский объект						
2014-2015 гг.	227±9	190±16	2,558 /5,624	$P(P_{\text{ср.}}) = 0,215 + 0,001 * P_{\text{ср.}}$	140-260	0,414-0,585
2014-2016 гг.	250±21	197±16	2,959 /6,483	$P(P_{\text{ср.}}) = 0,193 + 0,001 * P_{\text{ср.}}$	140-300	0,391-0,618
2014-2017 гг.	251±18	198±16	2,389 /5,262	$P(P_{\text{ср.}}) = 0,286 + 0,001 * P_{\text{ср.}}$	140-300	0,423-0,579
2014-2018 гг.	254±18	200±14	2,397 /5,281	$P(P_{\text{ср.}}) = 0,303 + 0,001 * P_{\text{ср.}}$	140-320	0,424-0,581
2014-2019 гг.	252±19	199±14	3,092 /6,770	$P(P_{\text{ср.}}) = 0,192 + 0,001 * P_{\text{ср.}}$	140-320	0,382-0,628
2014-2021 гг.	254±19	200±14	3,315 /7,247	$P(P_{\text{ср.}}) = 0,117 + 0,002 * P_{\text{ср.}}$	140-320	0,355-0,661
Тульский объект						
2014-2015 гг.	365±20	288±20	2,522 /5,548	$P(P_{\text{ср.}}) = 0,178 + 0,001 * P_{\text{ср.}}$	255-420	0,439-0,608
2014-2016 гг.	338±46	315±34	3,253 /7,113	$P(P_{\text{ср.}}) = -0,052 + 0,002 * P_{\text{ср.}}$	255-420	0,406-0,702
2014-2017 гг.	336±37	316±43	3,716 /8,106	$P(P_{\text{ср.}}) = -0,355 + 0,003 * P_{\text{ср.}}$	255-420	0,386-0,866
2014-2021 гг.	340±37	314±37	3,796 /8,278	$P(P_{\text{ср.}}) = -0,406 + 0,003 * P_{\text{ср.}}$	255-420	0,384-0,896

На рис. 3.3.7 представлены зависимости $P(\text{Эж.р.})$ от Эж.р. В табл. 3.3.7 представлены модели. Данные зависимости универсальны (однонаправленны) и сопоставимы. На объектах разработки высокая эффективность жидкости разрыва (выборки: 2014-2015 гг., 2014-2016 гг., 2014-2017 гг.) отрицательно влияет на эффективность технологии. Увеличение количества скважин в выборках приводит к снижению значения вероятностей $P(\text{Эж.р.}) \rightarrow 0,5$ д. ед. и ослабеванию влияния на эффективность $q_{\text{н.факт}}^{\text{грп}}$. С целью достижения приростов дебитов нефти $q_{\text{н.факт}}^{\text{грп}} > 7$ т/сут необходимо контролировать эффективность жидкости разрыва в пределах 50%.

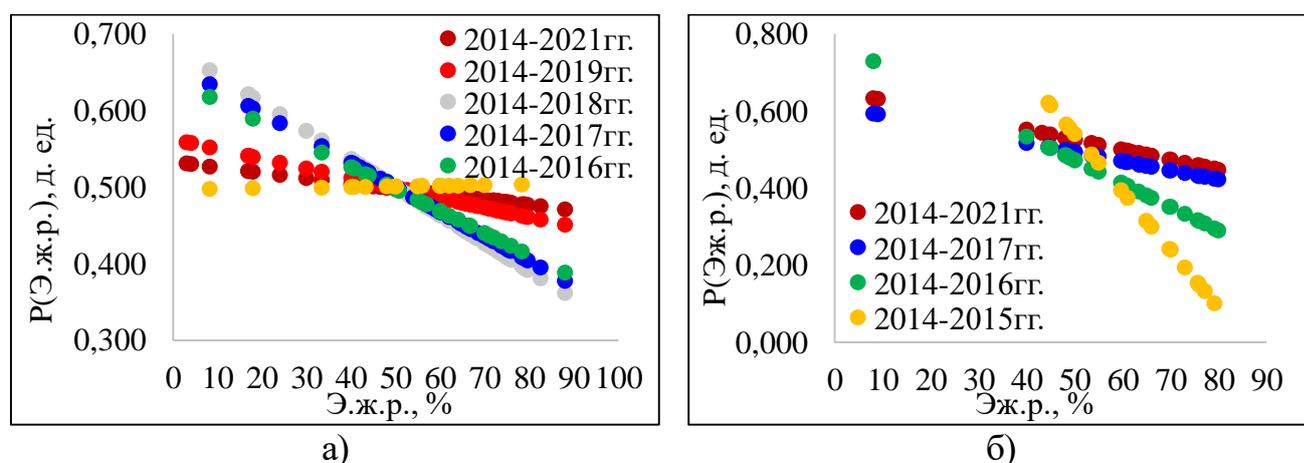


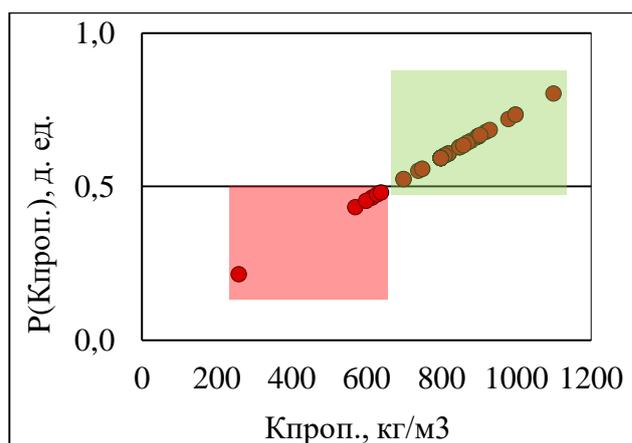
Рис. 3.3.7. Зависимости $P(\text{Эж.р.})$ от Эж.р.

Таблица 3.3.7

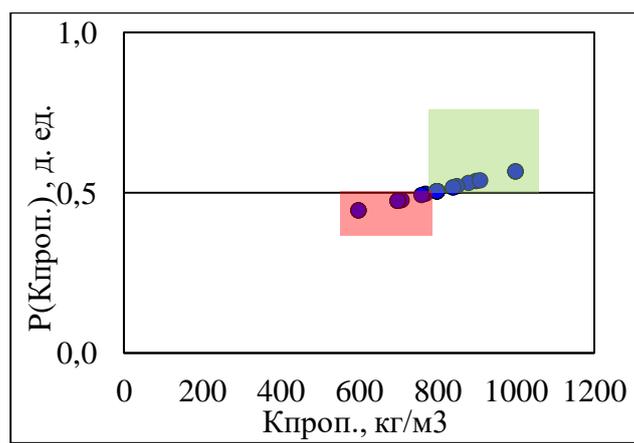
Средние значения параметра Эж.р. (%) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс	t_p/χ^2			
Верейский объект						
2014-2015 гг.	64±5	39±11	1,043 / 2,379	$P(\text{Эж.р.})=0,496+0,0001* \text{Эж.р.}$	8-78	0,497-0,503
2014-2016 гг.	44±10	69±6	-2,985 / 6,541	$P(\text{Эж.р.})=0,641-0,003* \text{Эж.р.}$	8-88	0,388-0,617
2014-2017 гг.	45±11	71±6	-3,137 / 6,865	$P(\text{Эж.р.})=0,660-0,003* \text{Эж.р.}$	8-88	0,377-0,634
2014-2018 гг.	45±11	71±6	-3,244 / 7,094	$P(\text{Эж.р.})=0,682-0,004* \text{Эж.р.}$	8-88	0,361-0,652
2014-2019 гг.	43±13	70±6	-1,979 / 4,383	$P(\text{Эж.р.})=0,562-0,001* \text{Эж.р.}$	3-88	0,450-0,558
2014-2021 гг.	44±13	71±5	-1,462 / 3,276	$P(\text{Эж.р.})=0,532-0,001* \text{Эж.р.}$	3-88	0,471-0,530
Тульский объект						
2014-2015 гг.	53±6	73±4	-3,805 / 8,297	$P(\text{Эж.р.})=1,290-0,015* \text{Эж.р.}$	45-79	0,101-0,620
2014-2016 гг.	56±16	60±10	-3,662 / 7,992	$P(\text{Эж.р.})=0,777-0,006* \text{Эж.р.}$	8-80	0,289-0,728
2014-2017 гг.	56±19	58±9	-2,567 / 5,643	$P(\text{Эж.р.})=0,612-0,002* \text{Эж.р.}$	8-80	0,421-0,593
2014-2021 гг.	53±11	61±14	-2,736 / 6,006	$P(\text{Эж.р.})=0,653-0,003* \text{Эж.р.}$	8-80	0,447-0,633

Выполнив анализ вероятностно-статистических рисунков технических параметров, выдвинута гипотеза процесса формирования трещин гидроразрыва на объектах Батырбайского газонефтяного месторождения. На рис. 3.3.8 выделены зеленым цветом скважины с высокоэффективным ГРП (I класс, $0,5 < P(N)$), красным цветом – скважины II класса. В скважинах с высокоэффективным ГРП наблюдалась высокая концентрация пропанта от 700 до 1000 кг/м³. В данных скважинах давления в начале процесса ГРП были относительно (II класса) невысокие. Вероятно, трещина гидроразрыва в скважинах I класса развивается преимущественно в длину – l и с меньшей вероятностью в высоту – $h_{\text{трещ.}}$ и ширину – n , т.е. соблюдается условие $(h_{\text{трещ.}}, n) \ll 1$. В скважинах II класса, наоборот, характеризуются низкими концентрациями пропанта и высокими начальными давлениями ГРП. Можно выдвинуть гипотезу, что формирование трещины гидроразрыва происходит с высоким сопротивлением при низкой концентрации пропанта, т.е. выполняется условие $h_{\text{трещ.}} \sim n \sim l$. Вероятно, при формировании трещины в скважинах II класса горная порода испытывает равные сопротивления во всех направлениях. На рис. 3.3.9 представлена схема распространения трещин ГРП для первого и второго классов. Для успешного применения технологии пропантного ГРП и достижения $7 \text{ т/сут} < q_{\text{н.прогноз}}^{\text{грп}}$ ($0,5 \text{ д. ед.} < P(N)$), параметры операции должны соответствовать техническим условиям, представленным в таблице 3.3.8.



а)



б)

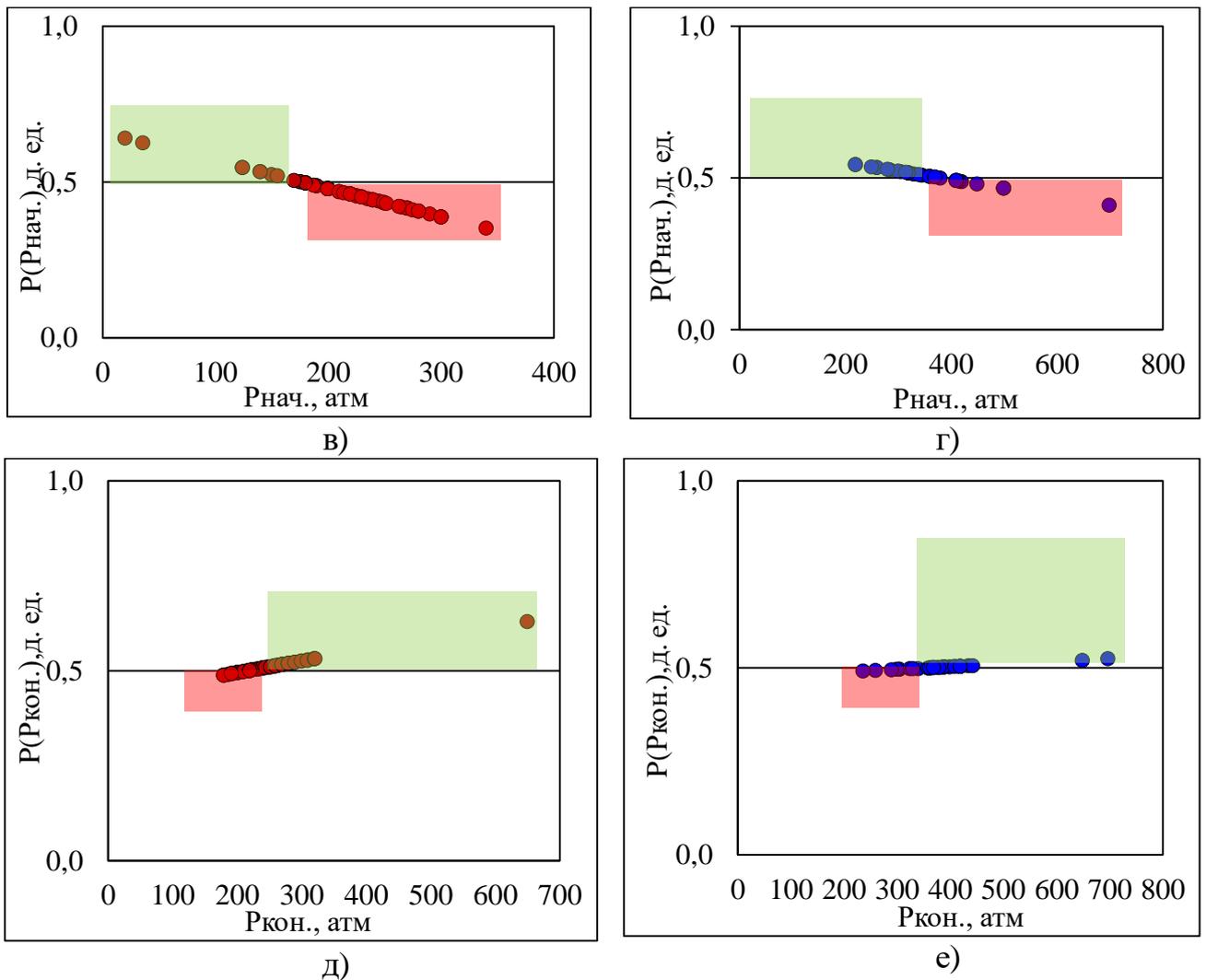


Рис. 3.3.8. распределения коэффициентов a_1 от $q_{н.факт}^{grp}$ параметров $K_{проп.}$, $P_{нач.}$, $P_{кон.}$:

а), в), д) верейский объект; б), г), е) тульский объект;

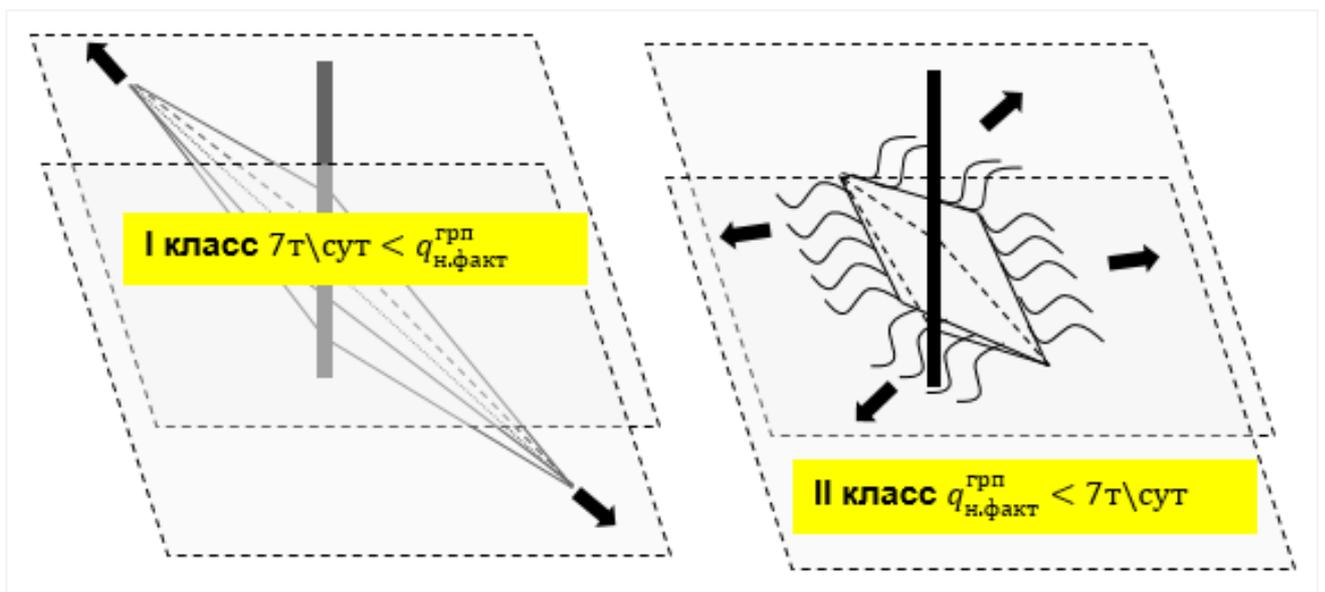


Рис. 3.3.9. Гипотеза о схеме распространения трещин ГРП для классов эффективности

Технические условия применения технологии ГРП

№№	Параметры	Верейский объект	Тульский объект
1	Эффективность жидкости разрыва, Эж.р. %	<50	<60
2	Расход смеси, $Q_{см}$, м ³ /мин	<3,7	<3,2
3	Масса пропанга, $M_{проп.}$, т	27<	<18
4	Концентрация пропанга, $K_{проп.}$ кг/м ³	700<	800<
5	Давление в начале процесса ГРП, $P_{нач.}$, атм.	200<	<400
6	Среднее давление при ГРП, $P_{ср.}$, атм.	230<	300<
7	Давление в конце ГРП, $P_{кон.}$, атм.	220<	350<

Для совместного использования моделей построена вероятностно-статистическая модель второго уровня $P_K^{ГРП}$ с использованием семи технических параметров. Сочетания вероятностей приведены в табл. 3.3.9 и 3.3.10. Построены зависимости изменения значений $P_K^{ГРП}$ от m (рис. 3.3.10). Эффективность технологии пропантного ГРП в момент проведения на верейском объекте разработки контролируется концентрацией пропанга и давлениями, создаваемыми ГРП. На тульском объекте разработки высокое влияние оказывают параметры эффективности жидкости разрыва и давления, создаваемые ГРП.

На рис. 3.3.10 продемонстрировано, что для скважин I класса значения $P_K^{ГРП}$ закономерно на верейском объекте разработки повышаются от 0,583 до 0,597 д. ед., на тульском объекте разработки также увеличиваются от 0,564 до 0,580 д. ед. Для скважин II класса средние значения $P_K^{ГРП}$ закономерно снижаются от 0,475 до 0,453 д. ед. (0,483 до 0,457 д. ед.). Диапазоны вероятностей моделей второго уровня одинаковы для объектов разработки, что связано с сопоставимым влиянием технических параметров на эффективность пропантного ГРП.

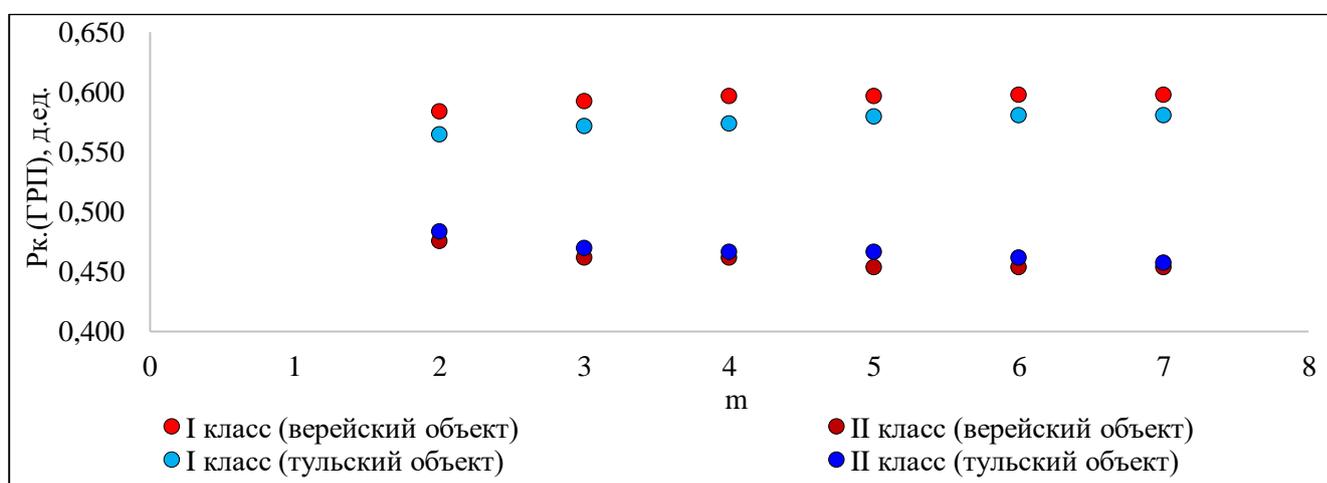
Рис. 3.3.10. Зависимости $P_K^{ГРП}$ от сочетаний технических параметров

Таблица 3.3.9

Сочетание вероятностей технических параметров ГРП верейского объекта

Технические параметры	Сочетание вероятностей – $P_k^{ГРП}$					
	2	3	4	5	6	7
$K_{\text{проп.}}$	+	+	+	+	+	+
$P_{\text{ср.}}$	+	+	+	+	+	+
$P_{\text{нач.}}$		+	+	+	+	+
$M_{\text{проп.}}$			+	+	+	+
$P_{\text{кон.}}$				+	+	+
$Q_{\text{см}}$					+	+
Эж.р.						+
7,0 т/сут грп $< q_{\text{н.прогноз}}$	0,583	0,592	0,596	0,596	0,597	0,597
грп $q_{\text{н.прогноз}}$ $< 7,0$ т/сут	0,475	0,461	0,461	0,453	0,453	0,453
t_{1-2}	1,174	2,165	2,173	2,181	2,182	2,182
p_{1-2}	0,014	0,014	0,014	0,013	0,012	0,012

Таблица 3.3.10

Сочетание вероятностей технических параметров ГРП тульского объекта

Технические параметры	Сочетание вероятностей – $P_k^{ГРП}$					
	2	3	4	5	6	7
$P_{\text{ср.}}$	+	+	+	+	+	+
Эж.р.	+	+	+	+	+	+
$P_{\text{нач.}}$		+	+	+	+	+
$K_{\text{проп.}}$			+	+	+	+
$M_{\text{проп.}}$				+	+	+
$P_{\text{кон.}}$					+	+
$Q_{\text{см}}$						+
7,0 т/сут грп $< q_{\text{н.прогноз}}$	0,564	0,571	0,573	0,579	0,580	0,580
грп $q_{\text{н.прогноз}}$ $< 7,0$ т/сут	0,483	0,469	0,466	0,466	0,461	0,457
t_{1-2}	2,133	3,270	3,27	3,291	3,291	3,291
p_{1-2}	0,011	0,011	0,008	0,007	0,007	0,007

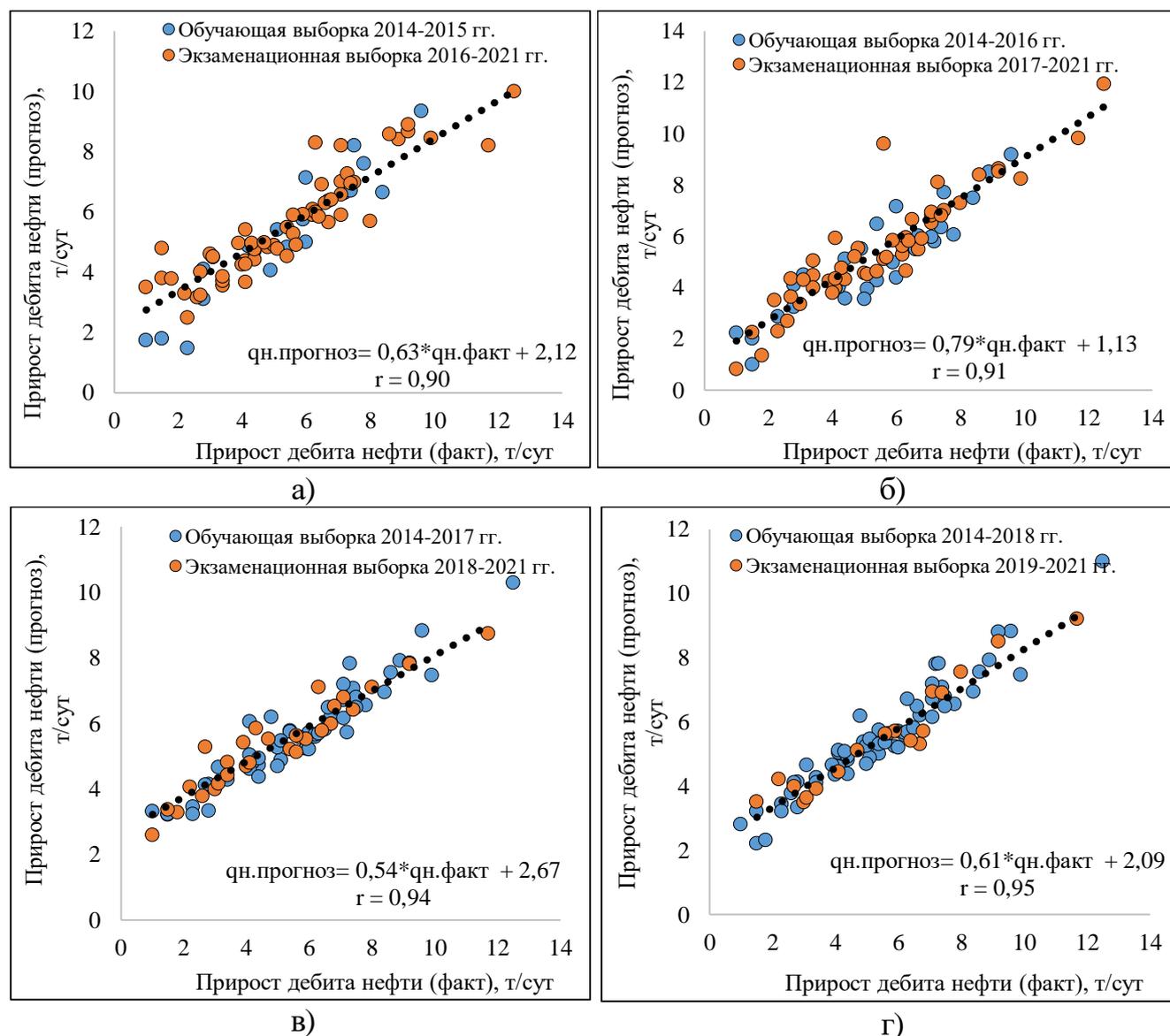
3.4 Прогнозирование эффективности пропантного ГРП

Прогнозная величина $q_{н.прогноз}^{грп}$ для каждой из выборок скважин рассчитана с использованием $R_{к_{m=26}}^{грп}$ для геолого-технологических параметров и $R_{к_{m=33}}^{грп}$ с учетом технических параметров [64].

Первоначально построены регрессионные модели по обучающим выборкам скважин 2014-2015 гг. Экзамен моделей проводился по выборкам 2016-2021 гг. После экзамена в обучение добавлены скважины 2016 года (+9/+7 скв.) и выполнен повторный прогноз. Например, прогнозная модель по обучающей выборке скважин 2014-2015 гг. имеет вид:

$$q_{н.прогноз}^{грп}(2014 - 2015) = -20,3 + 4,2 * R_{к_{m=2}}^{грп} + 13,5 * R_{к_{m=4}}^{грп} + 26,7 * R_{к_{m=7}}^{грп} \quad (3,4,1)$$

На рис. 3.4.1 сопоставлены результаты прогнозирования значений $q_{н.прогноз}^{грп}$ и фактических значений $q_{н.факт}^{грп}$ для верейского объекта.



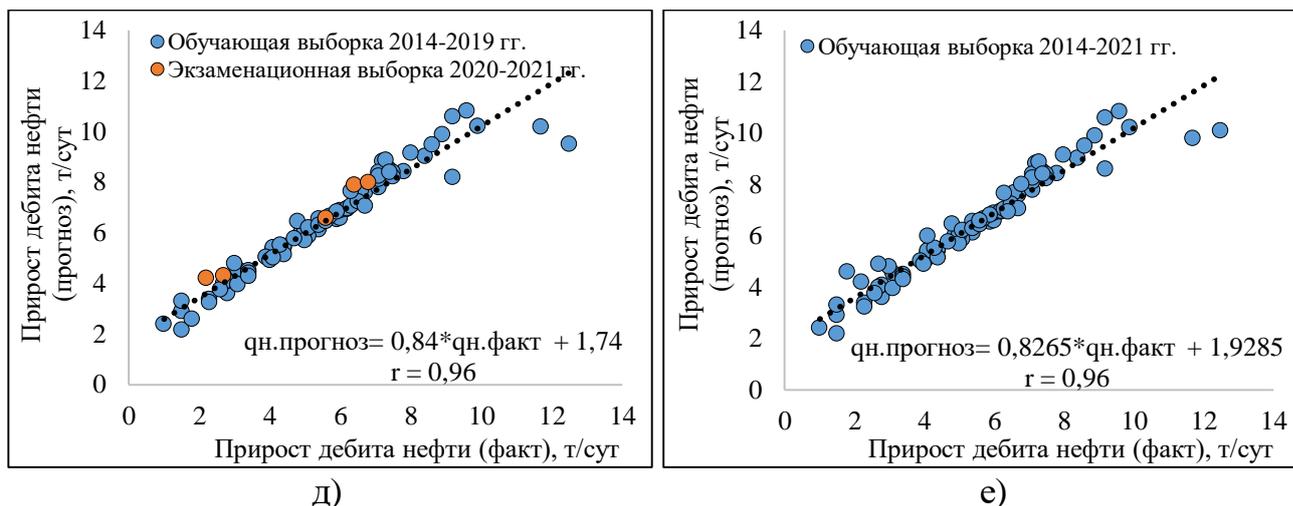


Рис. 3.4.1. Сопоставление прогнозных и фактических значений приростов дебитов нефти для верейского объекта, рассчитанных по геолого-технологическим параметрам

На рис. 3.4.1 отмечается, что выборки образуют единую связь. С увеличением периода выборок точность прогнозирования возрастает. В табл. 3.4.1 представлены значения свободного члена и углового коэффициента уравнений. Демонстрируется, что с увеличением объема обучающей выборки значения А и В стремятся к 1. Наиболее высокий $r = 0,96$ д. ед. наблюдается в обучающей выборке 2014-2021 гг., где модели построены по 79 скважинам. На рис. 3.4.1(е) наблюдается, что наиболее высокая точность прогнозирования располагается в диапазоне 4-8 т/сут [64].

Таблица 3.4.1

Сравнение коэффициентов регрессии геолого-технологических параметров выборок скважин верейского объекта разработки

Выборки	Угловой коэффициент В, д.ед.	Свободный член А, д.ед.	r, д.ед.
2014-2015 гг.	0,63	2,12	0,90
2014-2016 гг.	0,79	1,13	0,91
2014-2017 гг.	0,54	2,67	0,94
2014-2018 гг.	0,61	2,09	0,95
2014-2019 гг.	0,84	1,74	0,96
2014-2021 гг.	0,82	1,92	0,96

На рис. 3.4.2 представлено, что включение технических параметров позволило повысить точность прогнозов, коэффициенты корреляции r выше по выборкам в

сравнении с предыдущими расчетами (табл. 3.4.2). Значение свободного члена $A \rightarrow 0$ и коэффициента $B \rightarrow 1$, что показывает увеличение точности прогнозирования [64].

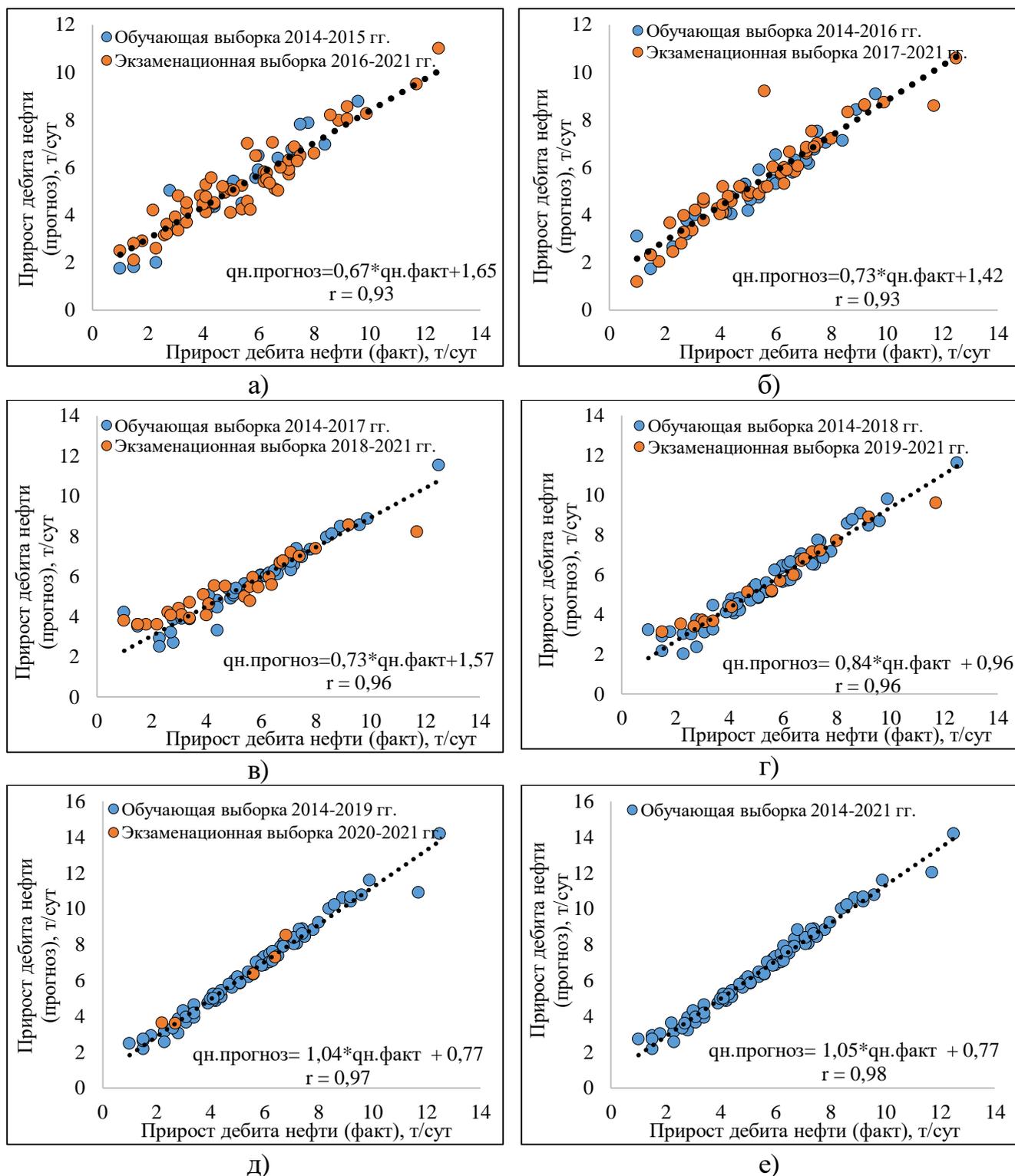


Рис. 3.4.2. Сопоставление прогнозных и фактических значений приростов дебитов нефти, рассчитанных по геолого-технологическим и техническим параметрам для верейского объекта разработки

Сравнение уравнений регрессии выборок скважин по геолого-технологическим и техническим параметрам верейского объекта

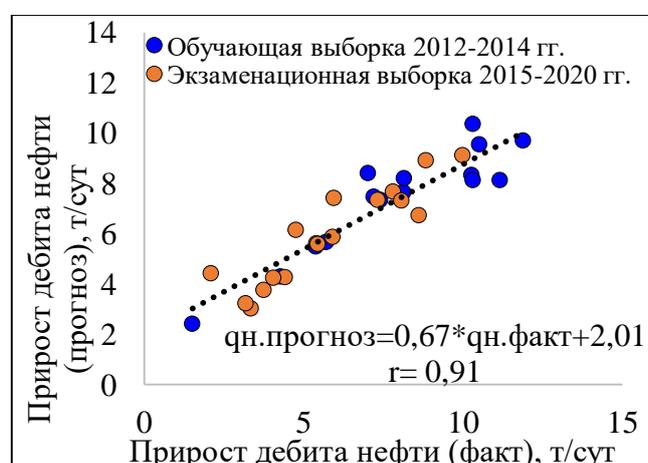
Выборки	Угловой коэффициент В, д.ед.	Свободный член А, д.ед.	г, д.ед.
2014-2015 гг.	0,67	1,65	0,93
2014-2016 гг.	0,73	1,42	0,93
2014-2017 гг.	0,73	1,57	0,96
2014-2018 гг.	0,84	0,96	0,96
2014-2019 гг.	1,04	0,77	0,97
2014-2021 гг.	1,05	0,77	0,98

На рис. 3.4.3 и 3.4.4 представлены зависимости для тульского объекта разработки, значения коэффициентов корреляции r увеличиваются с добавлением скважин в обучающую выборку. В табл. 3.4.3 отмечается, что с добавлением технических параметров ГРП в обучение точность прогнозирования увеличивается [64].

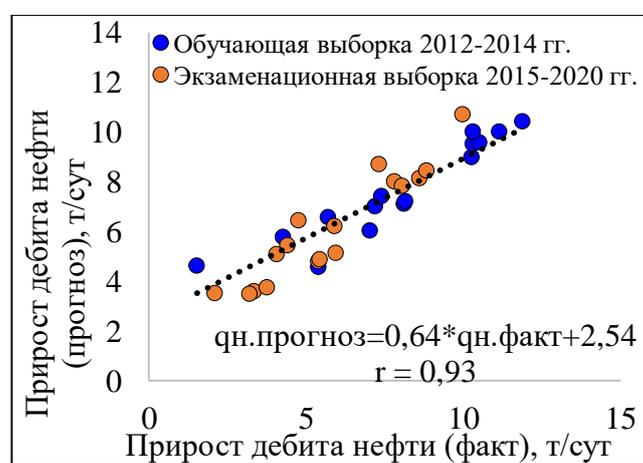
Таблица 3.4.3

Сравнение коэффициентов уравнений регрессии выборок скважин тульского объекта

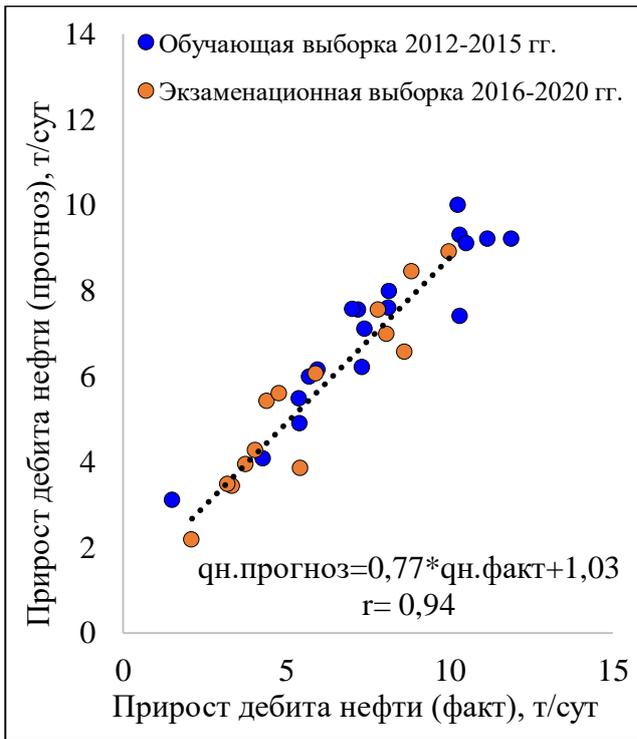
Выборки	Угловой коэффициент В, д.ед.	Свободный член А, д.ед.	г, д.ед.
Геолого-технологические параметры			
2012-2015 гг.	0,67	2,01	0,91
2012-2016 гг.	0,77	1,03	0,94
2012-2021 гг.	0,76	1,34	0,95
Геолого-технологические и Технические параметры			
2012-2015 гг.	0,64	2,54	0,93
2012-2016 гг.	0,92	-0,03	0,94
2012-2021 гг.	0,89	0,76	0,97



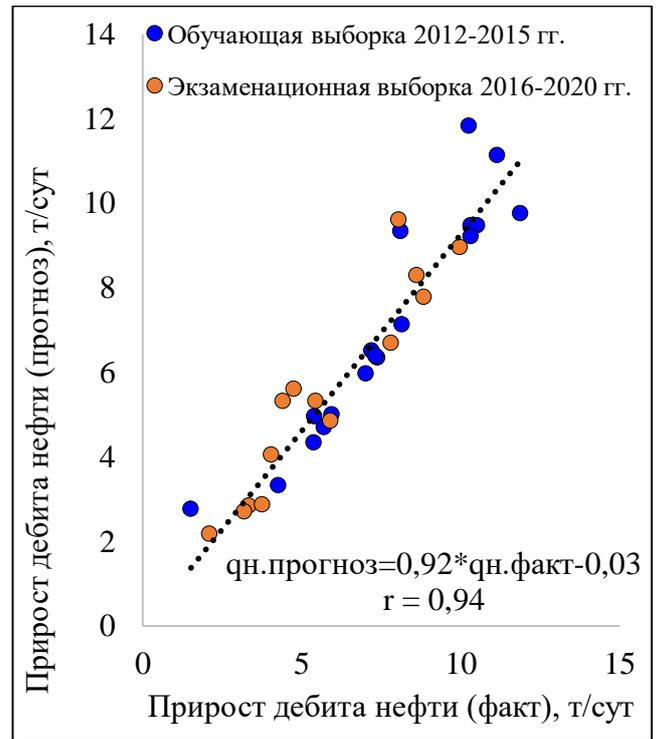
а)



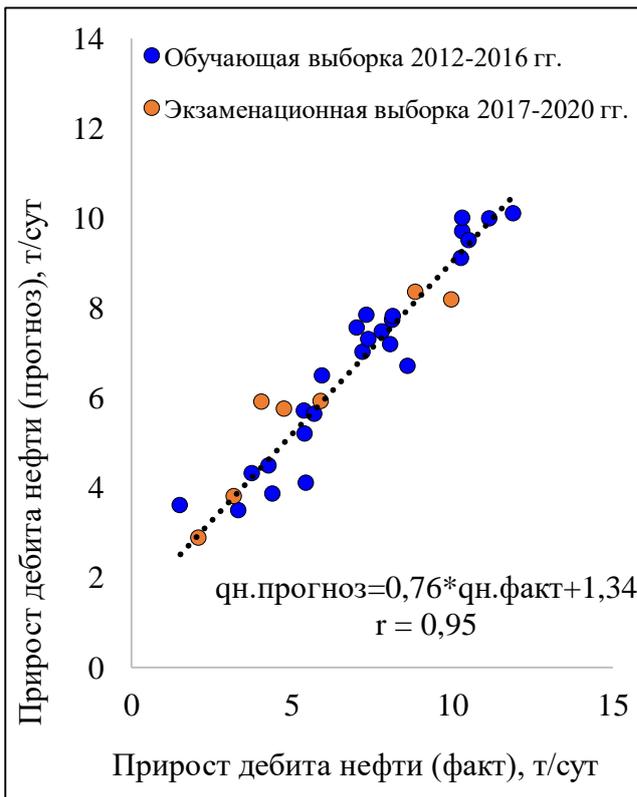
а)



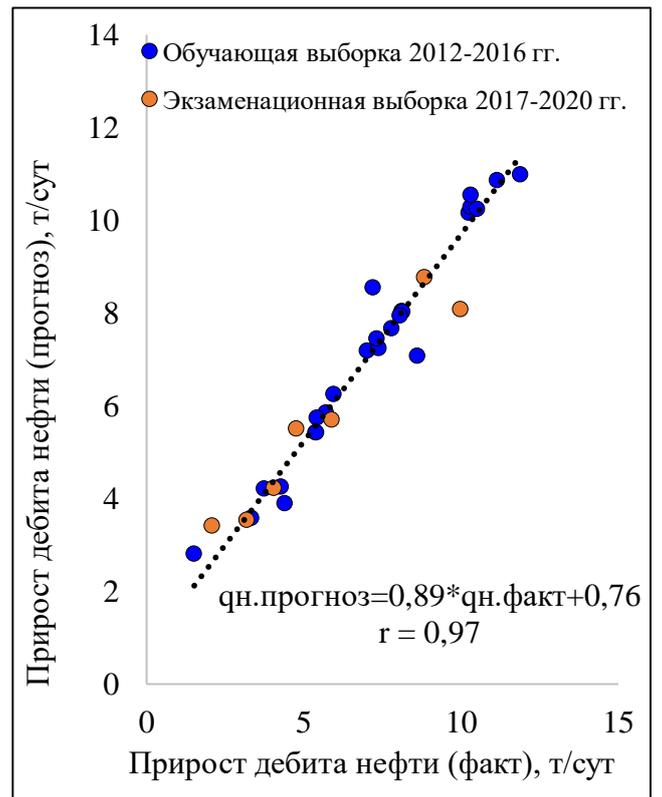
b)



b)



c)



c)

Рис. 3.4.3. Сопоставление прогнозных и фактических значений, рассчитанных по геолого-технологическим параметрам

Рис. 3.4.4. Сопоставление прогнозных и фактических значений, рассчитанных по геолого-технологическим и

техническим параметрам

Анализ рис. 3.4.1-3.4.4 демонстрирует, что выборки скважин объектов разработки обладают общими математическими свойствами. Зависимости образуют единое корреляционное поле. Значения коэффициентов А и В по объектам разработки располагаются в единых пределах. Среднеквадратичное отклонение прогнозных значений от фактических по тульскому объекту – 0,2-0,4 т/сут; по верейскому объекту – 0,2-0,5 т/сут, что составляет 7 %. С увеличением объема обучающей выборки точность прогнозирования возрастает – $r \uparrow$. Включение технических параметров ГРП позволяет значительно увеличить достоверность прогнозирования [64].

Из сравнения рис. 3.4.1 (е), 3.4.3 (с), 1.6.3.1 (а, б) установлено, что для изучаемых объектов разработки полученные результаты показывают лучшую сходимость среднесуточного прироста дебита нефти по разработанной методике с фактическими данными, чем при использовании стандартной методики.

Для выбора скважин спрогнозирован прирост дебита нефти для каждой действующей добывающей скважины (верейский объект разработки – эксплуатационный фонд 168 скважин, на тульском объекте разработки – 66 скважин) по зависимостям, построенным по геолого-технологическим параметрам, представленным на рис. 3.4.2 (е) и 3.4.4 (с). На рис. 3.4.5 и 3.4.6 выявлена площадная зональность в распределение эффективности пропантного ГРП и построены схемы прогнозов эффективности [28, 64]. Вероятность достижения $q_{н.прогноз}^{грп} = 7$ т/сут соответствует значению вероятности $P \geq 0,5$.

Установлено, что по объектам разработки большая вероятность достижения высоких среднесуточных приростов дебитов нефти $P_{к_{m=26}}^{ГРП} > 0,5$ д. ед. – в центральной части, наименьшая – в южной части. Выполнен расчет среднесуточного прироста дебита нефти $q_{н.прогноз}^{грп}$ для каждой действующей добывающей скважины [64] (рис. 3.4.7 и 3.4.8). Первоочередными являются скважины с $P_{к_{m=26}}^{ГРП} = 0,5$ д. ед. и $q_{н.прогноз}^{грп} \geq 7$ т/сут. Для скважин, где $P_{к_{m=26}}^{ГРП} < 0,5$ д. ед., рекомендуется рассмотреть другие технологии интенсификации.

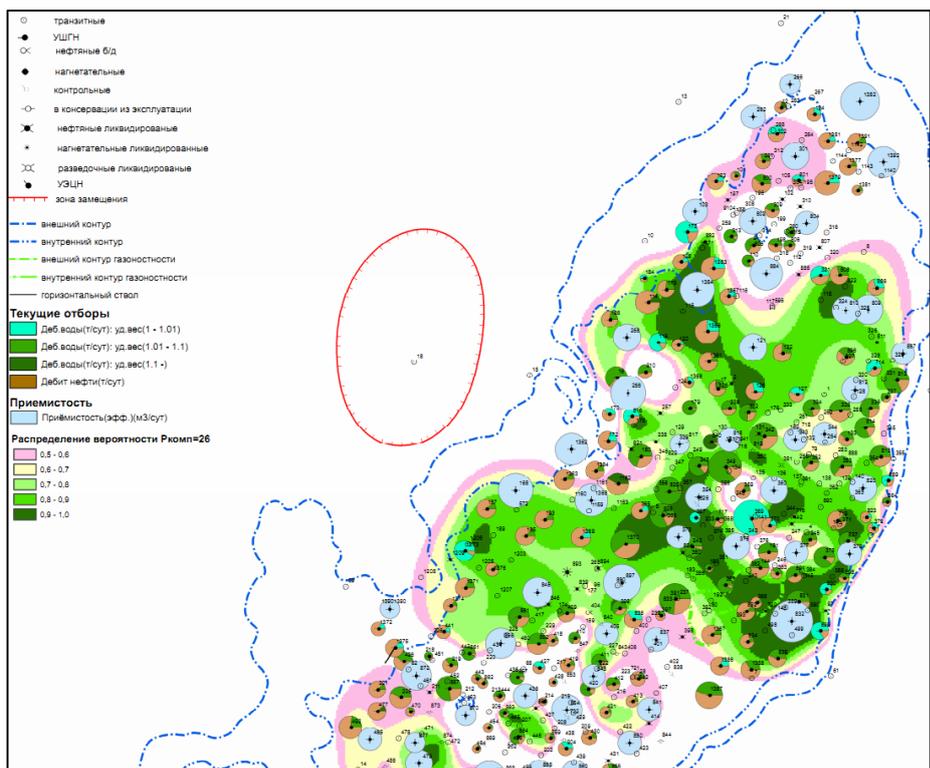


Рис. 3.4.5. Схема прогноза эффективности пропанного ГРП для верейского объекта

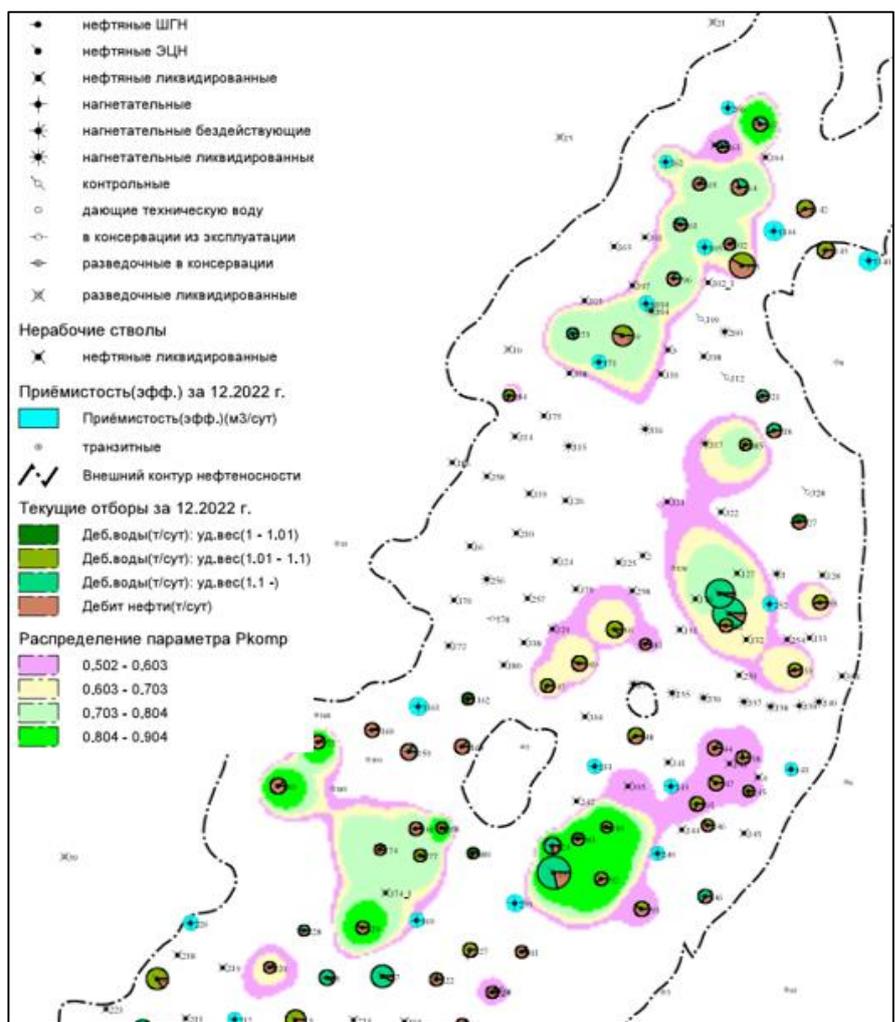


Рис. 3.4.6. Схема прогноза эффективности пропанного ГРП для тульского объекта

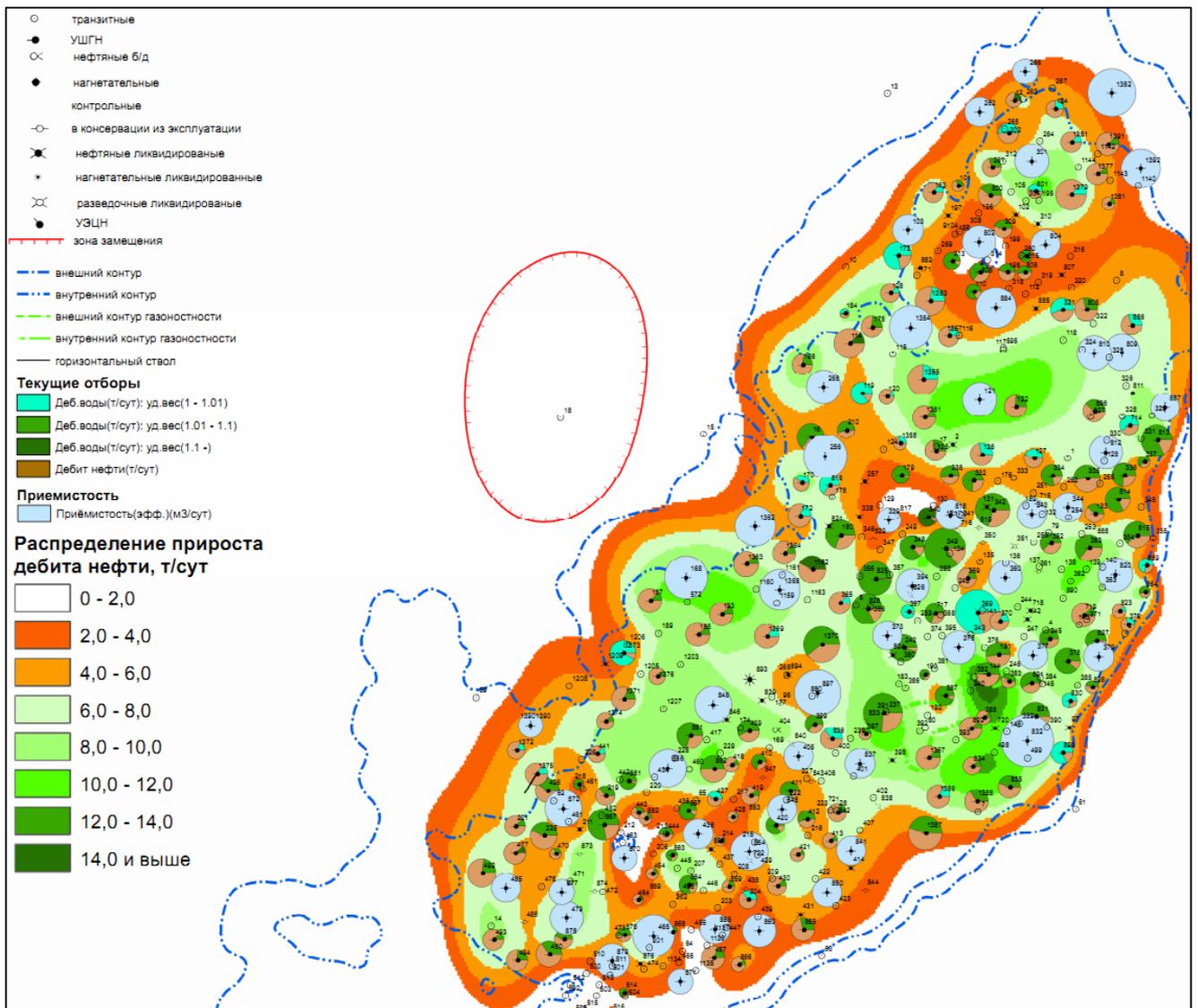


Рис. 3.4.7. Выкопировка из карты текущей эксплуатации верейского объекта с распределением по площади прогнозного среднесуточного прироста дебита нефти пропантного ГРП

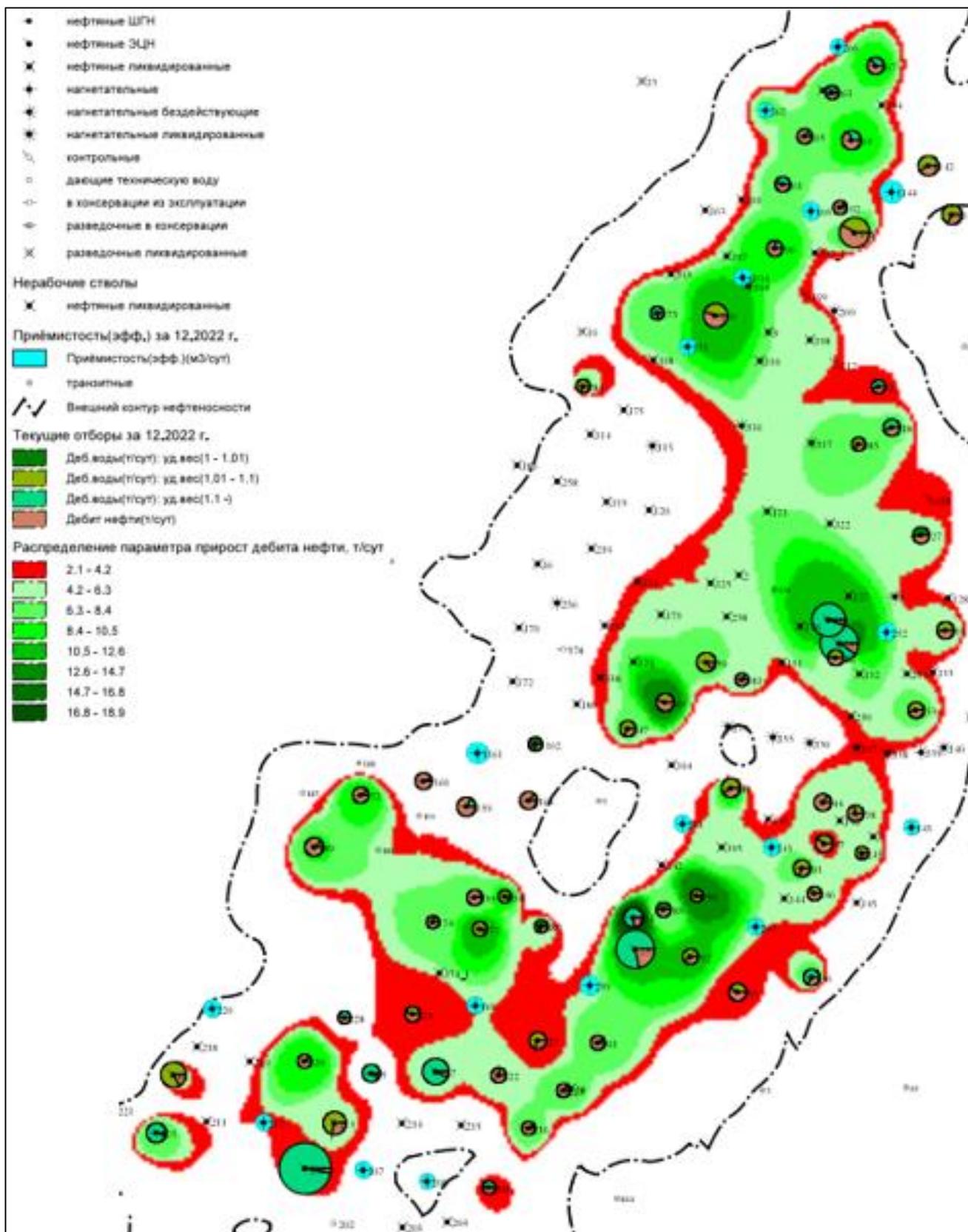


Рис. 3.4.8. Выкопировка из карты текущей эксплуатации тульского объекта с распределением по площади прогнозного среднесуточного прироста дебита нефти пропантного ГРП

Основные выводы по главе 3

1. Впервые по целевым объектам разработки подобраны индивидуальные граничные условия применения пропантного ГРП. Эффективность технологии в значительной степени контролируется свойствами пласта, вскрытого в скважине, районом залежи и параметрами созданной трещины. Эффективность на верейском объекте разработки контролируется пластовым давлением $P_{пл.}$ и фильтрационными свойствами пласта γ , $\overline{K_{прон}^{ПЗП}}$, $\overline{K_{прон}^{УЗП}}$. Следует выбирать скважины с высоким пластовым давлением и пониженной проницаемостью ближней и удаленной зон пласта относительно района залежи. Скважины должны обладать значительными накопленными параметрами $Q_{н.н.}$, $Q_{н.в.}$. На тульском объекте разработки установлена обратная закономерность. Эффективность технологии в большей степени определяется не самой скважиной, а районом залежи. В верхней части табл. 3.2.31 расположены параметры $\sum Q_{н.н.}$, $\sum Q_{н.в.}$, \overline{NGK} , $\overline{K_{прод}}$, $\overline{P_{пл.}}$, $\overline{K_{прон}^{УЗП}}$, характеризующие фильтрационные свойства пласта и добычные характеристики скважин. Чем больше накопленная добыча нефти и воды, тем больше вероятность достижения большей эффективности. Также, чем больше в окружающих скважинах продуктивность, тем выше эффективность пропантного ГРП.

2. Сравнение значимостей технических параметров (табл. 3.3.9 и 3.3.10) демонстрирует, что на эффективность технологии верейского объекта разработки оказывает влияние концентрация пропанта $K_{проп.}$. На тульском объекте разработки эффективность контролируется давлениями, созданными в момент ГРП, и эффективностью жидкости разрыва. Выдвинута гипотеза о процессе формирования трещины ГРП на объектах разработки для скважин I и II классов.

3. В главе выявлена площадная зональность в распределении эффективности технологии ГРП, связанная с последовательным изменением геолого-физических свойств объектов разработки. Разработаны схемы прогнозов эффективности технологии ГРП. Таким образом, успешность и целесообразность применения вероятностно-статистического метода подтверждена результатами прогнозирования эффективности и других ГТМ (РБ, КО), применяемых на верейском объекте разработки, что описывается в следующей главе.

ГЛАВА 4. АНАЛИЗ ПРОВЕДЕННЫХ ГТМ НА ВЕРЕЙСКОМ ОБЪЕКТЕ РАЗРАБОТКИ

На верейском объекте разработки с меньшей эффективностью используются технологии РБ и КО. Применен вероятностно-статистический метод для оценки их эффективности в сравнении с разработанными моделями для пропантного ГРП. На верейском объекте разработки выполнено:

- 48 операций РБ с $q_{н.факт}^{РБ} - 4,8$ т/сут. Технология РБ выполняется бурением 4 каналов протяженностью 100 м с последующей обработкой кислотным составом;
- 29 операций КО с $q_{н.факт}^{КО} - 3,2$ т/сут. Технология КО выполняется с предварительной реперфорацией существующего интервала и последующей закачкой в пласт кислотного состава в объеме $4 \text{ м}^3/\text{м}$.

4.1 Статистический анализ исходной геолого-технологической информации применительно для технологий РБ и КО

С целью разделения выборок скважин с проведёнными технологиями РБ и КО на две группы (эффективные и неэффективные) проведен ПРА 33 информативных параметров. Аналогично главе 2.2 значения расположены $q_{н.факт}^{min} \rightarrow q_{н.факт}^{max}$. Построено регрессионное уравнение (8) по геолого-технологическим параметрам для количества скважин $n=6$ для технологий РБ и КО. Аналогично построены уравнения по геолого-технологическим показателям в сторону увеличения $q_{н.факт}^{min} \rightarrow q_{н.факт}^{max}$ для количества скважин $n=6, \dots, 48$ (РБ); $n=6, \dots, 29$ (КО). Всего рассчитано 43 уравнения для технологии РБ и 22 для КО. Для каждого уравнения при разных значениях n вычислен коэффициент R^2 . Построены зависимости R^2 от $q_{н.факт}^{РБ/КО}$. По результатам применения ПРА по технологиям построены регрессионные уравнения, где участие каждого параметра при формировании определенного значения $q_{н.факт}^{РБ}$ и $q_{н.факт}^{КО}$ и динамика изменения R^2 представлены на рис. 4.1.1. В табл. 4.1.1 и 4.1.2 представлены распределения геолого-технологических параметров. Выполнен количественный анализ оценки встречаемости параметров в уравнениях.

На рис. 4.1.1 выделяется две группы формирования $q_{н.факт}^{КО}$ для технологии КО. В первой группе значения R^2 снижаются 0,64-0,26 д. ед. Во второй группе значения R^2 стабилизируются в диапазоне 0,26-0,28 д. ед. Эффективность технологии КО в группах контролируется определёнными геолого-физическими условиями. Выделяются параметры, контролирующие эффективность $q_{н.факт}^{КО}$ во всех построенных уравнениях. Геологические параметры: глинистость и абсолютную глубину пласта следует в первую очередь учитывать при планировании КО (табл. 4.1.1).

В группе $q_{н.факт}^{КО} = 1,8-2,7$ т/сут формирование эффективности происходит за счет индивидуальных геолого-технологических параметров, замеренных в самой скважине.

В группе $q_{н.факт}^{КО} = 2,8-3,3$ т/сут наблюдается переходная зона, в уравнения включаются новые параметры, влияющие на эффективность с учетом района залежи.

В группе $q_{н.факт}^{КО} = 3,3-10,7$ т/сут формирование эффективности в значительной степени контролируется районом залежи.

Соответствующие закономерности выявлены при анализе процесса формирования эффективности $q_{н.факт}^{РБ}$ технологии РБ (табл. 4.1.2). В первой группе значения R^2 снижаются от 0,74 до 0,23 д. ед. Во второй группе значения коэффициента R^2 стабилизируются в диапазоне 0,23-0,31 д. ед.

Весь диапазон эффективности $q_{н.факт}^{РБ}$ контролируется геолого-технологическими параметрами: \overline{GK} , $P_{пл.}$. В группе $q_{н.факт}^{РБ} = 2,3-4,7$ т/сут формирование эффективности происходит за счет индивидуальных геолого-технологических параметров, замеренных в самой скважине. Параметры с учетом окружающих скважин оказывают слабое влияние.

В группе $q_{н.факт}^{РБ} = 4,8-5,6$ т/сут наблюдается переходная зона, в уравнения включаются новые параметры, влияющие на эффективность с учетом района залежи.

В группе 5,6-12,0 т/сут формирование эффективности происходит за счет параметров, характеризующих район залежи.

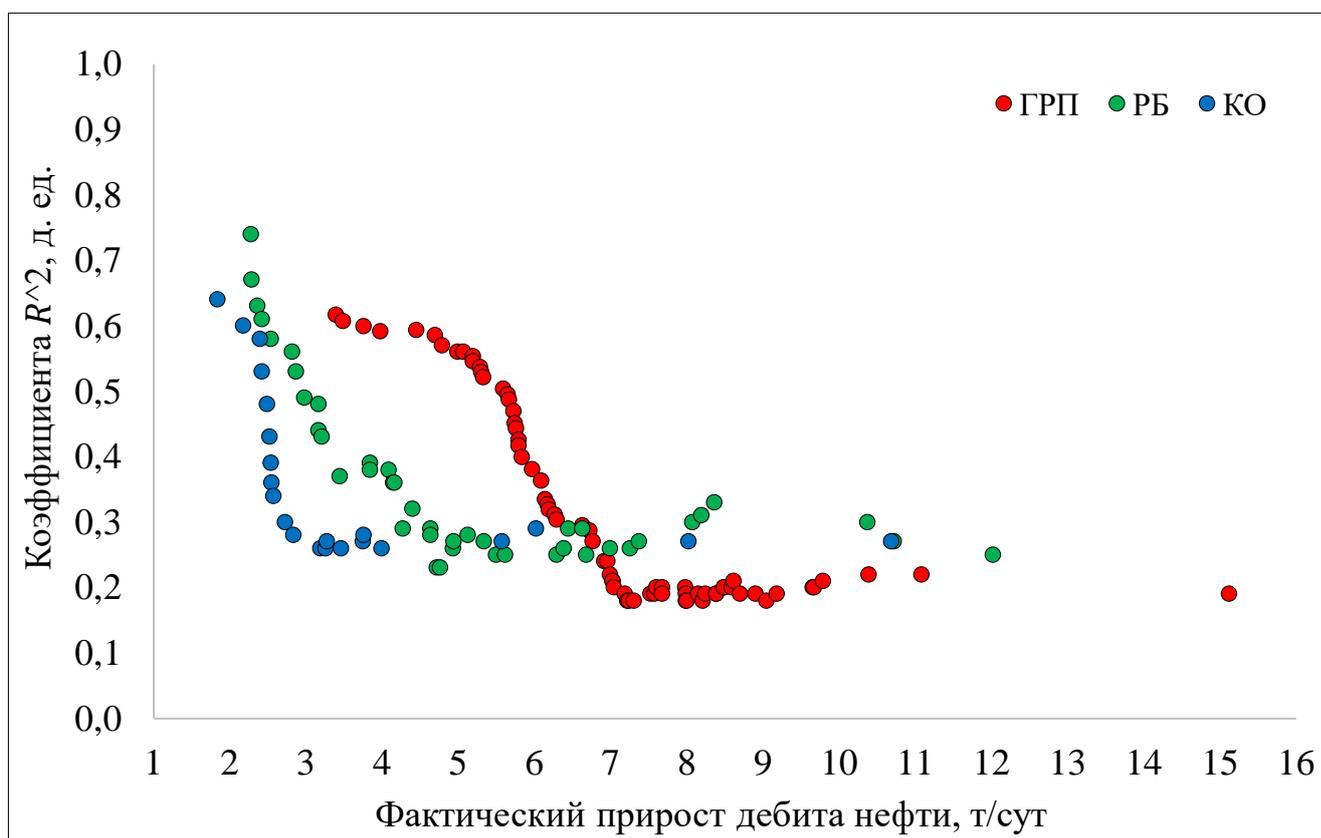


Рис. 4.1.1. Динамика изменения коэффициентов R^2 , рассчитанных для КО, РБ, пропантного ГРП верейского объекта разработки

Выводы

Выделены три группы с различными геолого-физическими условиями формирования эффективности $q_{н.факт}^{КО}$ и $q_{н.факт}^{РБ}$. Формирование низких приростов дебитов нефти происходит за счет влияния индивидуальных геолого-технологических параметров скважины. Формирование более высокой эффективности $q_{н.факт}^{КО} > 3$ т/сут и $q_{н.факт}^{РБ} > 5$ т/сут контролируется геолого-технологическими параметрами района залежи. Установлена целесообразность разделения выборок на классы в зависимости от эффективности выполненных операций РБ и КО. Выполненные подготовительные процедуры являются основой дальнейшего построения многоуровневых вероятностно-статистических моделей. В следующей главе для построения вероятностно-статистических моделей второго уровня выборки разделены на два класса: высокоэффективные с $q_{н.факт}^{КО} > 3$ т/сут и $q_{н.факт}^{РБ} > 5$ т/сут и низкоэффективные – $q_{н.факт}^{КО} < 3$ т/сут и $q_{н.факт}^{РБ} < 5$ т/сут.

Геолого-технологические параметры, участвующие в построении регрессионных уравнений для технологии КО

R2 C2vt д.ед.	0,64	0,60	0,58	0,53	0,48	0,43	0,39	0,36	0,34	0,30	0,28	0,26	0,26	0,27	0,26	0,27	0,28	0,26	0,27	0,29	0,27	0,27	
Кол-во скв., ед	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
Прирост qn C2vt т/сут	1,8	2,2	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8	3,2	3,3	3,3	3,5	3,8	3,8	4,0	5,6	6,0	8,0	10,7	
m, %	+	+	+	+	+	+	+																
$K_{\text{прод}}$, м3/сут*МПа	+	+	+	+				+			+	+	+	+			+	+					
$K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$, МКМ2	+	+	+	+	+	+	+	+	+														
$K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$, МКМ2	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+												
\bar{Y} , см2*с	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+													
\bar{S} , ед								+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
\overline{GK} , мкр/час												+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		
\overline{NGK} , усл. ед														+	+	+	+	+	+	+	+	+	
$\overline{h_{\text{эф}}}$, м	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+						+	+	+	+	+
$\overline{H_{\text{абс}}}$, м	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$\overline{P_{\text{пл}}}$, МПа	+	+	+	+	+	+	+	+				+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$\overline{Q_{\text{н.н.}}}$, т	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+												
$\overline{Q_{\text{н.в.}}}$, т	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+												
\overline{m} , %	+	+	+	+	+																		
$\overline{K_{\text{прод}}}$, м3/сут*МПа	+	+	+	+	+	+		+	+	+	+		+	+	+	+	+	+	+				
$\overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}}$, МКМ2	+	+	+				+	+	+														
$\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$, МКМ2											+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
\overline{Y} , см2*с															+	+	+	+	+	+	+	+	+
\overline{S} , ед										+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
\overline{GK} , мкр/час	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
\overline{NGK} , усл. ед													+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$\overline{h_{\text{эф}}}$, м											+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$\overline{H_{\text{абс}}}$, м										+	+	+	+	+		+	+	+	+	+	+	+	+
$\overline{P_{\text{пл}}}$, МПа									+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$\Sigma Q_{\text{н.н.}}$, т												+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$\Sigma Q_{\text{н.в.}}$, т												+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

4.2 Вероятностно-статистический анализ влияния геолого-технологических параметров на эффективность радиального бурения и кислотной обработки

Построены модели первого уровня по 26 геолого-технологическим параметрам выборки скважин 2014-2021 гг. Вероятностно-статистические модели первого уровня по технологиям представлены в табл. 4.2.1-4.2.13. Графическое изображение зависимостей представлено на рис. 4.2.1-4.2.13. Признаком влияния исходного параметра является вид полученной зависимости: чем выше угол наклона, тем выше и степень влияния параметра на вероятность достижения целевого прироста дебита нефти.

На рис. 4.2.1 представлены зависимости $P(GK)$ от GK и $P(\overline{GK})$ от \overline{GK} . В табл. 4.2.1 представлены модели. Зависимости для технологий расположены в диапазонах 1,0-4,0 мкр/час. С увеличением значений GK и \overline{GK} эффективность технологий снижается. Отмечается, что параметры GK и \overline{GK} оказывают более значимое влияние на эффективность технологий РБ и КО, так как угол наклона больше относительно уравнений, описывающих эффективность технологии пропантного ГРП. Для достижения $q_{н.факт}^{КО/РБ} > 3$ (5) т/сут следует выбирать скважины с $GK, \overline{GK} < 2,4-2,8$ мкр/час.

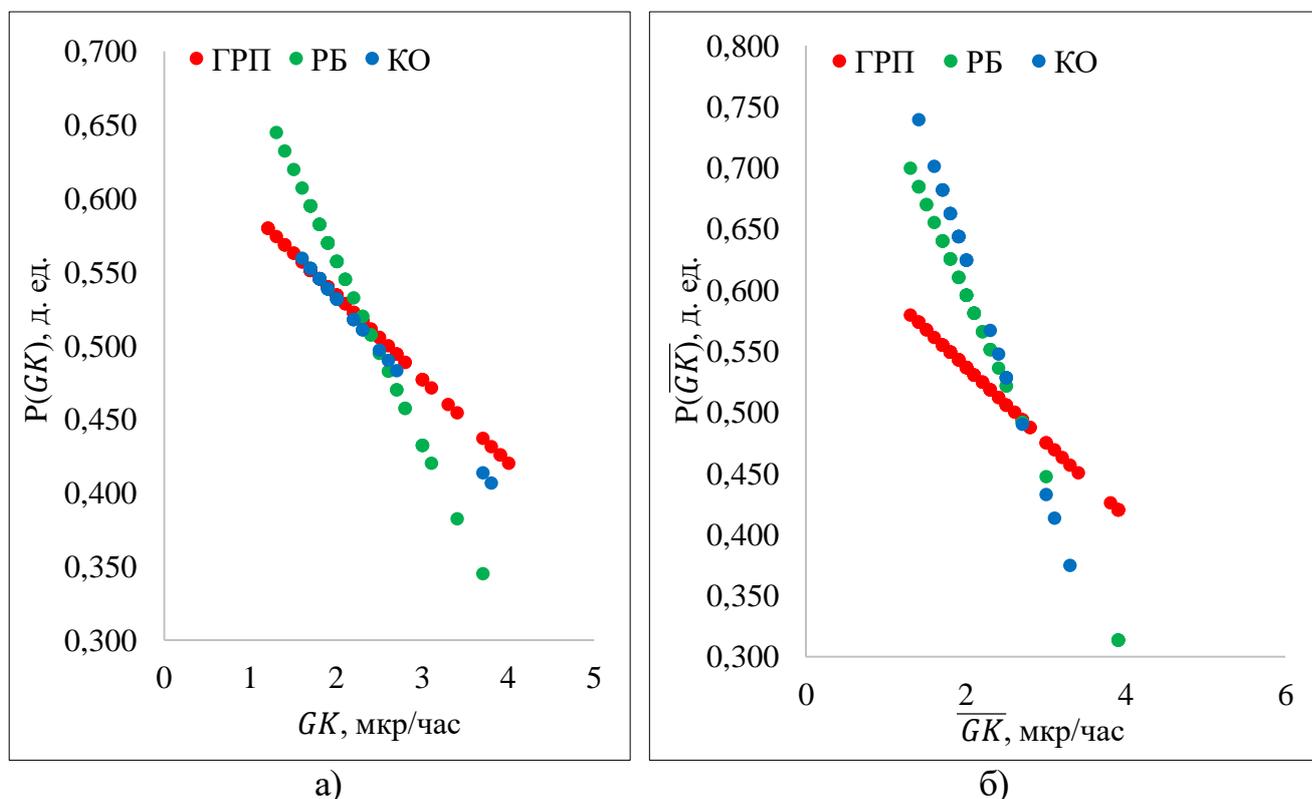


Рис. 4.2.1. Зависимости $P(GK)$ от GK и $P(\overline{GK})$ от \overline{GK}

Таблица 4.2.1

Средние значения параметров GK, \overline{GK} (мкр/час) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс	t_p/χ^2			
РБ	1,8±0,1	2,6±0,4	-1.86/ 4.59	$P(GK) = 0,807 - 0,125 * GK$	1,3-3,7	0,345-0,645
	1,7±0,2	2,7±0,6	-2.22/ 5.17	$P(\overline{GK}) = 0,893 - 0,148 * \overline{GK}$	1,7-3,9	0,314-0,700
КО	1,8±0,1	2,6±0,4	-1.375/ 5.49	$P(GK) = 0,671 - 0,069 * GK$	1,6-3,8	0,407-0,560
	1,9±0,1	3,1±0,5	-2.84/ 7.62	$P(\overline{GK}) = 1,009 - 0,192 * \overline{GK}$	1,7-3,9	0,260-0,740

На рис. 4.2.2 представлены зависимости $P(h_{эф})$ от $h_{эф}$ и $P(\overline{h_{эф}})$ от $\overline{h_{эф}}$. В таб. 4.2.2 представлены модели. Зависимости для технологий сопоставимы. С увеличением значений $h_{эф}$ и $\overline{h_{эф}}$ эффективность технологий на объекте разработки увеличивается. Для технологии КО угол наклона зависимости больше относительно уравнений, описывающих эффективность технологий РБ и ГРП.

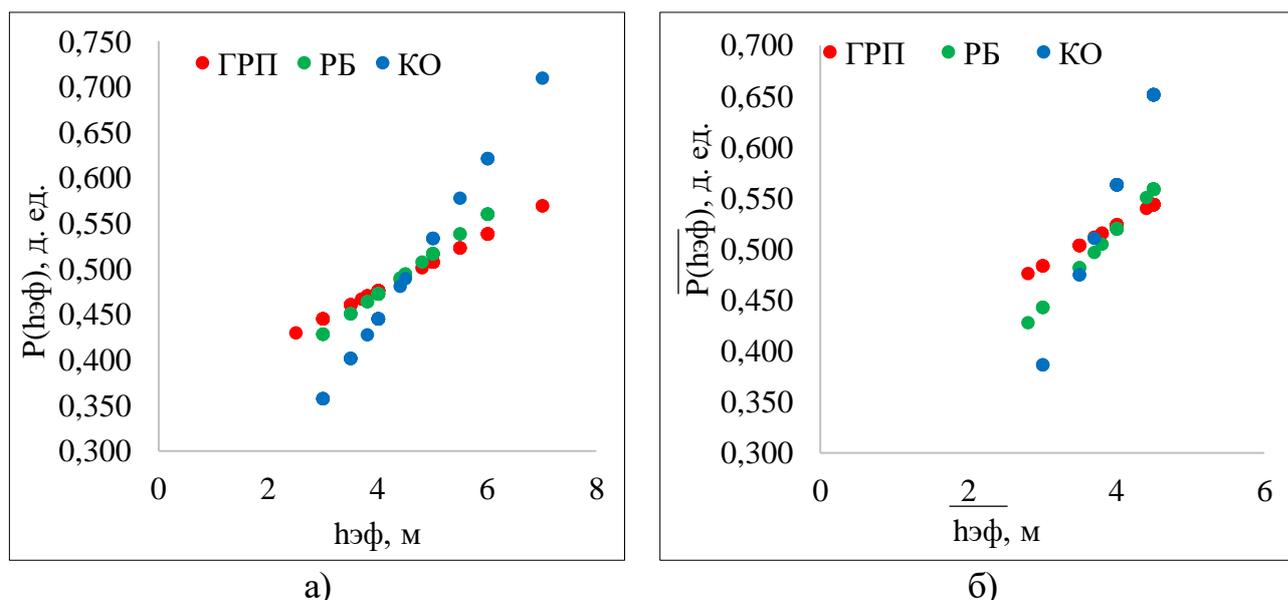
Рис. 4.2.2. Зависимости $P(h_{эф})$ от $h_{эф}$ и $P(\overline{h_{эф}})$ от $\overline{h_{эф}}$

Таблица 4.2.2

Средние значения параметров $h_{эф}, \overline{h_{эф}}$ (м) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс	t_p/χ^2			
РБ	5,1±0,5	3,7±0,3	1.31/3.61	$P(h_{эф}) = 0,297 + 0,044 * h_{эф}$	3,0-6,0	0,429-0,561
	4,5±0,0	3,8±0,3	1.31/3.515	$P(\overline{h_{эф}}) = 0,212 + 0,077 * \overline{h_{эф}}$	2,8-4,5	0,428-0,559
КО	5,4±0,6	3,7±0,4	1.98/7.12	$P(h_{эф}) = 0,094 + 0,088 * h_{эф}$	3,0-7,0	0,358-0,710
	4,5±0,0	3,9±0,3	1.68/6.36	$P(\overline{h_{эф}}) = -0,143 + 4,425 * \overline{h_{эф}}$	3,0-4,5	0,387-0,652

На рис. 4.2.3 представлены зависимости $P(NGK)$ от NGK и $P(\overline{NGK})$ от \overline{NGK} . В табл. 4.2.3 представлены модели. Зависимости для технологий сопоставимы. С увеличением значений NGK и \overline{NGK} эффективность технологий на объекте разработки увеличивается. Зависимости эффективности технологий КО и РБ демонстрируют более высокий угол наклона относительно уравнений, описывающих эффективность технологии ГРП. Для достижения $q_{н.факт}^{КО/РБ} > 3$ (5) т/сут следует подбирать скважины $2,8 \text{ усл.ед.} < NGK, \overline{NGK}$.

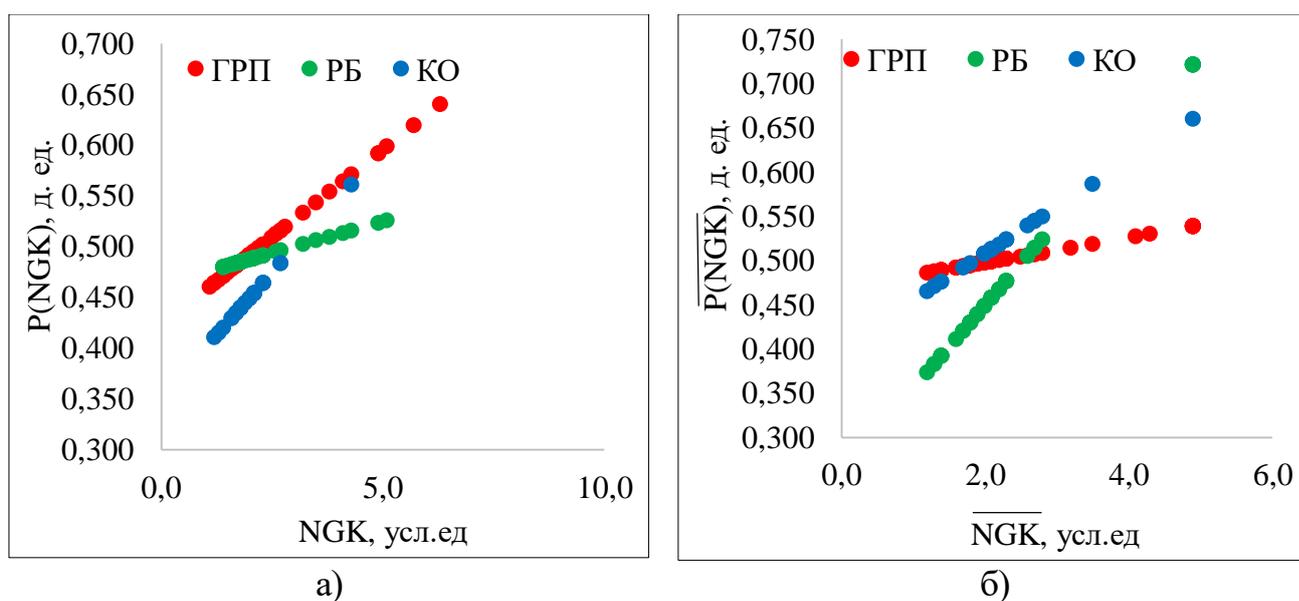


Рис. 4.2.3. Зависимости $P(NGK)$ от NGK и $P(\overline{NGK})$ от \overline{NGK}

Таблица 4.2.3

Средние значения параметров NGK, \overline{NGK} (усл. ед.) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс	t_p/χ^2			
РБ	$2,9 \pm 0,8$	$1,7 \pm 0,2$	1.095/2.92	$P(NGK) = 0,462 + 0,012 * NGK$	1,4-5,1	0,480-0,525
	$3,2 \pm 1,1$	$1,7 \pm 0,3$	1.93/4.81	$P(\overline{NGK}) = 0,260 + 0,094 * \overline{NGK}$	1,2-4,9	0,373-0,721
КО	$2,5 \pm 0,4$	$1,8 \pm 0,2$	1.38/5.31	$P(NGK) = 0,352 + 0,049 * NGK$	1,2-4,3	0,410-0,561
	$2,8 \pm 0,5$	$1,9 \pm 0,3$	1.412/5.83	$P(\overline{NGK}) = 0,402 + 3,678 * \overline{NGK}$	1,2-4,9	0,465-0,660

На рис. 4.2.4 представлены зависимости $P(Q_{н.в.})$ от $Q_{н.в.}$ и $P(\sum Q_{н.в.})$ от $\sum Q_{н.в.}$. В табл. 4.2.4 представлены модели. Зависимости для технологий сопоставимы и аналогичны представленной для технологии ГРП. С увеличением значений $Q_{н.в.}$ и $\sum Q_{н.в.}$ эффективность технологий на верейском объекте разработки увеличивается. Для достижения $q_{н.факт}^{КО/РБ} > 3$ (5) т/сут следует подбирать скважины $3000 \text{ т} / 20000 \text{ т} < Q_{н.в.}, \sum Q_{н.в.}$.

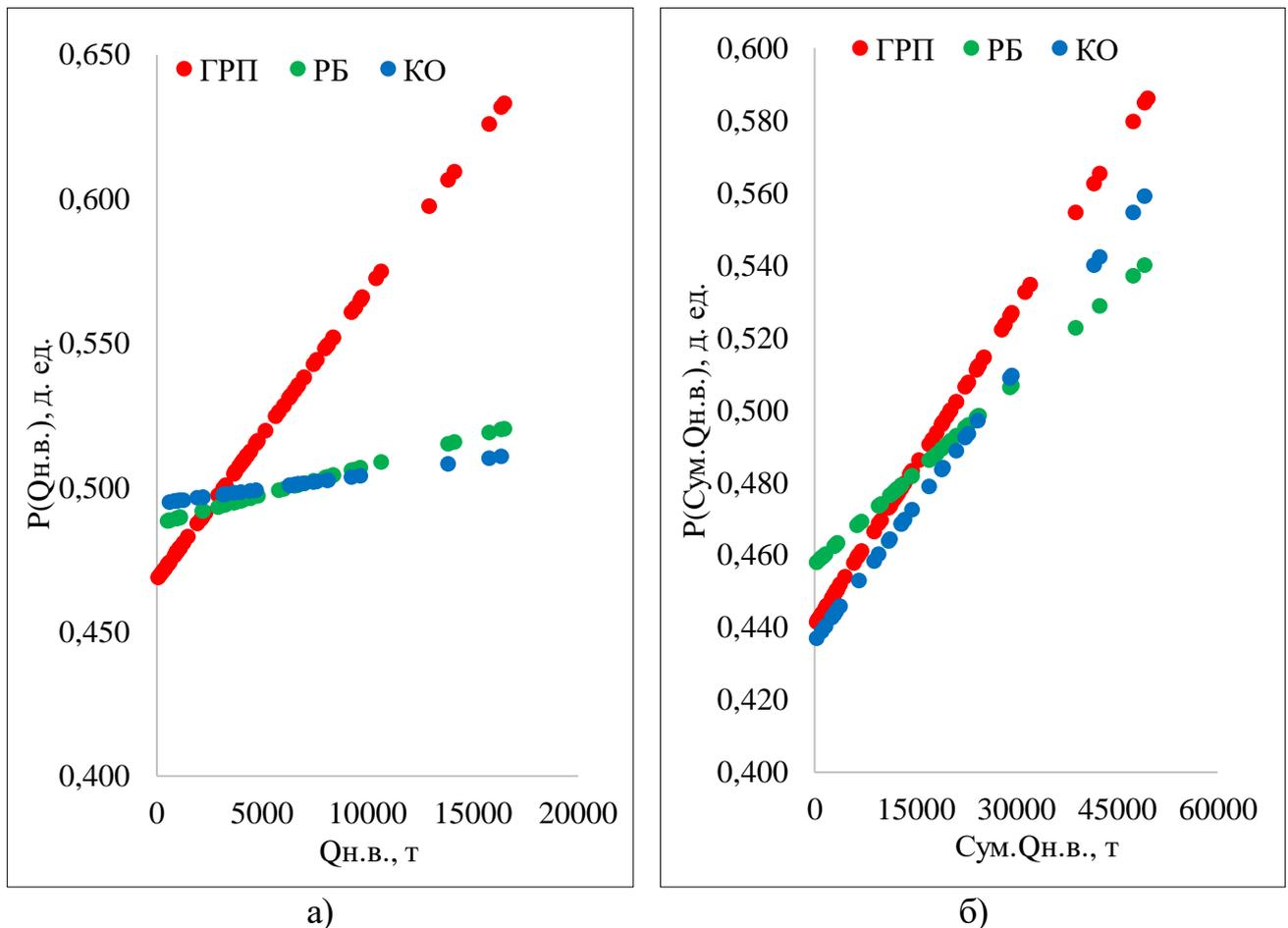


Рис. 4.2.4. Зависимости $P(Q_{н.в.})$ от $Q_{н.в.}$ и $P(\sum Q_{н.в.})$ от $\sum Q_{н.в.}$.

Таблица 4.2.4

Средние значения параметров $Q_{н.в.}$, $\sum Q_{н.в.}$ (т) и вероятностно-статистические модели

Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
I класс	II класс				
Радиальное бурение					
9466±2800	2433±1294	1.06/2.64	$P(Q_{н.в.}) = 0,487 + 0,000002 * Q_{н.в.}$	530-16512	0,488-0,520
24609±8049	5987±3924	1.17/3.312	$P(\sum Q_{н.в.}) = 0,458 + 0,000002 * \sum Q_{н.в.}$	272-49142	0,458-0,540
Кислотная обработка					
10007±2910	3290±1835	1.032/3.54	$P(Q_{н.в.}) = 0,494 + 0,000001 * Q_{н.в.}$	609-16380	0,495-0,511
31700±9770	8459±5068	1.27/4.61	$P(\sum Q_{н.в.}) = 0,436 + 0,851 * \sum Q_{н.в.}$	272-49142	0,437-0,559

На рис. 4.2.5 представлены зависимости $P(Q_{н.н.})$ от $Q_{н.н.}$ и $P(\sum Q_{н.н.})$ от $\sum Q_{н.н.}$. В табл. 4.2.5 представлены модели. Зависимости для технологий сопоставимы и аналогичны представленной для технологии ГРП. С увеличением значений $Q_{н.н.}$ и $\sum Q_{н.н.}$ эффективность технологий на объекте разработки увеличивается. Влияние на эффективность технологии КО слабое, так как диапазон вероятностей 0,489-0,521 д. ед. незначительный. Для достижения $q_{н.факт}^{КО/РБ} > 3$ (5) т/сут следует подбирать скважины $20000\text{т} / 100000\text{т} < Q_{н.н.}, \sum Q_{н.н.}$.

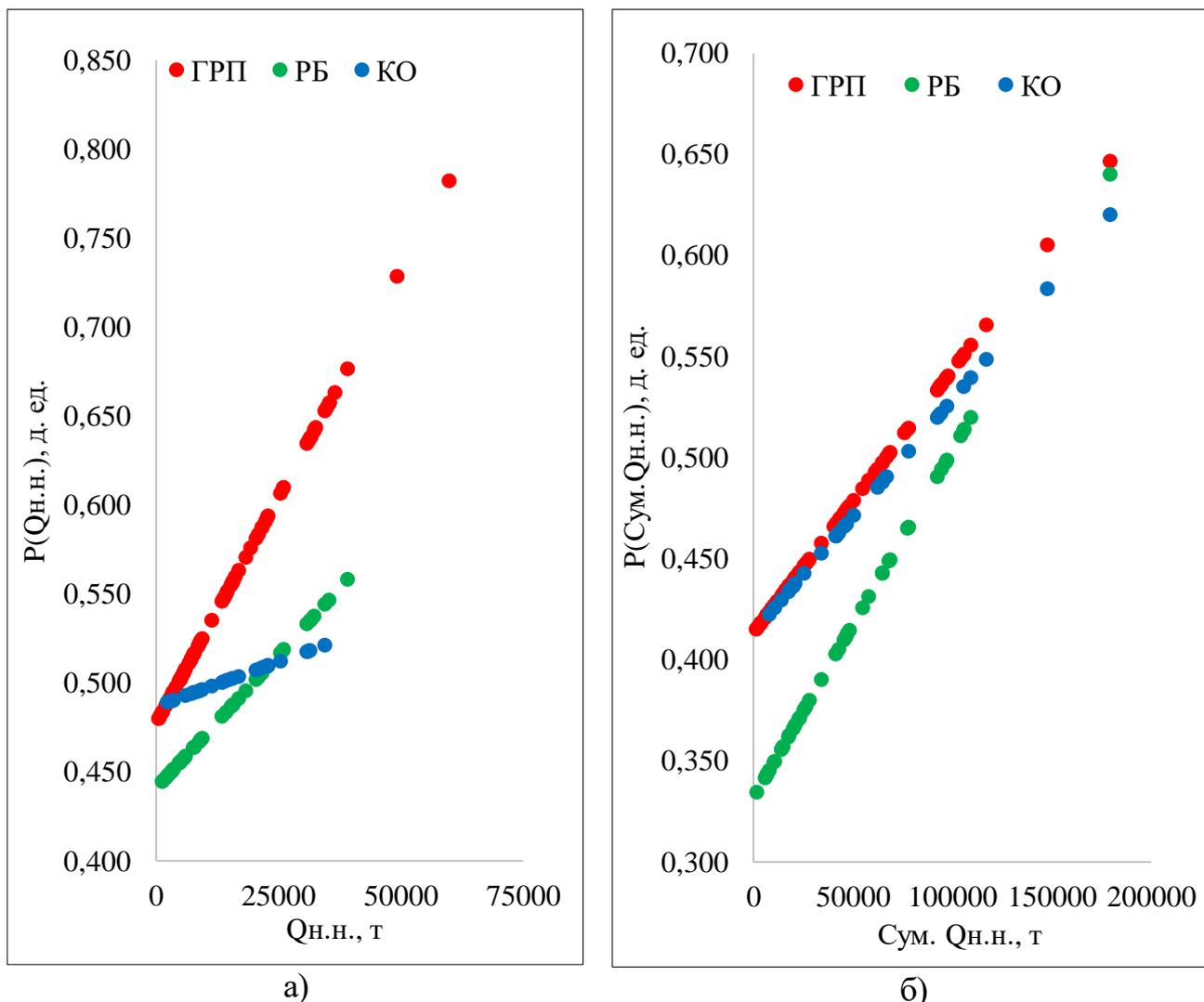


Рис. 4.2.5. Зависимости $P(Q_{н.н.})$ от $Q_{н.н.}$ и $P(\sum Q_{н.н.})$ от $\sum Q_{н.н.}$.

Таблица 4.2.5

Средние значения параметров $Q_{н.н.}$, $\sum Q_{н.н.}$ (т) и вероятностно-статистические модели

Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
I класс	II класс				
Радиальное бурение					
24635±6299	5422±2383	1.25/3.41	$P(Q_{н.н.}) = 0,441 + 0,000003 * Q_{н.н.}$	1281-39146	0,445-0,558
81498±24174	19160±8607	1.91/4.78	$P(\sum Q_{н.н.}) = 0,331 + 0,000002 * \sum Q_{н.н.}$	1914-179586	0,335-0,640
Кислотная обработка					
25862±4471	9343±3989	1.06/4.074	$P(Q_{н.н.}) = 0,487 + 0,000001 * Q_{н.н.}$	2311-34499	0,489-0,521
107592±22560	35121±16212	1.467/6.027	$P(\sum Q_{н.н.}) = 0,413 + 0,887 * \sum Q_{н.н.}$	8141-179586	0,423-0,620

На рис. 4.2.6 представлены зависимости $P(H_{абс})$ от $H_{абс}$ и $P(\overline{H_{абс}})$ от $\overline{H_{абс}}$. В табл. 4.2.6 представлены модели. Если $H_{абс}$ на эффективность технологии ГРП оказывает слабое влияние, то на эффективность технологий РБ и КО влияние значительное. Для технологий РБ и КО: чем меньше абсолютная глубина залегания пласта, тем больше эффективность. Для достижения $q_{н.факт}^{КО/РБ} > 3$ (5) т/сут следует подбирать скважины-кандидаты $H_{абс}, \overline{H_{абс}} < 860$ м.

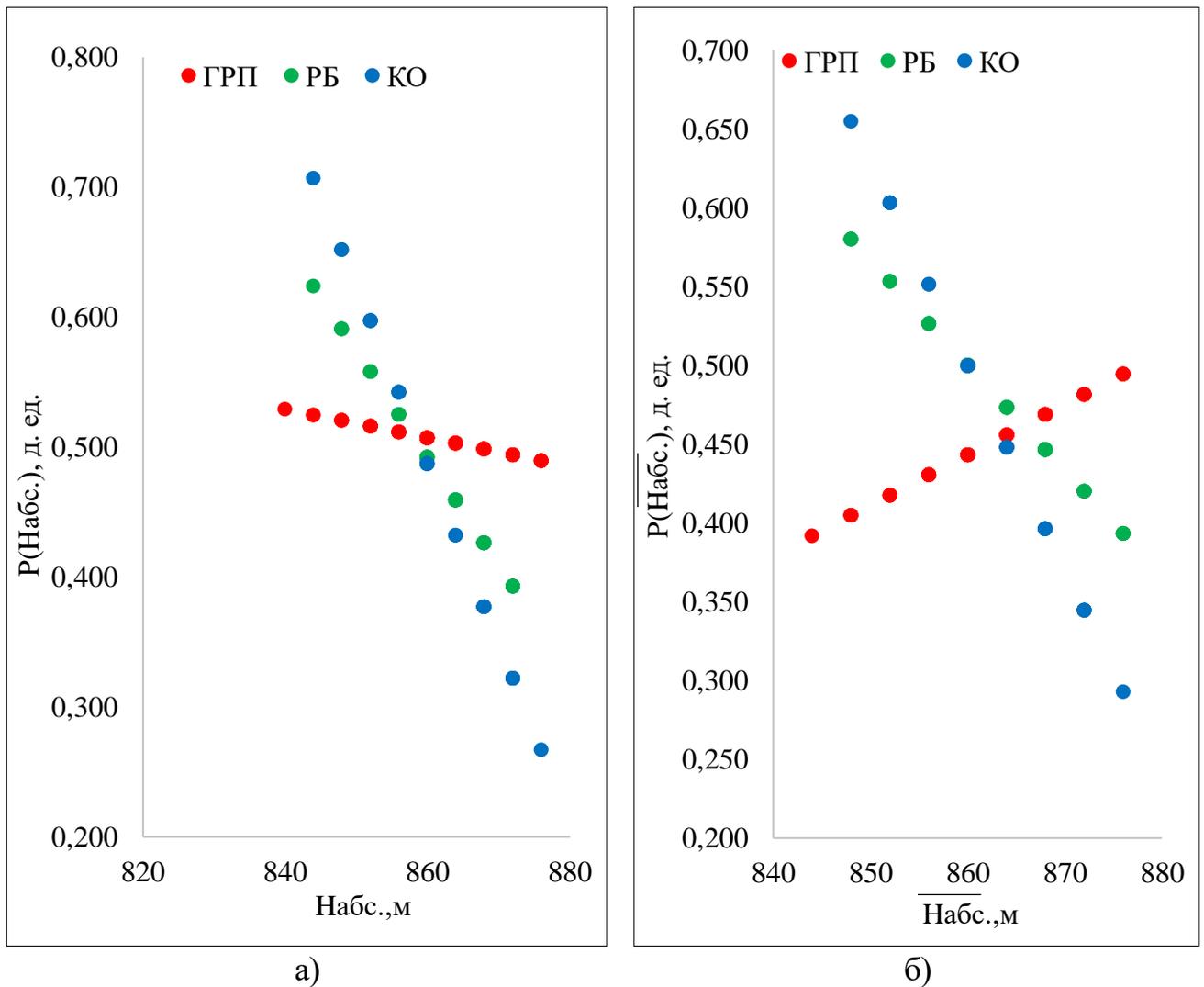


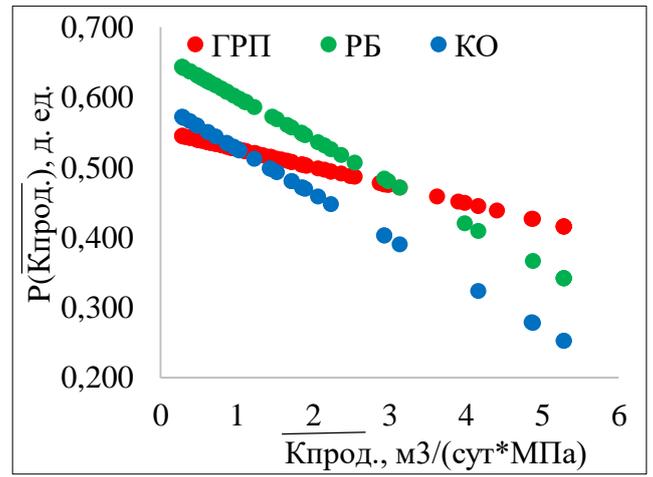
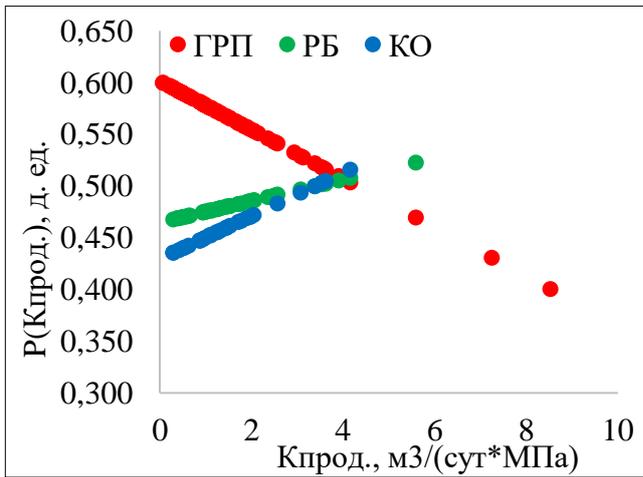
Рис. 4.2.6. Зависимости $P(H_{абс})$ от $H_{абс}$ и $P(\overline{H_{абс}})$ от $\overline{H_{абс}}$

Таблица 4.2.6

Средние значения параметров $H_{абс}$, $\overline{H_{абс}}$ (м) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс	t_p/χ^2			
РБ	857±5	867±3	-1.587/4.299	$P(H_{абс}) = 3,571 - 0,004 * H_{абс}$	844-872	0,393-0,624
	857±4	870±4	-1.475/4.001	$P(\overline{H_{абс}}) = 6,233 - 0,006 * \overline{H_{абс}}$	845-876	0,393-0,580
КО	855±4	868±2	-2.645/7.447	$P(H_{абс}) = 3,571 - 0,004 * H_{абс}$	844-876	0,267-0,707
	859±4	870±2	-2.265/7.270	$P(\overline{H_{абс}}) = 11,618 - 4,040 * \overline{H_{абс}}$	845-876	0,293-0,655

На рис. 4.2.7 представлены зависимости $P(K_{прод})$ от $K_{прод}$ и $P(\overline{K_{прод}})$ от $\overline{K_{прод}}$. В табл. 4.2.7 представлены модели. Высокая начальная продуктивность $K_{прод}$ пласта, вскрытого в скважине, отрицательно влияет на эффективность технологии ГРП, но положительно влияет на эффективность технологий РБ и КО. Высокие значения продуктивности, характеризующие район залежи $\overline{K_{прод}}$, отрицательно влияют на эффективность всех тех технологий, так как вероятности снижаются.



а) б)
Рис. 4.2.7. Зависимости $P(K_{\text{прод}})$ от $K_{\text{прод}}$ и $P(\overline{K_{\text{прод}}})$ от $\overline{K_{\text{прод}}}$

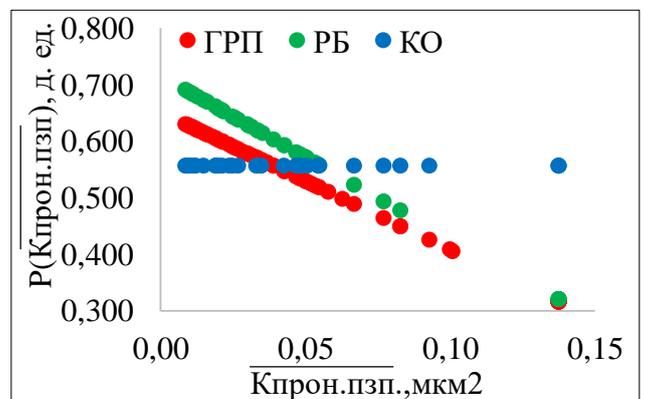
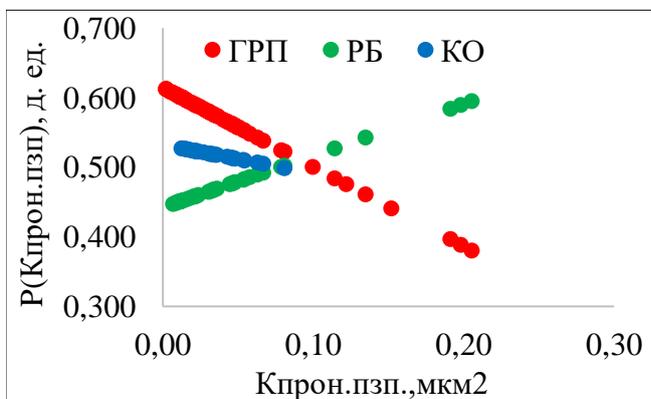
Таблица 4.2.7

Средние значения параметров $K_{\text{прод}}$, $\overline{K_{\text{прод}}}$ ($\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
РБ	$2,7 \pm 0,8$	$0,9 \pm 0,3$	1.118/3.02	$P(K_{\text{прод}}) = 0,465 + 0,010 * K_{\text{прод}}$	0,3-5,6	0,468-0,523
	$0,7 \pm 0,3$	$3,0 \pm 1,2$	-1.88/4.69	$P(\overline{K_{\text{прод}}}) = 0,660 - 0,060 * \overline{K_{\text{прод}}}$	0,3-5,3	0,342-0,643
КО	$2,7 \pm 0,9$	$0,8 \pm 0,3$	1.185/4.42	$P(K_{\text{прод}}) = 0,429 + 0,021 * K_{\text{прод}}$	0,3-4,2	0,435-0,516
	$0,7 \pm 0,3$	$3,4 \pm 1,3$	-2.24/6.73	$P(\overline{K_{\text{прод}}}) = 0,661 - 0,0602 * \overline{K_{\text{прод}}}$	0,3-5,3	0,252-0,572

На рис. 4.2.8 представлены зависимости $P(K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}})$ от $K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$ и $P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}})$ от $\overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}}$.

В табл. 4.2.8 представлены модели. Высокая проницаемость призабойной зоны пласта $K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$ отрицательно влияет на эффективность технологий КО и ГРП, но положительно влияет на эффективность технологии РБ. В соседних скважинах высокая $\overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}}$ положительно влияет только на эффективность технологии КО.



а) б)
Рис. 4.2.8. Зависимости $P(K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}})$ от $K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$ и $P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}})$ от $\overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}}$

Таблица 4.2.8

Средние значения параметров $K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$, $\overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}}$ (мкм²) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
РБ	0,10±0,05	0,02±0,01	1.329 /3.81	$P(K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,442 + 0,741 * K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,007-0,206	0,447-0,595
	0,026±0,01	0,091±0,03	-2.15 /4.98	$P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}}) = 0,716 - 2,880 * \overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}}$	0,009-0,138	0,320-0,691
КО	0,02±0,006	0,052±0,01	-1.05 /3.89	$P(K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}) = 0,532 - 0,412 * K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}$	0,013-0,081	0,499-0,527
	0,084±0,03	0,08±0,032	0.998 /3.02	$P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}}) = 0,557 + 0,000 * \overline{K_{\text{прон}}^{\text{ПЗП}}}$	0,009-0,138	0,557-0,557

На рис. 4.2.9 представлены зависимости $P(m)$ от m и $P(\overline{m})$ от \overline{m} . В табл. 4.2.9 представлены модели. Высокая пористость коллектора m скважин положительно влияет на эффективность всех технологий, но в районе залежи высокая \overline{m} отрицательно влияет их эффективность. Для достижения $q_{\text{н.факт}}^{\text{КО/РБ}} > 3$ (5) т/сут следует подбирать скважины с параметрами $m > 14\%$ и $\overline{m} < 15\%$.

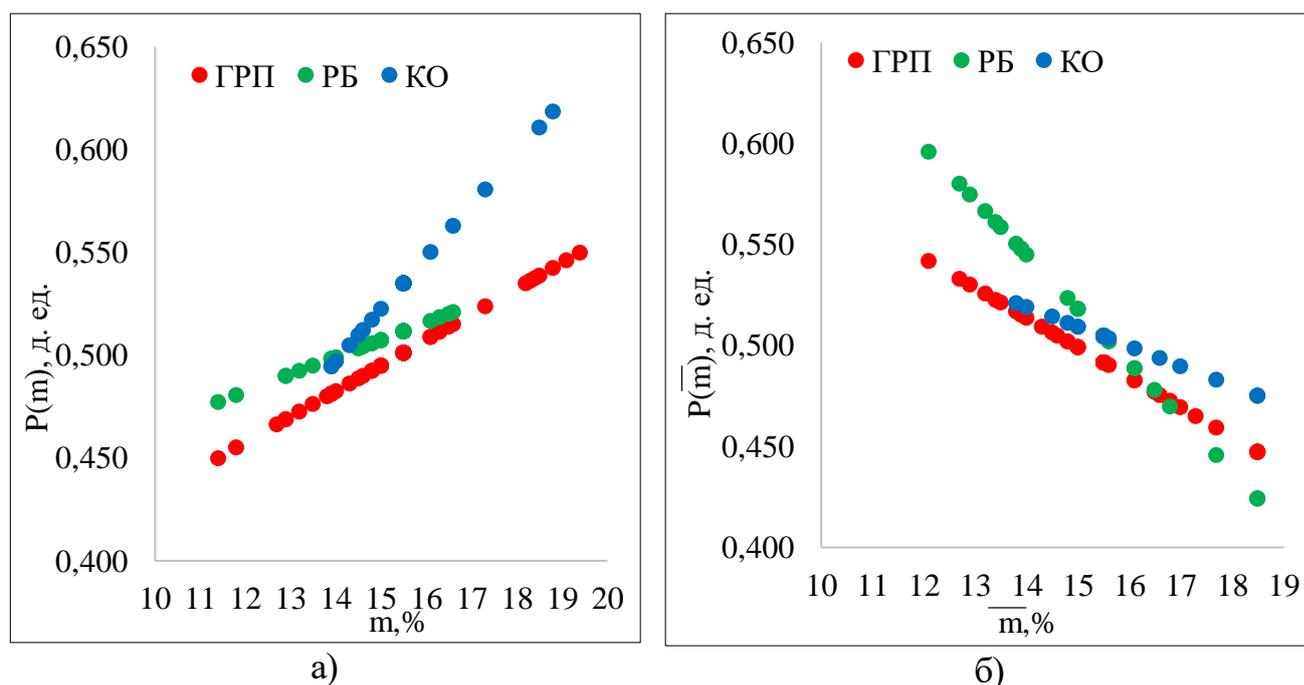
Рис. 4.2.9. Зависимости $P(m)$ от m и $P(\overline{m})$ от \overline{m}

Таблица 4.2.9

Средние значения параметров m , \overline{m} (%) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
РБ	15,7±0,3	14,4±1,0	1.09/2.82	$P(m) = 0,381 + 0,008 * m$	11-17	0,477-0,521
	14,5±1,0	16,2±0,9	-1.41/3.90	$P(\overline{m}) = 0,921 - 0,027 * \overline{m}$	12-19	0,424-0,596
КО	16,4±1,0	15,2±0,5	1.25/4.78	$P(m) = 0,143 + 0,025 * m$	14-19	0,495-0,618
	15,2±0,4	16,8±1,1	-1.09/4.25	$P(\overline{m}) = 0,656 + 0,663 * \overline{m}$	14-19	0,475-0,521

На рис. 4.2.10 представлены зависимости $P(\gamma)$ от γ и $P(\bar{\gamma})$ от $\bar{\gamma}$. В табл. 4.2.10 представлены модели. Высокая пьезопроводность γ , замеренная в скважине, отрицательно влияет на эффективность технологий ГРП и РБ. Вероятностные значения величины пьезопроводности γ для технологии КО расположены в узком диапазоне 0,498-0,511 д. ед., то есть данный параметр не оказывает влияние на ее эффективность. Высокие значения $\bar{\gamma}$, замеренные в район залежи, оказывают положительное влияние на эффективность технологий РБ и КО.

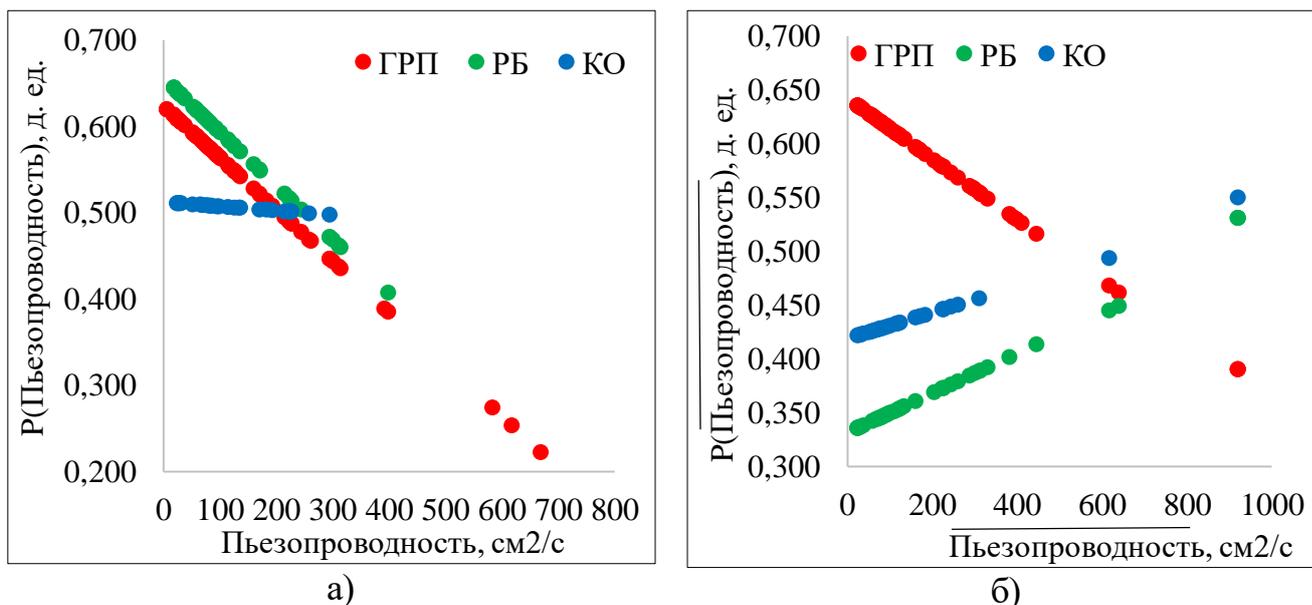


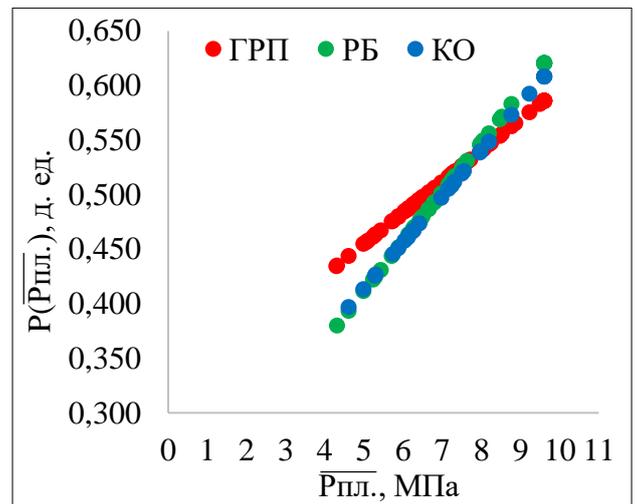
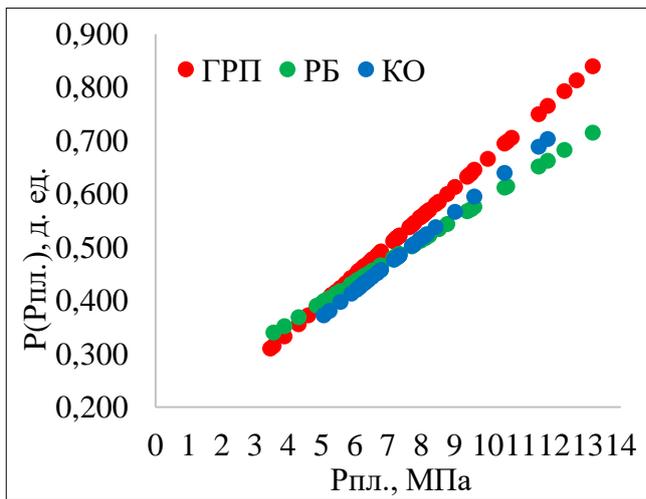
Рис. 4.2.10. Зависимости $P(\gamma)$ от γ и $P(\bar{\gamma})$ от $\bar{\gamma}$

Таблица 4.2.10

Средние значения параметров γ , $\bar{\gamma}$ ($\text{см}^2/\text{с}$) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
РБ	48±21	202±75	-1.58/4.39	$P(\gamma) = 0,656 - 0,0006 * \gamma$	18-398	0,408-0,645
	400±232	68±28	1.56/4.10	$P(\bar{\gamma}) = 0,338 + 0,00021 * \bar{\gamma}$	24-920	0,336-0,531
КО	75±31	221±23	-1.02/3.36	$P(\gamma) = 0,512 - 0,00005 * \gamma$	25-920	0,498-0,511
	337±186	74±26	1.303/4.9	$P(\bar{\gamma}) = 0,417 + 0,0001 * \bar{\gamma}$	24-1082	0,422-0,550

На рис. 4.2.11 представлены зависимости $P(P_{пл.})$ от $P_{пл.}$ и $P(\bar{P}_{пл.})$ от $\bar{P}_{пл.}$. В табл. 4.2.11 представлены модели. Увеличение пластового давления повышает эффективность выполнения всех технологий на объекте разработки. Степень влияния по технологиям сопоставимы между собой (табл. 4.2.11). Пластовое давление, замеренное в окружающих скважинах, также оказывает влияние на эффективность технологий РБ и КО. Для $q_{н.факт}^{КО/РБ} > 3$ (5) т/сут следует подбирать скважины с $\bar{P}_{пл.} > 7$ МПа.



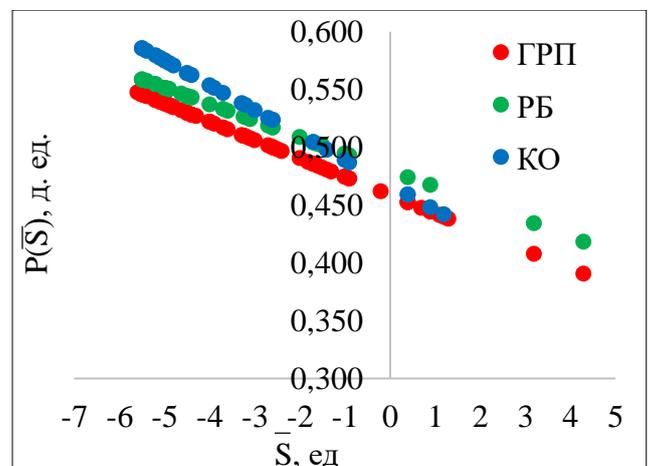
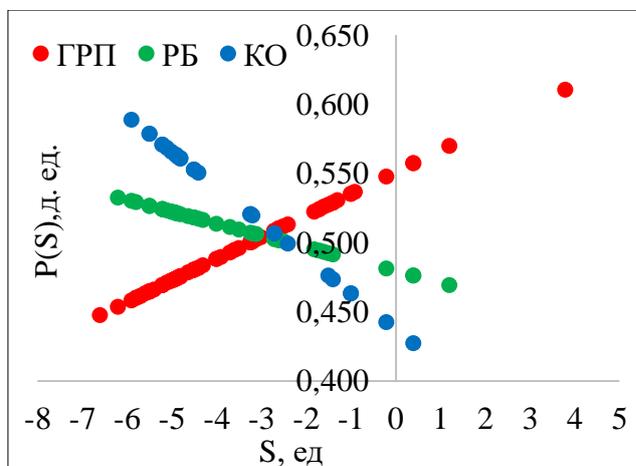
а) б)
Рис. 4.2.11. Зависимости $P(P_{пл.})$ от $P_{пл.}$ и $P(\overline{P_{пл.}})$ от $\overline{P_{пл.}}$.

Таблица 4.2.11

Средние значения параметров $P_{пл.}$, $\overline{P_{пл.}}$ (МПа) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс	t_p/χ^2			
РБ	9,1±1,5	5,8±0,7	2.108/5.08	$P(P_{пл.}) = 0,199 + 0,039 * P_{пл.}$	3,6-13,2	0,339-0,715
	8,6±0,8	6,1±0,6	1.63/4.49	$P(\overline{P_{пл.}}) = 0,184 + 0,045 * \overline{P_{пл.}}$	4,3-9,6	0,380-0,620
КО	9,2±1,3	6,4±0,6	1.887/6.91	$P(P_{пл.}) = 0,124 + 0,049 * P_{пл.}$	5,1-11,8	0,373-0,703
	8,9±0,7	6,3±0,7	1.531/6.20	$P(\overline{P_{пл.}}) = 0,202 + 1,480 * \overline{P_{пл.}}$	4,6-9,6	0,397-0,608

На рис. 4.2.12 представлены зависимости $P(S)$ от S и $P(\overline{S})$ от \overline{S} . В табл. 4.2.12 представлены модели. Для технологий РБ и КО в скважинах с приростом дебита нефти $q_{н.факт}^{КО/РБ} < 3$ (5) т/сут характерны отрицательные значения скин-фактора -3 д. ед. $< S$. В соседних скважинах аналогичная зависимость -1 д. ед. $< \overline{S}$. Диапазон изменения вероятностей для технологий одинаков $0,426 / 0,441 - 0,588 / 0,585$ д. ед.

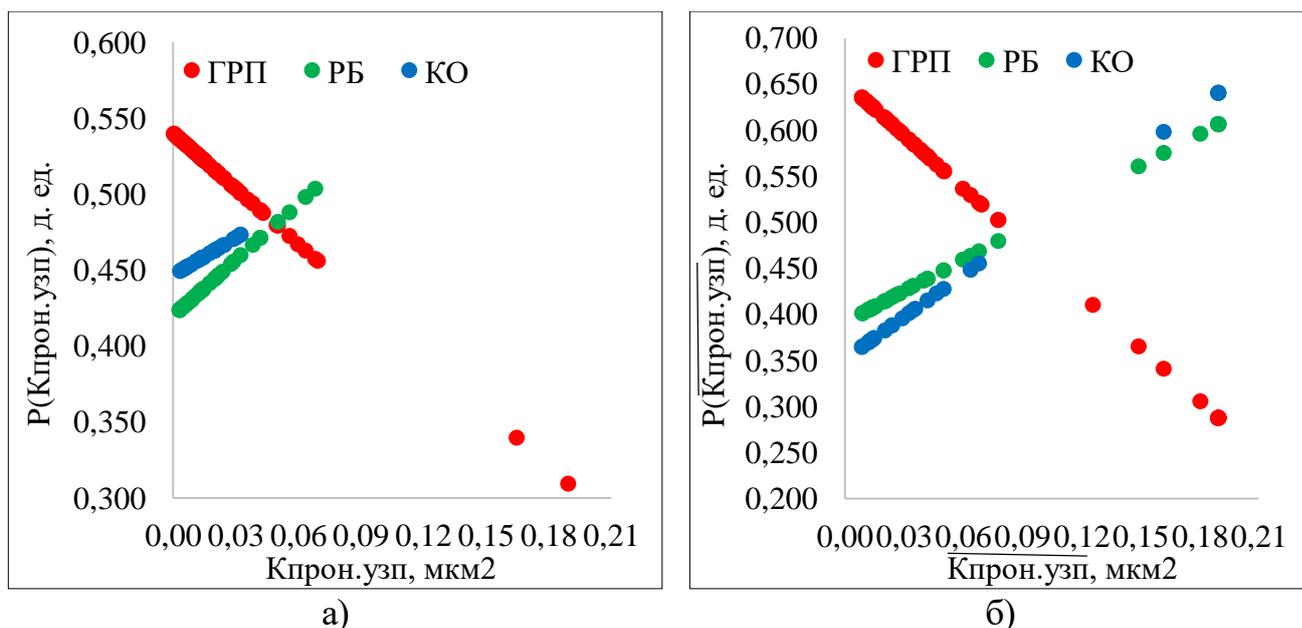


а) б)
Рис. 4.2.12. Зависимости $P(S)$ от S и $P(\overline{S})$ от \overline{S}

Средние значения параметров S , \bar{S} (ед.) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
РБ	-5,2±0,3	-2,4±1,4	-1.13/3.1	$P(S) = 0,479 - 0,009 * S$	-6,2-1,2	0,469-0,532
	-5,0±0,3	-1,6±1,6	-1.33/3.71	$P(\bar{S}) = 0,437 - 0,026 * \bar{S}$	-5,5-4,3	0,426-0,588
КО	-4,8±0,5	-1,7±1,0	-1.37/5.62	$P(S) = 0,480 - 0,014 * S$	-5,9-0,4	0,427-0,558
	-4,5±0,7	-0,9±1,2	-1.32/5.13	$P(\bar{S}) = 0,467 - 0,0215 * \bar{S}$	-5,5-1,2	0,441-0,585

На рис. 4.2.13 представлены зависимости $(K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}})$ от $K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$ и $P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}})$ от $\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$. В табл. 4.2.13 представлены модели. Для технологий РБ и КО в скважинах с приростом дебита нефти $q_{\text{н.факт}}^{\text{КО/РБ}} > 3$ (5) т/сут характерны высокие значения $K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}} > 0,050$ мкм². В соседних скважинах аналогичная зависимость $\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}} > 0,080$ мкм². Высокие значения проницаемости удаленной зоны положительно влияют на эффективность технологий РБ и КО и отрицательно влияют на эффективность пропантного ГРП.

Рис. 4.2.13. Зависимости $(K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}})$ от $K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$ и $P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}})$ от $\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$ Средние значения параметров $K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$, $\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$ (мкм²) и вероятностно-статистические модели

Выборки	Характеристики		Критерий разделения t_p/χ^2	Модель первого уровня	Диапазон использования модели	Область варьирования вероятностей
	I класс	II класс				
РБ	0,030±0,014	0,008±0,003	1.18/3.22	$P(K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}) = 0,419 + 1,229 * K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$	0,003-0,068	0,423-0,503
	0,110±0,066	0,015±0,003	1.51/4.20	$P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}) = 0,391 + 1,136 * \overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$	0,009-0,190	0,401-0,606
КО	0,025±0,005	0,010±0,004	1.05/3.71	$P(K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}) = 0,446 + 0,819 * K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}$	0,004-0,033	0,449-0,473
	0,112±0,066	0,018±0,007	1.75/6.56	$P(\overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}) = 0,351 - 0,792 * \overline{K_{\text{прон}}^{\text{УЗП}}}$	0,009-0,190	0,364-0,640

Предварительные условия выбора скважин для применения технологий РБ и КО располагаются в пределах от 0,5 до 1 д. ед. ($P(N) \geq 0,5$). Значение вероятности $P(N) = 0,5$ д. ед. соответствует минимальному значению, $P(N) \rightarrow 1$ максимальному. Для достижения $q_{н.прогноз}^{РБ} = 5$ т/сут, $q_{н.прогноз}^{КО} = 3$ т/сут скважины на верейском объекте разработки должны соответствовать предварительным условиям выбора скважин (табл. 4.2.14). Дополнительно учитываются наличие остаточных извлекаемых запасов и техническое состояние эксплуатационной колонны.

Таблица 4.2.14

Критерии применения технологий ГРП, РБ, КО

№№	Параметры	ГРП	РБ	КО
Геологические				
1	Коэф. пористости, m , %	15,0<	15,0<	15,0<
2	Коэф. продуктивности, $K_{прод}$, $M^3/(сут*МПа)$	<4,0	4,0<	<1,5
3	Коэф. проницаемости ближней зоны пласта, $K_{прон}^{ПЗП}$, мкм ²	<0,100	0,100<	<0,060
4	Коэф. проницаемости удаленной зоны пласта, $K_{прон}^{УЗП}$, мкм ²	<0,040	0,050<	0,050<
5	Коэф. пьезопроводности, γ , см ² *с	<200	<250	<200
6	Скин-фактор, S , ед	-3<	<-3	<-3
7	Данные гамма каротажа, GK , мкр/час	<2,5	<2,5	<2,5
8	Данные нейтронногамма каротажа, NGK , усл. ед	2,0<	3,0<	3,0<
9	Эффективная нефтенасыщенная толщина, $h_{эф}$, м	4,2<	4,4<	4,4<
10	Абсолютная отметка залегания кровли, $H_{абс}$, м	<860	<860	<860
Технологические				
11	Пластовое давление до ГРП, $P_{пл}$, МПа	7,0<	<	<
12	Накопленная добыча нефти на момент выполнения ГРП, $Q_{н.н.}$, т	1800<	20000<	20000<
13	Накопленная добыча воды на момент выполнения ГРП, $Q_{н.в.}$, т	4000<	7500<	7500<
Геологические параметры по скважинам окружения				
14	Коэф. пористости, \bar{m} , %	<15,0	<16	<16
15	Коэф. продуктивности, $\bar{K}_{прод}$, $M^3/(сут*МПа)$	<2,0	<2,5	<1,4
16	Коэф. проницаемости ближней зоны пласта, $\bar{K}_{прон}^{ПЗП}$, мкм ²	<0,050	<0,070	0,050<
17	Коэф. проницаемости удаленной зоны пласта, $\bar{K}_{прон}^{УЗП}$, мкм ²	<0,080	0,090<	0,090<
18	Коэф. пьезопроводности, $\bar{\gamma}$, см ² *с	<450	800<	600<
19	Скин-фактор, \bar{S} , ед	-2<	<-1	<-1
20	Данные гамма каротажа, \bar{GK} , мкр/час	<2,5	<2,7	<2,7
21	Данные нейтронногамма каротажа, \bar{NGK} , усл. ед	2,0<	2,6<	1,8<
22	Эффективная нефтенасыщенная толщина, $\bar{h}_{эф}$, м	3,5<	3,7<	3,7<
23	Абсолютная отметка залегания кровли, $\bar{H}_{абс}$, м	875<	<860	<860
Технологические параметры по скважинам окружения				
24	Пластовое давление до ГРП, $\bar{P}_{пл}$, МПа	6,0<	7,0<	7,0<
25	Суммарная накопленная добыча нефти по району скважины на момент выполнения ГРП, $\sum Q_{н.н.}$, т	65000<	100000<	80000<
26	Суммарная накопленная добыча воды по району скважины на момент выполнения ГРП, $\sum Q_{н.в.}$, т	22000<	20000<	20000<

Для разработки моделей второго уровня и комплексирования индивидуальных вероятностей в единую систему использован принцип, основанный на применении условной комплексной вероятности – $P_K^{РБ}$ и $P_K^{КО}$. Наиболее эффективные сочетания вероятностей приведены в табл. 4.2.15-4.2.16. Максимальное влияние на эффективность технологий РБ и КО оказывают параметры $P(\overline{GK})$ и $P(P_{пл.})$. При добавлении m условия дополняются параметрами $P(\overline{K_{прод}})$ и $P(\overline{P_{пл.}})$. На завершающем шаге условия дополняются $P(\overline{m})$, $P(\overline{S})$, $P(Q_{н.н.})$, $P(K_{прон}^{УЗП})$. Возможно предположить, что эффективность технологий РБ и КО контролируется одинаковыми геолого-технологическими условиями. Формирование параметров сопоставимо между собой. Аналогично рис. 3.2.15 вероятности для I класса по технологиям увеличиваются, а для второго класса снижаются. На рис. 4.2.14 представлены зависимости $P_K^{РБ}$, $P_K^{КО}$ от m для технологий РБ и КО.

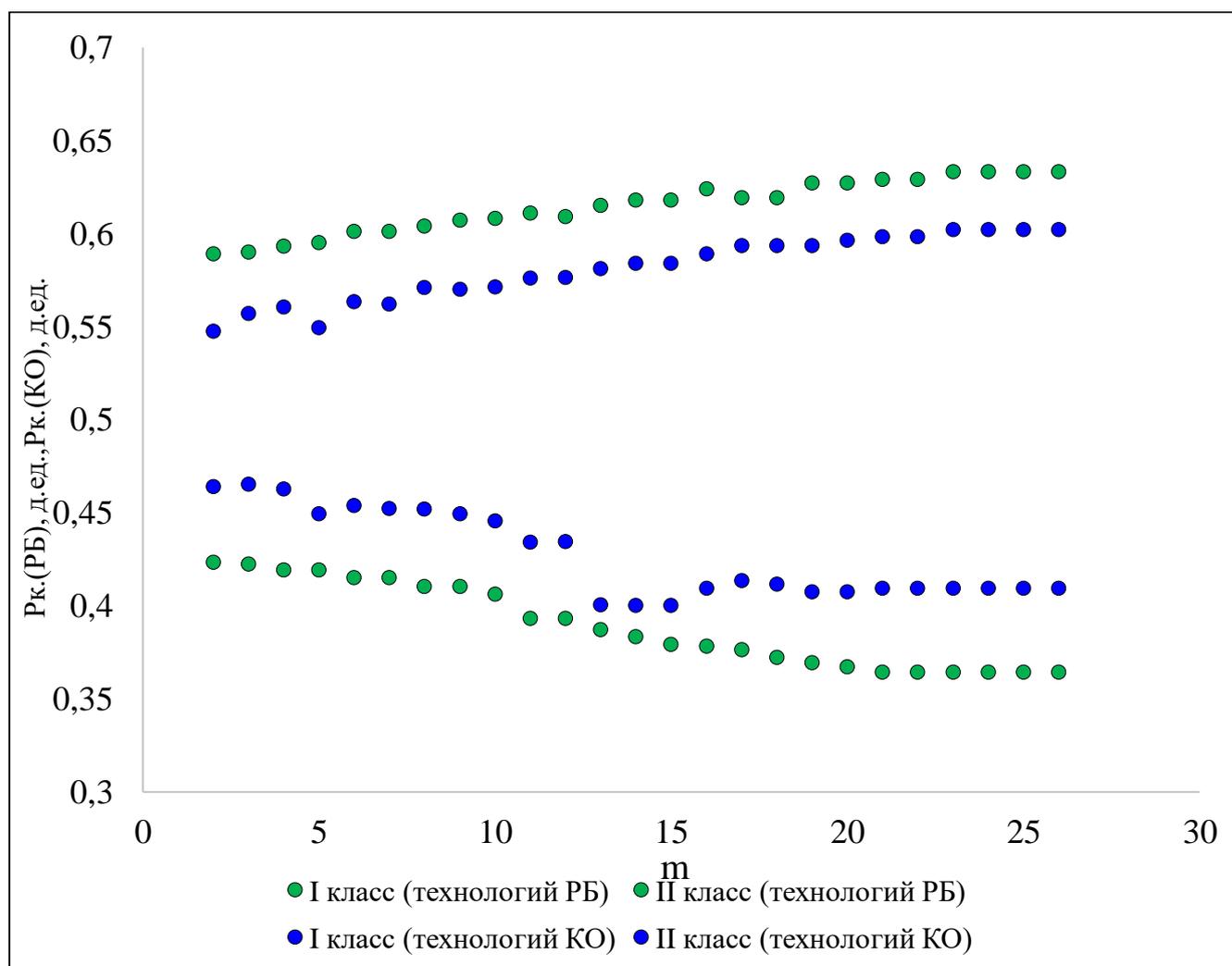


Рис. 4.2.14. Зависимости P_K от m для технологий РБ и КО

Сочетание вероятностей, вычисленных по геолого-технологическим показателям для технологии РБ

Показатели	Сочетание вероятностей – $R_{комп}$																									
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
\overline{GK}	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
$P_{пл.}$	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
$K_{прон}^{ПЗП}$		+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
\overline{NGK}			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
$\sum Q_{н.н.}$				+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
$K_{прод}$					+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
\overline{GK}						+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
$P_{пл.}$							+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
γ								+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
$H_{абс}$									+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
$K_{прон}^{УЗП}$										+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
γ											+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
$\overline{H_{абс}}$												+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
\overline{m}													+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
$K_{прон}^{ПЗП}$														+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
\overline{S}															+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
$h_{эф}$																+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
$\overline{h_{эф}}$																	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
$Q_{н.н.}$																		+	+	+	+	+	+	+	+	
$Q_{н.в.}$																			+	+	+	+	+	+	+	
$K_{прон}^{УЗП}$																				+	+	+	+	+	+	
S																					+	+	+	+	+	
$K_{прод}$																						+	+	+	+	
\overline{NGK}																							+	+	+	
m																								+	+	
$\sum Q_{н.н.}$																									+	
7,0 т/сут<QH.грп	0,561	0,568	0,571	0,573	0,579	0,579	0,582	0,585	0,586	0,589	0,587	0,593	0,596	0,596	0,602	0,597	0,597	0,605	0,605	0,607	0,607	0,611	0,611	0,611	0,611	
QH.грп<7,0 т/сут	0,475	0,474	0,471	0,471	0,467	0,467	0,462	0,462	0,458	0,445	0,445	0,410	0,410	0,410	0,420	0,420	0,418	0,414	0,414	0,416	0,416	0,416	0,416	0,416	0,416	
t ₁₋₂	1,76772	2,61126	2,54069	3,81369	3,43552	3,5887	3,42349	3,85427	3,85401	3,62765	3,61576	3,48884	3,50678	3,50685	3,60264	3,57272	3,56082	3,58486	3,58493	3,60902	3,60909	3,63322	3,6333	3,63337	3,63345	
p ₁₋₂	0,004	0,004	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	

Сочетание вероятностей, вычисленных по геолого-технологическим показателям для технологии КО

Показатели	Сочетание вероятностей – $R_{комп}$																								
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
\overline{GK}	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$H_{абс}$	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$\overline{H_{абс}}$		+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$h_{эф}$			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$P_{пл.}$				+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$K_{прод}$					+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$K_{прон}^{УЗП}$						+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$\overline{h_{эф}}$							+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$\overline{P_{пл.}}$								+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$\sum Q_{н.н.}$									+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
\overline{NGK}										+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
S											+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
GK												+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
NGK													+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
\overline{S}														+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$\overline{\gamma}$															+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
m																+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$\sum Q_{н.н.}$																	+	+	+	+	+	+	+	+	+
$K_{прод}$																		+	+	+	+	+	+	+	+
\overline{m}																			+	+	+	+	+	+	+
$Q_{н.н.}$																					+	+	+	+	+
$K_{прон}^{ПЗП}$																						+	+	+	+
$K_{прон}^{УЗП}$																							+	+	+
$Q_{н.в.}$																								+	+
γ																									+
$K_{прон}^{ПЗП}$																									+
7,0 т/сут<QH.грп	0,547	0,557	0,560	0,549	0,563	0,562	0,571	0,570	0,571	0,576	0,576	0,581	0,584	0,584	0,589	0,593	0,593	0,593	0,596	0,598	0,598	0,602	0,602	0,602	0,602
QH.грп<7,0 т/сут	0,46365	0,46492	0,46253	0,44927	0,4535	0,45212	0,4516	0,44923	0,44529	0,43396	0,43419	0,400	0,400	0,400	0,409	0,413	0,411	0,407	0,407	0,409	0,409	0,409	0,409	0,409	0,409
t ₁₋₂	2,49	2,03597	1,91372	4,56616	3,65117	3,99575	3,60094	4,62348	4,60194	4,04833	3,97137	3,67229	3,71211	3,71695	3,94274	3,86224	3,82035	3,87351	3,87368	3,92933	3,92469	3,98015	3,98032	3,9805	3,9805
P ₁₋₂	0,005	0,005	0,005	0,005	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002

4.3 Прогнозирование среднесуточного прироста дебита нефти по геолого-технологическим параметрам для технологий РБ и КО и выбор скважин

Прогнозные значения $q_{н.прогноз}^{КО}$, $q_{н.прогноз}^{РБ}$ рассчитаны с использованием $P_K^{РБ}$, $P_K^{КО}$ при m от 2 до 26 для геолого-технологических параметров. Например, прогнозные модели для выборок скважин 2014-2021 гг. имеют вид:

$$q_{н.прогноз}^{КО} = 4,1 + 1,1 * P_{K_{m=4}}^{КО} - 5,49 * P_{K_{m=9}}^{КО} + 1,2 * P_{K_{m=12}}^{КО} \quad (4,3,1)$$

$$q_{н.прогноз}^{РБ} = 4,04 + 2,3 * P_{K_{m=4}}^{РБ} - 6,1 * P_{K_{m=7}}^{РБ} + 4,1 * P_{K_{m=13}}^{РБ} \quad (4,3,2)$$

Графики сравнения прогнозных и фактических значений обучающей выборки 2014-2021 гг. представлены на рис. 4.3.1 и 4.3.2. Коэффициенты корреляции по технологиям РБ и КО составляют 0,69-0,78 д. ед.

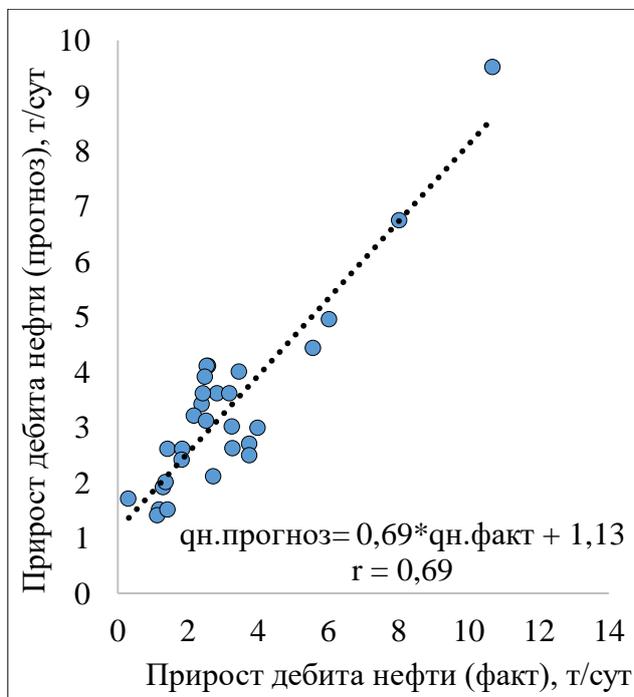


Рис. 4.3.1. Сопоставление прогнозных и фактических значений приростов дебитов нефти для технологии КО

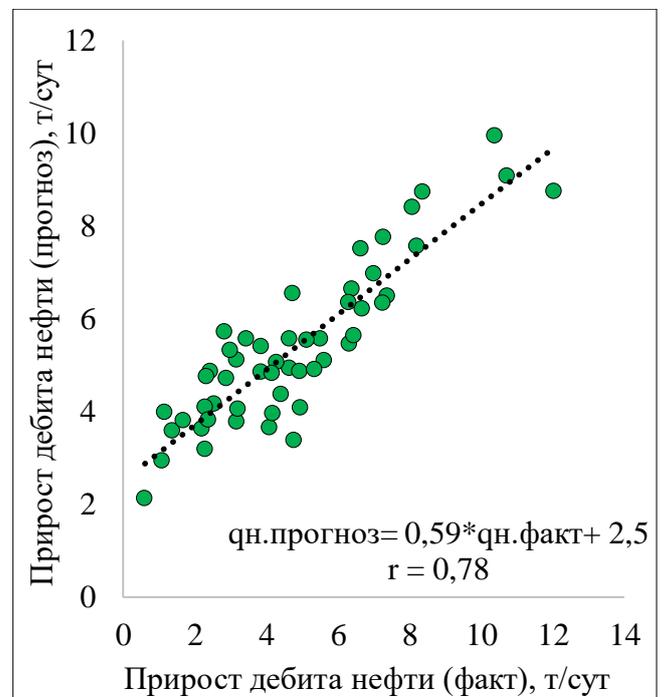


Рис. 4.3.2. Сопоставление прогнозных и фактических значений приростов дебитов нефти для технологии РБ

Схемы прогноза эффективности технологий КО и РБ для достижения $q_{н.прогноз}^{РБ} = 5$ т/сут, $q_{н.прогноз}^{КО} = 3$ т/сут представлены на рис. 4.3.3 и 4.3.4. На рисунках продемонстрирована площадная зональность в распределении эффективности технологий РБ и КО. Вероятность достижения среднесуточных приростов дебитов нефти соответствует значению $P \geq 0,5$ д. ед.

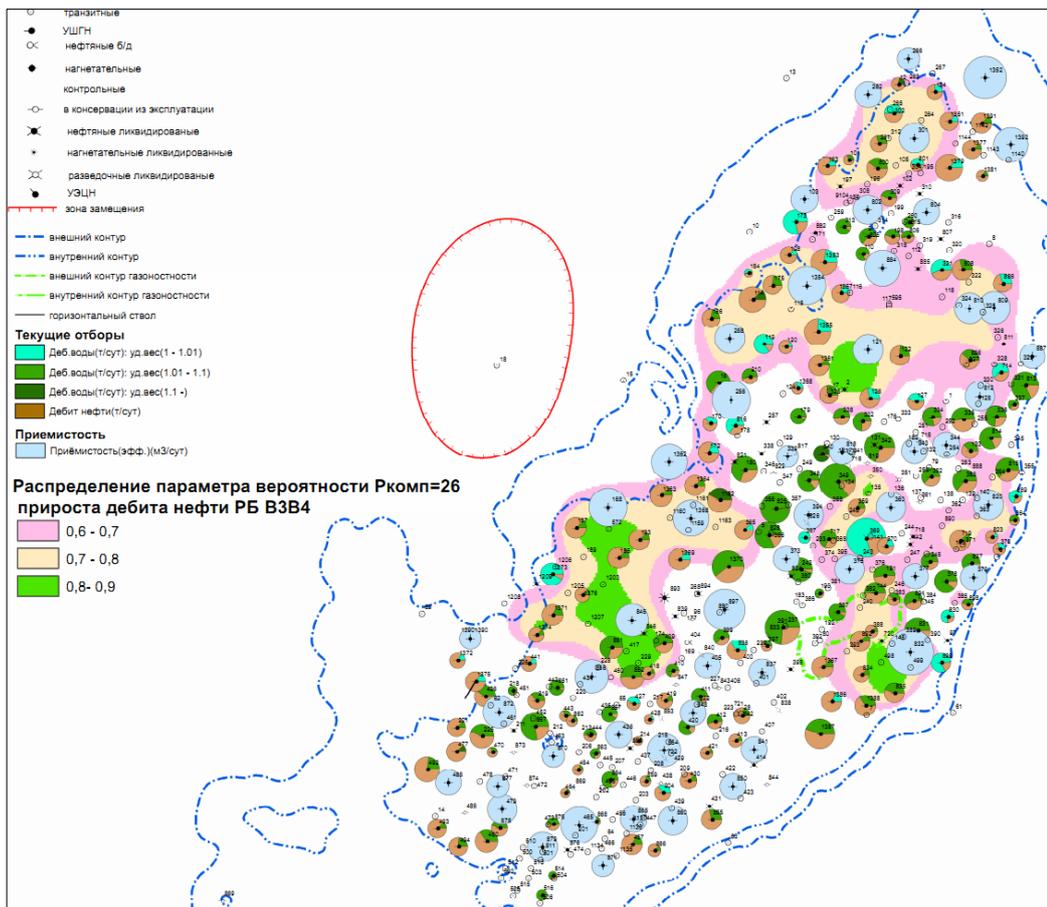


Рис. 4.3.3. Схема прогноза эффективности технологии РБ

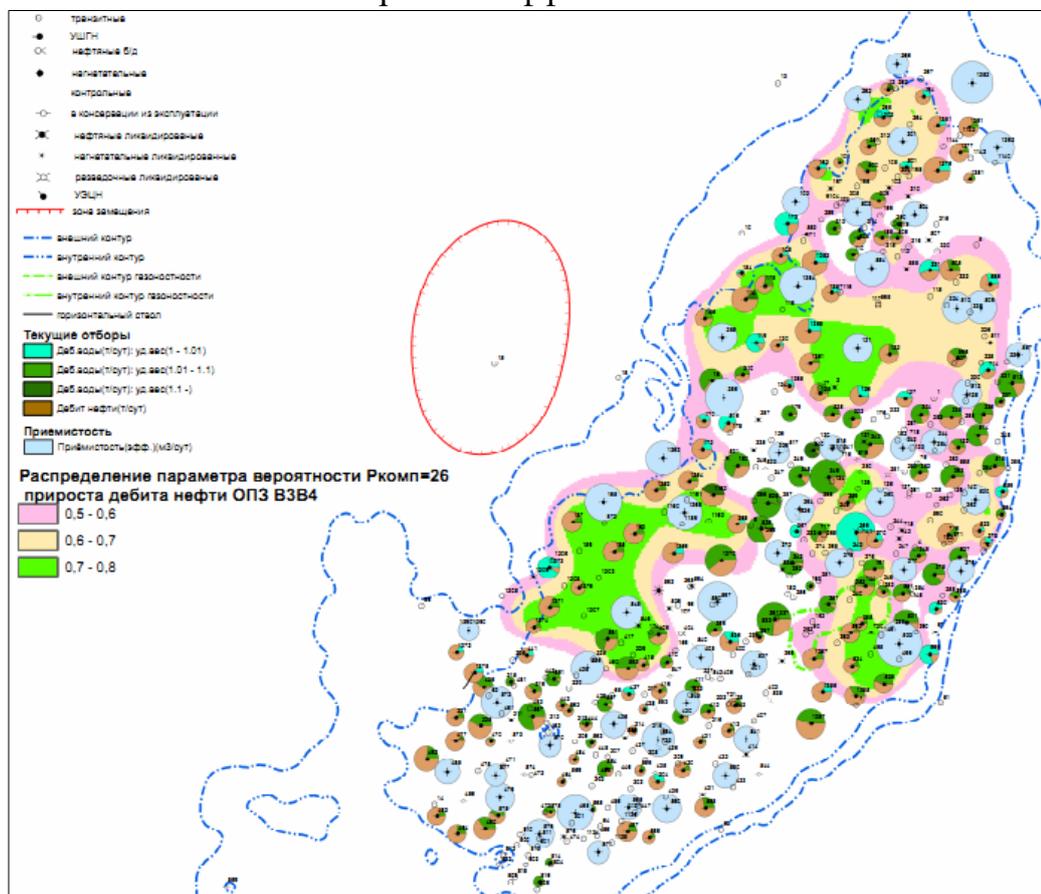


Рис. 4.3.4. Схема прогноза эффективности технологии КО

На основе комплексных вероятностно-статистических моделей второго уровня для рассматриваемых ГТМ разработана единая модель третьего уровня. Значения комплексных вероятностей для моделей, построенных для различных ГТМ, использованы для вычисления единой комплексной вероятности по формуле (4,3,3):

$$P_K^{\text{ГТМ}} = \frac{P_K^{\text{ГРП}} * P_K^{\text{РБ}} * P_K^{\text{КО}}}{P_K^{\text{ГРП}} * P_K^{\text{РБ}} * P_K^{\text{КО}} + \prod(1 - P_K^{\text{ГРП}})(1 - P_K^{\text{РБ}})(1 - P_K^{\text{КО}})}, \quad (4,3,3)$$

где $P_K^{\text{ГРП}}$, $P_K^{\text{РБ}}$, $P_K^{\text{КО}}$ – комплексные вероятности, полученные для оценки эффективности ГРП, РБ и КО, соответственно. Для анализа влияния совокупности значений $P_K^{\text{ГРП}}$, $P_K^{\text{РБ}}$, $P_K^{\text{КО}}$ на $q_{\text{н.факт}}^{\text{ГТМ}}$ построены многомерные регрессионные модели с помощью ПРА. Все скважины с выполненными операциями пропантного ГРП, РБ и КО расположены по значениями приростов дебитов нефти от $q_{\text{н.факт}}^{\text{min}} \rightarrow q_{\text{н.факт}}^{\text{max}}$. Всего разработано 128 моделей. Динамика значений $P_K^{\text{ГТМ}}$ представлена на рис. 4.3.5 и на таблице 4.3.1.

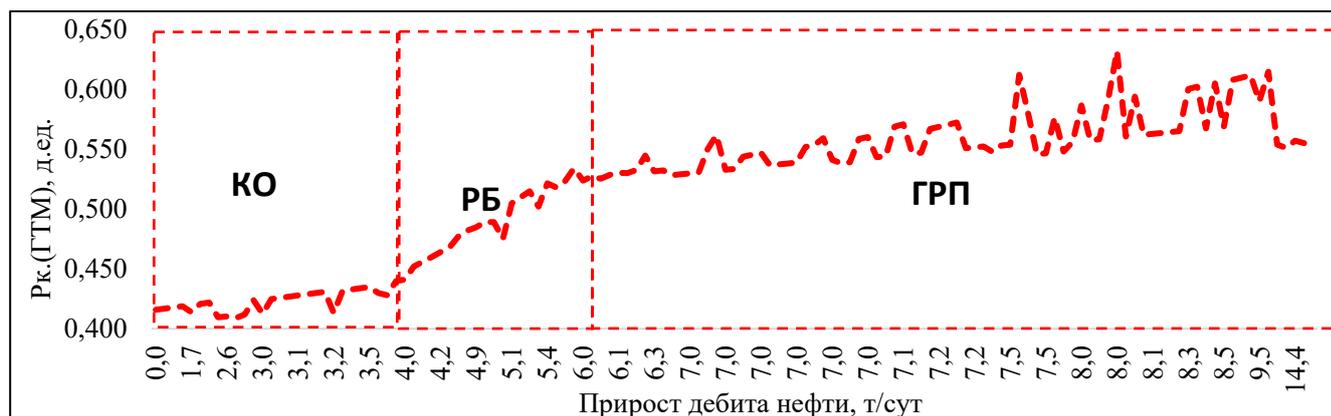


Рис. 4.3.5. График изменения $P_K^{\text{ГТМ}}$ в зависимости от приростов дебитов нефти

При повышении значений приростов дебитов нефти происходит увеличение значений $P_K^{\text{ГТМ}}$ по очень изменчивой траектории. Демонстрируется, что при формировании значений $q_{\text{н.факт}}^{\text{ГТМ}} < 4,0$ т/сут комплексный показатель $P_K^{\text{ГТМ}}$ характеризуется низкими значениями на уровне 0,45 д. ед. Формирование более высоких значений приростов дебитов в диапазоне $4,0 < q_{\text{н.факт}}^{\text{ГТМ}} < 6,0$ т/сут повышает значения $P_K^{\text{ГТМ}}$ от 0,44 до 0,54 д. ед. Более высокие значения приростов $q_{\text{н.факт}}^{\text{ГТМ}} > 6,0$ т/сут характеризуются значениями $P_K^{\text{ГТМ}}$ 0,54 – 0,64 д. ед [23].

В таблице 4.3.1 отмечается, что формирование значений $P_K^{ГТМ}$ происходило в основном за счет $P_K^{ГРП}$. Анализ построенных моделей показывает, что вероятность $P_K^{ГРП}$ при вычислении значений $P_K^{ГТМ}$ использовалась 103 раза, вероятность $P_K^{РБ}$ 32 и вероятность $P_K^{КО}$ 39 раз. На первых шагах в интервале 0-3,6 т/сут участвовали только значения вероятности $P_K^{КО}$. Далее при включении в анализ значений $q_{н.факт}^{ГТМ} > 3,9$ т/сут были включены и вероятности $P_K^{РБ}$. Отметим, что значения $P_K^{КО}$ были использованы по тем скважинам, где $q_{н.факт}^{ГТМ} < 5,1$ т/сут. Данные по $P_K^{РБ}$ участвовали в построении моделей для прогноза значений $P_K^{ГТМ}$ до величины 6,3 т/сут. При $q_{н.факт}^{ГТМ} > 6,5$ т/сутки для построения моделей прогноза значений $P_K^{ГТМ}$ использованы только $P_K^{ГРП}$. Совместно данные по $P_K^{РБ}$ и $P_K^{ГРП}$ использовались 30 раз в диапазоне 4-6,3 т/сут. Совместно данные по $P_K^{КО}$, $P_K^{РБ}$ и $P_K^{ГРП}$ использовались 13 раз в диапазоне 4-5,1 т/сут. На основании вычисленной $P_K^{ГТМ}$ выполнен расчет для всего эксплуатационного фонда скважин объекта [23].

Таблица 4.3.1

Значения коэффициентов для приростов дебитов нефти

$q_{н.факт}^{ГТМ}$, т/сут	a0	a1 ($P_K^{ГРП}$)	a2 ($P_K^{РБ}$)	a3 ($P_K^{КО}$)	$q_{н.факт}^{ГТМ}$, т/сут	a0	a1 ($P_K^{ГРП}$)	a2 ($P_K^{РБ}$)	a3 ($P_K^{КО}$)
1,0	-34,425	-	-	75	7,0	-13,65	38,72	-	-
1,7	-39,095	-	-	85	7,0	-13,22	37,85	-	-
1,9	-38,091	-	-	82,857	7,0	-12,75	36,88	-	-
2,0	-34,821	-	-	75,893	7,0	-12,24	35,85	-	-
2,0	-23,125	-	-	51,137	7,0	-11,72	34,79	-	-
2,6	-24,136	-	-	53,278	7,0	-11,19	33,72	-	-
2,8	-26,375	-	-	58,087	7,0	-10,66	32,64	-	-
2,9	-27,377	-	-	60,205	7,0	-10,14	31,58	-	-
3,0	-28,865	-	-	63,376	7,0	-9,96	31,29	-	-
3,0	-29,423	-	-	64,554	7,0	-9,43	30,23	-	-
3,0	-29,956	-	-	65,68	7,0	-9,26	29,93	-	-
3,0	-29,726	-	-	65,198	7,0	-9,08	29,64	-	-
3,0	-28,756	-	-	63,171	7,0	-8,56	28,59	-	-
3,1	-27,511	-	-	60,579	7,0	-8,06	27,58	-	-
3,1	-25,851	-	-	57,135	7,0	-7,58	26,61	-	-
3,1	-23,98	-	-	53,264	7,1	-7,18	25,81	-	-
3,2	-22,303	-	-	49,803	7,1	-6,79	25,03	-	-
3,2	-22,556	-	-	50,373	7,1	-6,42	24,28	-	-
3,2	-20,764	-	-	46,69	7,1	-6,05	23,55	-	-
3,5	-19,663	-	-	44,43	7,2	-5,75	22,95	-	-

3,5	-18,499	-	-	42,048	7,2	-5,46	22,37	-	-
3,5	-17,331	-	-	39,662	7,2	-5,17	21,79	-	-
3,6	-16,355	-	-	37,673	7,2	-4,89	21,23	-	-
3,9	-11,19	-	-9,78	37,19	7,2	-4,61	20,69	-	-
4,0	-5,04	-	-24,57	36,72	7,2	-4,35	20,16	-	-
4,0	0,0204	-10,904	-21,99	37,69	7,2	-4,09	19,65	-	-
4,0	0,045	-12,503	-20,42	37,71	7,2	-3,84	19,15	-	-
4,0	0,63	-12,62	-20,88	37,089	7,4	-3,61	18,77	-	-
4,1	1,18	-12,7	-21,29	36,48	7,5	-3,48	18,51	-	-
4,2	1,18	-14,22	-19,61	36,35	7,5	-3,34	18,24	-	-
4,7	1,01	-15,85	-17,35	36,13	7,5	-3,20	17,96	-	-
4,8	0,3	-15,73	-16,86	36,96	7,5	-3,06	17,68	-	-
4,8	6,34	-14,34	-29,41	36,14	7,5	-2,84	17,32	-	-
4,9	10,1	-12,92	-37,4	35,32	7,5	-2,64	16,97	-	-
5,0	11,92	-11,35	-41,61	34,45	7,5	-2,44	16,64	-	-
5,0	11,52	-12,79	-38,95	34,11	7,5	-2,25	16,32	-	-
5,0	10,98	-12,72	-38,59	34,75	7,9	-2,24	16,30	-	-
5,1	11,09	-12,57	-38,64	34,44	8,0	-2,24	16,30	-	-
5,1	19,71	-6,29	-26,81	-	8,0	-2,23	16,29	-	-
5,1	18,67	-6,72	-24,22	-	8,0	-2,21	16,24	-	-
5,4	17,89	-6,92	-22,37	-	8,0	-2,18	16,18	-	-
5,4	16,301	-6,74	-19,24	-	8,0	-2,14	16,10	-	-
5,4	12,36	-4,92	-13,022	-	8,0	-2,09	16,00	-	-
5,5	7,71	-4,23	-4,25	-	8,1	-2,05	15,94	-	-
5,8	0,901	-3,05	8,37	-	8,1	-2,01	15,86	-	-
6,0	-1,143	-1,85	11,403	-	8,1	-1,97	15,77	-	-
6,0	-8,93	-0,132	25,452	-	8,2	-1,94	15,71	-	-
6,0	-10,886	1,57	27,796	-	8,2	-1,90	15,63	-	-
6,0	-17,55	2,95	39,89	-	8,2	-1,85	15,55	-	-
6,1	-23,33	4,23	50,284	-	8,3	-1,82	15,49	-	-
6,1	-27,457	4,85	57,98	-	8,4	-1,80	15,45	-	-
6,1	-30,101	5,405	62,76	-	8,4	-1,78	15,40	-	-
6,2	-31,027	7,63	62,51	-	8,4	-1,75	15,34	-	-
6,3	-32,73	7,79	66,195	-	8,5	-1,73	15,31	-	-
6,3	-33,833	7,85	67,936	-	8,6	-1,72	15,29	-	-
6,5	-10,25	31,67	-	-	9,2	-1,80	15,45	-	-
7,0	-11,67	34,63	-	-	9,4	-1,90	15,65	-	-
7,0	-12,79	36,95	-	-	9,5	-1,60	15,16	-	-
7,0	-13,59	38,59	-	-	9,6	-1,72	15,40	-	-
7,0	-14,10	39,63	-	-	9,8	-1,40	14,90	-	-
7,0	-14,35	40,15	-	-	10,4	-1,05	14,34	-	-
7,0	-14,39	40,23	-	-	14,4	-1,88	15,93	-	-
7,0	-14,26	39,97	-	-	11,1	-2,17	16,49	-	-
7,0	-14,00	39,44	-	-	15,1	-3,00	18,07	-	-

Применение разработанной единой модели позволило выделить участки для эффективного применения ГТМ (рис. 4.3.6). Анализ полученной карты позволил выполнить предварительный выбор скважин-кандидатов для реализации мероприятия с обязательным учетом критериев эффективности ГТМ (исключение из перечня краевых скважин, участков с отсутствием рентабельных остаточных извлекаемых запасов, с наличием негерметичностей колонн и другим причинам). Выделяется 69 % скважин с высокой вероятностью получения плановых технологических показателей. В оставшемся фонде (31 %), расположенном в юго-восточной части залежи, необходимо рассматривать другие технологии интенсификации притока, так как данный район характеризуется ухудшенными геолого-промысловыми характеристиками.

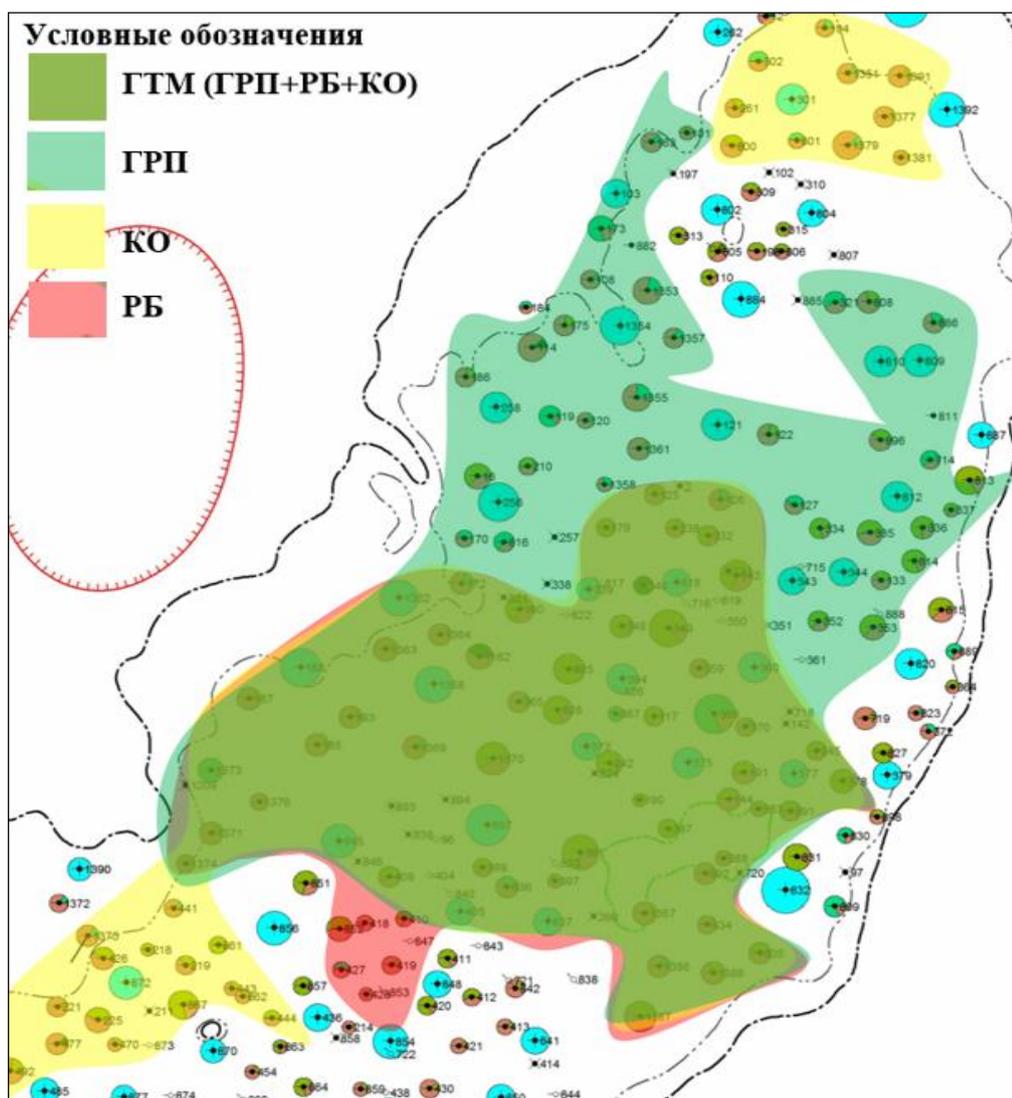


Рис. 4.3.6. Схема расположения первоочередных скважин-кандидатов для выполнения ГТМ

Основные выводы по главе 4

1. По верейскому объекту разработки впервые подобраны граничные условия применения технологий РБ и КО. Определены собственные наиболее влияющие параметры на эффективность технологий. Для подбора скважин дополнительно необходимо учитывать наличие остаточных извлекаемых запасов и техническое состояние эксплуатационной колонны скважин.

2. Выполнено разделение выборок в зависимости от эффективности выполненных операций РБ и КО. Статистически значимыми величинами являются $q_{н.прогноз}^{КО} = 3$ т/сут, $q_{н.прогноз}^{РБ} = 5$ т/сут. Формирование эффективности $q_{н.прогноз}^{КО} < 3$ т/сут $q_{н.прогноз}^{РБ} < 5$ т/сут происходит за счет индивидуальных геолого-технологических параметров. Формирование 3 т/сут $< q_{н.прогноз}^{КО}$, 5 т/сут $< q_{н.прогноз}^{РБ}$ происходит за счет параметров, характеризующих район залежи. Таким образом, эффективность технологий зависит от площадного расположения скважин. В отличие от технологии ГРП эффективность в значительной степени контролируется геологическими параметрами \overline{GK} , $h_{эф}$, \overline{NGK} , характеризующими глинистость, карбонатность и мощность пласта. Построены вероятностные схемы прогнозов 4.3.3 и 4.3.4, где наблюдается, что распространение зон эффективности для технологий РБ и КО сопоставимо между собой. Наибольшая эффективность характерна для западной, восточной и северной частей карбонатного объекта. Для технологии пропантного ГРП (рис. 3.4.7) характерно большее распространение зон эффективности, что указывает на более высокие потенциальные приросты дебитов нефти, как в центральной, так и в южной частях залежи.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

По итогам исследовательской работы получены следующие выводы:

1. Выполнена оценка информативности исходных геолого-промысловых материалов, позволившая определить основные геолого-технологические и технические параметры, влияющие на эффективность пропантного ГРП, РБ и КО. Параметры исследованы посредством пошагового регрессионного анализа, по результатам которого определены статистически значимые величины прироста дебита нефти, позволившие разделить выборки данных на классы для дальнейшего изучения с привлечением вероятностно-статистического метода.

2. Разработаны индивидуальные вероятностно-статистические модели геолого-технологических и технических параметров первого уровня для оценки эффективности проведения пропантного ГРП на тульском терригенном и пропантного ГРП, РБ и КО на верейском карбонатном объектах Батырбайского газонефтяного месторождения. Предложенные модели позволили сопоставить между собой параметры в едином безразмерном пространстве для оценки эффективности рассматриваемых технологий.

3. Разработаны комплексные вероятностно-статистические модели второго уровня, позволившие ранжировать геолого-технологические параметры по степени воздействия на эффективность пропантного ГРП, РБ и КО и установить критерии их применения на верейском карбонатном объекте. На основе моделей построены прогнозные схемы расположения первоочередных скважин-кандидатов для использования мероприятий, позволившие выявить зоны с индивидуальными сочетаниями геолого-технологических параметров, обеспечивающих различную эффективность воздействия на пласт. Кроме того, полученные комплексные модели второго уровня использованы для разработки единой модели, позволившей построить комплексную прогнозную схему приоритетного выбора скважин-кандидатов в рассматриваемых условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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.
2. Анализ эффективности применения пропантного гидроразрыва пласта в потенциально трещиноватых глинисто-карбонатных объектах / А. С. Вотинов, Е. С. Макаренков, К. А. Черный, С. В. Галкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 11 (347). – С. 68 – 72.
3. Анализ эффективности применения пропантного гидроразрыва пласта в потенциально трещиноватых глинисто-карбонатных объектах / А. С. Вотинов, Е. С. Макаренков, К. А. Черный, С. В. Галкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 11 (347). – С. 68 – 72.
4. Андронов, Ю. В. Применение нейронных сетей для прогнозирования эффективности гидравлического разрыва пласта (ГРП) / Ю. В. Андронов, А. В. Стрекалов // Нефтегазовое дело. – 2014. – Т. 12. № 2. – С. 64 – 68.
5. Андронов, Ю. В. Методика оперативной оценки перспективности скважин для методов интенсификации притока нефти с применением нейронных сетей и деревьев решений / Ю. В. Андронов // автореф. дис. ... канд. тех. наук. – М., 2019. 24 с.
6. Андронов, Ю. В. Применение нейронных сетей для прогнозирования эффективности геолого-технических мероприятий / Ю. В. Андронов // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов, посвященной 50-летию создания Тюменского индустриального института. – Тюмень. ТюмГНГУ. – 2013 – 420 с. – С. 200 – 203.
7. Благовещенский, Ю. Н. Тайны корреляционных связей в статистике / Ю. Н. Благовещенский // М.: Научная книга: ИНФРА-м. – 2009. – С. 158.
8. Бокс, Дж. Анализ временных рядов, прогноз и управление / Дж. Бокс, Г. М. Дженкинс // М.: Мир. – 1974. – С. 406.

9. Бушмелева, К. И. Аспекты машинного обучения в крупной компании нефтегазовой отрасли / К. И. Бушмелева, А. Н. Васильчук // Вестник кибернетики. – 2018. – № 1 (29).
10. Вайнмастер, П. И. Решение актуальных задач обработки данных в системах микросейсмического мониторинга гидроразрыва пластов / П. И. Вайнмастер // Математические структуры и моделирование. – 2018. – №3 (47). – С. 31 – 44.
11. Вирстюк, А. Ю. Применение регрессионного анализа для оценки эффективности работы нефтяных скважин с парафинистой нефтью / А. Ю. Вирстюк, В. С. Мишкина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2020. – Т. 331. – № 1. С. 117 – 124.
12. Внедрение новых технологий гидроразрыва пласта на карбонатных объектах месторождений ПАО АНК «Башнефть» / С. Е. Здольник, Ю. В. Некипелов, М. А. Гапонов, А. Е. Фоломеев // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 92 – 95.
13. Воеводкин, В. Л. Прогнозирование дебитов нефти при технико-экономическом обосновании проектов освоения и поисков месторождений территории ВКМКС / В. Л. Воеводкин, С. В. Галкин, В. В. Поплыгин // Нефтепромысловое дело. – 2010. – №7. – С. 45 – 47.
14. Восстановление и повышение продуктивности добывающих скважин каширского и подольского объектов на одном из нефтяных месторождений Пермского края / А. С. Вотинов, С. А. Дроздов, В. Л. Мальшева, В. А. Мордвинов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 18., № 2. – С. 140 – 148.
15. Восстановление и повышение продуктивности добывающих скважин каширского и подольского объектов на одном из нефтяных месторождений Пермского края / А. С. Вотинов, С. А. Дроздов, В. Л. Мальшева, В. А. Мордвинов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 18. – № 2. – С. 140 – 148.
16. Вотинов, А. С. Опыт проведения технологии пропантного гидроразрыва пласта при разработке карбонатных залежей нефти Пермского края / А. С. Вотинов // Master's Journal. – 2019. – №2. – С. 26 – 32.

17. Габдрахманова, К.Ф. Уравнение регрессии как средство прогнозирования эффективности планирования повторного ГРП / К. Ф. Габдрахманова, И. Ю. Никифоров // В сборнике: Сборник научных трудов 43-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском. Материалы в 2-х томах. – 2016. – С. 233 – 241.

18. Галкин, В. И. Анализ использования статистических моделей прогноза эффективности пропантного ГРП для объектов с карбонатным и терригенным типом коллектора. / В. И. Галкин, С. А. Кондратьев, А. Н. Колтырин // Нефтепромысловое дело – 2017. – №9. – С. 18 – 23.

19. Галкин, В. И. Вероятностная оценка влияния факторов на эффективность применения геолого-технических мероприятий / В. И. Галкин, А. Н. Колтырин // Булатовские чтения: Материалы IV Международной научно-практической конф. / Краснодар, 2020. – С. 110 – 119.

20. Галкин, В. И. Вероятностно-статистическая оценка использования различных показателей для определения эффективности применения пропантного ГРП (на примере терригенного объекта Тл-Бб и карбонатного объекта ВЗВ4) / В. И. Галкин, А. С. Казанцев, А. Н. Колтырин // Нефтепромысловое дело. – 2018. – №2. – С. 26 – 33.

21. Галкин, В. И. Исследование и анализ методов определения эффективности применения технологии пропантного гидроразрыва пласта / В. И. Галкин, А. Н. Колтырин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 11. – С. 50 – 58.

22. 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.

23. Галкин, В. И. Обоснование прогнозной величины прироста дебита нефти после применения ГТМ с помощью статистического метода / В. И. Галкин, А. Н. Колтырин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 2. – С. 81 – 86.

24. Галкин, В. И. Прогнозирование эффективности геолого-технических мероприятий / В. И. Галкин, А. Н. Колтырин // Булатовские чтения: Материалы III Международной научно-практической конф. / Краснодар, 2019. – С. 42 – 51.

25. Галкин, В. И. Разработка вероятностно-статистических моделей для оценки эффективности применения пропантного гидравлического разрыва пласта (на примере объекта Тл-Бб Батырбайского месторождения) / В. И. Галкин, И. Н. Пономарева, А. Н. Колтырин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 17. – № 1. – С. 37 – 49.

26. Галкин, В. И. Анализ использования пошаговой регрессионной модели прогноза эффективности пропантного ГРП для терригенного объекта Тл-Бб // В. И. Галкин, А. С. Казанцев, А. Н. Колтырин // Нефтепромысловое дело, 2018. – №5. – С. 40 – 46.

27. Галкин, В. И. Исследование вероятностных моделей для прогнозирования эффективности технологии пропантного гидравлического разрыва пласта / Галкин В. И., Колтырин А. Н. // Записки Горного института. 2020. Т. 246. С. 650 – 659.

28. Галкин, В. И. Разработка методики прогнозирования технологических показателей работы скважин после применения геолого-технических мероприятий // Галкин В. И., Колтырин А. Н. // Нефтепромысловое дело, 2020. – №7(619). – С. 18 – 28.

29. Геологическое строение Камско-Кинельской впадины в связи с нефтегазоносностью и угленосностью Пермского области / С. А. Винниковский [и др.] // Геология и нефтегазоносность Камско-Кинельских прогибов. – Казань: изд. Казан. Ун-та. – 1970.

30. Геомеханическое моделирование направления и траектории развития трещин гидроразрыва пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов / А. Р. Давлетова, Г. Р. Бикбулатова, А. И. Федоров, А. Я. Давлетбаев // Научно-технический вестник ОАО "НК "Роснефть". – 2014. – № 1 (34). – С. 40 – 43.

31. Гнездов, А. В. О точности расчетов параметров трещин при гидроразрыве пласта / Гнездов А. В. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2010. – № 3. – С. 395 – 397.

32. Гуськова, И. А. Новый подход к оценке гидравлического разрыва пласта / И. А. Гуськова, А. А. Рыбаков // В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан. Альметьевский государственный нефтяной институт. – 2016. – С. 362 – 365.
33. Девис, Дж. С. Статистический анализ данных в геологии / Дж. С. Девис – М.: Недра, 1990. – Кн. 1. – 319 с.
34. Девис, Дж. С. Статистический анализ данных в геологии / Дж. С. Девис – М.: Недра, 1990. – Кн. 2. – 426 с.
35. Девис, Дж. Статистика и анализ геологических данных / Дж. Девис – М.: Мир, 1977. – 353 с.
36. Дементьев, Л. Ф. Зачем геологу-нефтянику математика и компьютеры / Л. Ф. Дементьев, Ю. В. Шурубор // Москва: Недра. – 1991.
37. Дементьев, Л. Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии: учебное пособие для вузов / Л. Ф. Дементьев // Москва: Недра. – 1983.
38. Джуриная, Ю. А. Применение комплекса исследований для определения геометрии трещин ГРП на месторождениях ОАО "Сургутнефтегаз" / Ю. А. Джуриная // Научный обозреватель. – 2017. – № 7 (79). – С. 48 – 50.
39. Дрейпер, Н. Прикладной регрессионный анализ / Н. Дрейпер, Г. Смит – М.: Издательский дом «Вильямс». – 2007.
40. Дюкова, М. В. Обоснование критерия прогнозирования увеличения дебита скважины по нефти после ГРП на примере девонских отложений Ромашкинского месторождения / М. В. Дюкова // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 4. – С. 20 – 26.
41. Дюкова, М. В. Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта по принципу Парето в условиях девонской залежи Ромашкинского месторождения / М. В. Дюкова // Недропользование XXI век. – 2017. – №6. – С. 88 – 95.
42. Дюкова, М. В. Обоснование критерия прогнозирования увеличения дебита скважины по нефти после ГРП на примере девонских отложений Ромашкинского месторождения / М. В. Дюкова // НТЖ. Инженер-нефтяник. – 2017. – № 4. – С. 20 – 26.

43. Егoшин, А. В. Анализ и прогнозирование сложных стохастических сигналов на основе методов ведения границ реализаций динамических систем: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2009. – С. 19.

44. Ерофеев, А. А. Определение эффективности геолого-технических мероприятий по увеличению продуктивности скважин / А. А. Ерофеев, И. Н. Пономарева, В. А. Мордвинов // Научные исследования и инновации. – 2010. – Т. 4 – № 2 – С. 22 – 26.

45. 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.

46. Желтов, Ю. П. Деформация горных пород / Ю. П. Желтов // – М.: Недра, 1966. – С. 195.

47. Закиев, Б. Ф. Применение статистических методов анализа оперативных данных телеметрии для выработки решений по управлению закачкой в системе ППД / Б. Ф. Закиев, О. В. Денисов // Инженерная практика. – № 6 – 7. – 2015. – 1220 с.

48. Иванов, С. А. Анализ эффективности заводнения ряда объектов разработки ТПП «Когалымнефтегаз» / С. А. Иванов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ» – 2008. – №8. – С. 58 – 61.

49. Иванов, С. А. Построение статистических моделей прогноза ГРП по геолого-технологическим показателям / С. А. Иванов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2009. – №10. – С. 46 – 50.

50. Иванов, С. А. Прогноз эффективности ГРП по геолого-технологическим показателям / С. А. Иванов, В. И. Галкин, А. В. Растегаев // Известия вузов. Нефть и газ. – Тюменский гос. нефтегазовый институт. – 2010. – №3. – С. 17 – 22.

51. Ивахненко, А. Г. Обзор задач, решаемых по алгоритмам Метода Группового Учета Аргументов (МГУА) / А. Г. Ивахненко // Group Method of Data Handling [электронный ресурс]. URL: <http://www.gmdh.net/articles/rus/obzor zad.pdf>

52. Кадочникова, Л. М. прогноз эффективности ГРП при различных геофизических характеристиках пластов / Л. М. Кадочникова, Г. Г. Некрасова, Р. А. Марусиченко, А. И. Елизаренко // Молодой ученый. – 2020. – № 4 (294). – С. 226 – 228.

53. Каневская, Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта / Р. Д. Каневская // М.: Недра, 1999. – С. 214.

54. Каневская, Р. Д. О влиянии направления трещин гидроразрыва на динамику обводнения скважин. / Р. Д. Каневская // Нефтяное хозяйство. – 1999. – №2. – С. 26 – 30.

55. Каневская, Р. Д. Оценка влияния гидроразрыва на дебит скважин в неоднородных коллекторах / Р. Д. Каневская // геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1999. – С. 26 – 28.

56. Каневская, Р. Д. Оценка эффективности гидроразрыва пласта при различных системах заводнения / Р. Д. Каневская, Р. М. Кац // Нефтяное хозяйство. – 1995. – №6. – С. 34 – 37.

57. Колтырин, А. Н. Исследование и анализ параметров, влияющих на эффективность технологии гидравлического разрыва пласта / А. Н. Колтырин // Геология в развивающемся мире: Сборник научных трудов по материалам XII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых / – Пермь, 2019. – С. 251– 253.

58. Колтырин, А. Н. Опыт применения пропантного ГРП на терригенном коллекторе / А. Н. Колтырин // Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 4. – С. 28 – 31.

59. Колтырин, А. Н. Повышение эффективности технологии ГРП на карбонатном типе коллектора / А. Н. Колтырин // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 10. – С. 28 – 30.

60. Колтырин, А. Н. Прогноз эффективности ГРП для карбонатного и терригенного коллектора / А. Н. Колтырин // Глобальные проблемы научной цивилизации, пути совершенствования: Материалы XV международной научно-практической конф. / Ставрополь, 2022. – С. 104 – 110.

61. Колтырин, А. Н. Прогнозирование эффективности гидравлического разрыва пласта с помощью статистического метода / А. Н. Колтырин // Дискуссии в области

гуманитарных, естественно-научных аспектов современности: Материалы XXXV Всероссийской научно-практической конф. / Симферополь, 2022. – С. 292 – 295.

62. Колтырин, А. Н. Прогнозирование эффективности технологии ГРП для верейского карбонатного комплекса / А. Н. Колтырин // Цифровизация современной науки: стратегии, инновации: Материалы XXXVII Всероссийской научно-практической конф. / Симферополь, 2022. – С. 211 – 219.

63. Колтырин, А. Н. Расчет дополнительной добычи нефти от применения технологии ГРП / А. Н. Колтырин // Мировые научные исследования современности: возможности и перспективы развития: Материалы XVI международной научно-практической конф. / Ростов-на-Дону, 2022. – С. 99 – 108.

64. Колтырин, А. Н. Разработка методики и оценка эффективности работоспособности вероятностно-статистических моделей для прогнозирования прироста дебита нефти в скважинах после проведения гидроразрыва пласта / Колтырин А. Н. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2022. – №4 (364). – С.49 – 58.

65. Коротков, С. А. Особенности проведения многостадийного гидроразрыва пласта в трещиноватых коллекторах / С. А. Коротков, А. В. Шпильман, О. В. Спирина // Бурение и нефть. – 2019. – № 2. – С. 38 – 41.

66. 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.

67. Кремер, Н. Ш. Теория вероятности и математическая статистика / Н. Ш. Кремер. – М.: Юнити. – Дана. – 2002. – 343 с.

68. Лагутин, М. Б. Наглядная математическая статистика / М. Б. Лагутин: Учебное пособие. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний. – 2007. – 472 с.

69. 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.

70. Майский, Р. А. Статистическая оценка взаимовлияния скважин при эксплуатации нефтяных месторождений с использованием метода Спирмена / Р. А. Майский, Т. Ф.

Шайхутдинов // В сборнике: Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием в 2-х томах. ответственный редактор: В. Ш. Мухаметшин. – 2019. – С. 95 – 98.

71. Медведский, Р. И. Определение коэффициента продуктивности скважин после проведения гидравлического разрыва пласта / Р. И. Медведский, А. В. Ишин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1999. – №1. – С. 49 – 52.

72. Мелкишев, О. А. Статистическое обоснование аналогов при вероятностной оценке плотности начальных суммарных ресурсов нефти (на примере визейского терригенного нефтегазового комплекса на территории Пермского края) / О. А. Мелкишев // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 6. – С. 48 – 51.

73. Методика определения забойного давления с использованием многомерных моделей / В. И. Галкин, И. Н. Пономарева, И. А. Черных и др. // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 1. – С. 40 – 43.

74. Митрофанова, М. В. Анализ результатов двукратного гидроразрыва пласта через добывающие скважины / М. В. Митрофанова // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина: сб. науч. ст. по проблемам нефти и газа. – М., 2013. – № 2 (271). – С. 54 – 63.

75. 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.

76. 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. – 40 с.

77. Назаренко, М. Ю. Недостижение плановой экономической эффективности нефтегазодобывающих проектов из-за отсутствия количественной оценки рисков и неопределенности / М. Ю. Назаренко, А. Б. Золотухин // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2020. – № 3 (17). – С. 75 – 80.

78. Назаренко, М. Ю. Применение машинного обучения для вероятностного прогнозирования добычи и расчета потенциальных извлекаемых запасов нефти / М. Ю. Назаренко, А. Б. Золотухин // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 9. – С. 109 – 113.

79. Назаренко, М. Ю. Применение промыслово-статистических моделей для прогнозирования добычи нефти, роста обводненности и расчета потенциальных извлекаемых запасов нефти / М. Ю. Назаренко, А. Б. Золотухин // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 7. – С. 6 – 11.

80. Насыбуллин, А. В. Влияние вязкости технологической жидкости на геометрию трещин гидроразрыва / А. В. Насыбуллин, О. В. Салимов, Р. З. Сахабутдинов, В. Г. Салимов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 4. – С. 29 – 34.

81. Насыров, И. И. Моделирование взаимодействия факторов, влияющих на эффективность операции гидроразрыва пласта / И. И. Насыров, Р. А. Майский // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017. сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х томах. – 2017. – С. 138 – 141.

82. Нафикова, Р. А. Геомеханическая модель в прогнозировании геометрии трещин при гидроразрыве / Р. А. Нафикова, Л. Р. Баязитова // В сборнике: Материалы 44-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – 2017. – С. 77 – 80.

83. Неполимерный регулятор вязкости (вязкоупругое поверхностно-активное вещество) для кислотно-пропантного гидроразрыва пласта/ А. В. Елсуков, А. И. Шипилов, Е. В. Крутихин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 10 (610). – С. 18 – 23.

84. О некоторых особенностях моделирования гидроразрыва пласта / И. В. Владимиров, Т. Ф. Манапов, А. Ф. Шакурова, А. В. Аржиловский // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 59 – 60.

85. Опыт выполнения гидроразрыва пласта на месторождениях Пермского края, республики Коми и Ненецкого автономного округа / А. В. Распопов, С. А. Кондратьев, Р. Р. Шарафеев, Д. В. Новокрещенных, С. А. Дроздов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 48 – 51.

86. Опыт проведения гидроразрыва пласта на месторождениях Пермского края и основные направления повышения его эффективности / Д. В. Антонов, С. А. Кондратьев, А. А. Жуковский, Т. С. Кочнева // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 3. – С. 70 – 72.

87. Опыт проведения пропантных гидроразрывов пласта без стадии мини-ГРП / Р. Р. Шарафеев, С. А. Кондратьев, Д. В. Новокрещенных, С. А. Дроздов, Е. Л. Ракитин, Д. И. Иванов, А. А. Аккужин // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 1 (625). – С. 24 – 29.
88. Опыт проведения пропантного гидроразрыва пласта в карбонатных коллекторах месторождений Пермского края / С. А. Кондратьев, А. А. Жуковский, Т. С. Кочнева, В. Л. Мальшева // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – № 6. – С. 23 – 26.
89. Особенности применения пропантно-кислотного гидроразрыва пласта на нефтяных месторождениях Республики Башкортостан / В. А. Грищенко, И. Р. Баширов, М. Р. Мухаметшин, В. Ф. Бильданов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 120 – 122.
90. Оценка степени взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин методом распознавания образов по истории их эксплуатации / Д. К. Сагитов, И. Р. Сафиуллин, В. А. Лепихин, А. В. Аржиловский // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 35 – 36.
91. Оценка эффективности ГРП на примере Коттынского месторождения по геолого-промысловым данным и данным моделирования / Е. В. Лозин, В. В. Кондров, А. М. Вагизов, В. Е. Трофимов, Р. З. Ахмеров // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 5. – С. 2 – 8.
92. Переориентация интенсивности выработки запасов нефти созданием дополнительных трещин / Н. И. Хисамутдинов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождения. – 2018. – № 4. – С. 58 – 65.
93. Перспективы проведения комбинированного пропантно-кислотного гидравлического разрыва пластов в АО «Самаранефтегаз» / А. Н. Парфенов, А. Е. Летичевский, А. Н. Никитин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 52 – 55.
94. Пичугин, О. Н. Деревья решений как эффективный метод анализа и прогнозирования / О. Н. Пичугин, Ю. З. Прокофьева, Д. М. Александров // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 11. – 37 с.
95. Пономарева, И. Н. Оценка состояния околоскважинных зон продуктивных пластов при эксплуатации добывающих скважин / И. Н. Пономарева, В. А. Мордвинов // Вестник Пермского государственного технического университета. Нефть и газ. – 2005. – Т.4. – № 6. – С.68 – 72.

96. 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.

97. Применение кислотно-пропантного гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» / А. Ю. Топал, Т. С. Усманов, А. М. Зорин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 3. – С. 34 – 37.

98. Продуктивность скважин после кислотных гидроразрывов пласта на Гагаринском и Озерном месторождениях / В. А. Мордвинов, В. В. Поплыгин, Д. Д. Сидоренко, А. Р. Шаймарданов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 44 – 45.

99. Радевич, Ю. Е. Разработка методики прогнозирования технологической эффективности повторного ГРП на действующем фонде / Ю. Е. Радевич, Л. А. Ваганов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 66 – 69.

100. 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.

101. Разработка статистической модели прогноза эффективности пропантного ГРП по геолого-технологическим показателям для верейского карбонатного нефтегазоносного комплекса / В. И. Галкин, А. Н. Колтырин, А. С. Казанцев, С. А. Кондратьев, В. А. Жигалов // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 3. – С. 48 – 54.

102. 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.

103. Совершенствование метода оценки эффективности технологии гидравлического разрыва пласта на основе анализа технологических параметров работы скважин / И. Р. Сафиуллин, А. А. Рахматуллин, Р. Х. Гильманова, А. А. Махмутов,

А. Ф. Егоров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 2 (362). – С. 56 – 59.

104. Сравнительный анализ методик геомеханического моделирования гидравлического разрыва пласта / П. И. Елисеев, А. Н. Шорохов, А. В. Язьков, П. М. Команько // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 5 (51). – С. 21 – 24.

105. Стабинскас, А. П. Оценка эффективности работы скважин после проведения гидравлического разрыва пласта / А. П. Стабинскас // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1 (95). – С. 10 – 20.

106. Стабинскас, А. П. Оценка эффективности работы скважин после проведения гидравлического разрыва пласта / А. П. Стабинскас // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1 (95). – С. 10 – 20.

107. Статистический метод анализа рисков и эффективности гидравлического разрыва пласта на газо-газоконденсатных скважинах / Я. А. Шумаков, И. В. Чижов, А. В. Кустышев, М. Г. Гейхман // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 10. – С. 35 – 41.

108. Тарканов, А. А. Моделирование входного дебита ГРП для прогнозирования его потенциальной эффективности / А. А. Тарканов, В. М. Джамалутин // в сборнике: Новые технологии – нефтегазовому региону. материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – 2018. – С. 294-297.

109. Теория вероятностей и математическая статистика: учебное пособие для бакалавров и специалистов / В. А. Семёнов и др. – Санкт-Петербург: Питер. – 2013.

110. Хайкин, С. Нейронные сети: полный курс / С. Хайкин // М.: ООО «И. Д. Вильямс», – 2006. – С. 1104.

111. Хвостенко, М. В. Анализ результатов и оценка эффективности ГРП при разработке Самотлорского месторождения / М. В. Хвостенко // В сборнике: способы, методы и процессы технического и технологического развития. сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции. Стерлитамак. – 2020. – С. 71 – 73.

112. Черепанов, С. С. Результаты проведения кислотного гидроразрыва пласта с пропантом на турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения / С. С. Черепанов, Г. Н. Чумаков, И. Н. Пономарева // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. – С. 70 – 76.

113. Черепанов, С. С. Результаты проведения кислотного гидроразрыва пласта с проппантом на турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения/ С. С. Черепанов, Г. Н. Чумаков, И. Н. Пономарева // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. – С. 70 – 76.
114. 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.
115. 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.
116. Adachi, J. Computer Simulation of Hydraulic Fractures /J. Adachi, E. Siebrits, J. Desroches// International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences. – 2007. – 44 – P. 739 – 757.
117. Amini, S. Application of machine learning and artificial intelligence in proxy modeling for fluid flow in porous media / S. Amini, S. Mohaghegh, // Fluids 4, 126 (2019).
118. Anifowose, F. Fuzzy logic-driven and SVM-driven hybrid computational intelligence models applied to oil and gas reservoir characterization / F. Anifowose, A. Abdulraheem // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2011. – 3 (3). – P. 505 – 517.
119. Aryanto, A. Hydraulic fracturing candidate-well selection using artificial intelligence approach / A. Aryanto, S. Kasmungin, M. T. Fathaddin. // Prosiding seminar nasional cendekiawan. – 2018. – P. 1 – 7.
120. Ashena, R. Bottom hole pressure estimation using evolved neural networks by real coded ant colony optimization and genetic algorithm / R. Ashena, J. Moghadasi // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. – 77 (3-4) – P. 375 – 385.
121. Autoregressive conditional heteroskedasticity // The free encyclopedia «Wikipedia» [электронный ресурс]. URL: http://en.wikipedia.org/wiki/Autoregressive_conditional_heteroskedasticit.
122. Bortolan, Neto L. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant / A. Kotousov, Bortolan Neto L. // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2013. – № 61. – P. 223 – 230.

123. Breiman, L. Random Forests / L. Breiman // Machine Learning. – 2001. – 45 (1). – P. 5 – 32.
124. Caers, Jef. Geostatistical History Matching Under Training-Image Based Geological Model Constraints / Jef. Caers // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas. – 29 September – 2 October, 2002, – SPE 77429. – P. 1 – 16.
125. Clark, A. J. Production Forecasting with Logistic Growth Models / A. J. Clark, L. W. Lake, T. W. Patzek // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, USA. – 2011. – SPE 144790 – DOI: 10.2118/144790-ms.
126. Clark, J. B., A Hydraulic Process for Increasing the Productivity of Wells / J. B. Clark // Journal of Petroleum Technology. – 1949. – 186. – P. 1 – 8.
127. Classification and Regression Trees / L. Breiman, J. Friedman, C. J. Stone, R. A. Olshen // Chapman and Hall /CRC, New York. – 1984. – 368 p.
128. Davis, J. C. Statistics and Data Analysis in Geology. – 3rd ed. – New. York: John Wiley & Sons. – 2002. – 330 p.
129. Donaldson, E. C. Hydraulic Fracturing Explained Evaluation, Implementation and Challenges (1st ed.). / E. C. Donaldson, A. Waqi, B. Nasrin// Gulf Publishing Company, Houston, Texas, USA. – 2013.
130. Draper, N. Applied regression analysis / N. Draper, H. Smith // New York: Wiley, In press. – 1981. – P. 693.
131. Ersahin, A. Artificial neural network modeling of cyclic steam injection process in naturally fractured reservoirs / A. Ersahin, S. Gul, T. Ertekin, C. Temizel // SPE Western Regional Meeting Proceedings. – 2019.
132. Ersahin, A. Artificial Neural Network Modeling of Cyclic Steam Injection Process in Naturally Fractured Reservoirs / A. Ersahin, T. Ertekin // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – 2020. – Vol. 23 (3). – P. 979 – 991.
133. Fault detection based on time series modeling and multivariate statistical process control / A. Sánchez-Fernández, F. J. Baldán, G. I. SainzPalmero and at. // Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems. – Volume 18215. – November 2018. – P. 57 – 69.

134. Foroud, T. Assisted history matching using artificial neural network based global optimization method—applications to Brugge field and a fractured Iranian reservoir / T. Foroud, A. Seif, & B. AminShahidi // *J. Pet. Sci. Eng.* – 2014. – 123, P. 46 – 61.
135. Hannes, Y. Y. Classification and regression trees: A User Manual for Identifying Indicators of Vulnerability to Famine and Chronic Food Insecurity / Y. Y. Hannes, P. Webb // International Food Policy Research Institute [электронный ресурс]. – 1999. – 59 p. URL: http://www.fao.org/sd/erp/toolkit/BOOKS/classification_and_regression_trees_intro.pdf.
136. Howard, G. C. Hydraulic Fracturing / G. C Howard., C. R. Fast// Monograph Series, Richardson, Texas, USA, Society of Petroleum Engineers 1970.
137. Hubbert, M. K. Mechanics of hydraulic fracturing / M. K Hubbert, D. G. Willis// *Trans. AIME.* – 1957. – Vol. 210. – P. 153.
138. Integrated Static and Dynamic Big-Loop Modeling Workflow for Assisted History Matching of SAGD Process with Presence of Shale Barriers / T. B. Nguyen Ngoc, T. Q. Dang Cuong, Yang Chaodong, X. Nghiem Long, Chen Zhangxin // SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, 13 – 14 March. Calgary, Alberta, Canada. – 2018.
139. 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.
140. Jamalain, M. Permeability prediction using artificial neural network and least square support vector machine methods / M. Jamalain, H. Safari, M. Goodarzi, & M. Jamalain // In 80th EAGE Conference and Exhibition – 2018 (2018).
141. Jeirani, Z. Estimating the initial pressure, permeability and skin factor of oil reservoir using artificial neural networks / Z. Jeirani, A. Mohebbi // *Journal of Petroleum Science and Engineering.* 2006. – 50 (1) – P. 11 – 20.
142. Jingfei, Yang M. Sc. Power System Short-term Load Forecasting / M. Sc. Jingfei Yang // Thesis for Phd degree, Germany, Darmstadt, Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität, – 2006. – P 139.
143. K. Acid Fracturing a Carbonate Reservoir/ K. Bybee // *J. Petrol Technol.* – 2004. – Vol. 56, № 7. – P. 49 – 52.

144. Kamel, Ahmed RJD: A Cost Effective Frackless Solution for Production Enhancement in Marginal Fields / Ahmed Kamel // SPE Eastern Regional Meeting. – 2016.
145. Kehle, R. O. Determination of tectonic stresses through analysis of hydraulic well fracturing / R. O. Kehle // Journal of Geophysical Research. – 1964. – Vol. 69 – P. 259.
146. King, G. E. Acidizing Concepts – Matrix vs. Fracture Acidizing/ G. E. King // J. Petrol Technol. – 1986. – Vol. 38, № 5. – P. 507 – 508.
147. Kissell, R. Advanced Math and Statistics / Robert Kissell, Jim Poserina // Optimal Sports Math, Statistics, and Fantasy. Academic Press. – 2017. – P. 103 – 135.
148. 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
149. Kozik, H. G. A case history for massive hydraulic fracturing the Cotton Valley Lime matrix, Fallon and Personville Fields / H. G. Kozik, S. A. Holditch // J. Petrol. Technol. – 1981. – № 2. – P. 229 – 244.
150. Kristianovich, S. A. Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Fluids / S. A. Kristianovich, Y. P. Zheltov // Proceedings of the 4th World Petroleum Congress. / Rome, – 1955. – Vol. 2. – P. 579 – 586.
151. Kumar, M. Short-term load forecasting using artificial neural network techniques / M. Kumar // Thesis for Master of Science degree in Electrical Engineering, India, Rourkela, National Institute of Technology. – 2009. – P. 48.
152. Liaw, A. Classification and Regression by random Forest. / A. Liaw, M. Wiener // R News. – 2 (3) – P. 18 – 22.
153. Mahboob, A. A rigorous correlation for quantitative prediction of water cresting in multi-fractured horizontal wells / A. Mahboob, A-N. Sami, M. H. Rammay // Society of Petroleum Engineers – SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. – 2016.
154. Mahfoud, S. Financial Forecasting Using Genetic Algorithms / S. Mahfoud, G. Mani // Applied Artificial Intelligence. – 1996. – Vol. 10, No.6. – P. 543 – 565.

155. Merdeka, M. G. Reservoir Performance Prediction in Steam Huff and Puff Injection Using Proxy Modelling / M. G. Merdeka, S. Ridha, B. M. Negash, S. U. Ilyas // Applied Sciences (Switzerland). – 2022. – Vol.12 (6). – №3169. – P. 21.

156. Mohaghegh, S. D. Reservoir simulation and modeling based on pattern recognition / S. D. Mohaghegh // In SPE Digital Energy Conference and Exhibition. – 201 (2011).

157. 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.

158. Multi-Fracture Stimulation Techniques Make Better Wells in Ultra-Low Permeability Oil Reservoirs / Y. Chang, H. Lu, B. Chen, Z. Ji, C. Wang, Y. Qi, G. Yin //SPE journal, Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA, 2013.

159. Negash, B.M. Artificial neural network based production forecasting for a hydrocarbon reservoir under water injection / B. M. Negash, A. D. Yaw // Petroleum Exploration and Development. – 2020. – Vol. 47 (2). – P. 383 – 392.

160. New technique to estimate temperature distribution during thermal EOR operations / A. Hassan, S. Elkhatny, M. Mahmoud, A. A. Abdulraheem, E. Hossain // Society of Petroleum Engineers – SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition – 2018.

161. Nolte, K. J. Fracturing-pressure analysis for nondial behavior / K. J. Nolte // JPT. – February 1991 – P. 210 – 218.

162. Nolte, K. J. Reservoir Stimulation / K. J. Nolte, M. J. Economides // John Wiley & Sons. – 3 edition. – Chapter 3.

163. Oberwinkler, C. The definitive identification of candidate wells for refracturing / C. Oberwinkler, M. Economides // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado. – 2011. – SPE 84211.

164. Osho, Ilamah A multiobjective dominance and decomposition algorithm for reservoir model history matching / Ilamah Osho // Petroleum. – 2019. – Vol. 5, issue 4. – P. 352–366.

165. Performance of ensemble Kalman filter and Markov chain Monte Carlo under uncertainty in forecast model / G. Patel Rajan, Jain Tarang, Trivedi Japan // Journal of Petroleum Science and Engineering. – Volume 177. – June 2019. – P. 415 – 431.

166. Perkins, T. K. Widths of hydraulic fractures. / T. K. Perkins, L. R. Kern // *J. Petrol. Technol.* – 1961. – Vol. 13. – № 9 – P. 937 – 949.
167. Predicting the performance of steam assisted gravity drainage (SAGD) method utilizing artificial neural network (ANN) / A. Ansari, M. Heras, J. Nones, M. Mohammadpoor, F. Torabi // *Petroleum.* – 2020. – Vol. 6 (4). – P. 368 – 374.
168. Probabilistic methods for unified treatment of geotechnical and geological uncertainties in a geotechnical analysis / C. Hsein Juang, Jie Zhang, Mengfen Shen, Jinzheng Hu // *Engineering Geology.* – Volume 24931. – January 2019. – P. 148 – 161.
169. Rafiee, M. Hydraulic Fracturing Design and Optimization: A Modification to Zipper Frac / M. Rafiee, M. Y. Soliman, E. Pirayesh // *Society of Petroleum Engineers, Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA.* – 2012.
170. Saúl E., Buitrago Boret. Development of Surrogate models for CSI probabilistic production forecast of a heavy oil field / E. Buitrago Boret Saúl, Romero Marin Olivo // *Mathematics and Computers in Simulation.* – Volume 164. – October 2019. P. 63 – 77.
171. Sharafeev, R. experience in application of hydraulic fracturing techniques in carbonate deposits at the Perm krai, republic of komi and nenets autonomous district fields. ways to improve efficiency / R. Sharafeev, S. Drozdov, D. Novokreshchennykh // *В сборнике: Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference* – 2019.
172. Smith, M. B. High-Permeability Fracturing: The Evolution of a Technology / M. B. Smith, R. R. Hannah // *J. Petrol Technol.* – 1996. – Vol. 48, № 7. – P. 628 – 633.
173. 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.
174. Theoretical model construction and structure optimization of electromagnetic flow transducer based on neural network / Y. Li, Y. Yang, S. Ma, L. Li, Y. Wang, X. Liu, R. Xie // *Journal of Intelligent and Fuzzy Systems.* – 2019. – Vol. 37 (3). – P. 3489 – 3498.
175. Valko, P. Hydraulic Fracture Mechanism. / P. Valko, M. J. Economides // *New York: John Wiley & Sons* – 1995.

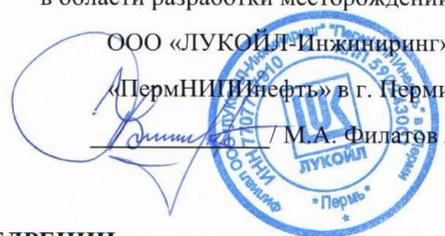
УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по научной работе
в области разработки месторождений

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

«ПермНИПИнефть» в г. Перми

/ М.А. Филатов /



АКТ О ВНЕДРЕНИИ

комплексной методики прогноза эффективности геолого-технических мероприятий

Настоящий акт подтверждает внедрение научной разработки, выполненной Колтыриным Артуром Николаевичем, ведущим инженером 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 гидравлического разрыва пласта (ГРП), радиального бурения (РБ) и кислотных обработок (КО). 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 Колтыриным Артуром Николаевичем, нацелено на решение важной с точки зрения науки и производства задачи – разработке методики, позволяющей с высокой степенью достоверности оценивать технологическую эффективность мероприятий по гидравлическому разрыву пласта, радиальному бурению и кислотным обработкам в различных геолого-физических условиях.

Комплексная методика применяется для прогнозирования эффективности технологии пропантного ГРП на Батырбайском месторождении с 2017 года. Внедрение методики позволило выполнить дополнительно 65 операций на объекте С2vг и 17 на объекте С1tl. Дополнительная добыча нефти составила 253 тыс.т и 69 тыс.т соответственно. Практическое применение методики позволило повысить достоверность прогноза дебита нефти после мероприятий в сравнении со стандартной методикой (основная доля погрешностей не превышает 1,4 т/сут).

В 2021 году с использованием комплексной методики выполнялся анализ эффективности проведения бесподходных КО НПС-К1 на добывающем фонде скважин ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (п.16 протокола №27, дата 19.11.2021) с предложениями по доработке критериев применения. По результатам выполненного анализа определены основные параметры, влияющие на эффективность технологии НПС-К1. Для пяти объектов разработки подобраны индивидуальные критерии применения технологии.

Дополнительно выполнялась прогнозная оценка дополнительной добычи нефти после применения самоотклоняющихся кислотных обработок в 10 скважинах 2022 года вскрывающих башкирские отложения месторождений им. В.А. Лобанова, Озерного и Юрчукского. Прогнозная дополнительная добыча нефти составила 7,5 тыс.т при фактической – 9,7 тыс.т.

Рекомендуется дальнейшее применение методики для оценки эффективности технологии гидравлического разрыва пласта.

Начальник управления проектирования и мониторинга разработки месторождений Пермского региона (г.Пермь)


/М.К. Анурьев/