

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

На правах рукописи

ЛОБАНОВ ДМИТРИЙ СЕРГЕЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА МОДЕЛЕЙ ОПЕРАТИВНОГО ПРОГНОЗА
ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НА РАЗЛИЧНЫХ
СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПЕРМСКОГО
КРАЯ**

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата технических наук

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Научный руководитель:

доктор геолого-минералогических наук,
профессор Галкин Сергей Владиславович

Пермь, 2024

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
Глава 1. Анализ применяемых методик оценки остаточных извлекаемых запасов на различных стадиях разработки нефтяных эксплуатационных залежей	10
1.1. Обзор отечественной литературы.....	10
1.2. Обзор иностранной литературы	21
1.3. Выбор объектов исследований	27
Выводы к главе 1	30
Глава 2. Использование многомерных статистических моделей прогноза КИН для различных стадий изученности карбонатных и терригенных залежей Пермского края, разрабатываемых с поддержанием пластового давления	31
2.1. Анализ динамики изменения структуры проектных КИН для залежей, разрабатываемых с ППД.....	32
2.2. Анализ влияния динамики геолого-технических мероприятий на проектные КИН для залежей, разрабатываемых с ППД.....	34
2.3. Оценка влияния геологических и технологических показателей разработки на проектные КИН для залежей, разрабатываемых с ППД.....	40
2.4. Прогноз КИН с помощью многомерных статистических моделей для карбонатных и терригенных залежей, разрабатываемых с ППД.....	64
2.5. Анализ отклонений статистических КИН от проектных КИН, достоверность многомерных моделей для залежей, разрабатываемых с ППД	66
Выводы к главе 2	71

Глава 3. Использование многомерных статистических моделей прогноза КИН для различных стадий изученности визейских залежей Пермского края, разрабатываемых на естественном режиме.....	72
3.1. Анализ динамики изменения структуры проектных КИН для залежей, разрабатываемых на естественном режиме.....	73
3.2. Анализ влияния динамики геолого-технических мероприятий на проектные КИН для залежей, разрабатываемых на естественном режиме .	75
3.3. Оценка влияния геологических и технологических показателей разработки на проектные КИН для залежей, разрабатываемых на естественном режиме	77
3.4. Прогноз КИН с помощью многомерных статистических моделей для визейских эксплуатационных залежей, разрабатываемых на естественном режиме	85
3.5. Анализ отклонений статистических КИН от проектных КИН, достоверность многомерных моделей для залежей, разрабатываемых на естественном режиме	86
Выводы к главе 3	88
Глава 4. Прогноз остаточных извлекаемых запасов по кривым падения добычи для нефтяных залежей Пермского края на поздних стадиях разработки.....	89
4.1 Метод кривых падения добычи нефти и его эффективность на залежах Пермского края.....	90
4.2. Прогнозная оценка КИН для нефтяных залежей Пермского края на поздних стадиях.....	94
Выводы к главе 4	97
Заключение	98
Список литературы	100
Приложение 1	116

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

Оптимальность технологических решений при разработке конкретного нефтяного месторождения в значительной степени определена достоверностью прогноза технологических показателей, в том числе коэффициента извлечения нефти (КИН). Наиболее достоверным методом оценки КИН и остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти признается 3D геолого-гидродинамическое моделирование. Однако, высокая ресурсозатратность процесса 3D-моделирования и зависимость от различных допущений не позволяют проводить оперативную оценку текущих извлекаемых запасов. В связи с развитием технологий нефтеизвлечения и изменением экономических условий разработки утвержденные значения КИН со временем могут терять свою актуальность. Кроме этого, текущее состояние разработки может не в полной мере соответствовать принятым длительное время назад проектным решениям технологических документов. В условиях многообразия геолого-технологических условий, типов нефтеносных отложений и стадийности разработки требуется актуальная оперативная оценка значений КИН (ОИЗ) для принятия эффективных решений при проектировании разработки нефтяного месторождения на любой стадии его развития.

При длительной истории разработки нефтяных залежей Пермского края возможно провести детальный анализ с целью выявления ключевых параметров, оказывающих влияние на извлечение запасов. На основе геолого-промысловых данных возможно применение метода множественной корреляции с целью построить надежные многомерные модели, которые в свою очередь актуальны и перспективны на стадии разведки нефтяного месторождения. В рамках международной классификации SPE-PRMS рекомендован графический метод анализа кривых падения добычи при оценке КИН в активной зоне разработки (преимущественно категория запасов А). Результаты метода анализа кривых падения добычи представляют надежную

оценку прогнозных ожидаемых извлекаемых запасов, что является основным способом прогноза ОИЗ для зрелых месторождений.

Освещенность проблематики исследования

Вопросами оценки и определения КИН и начальных (остаточных) запасов нефти занимались отечественные и зарубежные ученые, такие как И.Д. Амелин, И.М. Бакиров, В.Е. Гавура, В.К. Гомзилов, Г.Л. Говорова, А.В. Давыдов, М.А. Жданов, Ю.П. Желтов, С.Н. Закиров, М.М. Иванова, А.П. Крылов, В.Д. Лысенко, В.Н. Мартос, Р.И. Медведский, Р.Х. Муслимов, М.Л. Сургучев, А.Я. Хавкин, В.Н. Щелкачев, Т. Ali, R. Anderson, R. Arnold, J.J. Arps, С.Н. Beal, A.J. Clark, A. Dong, D. Ilk, C.S. Larkey, J.O. Lewis, R. Maraggi, H.N. Marsh, Z. Pan, F.G. Tickell, P. Valco, H. Zhang и другие. В российской практике применяют общепринятые методики обоснования КИН при составлении проектно-технологических документов (ПТД) на разработку нефтяных месторождений: покоефициентный метод, метод прямой аналогии, эмпирические зависимости применительно к региону оценки, 3D-моделирование. Применительно к Пермскому региону достаточно исследований проведено в области построения статистических зависимостей, однако с учетом современных способов повышения нефтеизвлечения текущие зависимости нуждаются в актуализации.

Целью диссертационного исследования является разработка моделей оперативного прогноза остаточных извлекаемых запасов на различных стадиях разработки нефтяных залежей Пермского края.

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

1. Анализ влияния динамики геолого-технических мероприятий на проектные КИН залежей Пермского края для различных режимов разработки нефтяных месторождений.
2. Оценка влияния показателей (геологические, физические, технологические) разработки на проектные КИН залежей Пермского края.

3. Построение многомерных моделей прогноза КИН для различных типов залежей Пермского края при различных геолого-технологических условиях разработки.

4. Разработка рекомендаций прогнозной оценки КИН с использованием анализа кривых падения добычи нефти применительно к залежам Пермского края на поздних стадиях разработки, в зависимости от условий и выработки начальных извлекаемых запасов.

Объектом исследования являются терригенные визейские, карбонатные башкирские и турне-фаменские нефтяные залежи Пермского края.

Предметом исследования является оперативный прогноз остаточных извлекаемых запасов на различных стадиях разработки нефтяных залежей Пермского края.

Научная новизна и теоретическая значимость

1. Установлен комплекс геолого-технологических показателей, в наибольшей степени контролирующих утвержденный коэффициент нефтеизвлечения.

2. Построены многомерные модели прогноза КИН для различных условий эксплуатации нефтяных залежей.

3. Для различных условий разработки нефтяных залежей установлен диапазон значений выработки запасов для эффективного использования метода кривых падения добычи нефти.

Практическая значимость работы

1. Многомерные модели прогноза применены для оценки остаточных извлекаемых запасов нефти для различных типов залежей Пермского края при различных геолого-технологических условиях и стадиях разработки месторождений.

2. Разработаны рекомендации прогноза остаточных извлекаемых запасов для нефтяных залежей на поздних стадиях разработки с использованием кривых падения добычи нефти для различных типов залежей,

эксплуатируемых на режиме с поддержанием пластового давления (ППД) и на естественном режиме, применительно к Пермскому региону.

Разработанные модели используются при обосновании начальных извлекаемых запасов, КИН в рамках проектирования разработки нефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (получен акт внедрения).

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

Методология и методы исследования

В рамках данного исследования использовались статистические методы (проверка гипотезы о равенстве средних значений в статистических выборках с помощью *t*-критерия Стьюдента, корреляционный анализ, метод построения множественной регрессии), метод анализа кривых падения годовой добычи нефти (построение проводилось в прикладном программном продукте).

Положения, выносимые на защиту

1. Многомерные модели прогноза КИН на основе комплекса геолого-технологических показателей для различных стадий изученности карбонатных и терригенных залежей Пермского края, разрабатываемых с поддержанием пластового давления.

2. Многомерные модели прогноза КИН на основе комплекса геолого-технологических показателей для различных стадий изученности визейских залежей Пермского края, разрабатываемых на естественном режиме.

3. Графические модели динамики темпов падения добычи нефти для прогноза остаточных извлекаемых запасов нефтяных залежей Пермского края, находящихся на поздних стадиях разработки.

Личный вклад автора заключается в следующем: сбор, обработка, систематизация и анализ геолого-физических характеристик и технологических показателей разработки нефтяных залежей, а также их исторической добычи, динамики уровней добычи нефти, темпов годового падения добычи нефти за последние два десятилетия; построение статистических многомерных моделей с целью прогноза КИН для различных

типов залежей при различных режимах разработки; графический анализ работающих нефтяных залежей Пермского региона на предмет прогноза остаточных извлекаемых запасов в активной зоне разработки по кривым падения добычи.

Степень достоверности результатов работы

Для определения степени достоверности предлагаемых методов оценки извлекаемых запасов результаты оценок расчетных коэффициентов извлечения нефти многомерных моделей сопоставляются с утвержденными Центральной комиссией по разработке КИН в проектной документации применительно к залежам поздних стадий разработки.

Апробация и реализация результатов исследования

Основные результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на: Российско-Каспийском региональном конкурсе научных работ SPE (2022 г.), XV Международной конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (г. Пермь, 2022 г.), конкурсе НТР молодых ученых и специалистов за 2022 год Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» (г. Пермь, 2023 г.), V Международной научно-практической конференции ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Инновации для повышения эффективности сопровождения нефтегазовых активов» (г. Пермь, 2023 г.).

Публикации по теме исследования

По результатам работы диссертации опубликовано 7 научных работ: 4 – в журналах, входящих в перечень рецензируемых научных изданий, 1 их них – в издании, индексируемом в Scopus, Web of Science. Получен 1 акт внедрения.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения. Список литературы состоит из 117 наименований, 1 приложения. Объем диссертации составляет 116 страниц текста, в том числе 56 рисунков и 24 таблицы.

Благодарности

Автор выражает искреннюю благодарность научному руководителю – профессору С.В. Галкину за помощь и поддержку при выполнении исследования. Автор благодарит сотрудников отделов геолого-экономической оценки запасов (г. Пермь) и аудита запасов по международным стандартам ПАО «ЛУКОЙЛ».

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДИК ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НА РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

1.1. Обзор отечественной литературы

При проектировании разработки нефтяного месторождения одним из важнейших технологических показателей является коэффициент извлечения нефти (КИН). По определению КИН – это отношение величины начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти из эксплуатационного объекта к начальным геологическим запасам (НГЗ), что выражается в долях единиц (д.е.) или процентном соотношении (%). При фактической разработке месторождения НИЗ предполагают сумму накопленной с начала разработки добычи нефти и остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти в пласте. На значение КИН и технологически ожидаемых к извлечению запасов влияет множество факторов (геологические, физические, технологические). В большой степени играют роль тип коллектора, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) слагаемых пород, выдержанная мощность продуктивного пласта, свойства насыщающего коллектор флюида. Немаловажным являются условия и режим разработки месторождения, проектные решения, система воздействия. На любой стадии изученности месторождения важно прогнозировать ожидаемые извлекаемые запасы с достаточной степенью достоверности при существующем уровне развития научных, инженерных, технических, технологических методов и подходов оценки.

Обоснование извлекаемых запасов нефти и КИН осуществляется достаточно большим количеством методов, различных по формальному подходу, набору исходных данных, принципам расчетов, достоверности прогноза. На сегодняшний день на нефтедобывающих территориях Российской Федерации при составлении проектной документации проектирования разработки нефтяных месторождений применяются следующие методы прогнозирования КИН: покоэффициентный метод оценки

КИН, метод прямой геологической аналогии, методы на основе многомерного статистического анализа, методы с использованием характеристик нефтевытеснения, а также расчеты технологических показателей разработки на основе 3D геолого-гидродинамического моделирования [8, 56, 95].

Геолого-гидродинамическое 3D моделирование является наиболее достоверным на сегодня инструментом. Гидродинамическая 3D-модель основана на математическом описании механизмов процесса нефтеизвлечения с учетом особенностей геологического строения, свойств нефтяной залежи и планируемой системы разработки (размещение и плотность фонда скважин, режимов эксплуатации) [30].

Обоснование технологических показателей разработки по эксплуатационным объектам нефтяного месторождения выполняются на различных комплексах гидродинамического моделирования (Eclipse, Petrel компании Schlumberger, Tempest More, Enable компании Roxar, Aspen Tempest компании Aspentech и другие).

В настоящее время данный метод основной, обязательный, регламентируемый в отраслевых нормативных документах [29], при этом расчет на гидродинамической 3D-модели многовариантный с последующим проведением технико-экономической оценки.

Использование 3D гидродинамической модели успешно решает ряд важных задач: анализ текущего состояния разработки и оценка эффективности реализуемых систем разработки, оценка эффективности выработки запасов, локализация остаточных запасов, оценка прогнозной эффективности запланированных мероприятий, третичных методов повышения нефтеизвлечения, оценка различных вариантов развития систем ППД. Знания о физической содержательности и высокая степень детализации геологической неоднородности увеличивают надежность прогнозов показателей разработки, в том числе КИН [37, 57].

Систематический учет в 3D-модели изменения состояния геологической, сейсмической, петрофизической и промысловой информации

позволяет следить за эффективностью разработки и проводить контроль по ее регулированию. Также взаимосвязанность всех факторов 3D-модели позволяет количественно оценить риски при принятии решений.

При преимущественном использовании 3D моделирования данный метод в конечном итоге имеет определенную степень условности представления о процессах извлечения нефти [28, 40]. К тому же метод:

- достаточно ресурсозатратный (полный цикл от обработки входных данных до получения готовой 3D-модели может составлять несколько месяцев),

- финансово затратный,

- имеет определенные сложности и ряд неопределенностей при процессе адаптации на поздних стадиях, особенно для трещиноватых коллекторов [3, 81],

- качество прогноза зависит от фактической реализации проектных решений,

- результаты моделирования во многом зависят от качества и полноты фактической геолого-промысловой информации.

Следующий известный и распространенный метод оценки КИН – применение характеристик нефтевытеснения, основанный на использовании графических зависимостей поведения фактических накопленных показателей добычи от накопленных (текущих) показателей добычи жидкости либо воды. Данные характеристики отражают характер вытеснения нефти водой в процессе разработки. При использовании накопленных значений показателей характеристики относятся к интегральным, при использовании текущих значений – к дифференциальным. Интегральные характеристики в свою очередь являются преимущественными при обосновании КИН по причине большей устойчивости с точки зрения изменений в принятой системе разработки.

На сегодня существуют десятки различных выведенных характеристик вытеснения, каждый из которых имеет свои особенности и связанные с ними

ограничения. Они именуется по фамилии ученого или организации, которые эмпирически вывели уравнение, аппроксимирующее ту или иную характеристику [22, 87, 95]. К интегральным характеристикам возможно отнести зависимости ученых Г.С. Камбарова, А.М. Пирвердяна, Б.Ф. Сазонова, М.И. Максимова, С.Н. Назарова, А.М. Говорова и др., к дифференциальным – зависимости ученых И.А. Якунина, Н.А. Черепихина, Г.Г. Мовмыги и др.

Ниже приведены наиболее распространенные интегральные характеристики вытеснения.

$$Q_H = f\left(\frac{1}{Q_{Ж}}\right) \text{ (Камбаров Г.С.),} \quad (1.1)$$

$$Q_H = f(\ln(Q_{Ж})) \text{ (Сазонов Б.Ф.),} \quad (1.2)$$

$$Q_B/Q_H = f(Q_B) \text{ (Назаров С.Н.),} \quad (1.3)$$

$$\ln(Q_H) = f(\ln(Q_B)) \text{ (Сипачев Н.В.).} \quad (1.4)$$

В проектно институте ООО «ПермНИПИнефть» для прогнозирования и обоснования извлекаемых запасов нефти создана программа «Q-15», учитывающая комплекс интегральных и дифференциальных характеристик вытеснения [36, 79].

На рис. 1.1 приведены фактические характеристики вытеснения объектов Западной Сибири [56].

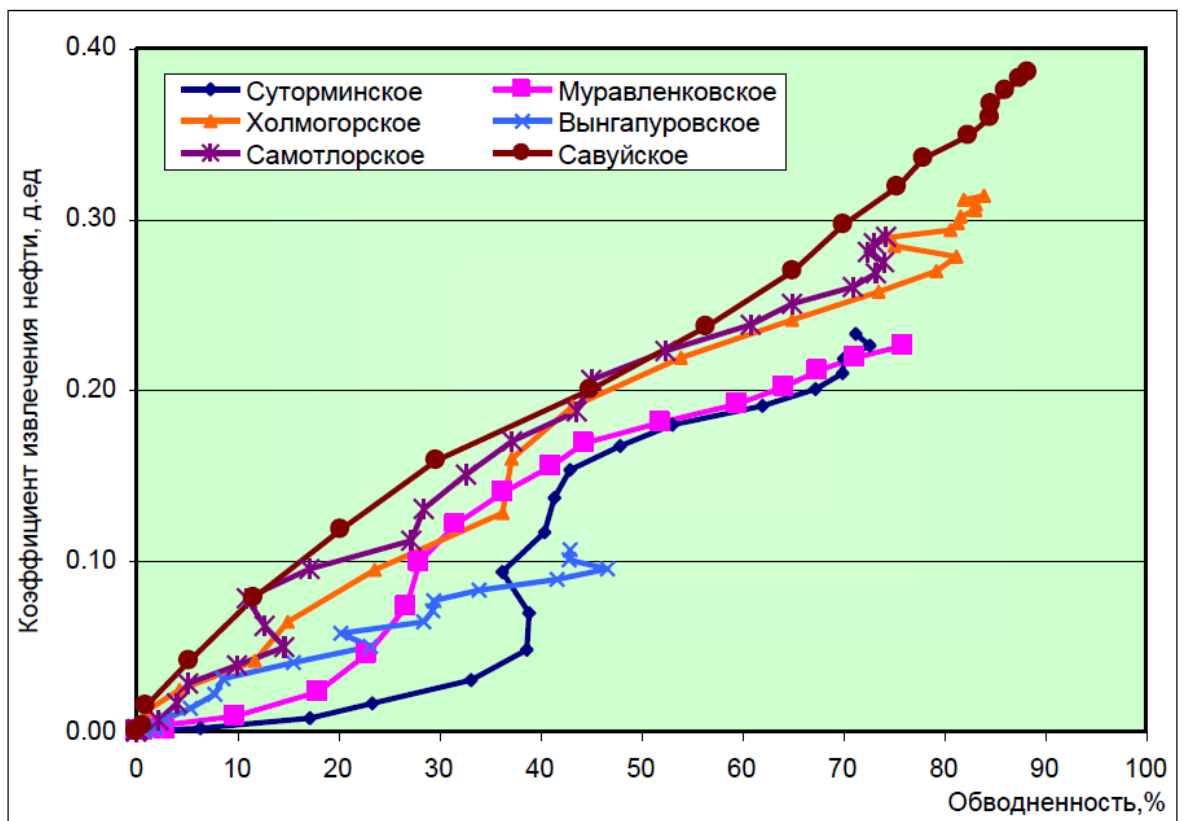


Рис. 1.1. Фактические характеристики вытеснения нефти месторождений Западной Сибири

Авторами в работе [55] показана схематичная модель прогноза КИН по нескольким зависимостям:

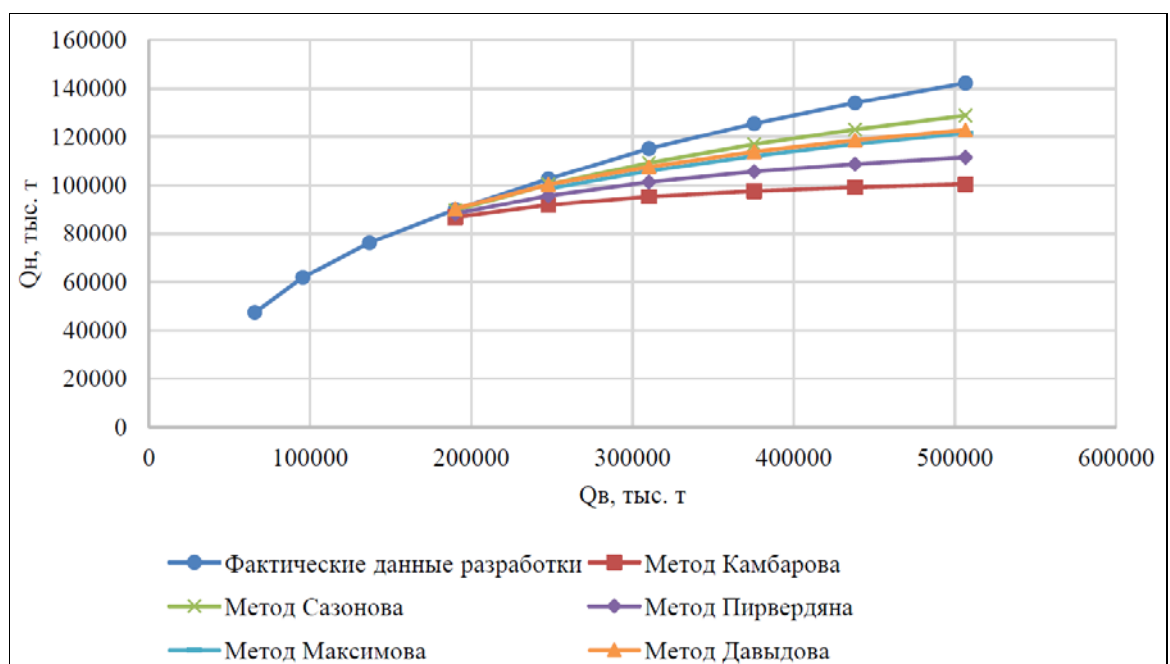


Рис. 1.2. Прогноз извлекаемых запасов нефти по различным характеристикам вытеснения

В дополнение к данному методу необходимо указать результаты исследователей С.В. Галкина, П.Ю. Илюшина [21] применительно к нефтяным месторождениям Пермского края, а именно – разработка моделей прогноза динамики обводненности продукции с учетом вязкости нефти от выработки запасов нефти для режима с ППД. Модели разработаны для терригенных визейских (а) и карбонатных турне-фаменских (б) залежей (рис. 1.3).

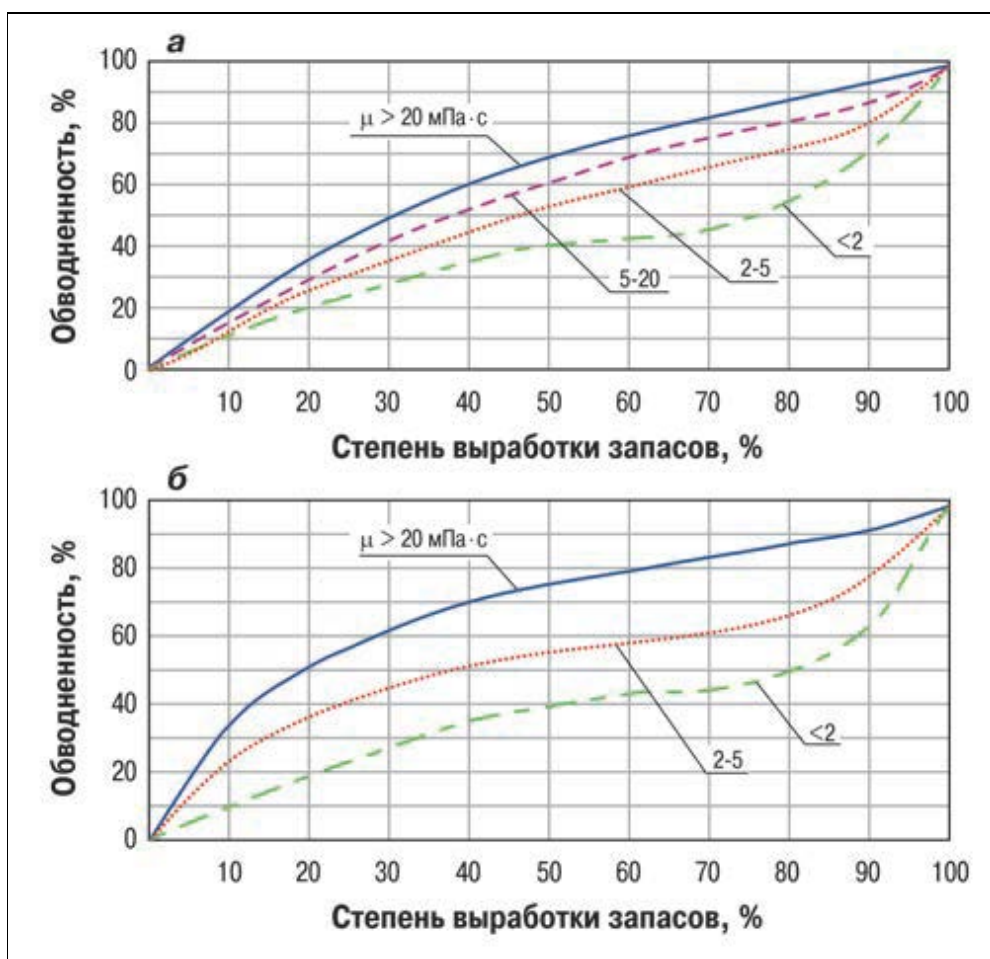


Рис. 1.3. Прогнозные модели динамики обводненности продукции с учетом вязкости нефти от выработки нефтяных запасов для объектов Пермского края с разработкой на режиме с ППД

Стоит отметить, что метод оценки КИН по характеристикам вытеснения дает возможность определить достижимый КИН при существующей системе разработки. Достоверность прогноза при применении характеристик вытеснения является приемлемой при величине среднегодовой обводненности оцениваемого объекта выше 50 %.

Также метод рекомендован при оценке технологических показателей в рамках составления ТЭО приобретения новых активов (неизученные объекты на стадии разведки), и является дополнительным инструментом обоснования КИН при составлении проектного документа для вновь открытых месторождений.

Из аналитических методов широко применяются покоеэффициентные методы прогноза КИН, которые по своей сути представляют достижимый КИН как произведение значимых множителей, зависящих от различных факторов (геолого-физические, технологические, природные), влияющих на выработку запасов и конечный коэффициент нефтеизвлечения. Данные методы предполагают получение потенциальной величины КИН вне зависимости от периода и интенсивности разработки. Величина нефтеизвлечения оценивается с помощью аналитических и графических зависимостей.

Согласно методике А.П. Крылова КИН представляется как:

$$КИН = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}} = K_{\text{выт}} \cdot K_c \cdot K_{\text{зав}}, \quad (1.5)$$

где $K_{\text{выт}}$ – коэффициент нефтевытеснения; $K_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата залежи процессами вытеснения; K_c – это коэффициент сетки скважин; $K_{\text{зав}}$ – коэффициент заводнения (процент выработки подвижных нефтяных запасов).

Научными институтами разработаны подходы определения КИН покоеэффициентными методами. Согласно «СибНИИНП» коэффициент нефтеизвлечения определяется как:

$$КИН = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}} \cdot K_{\text{зав}}, \quad (1.6)$$

при этом $K_{\text{зав}}$ во многом определен свойствами залежи и флюида.

По методике института «Гипростокнефть» оценка КИН определяется [83]:

$$КИН = K_{выт} \cdot K_{охв} = K_{выт} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5, \quad (1.7)$$

где множители $K_1...K_5$ характеризуют полноту охвата залежи вытеснением. В свою очередь K_1 учитывает влияние неоднородности пласта по проницаемости, а множитель K_2 показывает, насколько залежь или объект охвачены плотностью размещения фонда скважин. K_1, K_2 определяются графическим путем. Определяется также по серии графиков в зависимости от песчаности, сетки скважин и типа коллектора. Множители $K_3 \cdot K_4$ учитывают особенности потерь фильтрации потоков в зависимости от принятой системы заводнения (площадная, рядная). Для их определения берут в учет аналитические формулы или графики зависимости от отношения подвижностей при различном объеме жидкости нагнетания. Множитель K_5 отвечает за потери нефти при данной системе разработки (потери нефти в застойных и тупиковых зонах у литологических экранов, потери при проектном размещении скважин в санитарных и охраняемых зонах) [93].

Данная методика применяется при обосновании КИН нефтяных месторождений Урало-Поволжья и Сибири [51, 83].

Следующий распространенный метод в условиях разведочной стадии месторождения – метод прямой геологической аналогии. Оценивая коэффициенты нефтеизвлечения по месторождениям-аналогам, возможно предполагать ожидаемые значения КИН [8]. Метод основан на аналогии предполагаемого КИН по результатам разработки одновозрастных залежей с аналогичными свойствами, подобными системами разработки.

Из основных параметров подбора объектов-аналогов являются: размеры залежи и площадь нефтеносности, наличие или отсутствие системы ППД,

вязкость нефти, проницаемость, нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения.

Метод аналогии актуален для вновь открытых месторождений, а также является контрольным при проектировании разрабатываемого месторождения. Данный метод прост в использовании, но имеет определенные погрешности в силу отсутствия абсолютно идентичных нефтяных залежей.

На рис. 1.4 показан пример применения нескольких методов прогноза нефтеотдачи [39].

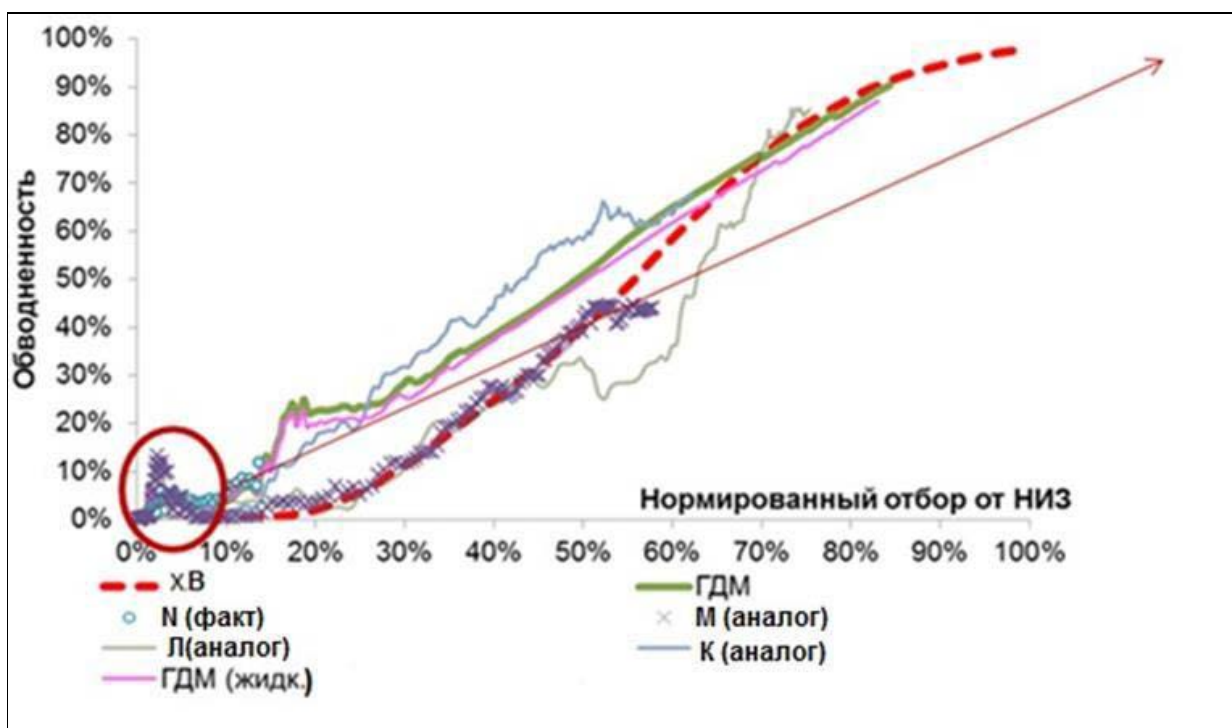


Рис. 1.4. Пример гидродинамического моделирования уровней добычи с привлечением характеристик вытеснения и фактических данных добычи по аналогам

Также на ранней стадии изученности при отсутствии прямых расчетов нефтеотдачи надежно зарекомендовали себя статистические модели [83], основанные на результатах обработки фактических данных по месторождениям, находящимся в длительной разработке и обладающим сходными геолого-физическими условиями. Расчет коэффициента нефтеизвлечения посредством статистических методов проводится с учетом

фильтрационно-емкостной характеристики залежей и физико-химических свойств нефти и воды.

На основании промысловых данных многих нефтедобывающих регионов России выводились статистические корреляции для прогноза коэффициента нефтеизвлечения. Авторами [83] представлены более 30 моделей, рекомендованных к использованию. Среди ученых стоит выделить С.В. Кожакин, В.К. Гомзиков, И.И. Абыбзаев, В.В. Осипов, М.И. Малиновский, А.В. Гавура, В.Н. Мартос, чьи регрессионные модели разработаны для Волго-Уральской территорий, Ставрополя, Башкирии, Самарской области применительно к различным типам коллекторов (терригенные, карбонатные), для различных режимов разработки, с учетом геолого-физических особенностей [50, 51, 83]. В рамках [83] продемонстрированы результаты статистических моделей Американского нефтяного института для объектов в различных условиях эксплуатации. Стоит отметить, что модели, рекомендованные в [83], построены на рубеже 70-80-х годов прошлого столетия.

Для условий Пермского региона исторически также выведено значительное количество регрессионных зависимостей обоснования извлекаемых запасов. Авторами научных работ [23, 86] в 1990 году рекомендованы к практического использованию модели для режима разработки с ППД. Формулы, изначально полученные Американским нефтяным институтом для условий водонапорного режима, были модифицированы исследователями научных институтов ООО «ПермНИПИнефть» [45, 50], ООО «ТатРИТЭКнефть» [44, 50] для месторождений Урало-Поволжья. Согласно исследованию [18] построены и предложены модели для визейских нефтяных объектов.

Большой вклад в развитие многофакторных регрессий прогноза КИН посредством статистического моделирования привнесли исследователи С.В. Галкин, Т.Б. Поплаухина, А.В. Распопов, Г.П. Хижняк [23, 45, 75, 90]. Непосредственно в исследовании [75] на основе накопленной геолого-

промышленной информации по разрабатываемым нефтяным объектам (свыше 600 объектов) представлены полученные многомерные статистические модели обоснования КИН для карбонатных (башкирские, турне-фаменские), терригенных (визейские) отложений. Причем модели построены отдельно для режима с ППД, на естественном режиме. Моделирование проводилось с учетом только геологических параметров (при условии разведочной стадии изученности залежи), так и в дополнение к ним с учетом технологических параметров (при условии разрабатываемого объекта с известными проектными данными о системе разработки). Результаты проиллюстрированы для практического использования к месторождениям всего Пермского региона, поскольку статистически обосновано, что в пределах разных районов территории используемые в моделях показатели разработки одинаково тесно коррелируются с конечным КИН [75].

На сегодняшний день, действующие модели прогноза КИН не в полной мере учитывают современные передовые технологии вовлечения в разработку низкопродуктивных и слабодренлируемых запасов нефти. Задачей данного диссертационного исследования ставится адаптация статистических моделей к современным условиям с учетом накопленного опыта разработки.

Следующий метод оценки извлекаемых запасов – анализ кривых падения (снижения) добычи. Метод является графоаналитическим и считается одним из рекомендованных детерминированных способов оценки извлекаемых количеств углеводородов по признанной в мире классификации PRMS [125], разработанной Обществом инженеров-нефтяников. Компания ЛУКОЙЛ ежегодно проводит геолого-экономическую оценку запасов согласно данной классификации [16]. Принципы оценки основаны на изучении фактической кривой истории добычи элемента разработки, выявления устойчивого тренда с последующей экстраполяцией кривой на прогнозный период. В работах [19, 66, 67] уделено внимание данной оценке применительно к нефтяным месторождениям Пермского края, обоснованию определения прогнозных темпов снижения добычи в зависимости от

различных критериев (величина балансовых запасов оцениваемого объекта, литологический состав объекта, режим эксплуатации, геолого-физические параметры). В рамках данного исследования для объектов поздних стадий при различных режимах эксплуатации изучены особенности метода обоснования извлекаемых запасов на основе анализа кривых падения.

1.2. Обзор иностранной литературы

В источниках зарубежной литературы по большому счету перечислены аналогичные методы обоснования КИН и извлекаемых запасов применительно к нефтедобывающим регионам других стран.

Характеристики нефтевытеснения, представляющие собой взаимозависимости накопленных объемов нефти и воды, успешно реализуются для анализа и прогноза ожидаемых запасов на территории нефтяных месторождений Китая [96, 101, 115].

Из распространенных методов аналитического прогнозирования извлекаемых запасов при водонапорном режиме [121] представлено соотношение:

$$КИН = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв. латер}} \cdot K_{\text{охв. верт}} \quad (1.8)$$

где коэффициенты: $K_{\text{выт}}$ – вытеснение нефти водой; охвата: $K_{\text{охв. латер}}$ – по латерали (учитывает подвижность нефти, тип сетки скважин, площадную расчлененность, объем закачиваемого агента) $K_{\text{охв. верт}}$ – по вертикали (учитывает подвижность нефти, проницаемость, вертикальную расчлененность, объем закачиваемого агента).

Американский нефтяной институт (American Petroleum Institute API) с середины прошлого века исследует взаимосвязи значимых параметров горной породы-коллектора, свойствами флюидов с величиной нефтеотдачи. Исследователи Craze and Buckley, Guthrie and Greenberger, Muskat and Taylor,

Arps and Roberts [109, 114] успешно выводили эмпирические корреляции оценки КИН, статистически обосновав использование в зависимостях следующих показателей: проницаемость пласта, доля водонасыщенности, вязкость нефти, пористость пласта, толщину коллектора. В интервале с 1956 по 1984 гг. АРІ представил в публикациях множество статистических моделей прогноза КИН с учетом накопленного опыта и реальных данных разрабатываемых месторождений [109]. В [83] также представлены и рекомендованы эмпирические зависимости. Также в [83] исследователями (В.К. Гомзиков, М.Т. Абасов, З.А. Султанов, Т.Ю. Бочаров) получены корреляции для оценки нефтеизвлечения районов Азербайджана, Туркмении.

Система управления нефтяными запасами, сформированная в рамках классификации SPE-PRMS, имеет мировое признание и практическое применение в разных странах, где ведется добыча нефти (Австралия, Бразилия, Колумбия, Мексика, Саудовская Аравия, США, Казахстан, РФ) [26, 125].

Результаты прогноза извлекаемых запасов углеводородов согласно классификации SPE-PRMS в зависимости от этапа развития, степени изученности, накопления геолого-промысловых данных имеют диапазон неопределенности [113]. Диапазон неопределенностей ожидаемых значений извлекаемых запасов снижается по мере разбуривания и повышения стадийности разработки объекта (рис. 1.5).

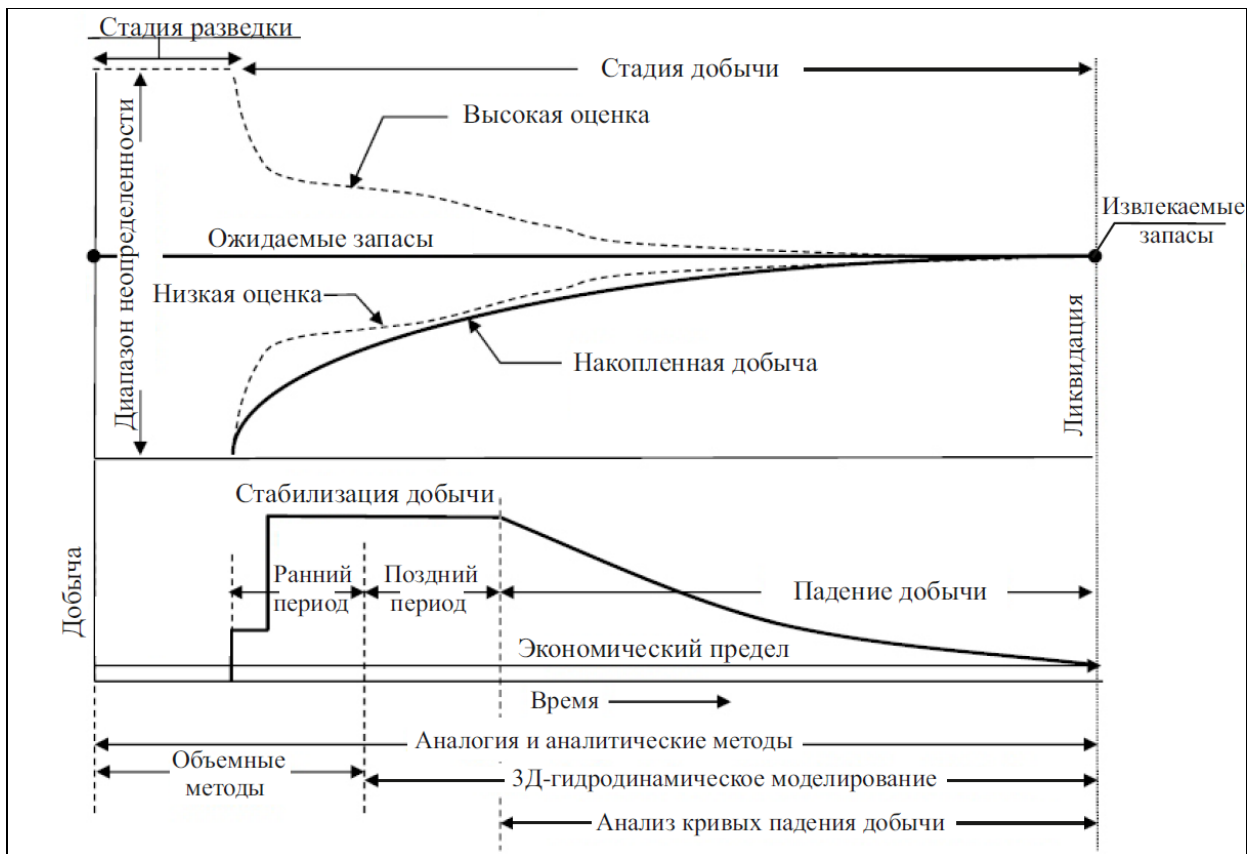


Рис. 1.5. Диапазон неопределенностей и методы оценки КИН на жизненном цикле разведки и разработки месторождения

Существуют вероятностный и детерминированный подходы к оценке углеводородов. При вероятностном подходе рассчитываются статистические неопределенности объемов ресурсов. В данном случае используются статистические неопределенности отдельных параметров пласта. Для создания вероятностных функций путем случайной выборки входных распределений применяется стохастический метод (например, метод Монте-Карло) [24, 53].

Согласно системе SPE-PRMS и Американской ассоциации геологов-нефтяников AAPG [107, 125] к прогнозу извлекаемых запасов при детерминированном подходе следует отнести следующие аналитические методы: геологической аналогии, объемный метод (покоэффициентный), метод материального баланса, гидродинамическое 3D-моделирование, методы на основе анализа кривых падения добычи.

Метод оценки с привлечением объектов-аналогов (близлежащие одновозрастные отложения со схожими параметрами, свойствами флюидов, системой разработки) и по коэффициентный метод оценки широко используются на стадиях разведки и на ранних этапах разработки, когда собственной информации по объекту разработки недостаточно (рис. 1.5).

По мере накопления количественных и качественных промысловых данных о характеристиках объекта разработки применимо цифровое 3D-моделирование с возможностью воспроизведения истории и установления высоко надежных прогнозных оценок уровней добычи нефти и конечного КИН.

На этапе снижения добычи применим метод анализа кривых падения (снижения) добычи нефти [49]. Анализ кривой падения добычи (АКПД) – это графоаналитический метод, который экстраполирует фактические данные по добыче для прогнозирования и определения конечных извлекаемых запасов и коэффициента нефтеизвлечения. По сравнению с 3D-моделированием метод АКПД менее ресурсозатратен, а также независим от различных допущений при 3D-моделировании.

Большой вклад в анализ кривых падения добычи внес Дж. Арпс (J.J. Arps) [102]. Он исследовал исторические тренды динамики добычи, наблюдаемые на поздних стадиях разработки эксплуатационного объекта, которые могут быть экстраполированы на представительную накопленную добычу при достижении экономического предела рентабельности и, тем самым, обеспечивают разумную оценку прогнозных извлекаемых запасов [6]. В результате была выведена зависимость падения добычи (дебита) нефти от времени разработки, которые выражаются в следующих выражениях:

$$\text{При экспоненциальном виде снижения } q(t) = q_i e^{-Dt}, \quad (1.9)$$

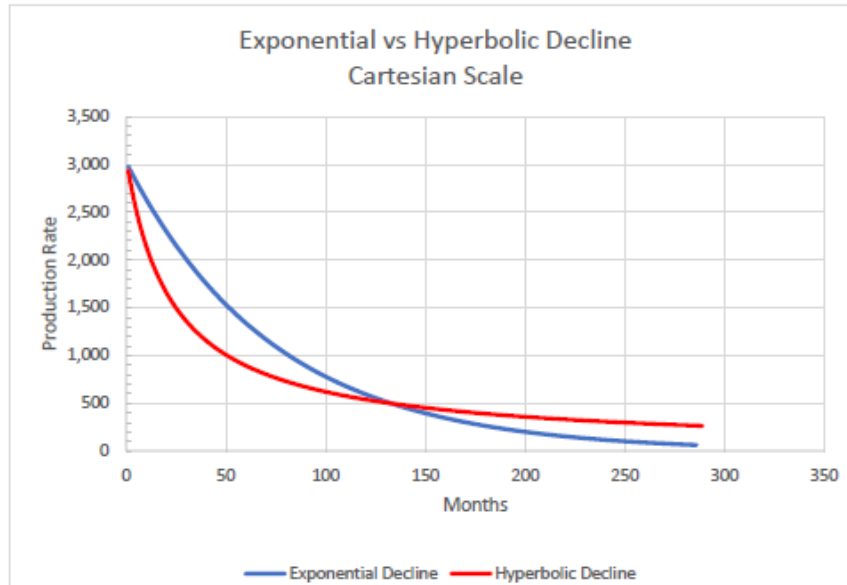
$$\text{При гиперболическом виде снижения } q(t) = q_i (1 + Dt)^{(-1/b)}, \quad (1.10)$$

$$\text{При гармоническом виде снижения } q(t) = q_i (1 + Dt)^{-1}, \quad (1.11)$$

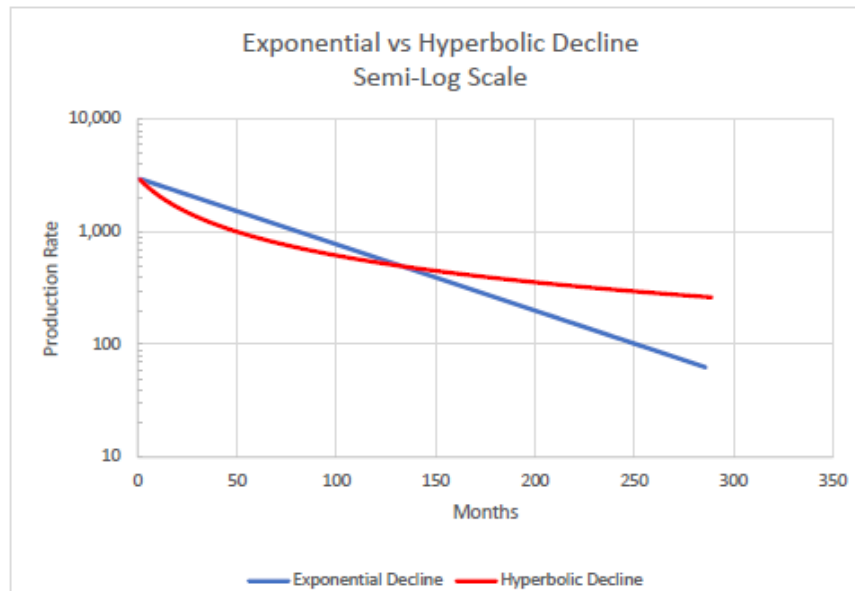
где доля изменения добычи q во времени t характеризуется темпом падения D (скоростью снижения добычи). Расчет ведется с даты оценки при входном

дебите q_i . Экспоненциальное снижение наблюдается для однофазного флюида при забойном давлении выше давления насыщения, гиперболическое снижение с экспонентой снижения ($0 < b < 1$) наблюдается при режиме растворенного газа, гармоническое снижение – при разработке многослоистого коллектора [107, 113]. Стоит отметить, что классические кривые Арпса актуальны по сегодняшний день, универсальны по применимости для любого типа коллектора [10, 34, 88, 106]. Для определения поведения динамики добычи и прогноза будущей добычи в общем используются кривые экспоненциального и гиперболического снижения [66, 67, 107].

На рис. 1.6 проиллюстрированы кривые падения добычи нефти по экспоненциальному и гиперболическому законам [99, 123].



а



б

Рис. 1.6. Кривые падения добычи Арпса (а – в декартовой системе координат; б – в полулогарифмической системе координат) в случае экспоненциального и гиперболического снижения

Позднее в работах [111] была выведена коллекция типовых кривых, применимая к раннему периоду добычи при неустановившихся режимах, особенно для плотных и нетрадиционных коллекторов с длительным периодом переходного течения.

Таким образом, оценка извлекаемых запасов проводится с использованием методов, наиболее подходящих для анализа имеющихся

данных, включая статические геологические и инженерные данные, а также анализ динамических показателей фактической добычи.

1.3. Выбор объектов исследований

Нефтеносность в Пермском крае выявлена в следующих залежах:

- залежи терригенных отложений девонского комплекса (Жв, Пш, Кн);
- залежи карбонатных отложений турне-фаменского комплекса (Фр, Фм, Т);
- залежи терригенных отложений визейского комплекса (Мл, Бб, Тл);
- залежи карбонатных отложений башкирско-серпуховского комплекса (Срп, Бш);
- залежи карбонатных отложений каширско-верейского комплекса (В₃В₄, КВ₁, КВ);
- залежи карбонатных отложений нижнепермского комплекса (См, Ар).

Таблица 1.1

Нефтегазоносные комплексы на территории Пермского края

НГК	НГК название	Нефтяные пласты	Коллектор
P ₁	Нижнепермский	Ар, См	Карбонатный
C _{2vr} -C _{2ks}	Каширско-верейский	К, КВ ₁ , В ₃ В ₄	Карбонатный
C _{1s} -C _{2b}	Башкирско-серпуховский	Бш, Срп	Карбонатный
C _{1v}	Визейский	Тл, Бб, Мл	Терригенный
D ₃ -C _{1t}	Турне-фаменский	Т, Фм, Фр	Карбонатный
D	Девонский	Кн, Пш, Жв	Терригенный

По структуре начальных геологических, начальных извлекаемых и остаточных извлекаемых запасов (НГЗ, НИЗ, ОИЗ соответственно) нефтяные залежи распределены следующим образом (табл. 1.1) [12].

Таблица 1.2

Структура нефтяных запасов Пермского края

НГК	Кол-во месторождений	НГЗ, млн т	НИЗ, млн т	Накопленная добыча, млн т	ОИЗ, млн т
P ₁	3	9	2,7	0,1	2,6
C _{2vr} -C _{2ks}	27	287	95	32	62,8
C _{1s} -C _{2b}	50	798	287	167	120
C _{1v}	93	1142	578	440	138
D ₃ -C _{1t}	80	379	139	64	75
D	20	83	29	6	23,6
В целом	273	2697	1130	707	423

Как видно, преобладающими объектами эксплуатации в общей структуре запасов нефти Пермского края являются карбонатные отложения турне-фаменского и башкирско-серпуховского комплекса, терригенные отложения визейского комплекса. При этом, начало их разработки датируется: D₃-C_{1t} – с 1957 года, C_{1v} – с 1948 года, C_{1s}-C_{2b} – с 1939 года [12].

Для обоснованного статистического анализа влияния на КИН различных критериев необходимо, прежде всего, выделить залежи, находящиеся на поздних стадиях выработки запасов.

Авторами [16] отмечено распределение нефтяных объектов эксплуатации Пермского края по следующим стадиям разработки (рис. 1.7).

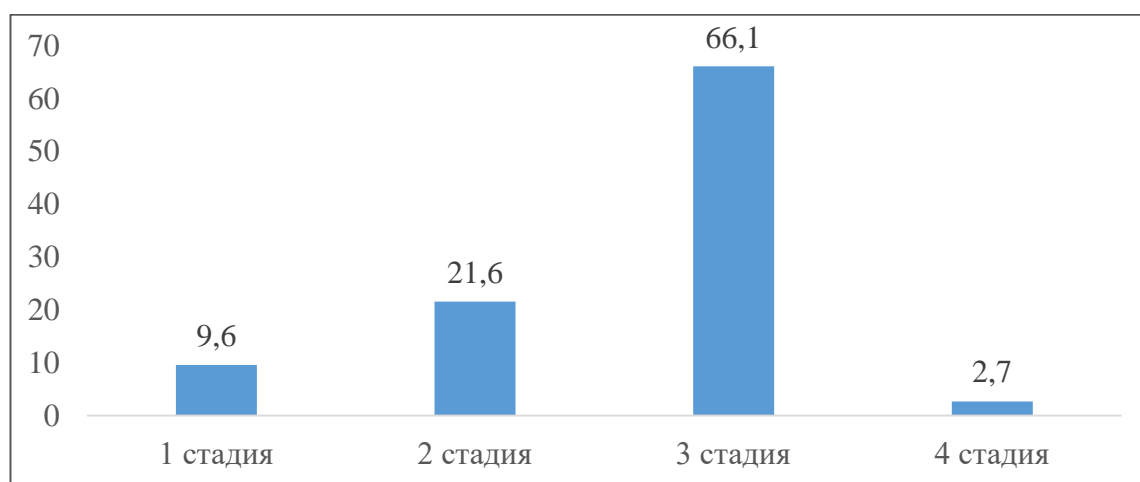


Рис. 1.7. Распределение нефтяных эксплуатационных объектов Пермского края согласно стадийности разработки

В качестве репрезентативной выборки залежей с длительной исторической добычей, достаточной для обоснованных статистических выводов, выбраны терригенные визейские, карбонатные башкирские и карбонатные турне-фаменские нефтяные залежи Пермского края. Геолого-физические параметры выбранных залежей исследования представлены в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Геолого-физические параметры объектов исследования

Геолого-физические параметры	Единицы измерения	Продуктивные пласты (залежи)					
		C _{1s} -C _{2b}		C _{1v}		D ₃ -C _{1t}	
		Диапазон значений	Среднее значение	Диапазон значений	Среднее значение	Диапазон значений	Среднее значение
Глубина залегания	м	933-2268,4	1386,6	1242,3-3222,6	1649,7	1250-3271	1727,8
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	0,9-16,8	5,2	0,5-24,7	4,2	0,5-30,2	5,6
Пористость пород	д.е.	0,09-0,2	0,14	0,11-0,25	0,18	0,06-0,18	0,11
Нефтенасыщенность	д.е.	0,57-0,91	0,770	0,63-0,96	0,843	0,51-0,93	0,777
Проницаемость	мкм ²	0,002-0,442	0,072	0,005-3,015	0,286	0,002-2,947	0,078
Коэффициент песчаности	д.е.	0,1-0,76	0,30	0,08-1	0,45	0,05-0,89	0,31
Коэффициент расчлененности	д.е.	0,24-29,9	9,1	1-14,7	3,6	1,02-41,4	9,6
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	0,69-34,68	8,4	0,67-217,94	11,7	0,5-141,29	15,1
Плотность нефти в поверхностных условиях	кг/м ³	762-930	857,6	714-941	864,0	690-937	873,8
Объемный коэффициент нефти	д.е.	1,013-1,577	1,131	1,006-1,767	1,126	1,01-1,838	1,139
Плотность воды в поверхностных условиях	кг/м ³	1112-1186	1161,3	1085-1420	1171,6	1053-1189	1169,8
Вязкость пластовой воды	мПа·с	1,26-1,79	1,55	1-1,7	1,51	0,79-1,67	1,45
Начальное пластовое давление	МПа	9,88-36	14,5	12,2-40	17,0	14,2-43	17,7
Давление насыщения	МПа	3,2-20	10,2	4,6-22,4	10,4	4,1-27	10,1
Размер водонефтяной зоны	д.е.	0,11-1	0,69	0,05-1	0,60	0,1-1	0,69
Содержание парафина	%	0,99-8,18	4,1	1,12-8,68	3,8	1,21-8,92	3,4
Газосодержание	м ³ /т	8,3-283	67,2	6,9-800,3	64,9	6,6-679,4	69,5
Коэффициент вытеснения нефти водой	д.е.	0,329-0,654	0,544	0,376-0,739	0,606	0,381-0,697	0,566

Коллекторы терригенных визейских отложений характеризуются в среднем высокой проницаемостью, большой емкостью, низкой расчлененностью; нефти при этом средние (по типу плотности), с повышенной вязкостью (на уровне среднего значения), парафинистые, с низким газосодержанием.

Коллекторам карбонатных отложений характерны меньшая проницаемость, средняя емкость, высокая расчлененность; нефти при этом

средние (по типу плотности), преобладающие маловязкие (для башкирских залежей) и повышенной вязкости (для турне-фаменских залежей), парафинистые, с низким газосодержанием.

Выводы к главе 1

Первая глава посвящена литературному обзору и анализу применяемых методик обоснования КИН и оценки остаточных извлекаемых запасов эксплуатационных объектов нефтяных месторождений. В нефтедобывающих регионах нашей страны применяются по коэффициентному методу оценки КИН, метод прямой геологической аналогии, методы на основе многомерного статистического анализа, методы с использованием характеристик нефтевытеснения, а также расчеты технологических показателей с экономической оценкой проектных решений на основе 3D геолого-гидродинамического моделирования. Показаны особенности каждого метода, влияющие факторы, преимущества и недостатки, степень достоверной применимости в зависимости от стадии разработки. Касательно зарубежной практики показан метод на основе анализа кривых падения добычи нефти, который успешно реализуется при оценке извлекаемых запасов углеводородов по международной классификации SPE-PRMS.

В данном диссертационном исследовании предлагается реализовать комплекс оперативных методов оценки КИН в зависимости от степени изученности конкретной залежи. На начальных стадиях целесообразным считается построение многомерных статистических моделей на основе актуальных геолого-технологических показателей с учетом современного опыта разработки и адаптированные непосредственно к Пермскому региону. Для поздних стадий целесообразным предлагается оценка ОИЗ на основе метода анализа кривых падения добычи.

ГЛАВА 2. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МНОГОМЕРНЫХ СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗА КИН ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЙ ИЗУЧЕННОСТИ КАРБОНАТНЫХ И ТЕРРИГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ, РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ С ПОДДЕРЖАНИЕМ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Длительный опыт разработки месторождений Пермского края позволяет для данной территории уверенно использовать статистическое моделирование, основанное на принципах аналогии одновозрастных отложений в подобных геологических условиях. С целью оперативного обоснования текущих остаточных запасов в исследовании предлагается применять данный вид моделирования с представлением в результате многомерных регрессионных зависимостей, комплексно учитывающих геолого-физические и технологические показатели разработки.

На территории по всей площади нефтегазоносность выявлена в различных комплексах [12]. Как отмечено ранее, терригенные визейские C_{1v} , карбонатные башкирские C_{1s} - C_{2b} и карбонатные турне-фаменские D_3 - C_{1t} – основные нефтяные залежи, вовлеченные в разработку с длительной историей добычи и накопленным информативным материалом для статистического анализа. Их доля в структуре ОИЗ составляет 32 %, 24 %, 18 % соответственно. Данные типы отложений приняты для дальнейших исследований.

2.1. Анализ динамики изменения структуры проектных КИН для залежей, разрабатываемых с ППД

В последние два десятилетия характерно массовое применение прогрессивных технологий повышения конечной нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти. С целью анализа изменения структуры проектных КИН проведена сопоставительная характеристика утвержденных КИН на 01.01.2009 г. и момент построения актуальных многомерных статистических моделей (01.01.2021 г.) для исследуемых типов нефтяных залежей для режима с ППД (табл. 2.1-2.3). Сопоставлены основные геолого-физические, технологические параметры залежей без изменений в группировке пластов. Для данных характеристик проверена нулевая гипотеза при распределении t -критерия Стьюдента.

Таблица 2.1

Динамика изменения структуры утвержденных КИН и геолого-технологических показателей разработки для визейских залежей с ППД на 01.01.2009 и на 01.01.2021 гг.

C_{IV}	на 2009г.	на 2021г.	t -критерий	p	N_1	N_2
h, м	4,7	4,9	-0,31	0,76	80	80
K_n , д.е.	0,183	0,186	-0,73	0,47	80	80
$K_{нв}$, д.е.	0,833	0,843	-0,83	0,41	80	80
k, мкм ²	0,319	0,278	0,94	0,35	80	80
μ , МПа·с	11,5	11,3	0,12	0,91	80	80
$P_{нас}$, МПа	10,2	10,3	-0,30	0,77	80	80
G, м ³ /т	48,9	55,0	-0,89	0,37	80	80
$K_{выт}$, д.е.	0,622	0,612	1,54	0,13	80	80
ПСС, Га/скв	27,1	20,9	1,81	0,07	80	80
КИН, д.е.	0,444	0,475	-2,23	0,03	80	80

Таблица 2.2

Динамика изменения структуры утвержденных КИН и геолого-технологических показателей разработки для башкирских залежей с ППД на 01.01.2009 и на 01.01.2021 гг.

C_{1S}-C_{2b}	на 2009г.	на 2021г.	t-критерий	p	N₁	N₂
h, м	5,5	6,2	-0,73	0,47	37	37
K _п , д.е.	0,144	0,143	0,23	0,82	37	37
K _н , д.е.	0,762	0,772	-0,76	0,45	37	37
k, мкм ²	0,090	0,075	0,75	0,46	37	37
μ, МПа·с	10,6	10,7	-0,03	0,98	37	37
P _{нас} , МПа	10,1	10,2	-0,10	0,92	37	37
G, м ³ /т	49,4	54,3	-0,44	0,66	37	37
K _{выт} , д.е.	0,568	0,540	2,41	0,02	37	37
ПСС, Га/скв	25,3	23,2	0,56	0,58	28	37
КИН, д.е.	0,330	0,373	-2,78	0,01	37	37

Таблица 2.3

Динамика изменения структуры утвержденных КИН и геолого-технологических показателей разработки для турне-фаменских залежей с ППД на 01.01.2009 и на 01.01.2021 гг.

D₃-C_{1t}	на 2009г.	на 2021г.	t-критерий	p	N₁	N₂
h, м	7,0	7,2	-0,36	0,72	49	49
K _п , д.е.	0,122	0,122	-0,01	1,00	49	49
K _н , д.е.	0,759	0,781	-1,54	0,13	49	49
k, мкм ²	0,096	0,085	0,44	0,66	49	49
μ, МПа·с	22,6	22,3	0,05	0,96	49	49
P _{нас} , МПа	9,9	9,9	-0,11	0,91	49	49
G, м ³ /т	53,8	54,4	-0,06	0,95	49	49
K _{выт} , д.е.	0,597	0,581	1,50	0,14	49	49
ПСС, Га/скв	24,9	22,7	0,78	0,43	49	49
КИН, д.е.	0,326	0,378	-3,41	<0,01	49	49

Сделан вывод, что среди геологических показателей статистически значимых различий не установлено. Среди технологических показателей

оказало влияние на увеличение КИН значение плотности сетки скважин в некоторой степени для визейских залежей (при уровне значимости $p=0,07$). При этом наблюдается достаточное повышение утвержденных коэффициентов нефтеизвлечения. Анализ и причины принятия утвержденных КИН приведены далее в диссертационном исследовании.

2.2. Анализ влияния динамики геолого-технических мероприятий на проектные КИН для залежей, разрабатываемых с ППД

При эксплуатации месторождений для целей стабильного поддержания проектных уровней нефтедобычи на добывающем и нагнетательном фонде скважин проводятся геолого-технические мероприятия (ГТМ), целью которых является регулирование разработки месторождения и повышение КИН.

Значительная часть нефтяных месторождений Пермского края относятся к категории зрелых. Месторождения и объекты характеризуются низкими ФЕС, малыми толщинами [74, 91]. Неразбуренные участки разрабатываемых месторождений часто приурочены к краевым водонефтяным зонам с недонасыщенными нефтью коллекторами.

Повышению нефтеотдачи в данных условиях возможно за счет адаптации и внедрения современных видов бурения и инновационных методов воздействия на продуктивные пласты и разработки месторождений (рис. 2.1) [27].

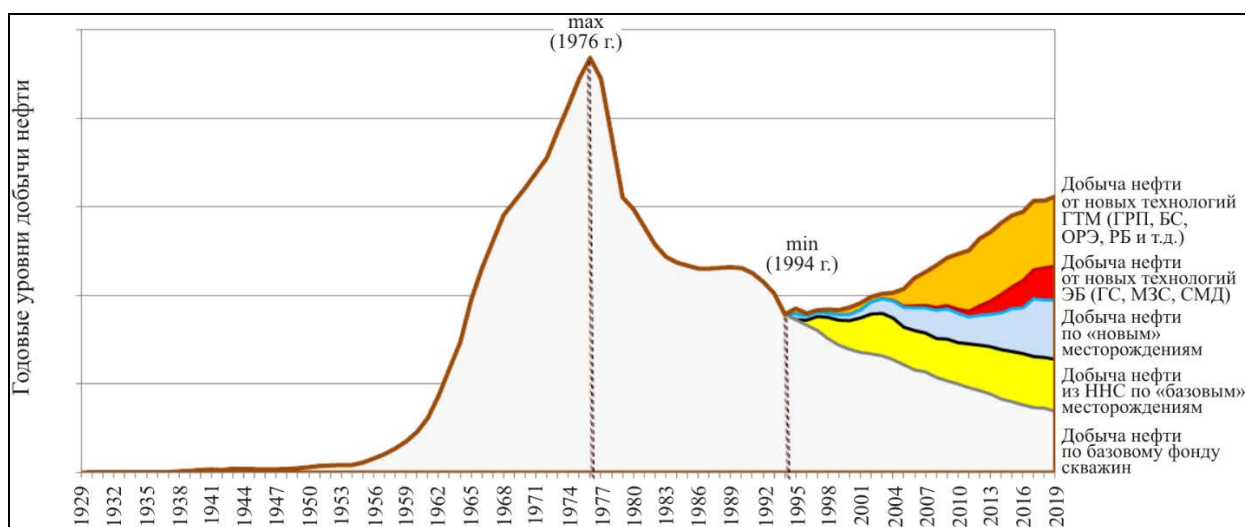


Рис. 2.1. Динамика уровней добычи нефти по месторождениям Пермского края

Для полноты выработки запасов технология бурения бокового ствола (БС) направлена на вовлечение в разработку слабо дренируемых или неразрабатываемых запасов нефти, организацию новых очагов разработки, не прибегая к бурению новых скважин [14, 41]. При этом зарезка бокового ствола обходится до 2 раз дешевле строительства новой скважины [32]. В последние годы в Пермском регионе также происходит увеличение ГТМ, связанных с бурением боковых горизонтальных стволов (БГС). Прогнозирование дебитов нефти данного ГТМ имеет различные обоснованные подходы [31, 58]. Как показано авторами в исследовании [32], начальные нефтяные дебиты проведенных на Пермских месторождениях мероприятий БГС выше БС в 1,5 раза, продолжительность работы с максимальным дебитом установлена для БС - 16 месяцев, БГС - 18 месяцев.

Для полноты охвата запасов зарекомендован развивающийся и совершенствующий вид бурения – бурение горизонтальных скважин (ГС), что обеспечивает большее вскрытие продуктивного пласта, тем самым увеличивает производительность скважины [68, 76]. По сравнению с наклонно-направленными (ННС) скважины с горизонтальным окончанием позволяют значительно уменьшить проектный фонд скважин, увеличить текущую добычу (соответственно, КИН), замедлить приток газа и воды к скважинам (посредством снижения депрессии при том же дебите), повысить

приемистость нагнетательных скважин. Отмечено, что превышение начальных дебитов нефти ГС над ННС составляют 2,5-3 раза [7]. На месторождениях Пермского края наблюдается активная динамика бурения ГС как для терригенных, так и для карбонатных эксплуатационных объектов (рис. 2.2) [27].

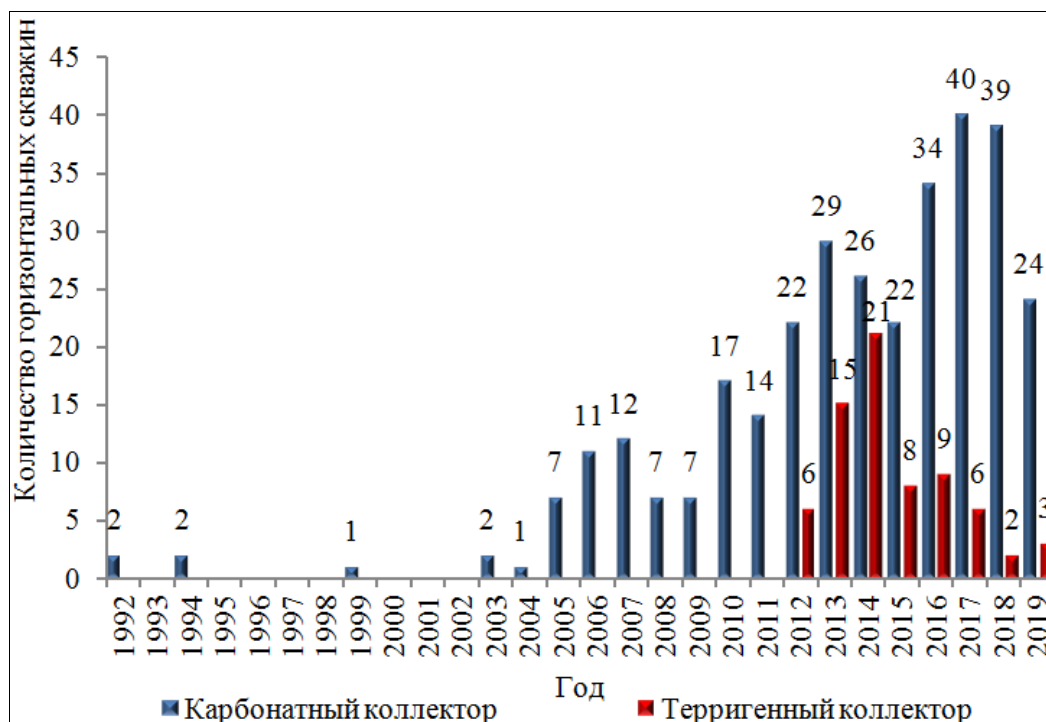


Рис. 2.2. Динамика бурения ГС в Пермском крае

В процессе бурения ГС развивается технология сопровождение проводки и управление траекторией ствола скважины в режиме реального времени (рис. 2.3), что обеспечивает максимальный контакт с коллектором в пластах толщиной до 1 м [71].

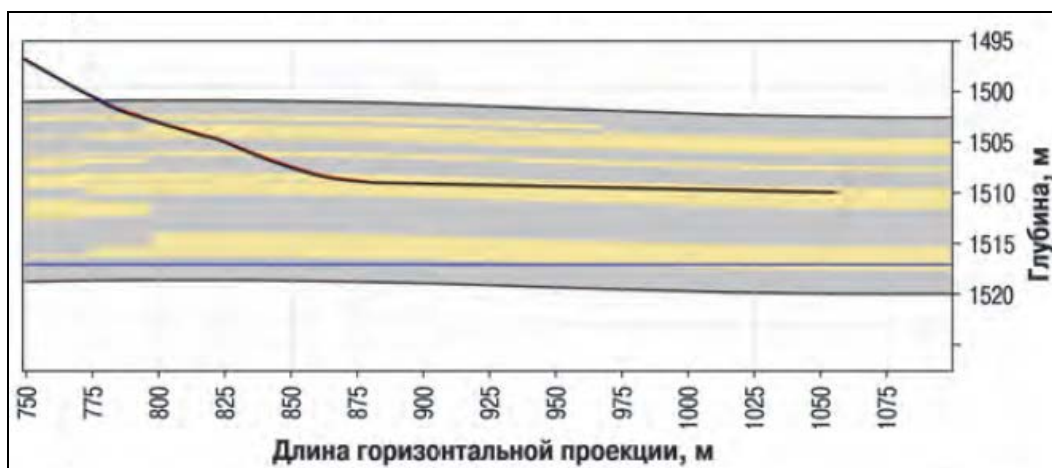


Рис. 2.3. Типовой профиль ГС в карбонатных отложениях

Преимуществами сопровождения в процессе бурения LWD (ГИС открытого ствола) являются оперативная система передачи данных и визуализации, оперативное принятие решений об изменении траектории ствола в условиях изменчивости ФЕС и неопределенностей геологического строения, исключение промежуточных каротажей, сокращение времени строительства скважин, сопровождение новых технологий ОПР в бурении скважин. В результате отмечается увеличение дебитов нефти из низкопроницаемых маломощных пластов, повышение технико-экономических показателей актива и конечного КИН. Как указано в работе [71], в период с 2015 по 2018 гг. при практическом внедрении технологии LWD обеспечено свыше 40 % добычи, показатель накопленной добычи нефти по таким скважинам составил около 2,3 млн т.

Для вовлечения в разработку участков залежей с недренируемыми запасами, а также для обеспечения максимального контакта с коллектором технологический эффект получен в результате бурения многозабойных скважин (МЗС) [59]. Особенно это актуально на территории Верхнекамского месторождения калийных солей, где существует запрет на бурение эксплуатационных скважин в зоне промышленных запасов калийных солей. В 2017 году успешно внедрена МЗС облегченной конструкции на Осинском месторождении [13].

В части химических технологий повышения нефтеотдачи применительно к карбонатным объектам успешным является мероприятие по стимуляции и повышению продуктивности нефтяных скважин - соляно-кислотная обработка (СКО). Масштабное применение СКО на территории региона достаточно результативно [4, 62, 69, 77].

Одним из наиболее эффективных и высокотехнологичных методов интенсификации притока из низкопроницаемых пластов и низкопродуктивных скважин для вовлечения в разработку запасов является метод гидравлического разрыва пласта ГРП. Технологии ГРП на сегодня успешно выполняются по следующим направлениям: испытание жидкостей и

новых видов пропантов ГРП, испытание ГРП с применением кислот, испытание новых техник и технологий ГРП. Для поддержания эффективности ГРП внедряется комплекс нестандартных технологий (большеобъемные ГРП, селективные ГРП с закачкой эмульсий и глинистых составов, азотно-пенные ГРП, безполимерные и линейные гели) [104, 120, 122, 124, 127].

С момента первых локальных ГРП на нефтяных месторождениях Пермского края в 1996 до 2004 гг. приросты дебитов составляли для терригенных объектов 4,1 т/сут, карбонатных 2,5 т/сут [7, 64, 92]. После 2008 года пристальное внимание уделено научно-техническому сопровождению развития метода, в результате приросты дебитов составили в районе 10 т/сут (рис. 2.4).

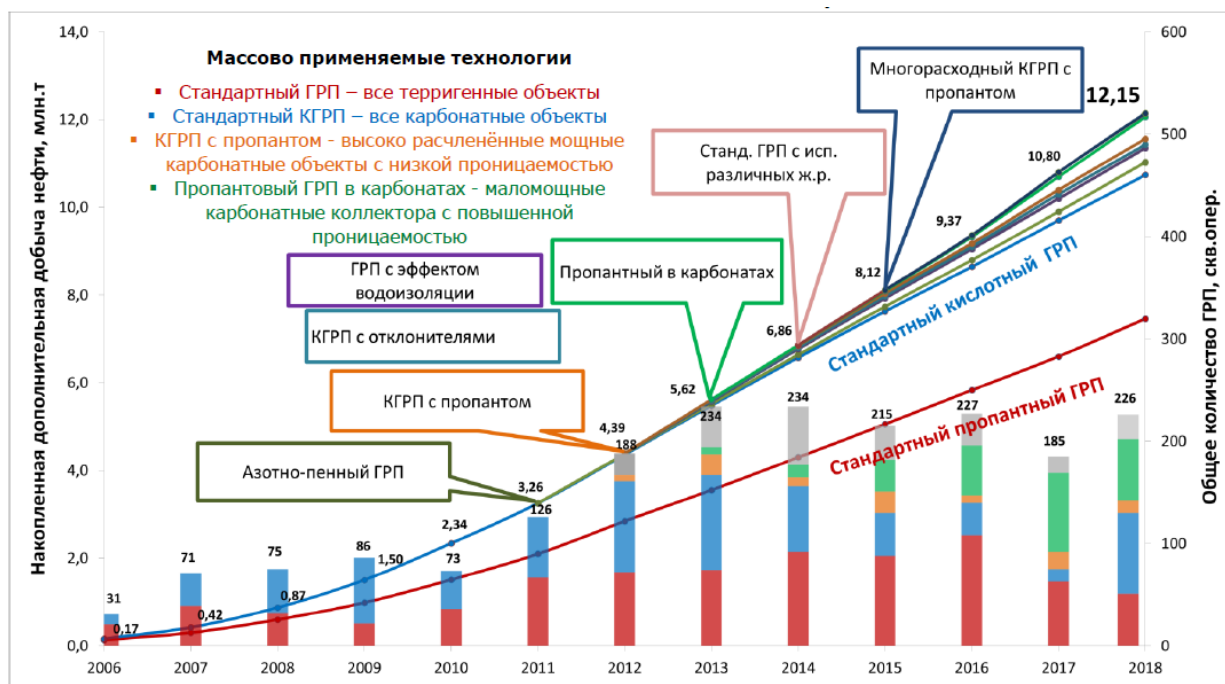


Рис. 2.4. Динамика развития проведения ГРП на месторождениях Пермского края

На период 01.01.2018 разработано более 20 модификаций ГРП, в том числе успешно адаптированные в регионе многозонные ГРП (МГРП) (с максимальными приростами 22-32 т/сут).

В целом, за всю историю внедрения данного перспективного ГТМ в большом спектре разнообразных видов позволило дополнительно добыть свыше 10 млн т нефти на момент 2018 года [70, 80].

Альтернативой методу ГРП при относительно низких ОИЗ является технология радиального бурения, которая применяется в Пермском регионе в промышленных масштабах с начала 2000-х годов [97, 100, 118]. Данный метод направлен на повышение фильтрационной способности призабойной зоны пласта и имеет меньшие ограничения в части качества цементирования скважин в сравнение с ГРП [42, 108, 119]. Особенно, радиальное бурение имеет больший эффект в карбонатных отложениях, прирост нефтяного дебита в среднем 3,3 т/сут с продолжительностью эффекта более 1100 суток [43, 63, 112].

Заводнение (минерализованной и пресной водой) является основным методом поддержания высокого пластового давления в нефтяном пласте на месторождениях Пермского края. Для решения проблемы с неравномерным продвижением фронта вытеснения применяется ограничение попутно добываемой воды на добывающем фонде (РИР) и выравнивание профилей приемистости на нагнетательном фонде [25, 89]. С целью восстановления энергетического состояния в пласте происходит увеличение ГТМ на нагнетательном фонде: интенсификация приемистости, выравнивание профилей приемистости, организация дополнительных очагов закачки [5, 52]. Для вовлечения в разработку участков залежей с недренируемыми запасами по причине низких коллекторских свойств применяются переводы, организация одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) [17, 85].

В последнее десятилетие активно внедряются третичные методы увеличения нефтеотдачи (на 5-30 % согласно авторам [73]) из класса химических [54, 105, 116, 126], в том числе закачка полимеров, ПАВ в Пермском регионе [9, 78, 82, 117]. В отличие от заводнения водой, особенность закачки полимеров (понижение подвижности вытесняющей воды) позволяет создать механизм поршневого вытеснения при условии продавки водой и равномерного охвата процессом заводнения. В условиях высоковязкой нефти Москудынского месторождения дебит увеличился на 11 %, обводненность снизилась на 2 % [73, 82].

Из химических методов потокоотклоняющего действия зарекомендовано использование сшитых гелей на основе полимеров и кислот [33, 60, 61, 65, 103].

С целью ограничения водопритока и оптимизации системы воздействия в условиях поддержания пластового давления применяются самоотклоняющиеся кислотные составы (СОКС) [46, 94, 110], которые способны изменять направление воздействия кислоты в недренируемые участки залежи. Реализация технологии позволяет расширить критерии подбора скважины по показателю обводненности до 60 %. На месторождениях Пермского края метод наблюдается активное внедрение метода, успешность которого по данным работ [11, 84] 93 % с приростом нефтяного дебита 3,6 т/сут.

Реализация крупномасштабных технологий в эксплуатационном бурении, новых методов повышения нефтеотдачи, третичных методов, а также проведение опытно-промышленных работ [12] позволяет эффективно управлять процессом разработки, увеличивать степень выработки на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки. Так, ранее нерентабельные, слабодренируемые, низкопродуктивные, низкопроницаемые и не охваченные разработкой запасы в доле ухудшенной структуры ресурсно-сырьевой базы вовлекаются благодаря развитию и внедрению инновационных ГТМ, МУН, методов интенсификации добычи, что ведет к повышению КИН как важнейшего технико-экономического показателя разработки. Таким образом, для успешного и достоверного прогноза КИН (ОИЗ) действующие многомерные модели нуждаются в актуализации.

2.3. Оценка влияния геологических и технологических показателей разработки на проектные КИН для залежей, разрабатываемых с ППД

В рамках исследования для режима с ППД приняты для анализа объекты без учета нетипичных залежей, для которых характерны аномально низкие или

высокие значения геолого-физических и технологических параметров. К нетипичным отнесены в случае терригенных отложений: по критерию низких значений утвержденных в ПТД КИН (объект Тл₂ Альняшского месторождения при КИН=0,280 д.е., объект Тл Сагринского месторождения при КИН=0,294 д.е., объект Тл_{2а}+Тл_{2б} Юлианского поднятия Трушниковского месторождения при КИН=0,276 д.е., объект Мл Северо-Этышского поднятия Чикулаевского месторождения при КИН=0,292 д.е., объект Тл₂ Ожгинского месторождения при КИН=0,291 д.е., объект Мл Хатымского месторождения при КИН=0,251 д.е. (для данного объекта также отмечено аномально высокое для Пермского региона значение вязкости нефти 217,9 мПа·с), по критерию нефтенасыщенной толщины (24,7 м для объекта Тл-Бб-Мл Ольховского поднятия Ольховского месторождения), по критерию проницаемости (0,005 мкм² для объектов Тл-Бб Пихтового месторождения и Тл Обливского поднятия Обливского месторождения), по высокому газосодержанию нефти (800 м³/т для объекта Бб Жилинского месторождения), по низкому значению коэффициента вытеснения (0,376 д.е. для объекта Тл_{2а} Северного поднятия Березовского месторождения).

Применительно к карбонатным отложениям в список нетипичных отнесены: по критерию аномально высокого принятого в ПТД КИН (Троельжанское месторождение, объекты Бш при КИН=0,840 д.е. и объект Т при КИН=0,746 д.е.), по критерию высокого значения нефтенасыщенной толщины (30,2 м для объекта Т-Фм Южно-Раевского поднятия Маговского месторождения), по критерию высокого газосодержания (321 м³/т для объекта Т-Фм Раевского поднятия Маговского месторождения), по критерию низких значений коэффициента вытеснения (0,329 д.е. для объекта Бш Крутовского поднятия Крутовского месторождения, 0,397 д.е. для объекта Бш₁ Кукуштанского месторождения, 0,349 д.е. для объекта Бш Северо-Курбатовского поднятия Курбатовского месторождения, 0,399 д.е. для объекта Т Шароновского месторождения).

Так, в табл. 2.4 показаны количество залежей в принятых исследуемых экзаменационных выборках, слагающие их пласты, а также принятые в действующих ПТД проектные КИН и диапазоны их варьирования.

Таблица 2.4

Выборка исследуемых залежей, разрабатываемых с ППД,
с проектными КИН

нефтяные залежи	пласты, входящие в залежь	кол-во залежей	КИН проектный (среднее значение), д.е.	КИН проектный (минимальное значение), д.е.	КИН проектный (макс знач), д.е.
визейские терригенные залежи C _{1v}	Тл, Бб, Мл	178	0,469	0,300	0,695
башкирские карбонатные залежи C _{1s} –C _{2b}	Бш, Срп	71	0,360	0,174	0,520
турне-фаменские карбонатные залежи D ₃ –C _{1t}	Т, Фм, Фр	148	0,360	0,200	0,547

Анализируемые в исследовании характеристики подразделены на геолого-физические, характеризующие свойства пластовых коллекторов, флюидов, пластовые условия, и технологические, определяющие систему разработки конкретного объекта. Значения всех показателей и характеристик приняты по действующим ПТД, утвержденным Центральной комиссией по разработке.

Из геолого-физических показателей отнесены: средняя эффективная нефтенасыщенная толщина залежи (h , м); средняя толщина пропластка ($h_{пр}$, м), обозначаемая как отношение h к числу пропластков; пористость горной породы (K_p , д.е.); нефтенасыщенность горной породы (K_n , д.е.); проницаемость горной породы (k , мкм²); коэффициент песчаности ($K_{пес}$, д.е.); вязкость пластовой нефти (μ , мПа·с); газосодержание нефти (G , м³/т); начальное пластовое давление ($P_{пл}$, МПа); давление насыщения нефти газом ($P_{нас}$, МПа); содержание парафина в нефти (ПР, %); коэффициент

вытеснения нефти водой ($K_{\text{выт}}$, д.е.); коэффициент охвата вытеснением ($K_{\text{охв}}$, д.е.).

К технологическим отнесены проектная плотность сетки скважин (ПСС, Га/скв); проектный фонд скважин (добывающие СКВ_д и нагнетательные СКВ_н); фактический фонд скважин (добывающие СКВ_{д-ф} и нагнетательные СКВ_{н-ф}); интенсивность заводнения ($\text{СКВ}_{\text{н}}/\text{СКВ}_{\text{д}}$, д.е.), начальный дебит нефти ($q_{\text{н}}$, т/сут). К технологическим также отнесены следующие показатели: коэффициент расчлененности $K_{\text{р}}$ (д.е.) и доля в площади залежи ее водонефтяной зоны ВНЗ (д.е.).

Для определения взаимовлияния геологических и технологических показателей, а также установления связи этих показателей на утвержденные КИН построены корреляционные поля (табл. 2.5-2.10). По результатам анализа корреляционных полей установлены наиболее влияющие на КИН исследуемые параметры.

Таблица 2.5

Корреляционное поле геолого-физических параметров разработки для визейских залежей с ППД

N=178	h	h _{пр}	K _п	K _н	k	μ	P _{пл}	P _{нас}	K _{нес}	G	ПР	K _{выт}	K _{охв}	КИН
h	1,00	0,46	0,08	0,26	0,08	-0,10	0,15	0,33	0,30	0,28	0,14	0,34	0,36	0,50
h _{пр}		1,00	0,26	0,24	0,21	0,06	-0,10	0,00	0,29	0,03	0,10	0,06	0,23	0,23
K _п			1,00	0,38	0,50	0,36	-0,62	-0,57	0,18	-0,54	-0,29	-0,05	0,34	0,27
K _н				1,00	0,22	-0,14	0,05	0,01	0,21	0,05	0,13	0,40	0,20	0,39
k					1,00	0,18	-0,25	-0,23	0,25	-0,26	-0,11	0,31	0,15	0,29
μ						1,00	-0,33	-0,55	-0,10	-0,52	-0,24	-0,41	-0,01	-0,22
P _{пл}							1,00	0,65	0,15	0,54	0,32	0,29	-0,15	0,01
P _{нас}								1,00	0,17	0,87	0,31	0,40	0,04	0,24
K _{нес}									1,00	0,07	0,10	0,22	0,22	0,29
G										1,00	0,26	0,31	-0,03	0,14
ПР											1,00	0,19	-0,03	0,06
K _{выт}												1,00	-0,04	0,50
K _{охв}													1,00	0,84
КИН														1,00

Таблица 2.6

Корреляционное поле технологических параметров разработки для
визейских залежей с ППД

N=178	ПСС	K _p	ВНЗ	q _н	СКВ _д	СКВ _н	СКВ _н /СКВ _д	СКВ _{д-ф}	СКВ _{н-ф}	K _{выт}	K _{охв}	КИН
ПСС	1,00	-0,12	0,07	0,14	-0,09	-0,07	0,15	-0,13	-0,13	0,13	-0,46	-0,33
K _p		1,00	0,20	0,15	0,07	0,05	-0,09	0,12	0,08	0,33	0,19	0,35
ВНЗ			1,00	0,13	-0,05	-0,07	0,07	0,00	-0,02	0,17	-0,12	-0,02
q _н				1,00	-0,13	-0,04	0,22	-0,11	-0,02	0,35	-0,04	0,15
СКВ _д					1,00	0,91	-0,21	0,94	0,73	0,02	0,03	0,05
СКВ _н						1,00	-0,01	0,86	0,79	-0,03	-0,02	-0,02
СКВ _н /СКВ _д							1,00	-0,17	-0,01	-0,07	-0,04	-0,07
СКВ _{д-ф}								1,00	0,83	0,02	0,14	0,14
СКВ _{н-ф}									1,00	-0,02	0,12	0,10
K _{выт}										1,00	-0,04	0,50
K _{охв}											1,00	0,84
КИН												1,00

Примечание: статистически значимые показатели обозначены жирным шрифтом.

Из геолого-физических параметров, сильно контролирующих КИН, для визейских залежей выявлены: h (r=0,50), h_{пр} (r=0,23), K_п (r=0,27), K_н (r=0,39), k (r=0,29), μ (r= -0,22), P_{нас} (r=0,24), K_{пес} (r=0,29), K_{выт} (r=0,50). Среди технологических показателей устойчивый характер влияния на КИН приобретают: ПСС (r= -0,33), K_p (r=0,35). Отмечено, что для показателей, участвовавших в многомерных моделях на 01.01.2009, на данный момент отсутствуют тесные связи с действующим КИН (G при r=0,14, ПР при r=0,06).

Таблица 2.7

Корреляционное поле геолого-физических параметров разработки для
башкирских залежей с ППД

N=71	h	h _{пр}	K _п	K _н	k	μ	P _{пл}	P _{нас}	K _{пес}	G	ПР	K _{выт}	КИН
h	1,00	0,36	-0,20	0,18	0,003	-0,14	0,42	0,24	0,43	0,23	0,11	0,27	0,45
h _{пр}		1,00	0,14	-0,03	0,16	0,20	-0,18	-0,10	0,21	-0,12	-0,03	0,04	0,16
K _п			1,00	0,27	0,48	0,37	-0,63	-0,42	-0,02	-0,58	0,14	-0,20	0,02
K _н				1,00	0,27	0,12	0,01	-0,04	0,19	-0,03	-0,13	0,14	0,01
k					1,00	0,36	-0,24	-0,10	0,12	-0,21	0,0001	0,13	0,08
μ						1,00	-0,41	-0,33	0,18	-0,52	-0,10	-0,37	-0,07
P _{пл}							1,00	0,74	0,19	0,63	-0,02	0,37	0,12
P _{нас}								1,00	0,20	0,71	-0,08	0,42	-0,03
K _{пес}									1,00	-0,02	-0,14	-0,06	0,20
G										1,00	-0,19	0,49	-0,02
ПР											1,00	-0,21	0,13
K _{выт}												1,00	0,17
КИН													1,00

Таблица 2.8

Корреляционное поле технологических параметров разработки для башкирских залежей с ППД

N=71	ПСС	K_p	ВНЗ	q_n	СКВ _д	СКВ _н	СКВ _н / СКВ _д	$K_{\text{выт}}$	КИН
ПСС	1,00	-0,08	-0,06	0,15	-0,12	-0,15	0,10	0,03	-0,47
K_p		1,00	0,30	0,38	-0,14	-0,10	0,05	0,15	0,27
ВНЗ			1,00	0,16	-0,24	-0,32	-0,17	0,13	0,09
q_n				1,00	-0,19	-0,13	0,20	0,27	0,04
СКВ _д					1,00	0,83	0,03	-0,05	0,03
СКВ _н						1,00	0,32	-0,04	-0,02
СКВ _н / СКВ _д							1,00	0,11	-0,08
$K_{\text{выт}}$								1,00	0,17
КИН									1,00

Примечание: статистически значимые показатели обозначены жирным шрифтом.

Для башкирских залежей геолого-физические параметры, обладающие наибольшим влиянием на КИН, являются: h ($r=0,45$), $K_{\text{пес}}$ ($r=0,20$), $K_{\text{выт}}$ ($r=0,17$). Меньшим влиянием обладает параметр давления k ($r=0,08$), μ ($r=-0,07$), $P_{\text{пл}}$ ($r=0,12$). Среди технологических показателей тесную связь с КИН имеют: ПСС ($r=-0,47$), K_p ($r=0,27$). Стоит отметить также, что для участвовавшего в ранее моделях на 01.01.2009 показатель ВНЗ ($r=0,09$) для данных принятых КИН является не актуальным.

Таблица 2.9

Корреляционное поле геолого-физических параметров разработки для турне-фаменских залежей с ППД

N=148	h	$h_{\text{пр}}$	K_n	K_n	k	μ	$P_{\text{пл}}$	$P_{\text{пес}}$	$K_{\text{пес}}$	G	ПР	$K_{\text{выт}}$	$K_{\text{охв}}$	КИН
h	1,00	0,50	0,21	0,03	0,36	0,17	-0,07	-0,06	0,19	-0,12	0,06	-0,02	0,10	0,10
$h_{\text{пр}}$		1,00	0,29	-0,03	0,17	0,33	-0,13	-0,07	0,39	-0,16	0,00	-0,05	0,14	0,08
K_n			1,00	0,14	0,29	0,54	-0,47	-0,25	0,56	-0,47	-0,12	0,00	0,09	0,11
K_n				1,00	-0,04	0,03	0,18	0,16	0,15	0,08	0,08	0,20	0,01	0,12
k					1,00	0,27	-0,10	-0,06	0,15	-0,22	-0,04	0,14	0,08	0,16
μ						1,00	-0,34	-0,27	0,42	-0,53	-0,22	-0,31	0,05	-0,14
$P_{\text{пл}}$							1,00	0,62	-0,45	0,69	0,41	0,22	0,12	0,23
$P_{\text{пес}}$								1,00	-0,10	0,77	0,41	0,30	0,11	0,27
$K_{\text{пес}}$									1,00	-0,37	-0,22	0,03	0,11	0,10
G										1,00	0,43	0,33	-0,01	0,18
ПР											1,00	0,07	0,10	0,15
$K_{\text{выт}}$												1,00	-0,14	0,42
$K_{\text{охв}}$													1,00	0,82
КИН														1,00

Таблица 2.10

Корреляционное поле технологических параметров разработки для
турне-фаменских залежей с ППД

N=148	ПСС	К _р	ВНЗ	q _н	СКВ _д	СКВ _н	СКВ _н /СКВ _д	К _{выт}	К _{охв}	КИН
ПСС	1,00	-0,17	0,03	0,01	-0,17	-0,18	-0,07	0,11	-0,23	-0,16
К _р		1,00	0,07	0,09	0,01	0,05	0,23	-0,02	-0,05	-0,04
ВНЗ			1,00	0,08	-0,07	-0,01	0,16	0,22	0,06	0,16
q _н				1,00	-0,14	-0,08	0,26	0,00	-0,15	-0,13
СКВ _д					1,00	0,95	-0,29	0,05	0,08	0,11
СКВ _н						1,00	-0,12	0,08	0,07	0,12
СКВ _н /СКВ _д							1,00	-0,06	-0,19	-0,22
К _{выт}								1,00	-0,14	0,42
К _{охв}									1,00	0,82
КИН										1,00

Примечание: статистически значимые показатели обозначены жирным шрифтом.

Для турне-фаменских залежей геолого-физическими параметрами, контролирующими в некоторой степени КИН, являются практически все из имеющихся в анализе: h ($r=0,10$), $K_{п}$ ($r=0,11$), $K_{н}$ ($r=0,12$), k ($r=0,16$), μ ($r=-0,14$), $P_{пл}$ ($r=0,23$), $P_{нас}$ ($r=0,27$), $K_{пес}$ ($r=0,10$), G ($r=0,18$), $ПР$ ($r=0,15$), $K_{выт}$ ($r=0,42$). Наиболее сильные связи отмечены для показателей, контролирующих энергетическое состояние залежи, а также для показателя $K_{выт}$. Их технологических показателей с устойчивой связью, отмечены следующие: ПСС ($r=-0,16$), ВНЗ ($r=0,16$), СКВ_д ($r=0,11$), СКВ_н ($r=0,12$). Отмечены показатели, вступающие в противоречие физическому смыслу влияния на КИН ($q_{н}$ при $r=-0,13$, СКВ_н/СКВ_д при $r=-0,22$).

На рис. 2.5-2.32 для нефтяных залежей, разрабатываемых с ППД, графически проиллюстрированы взаимосвязи значимых геолого-физических и технологических показателей от проектных КИН, диапазоны их варьирования, предельные значения, а также наиболее наглядные тренды.

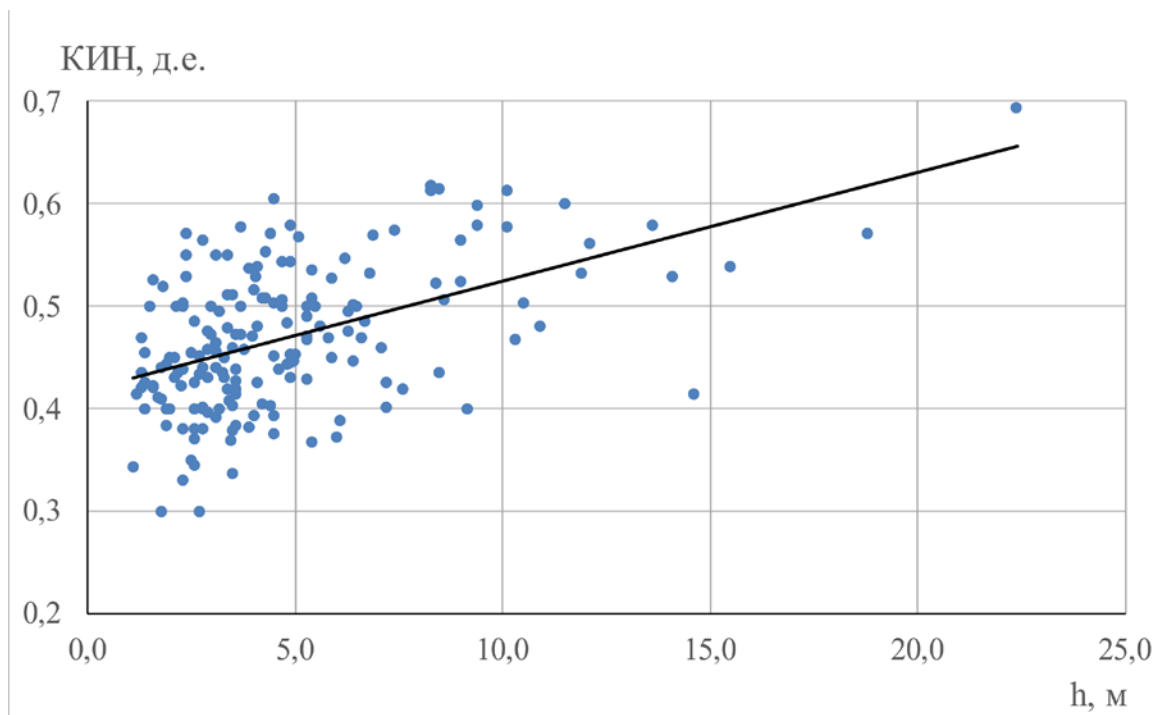


Рис. 2.5. Взаимосвязь проектный КИН – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина для визейских залежей h , разрабатываемых с поддержанием пластового давления

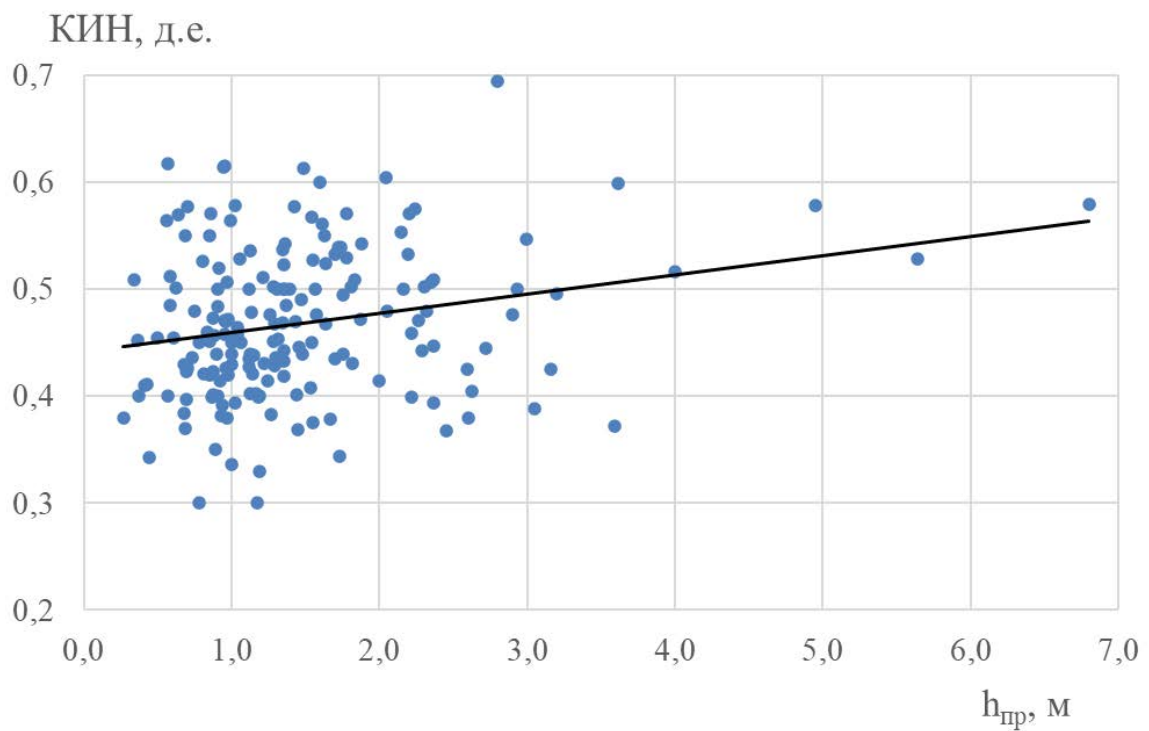


Рис. 2.6. Взаимосвязь проектный КИН – средняя толщина пропластка $h_{пр}$ для визейских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

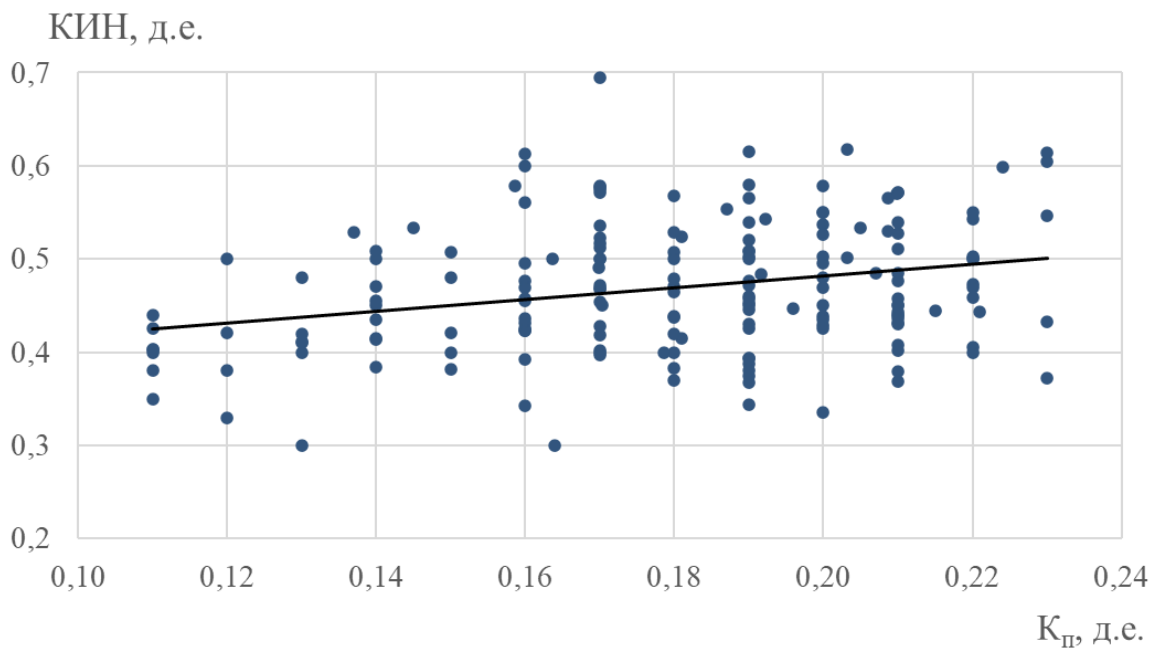


Рис. 2.7. Взаимосвязь проектный КИН – пористость породы $K_{п}$ для визейских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

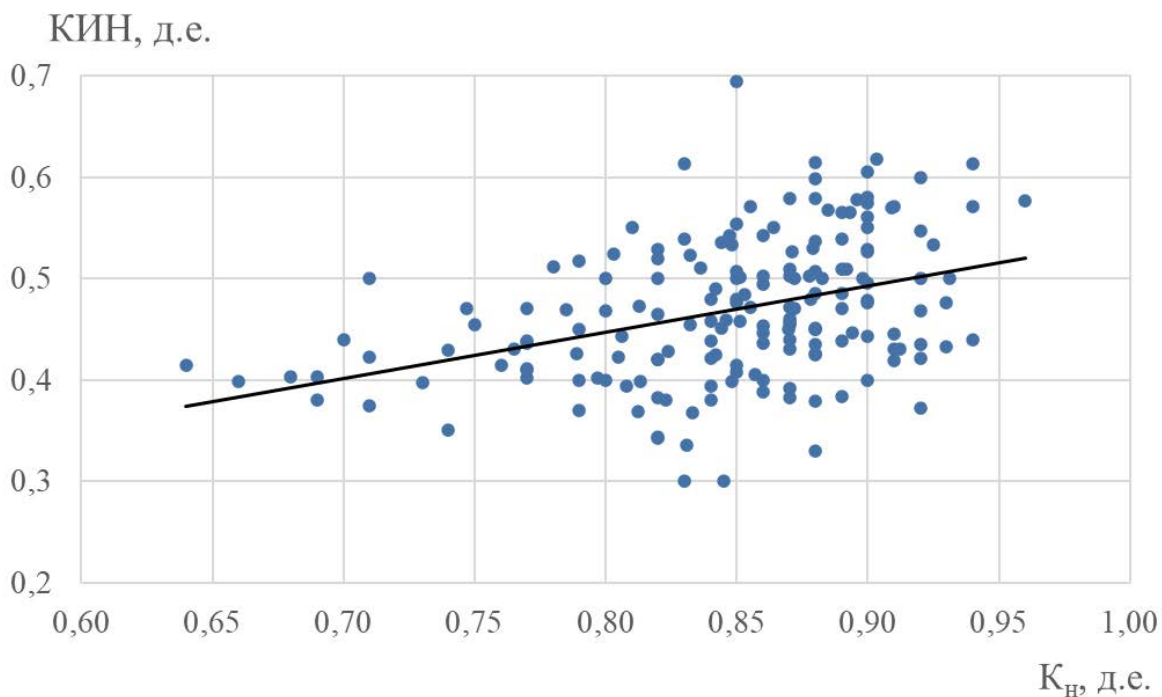


Рис. 2.8. Взаимосвязь проектный КИН – нефтенасыщенность породы $K_{н}$ для визейских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

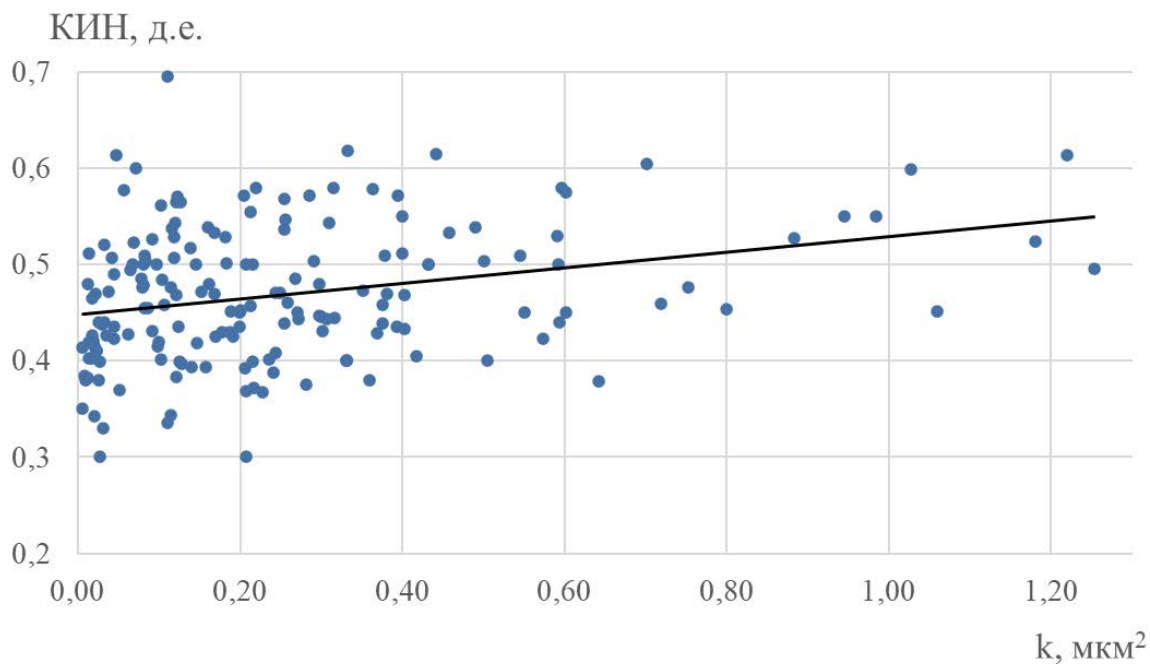


Рис. 2.9. Взаимосвязь проектный КИН – проницаемость породы k для визейских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

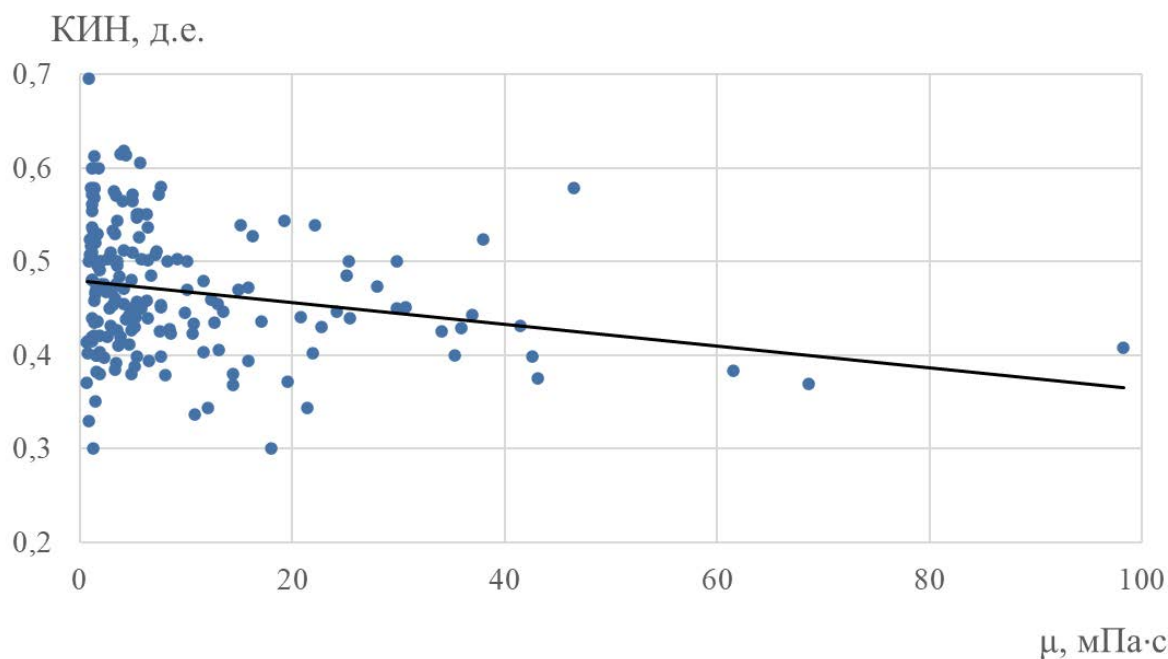


Рис. 2.10. Взаимосвязь проектный КИН – вязкость нефти μ для визейских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

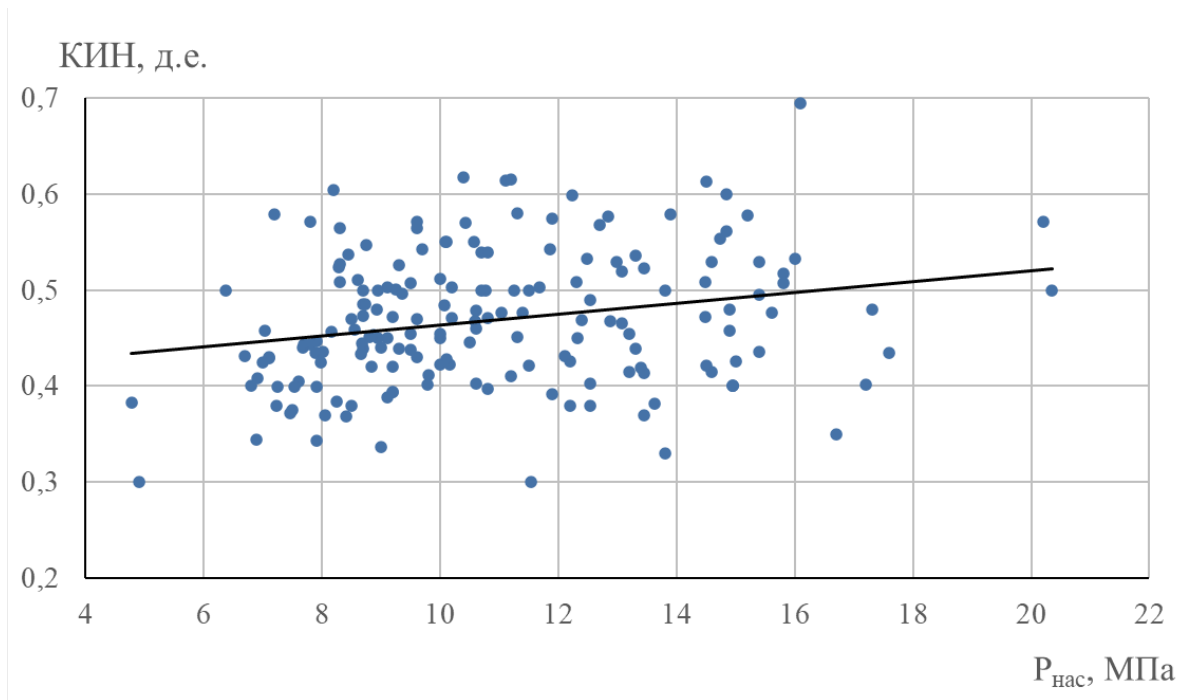


Рис. 2.11. Взаимосвязь проектный КИН – давление насыщения нефти газом $P_{нас}$ для визейских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

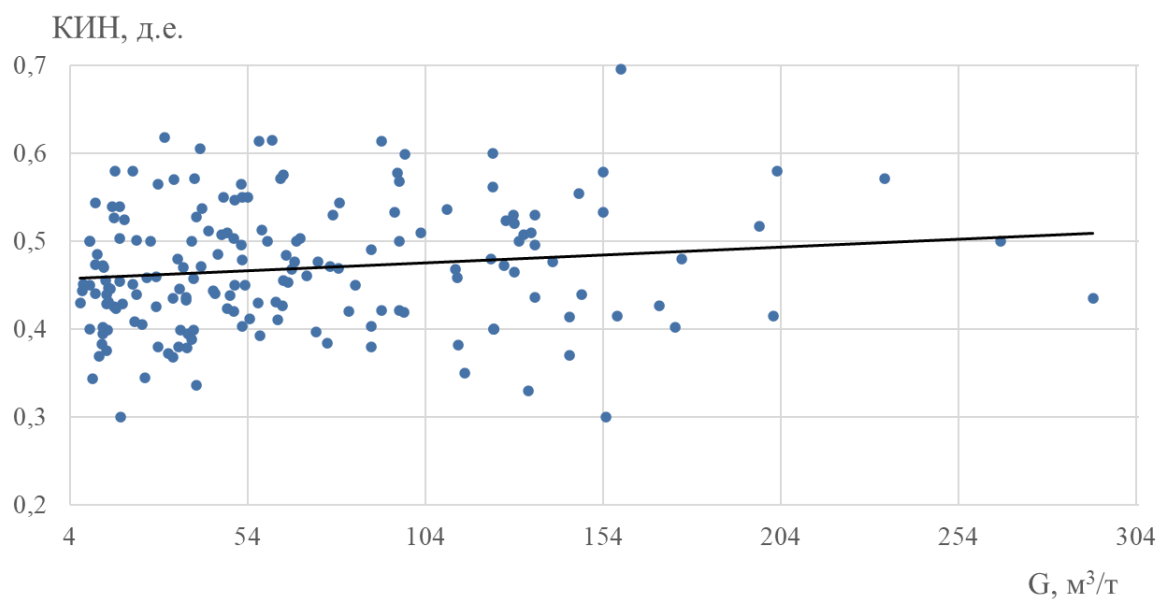


Рис. 2.12. Взаимосвязь проектный КИН – газосодержание нефти G для визейских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

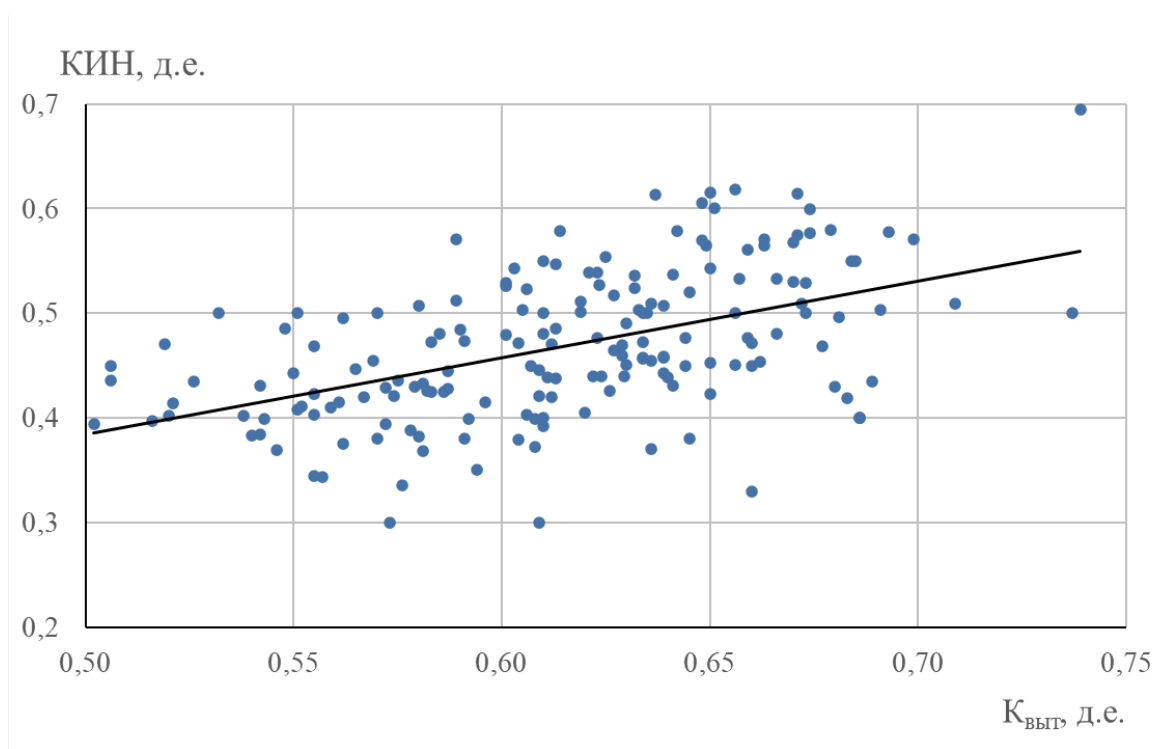


Рис. 2.13. Взаимосвязь проектный КИН – коэффициент вытеснения нефти водой $K_{\text{выт}}$ для визейских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

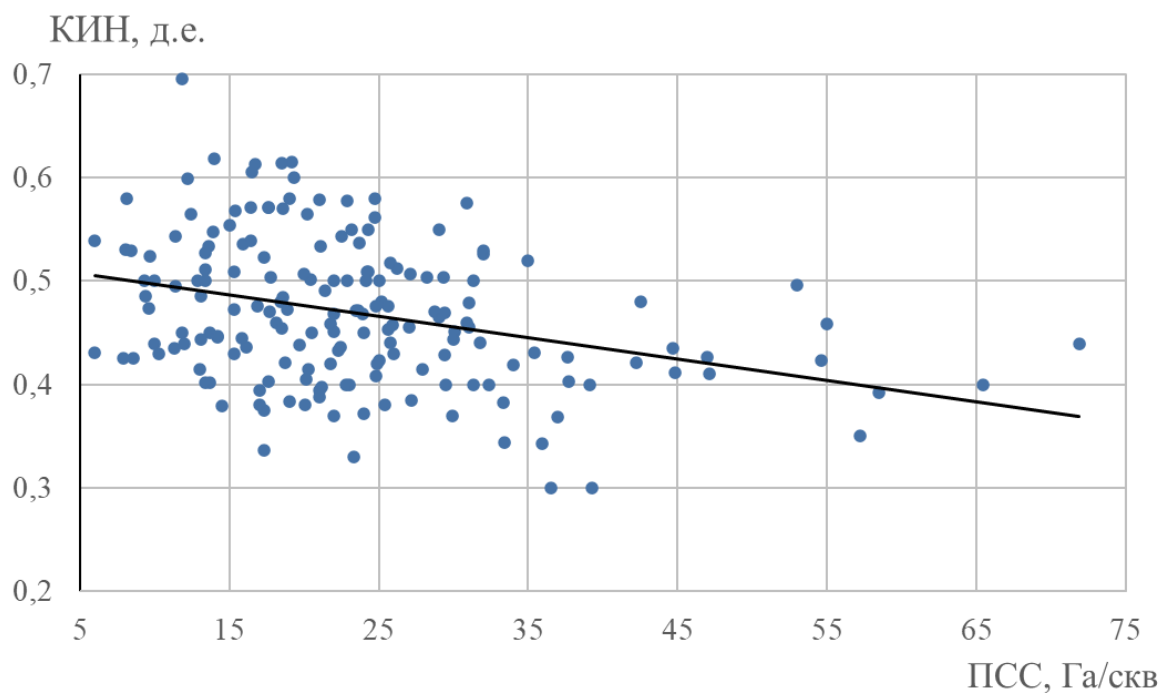


Рис. 2.14. Взаимосвязь проектный КИН – проектная ПСС визейских залежей, (режим с ППД)

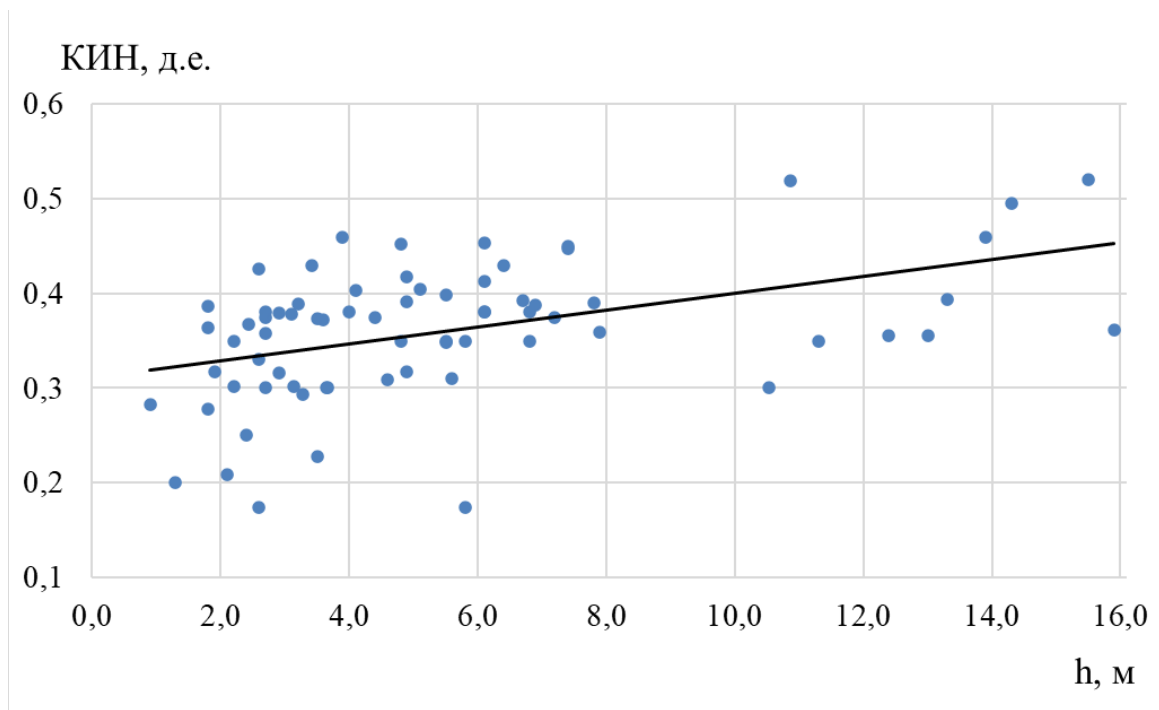


Рис. 2.15. Взаимосвязь проектный КИН – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина для башкирских залежей h , разрабатываемых с поддержанием пластового давления

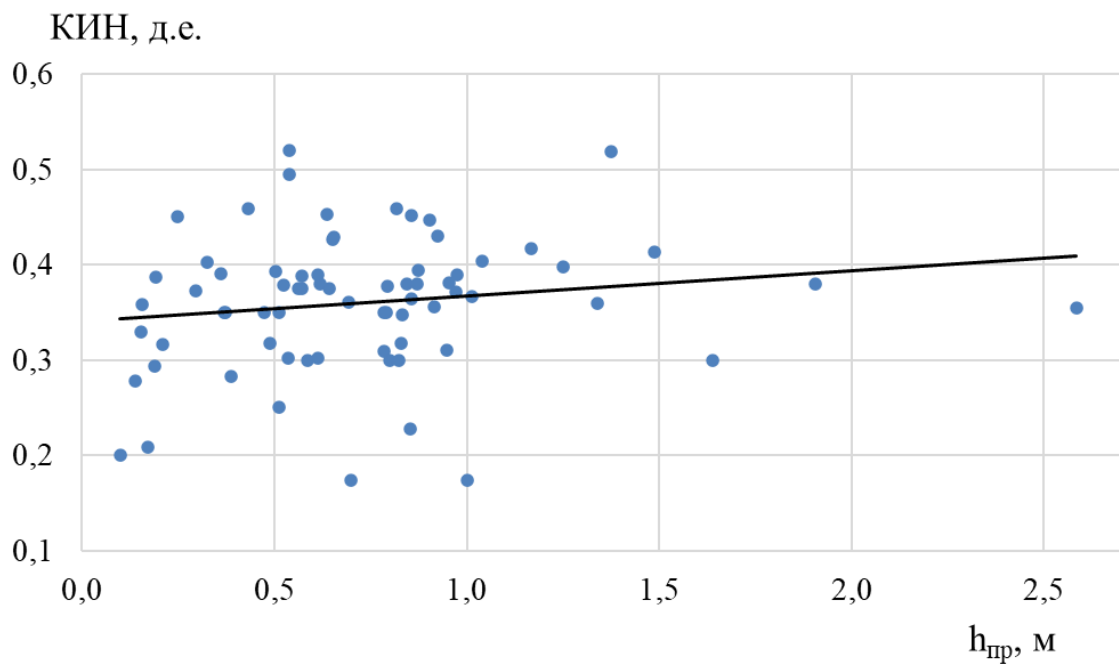


Рис. 2.16. Взаимосвязь проектный КИН – средняя толщина пропластка $h_{пр}$ для башкирских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

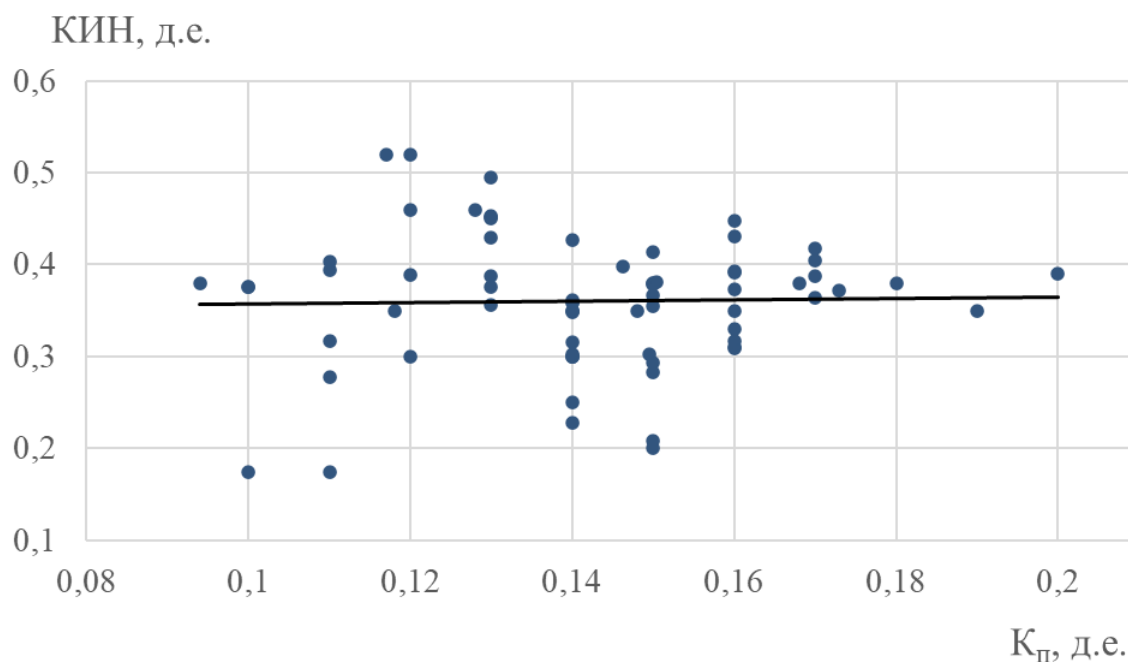


Рис. 2.17. Взаимосвязь проектный КИН – пористость породы К_п для башкирских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

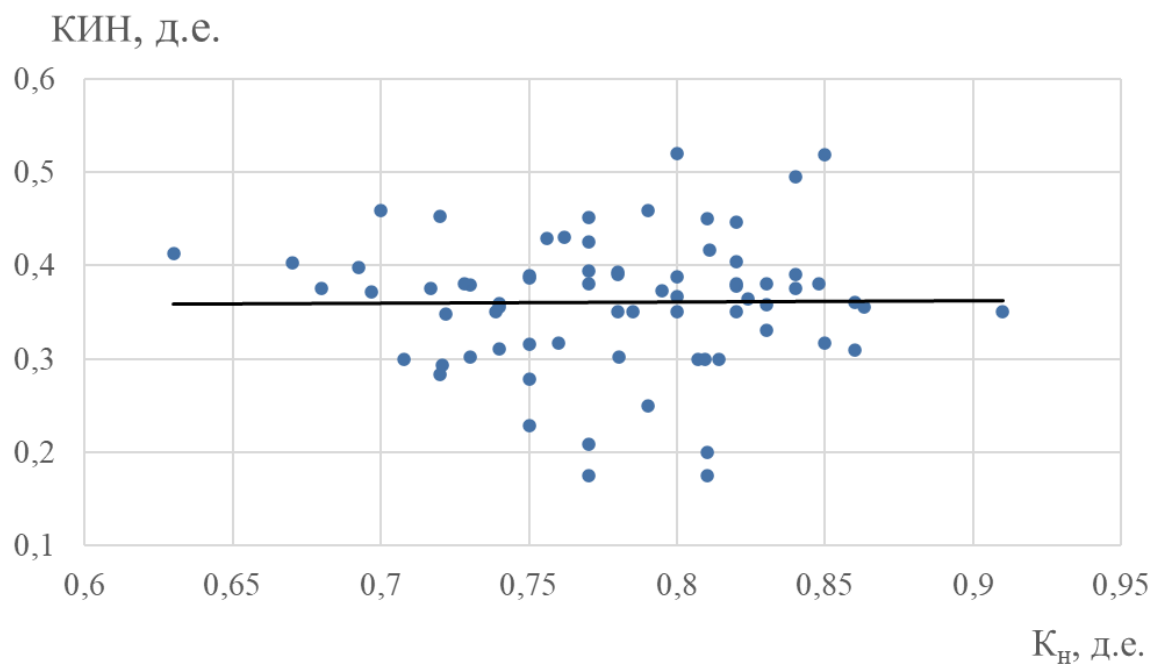


Рис. 2.18. Взаимосвязь проектный КИН – нефтенасыщенность породы К_н для башкирских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

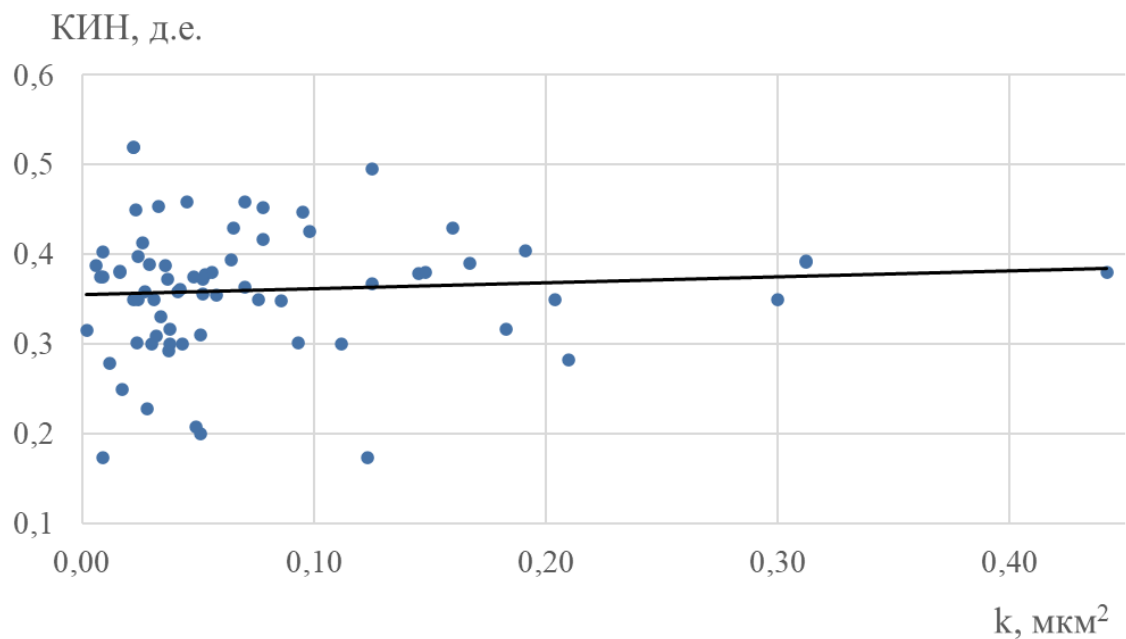


Рис. 2.19. Взаимосвязь проектный КИН – проницаемость породы к для башкирских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

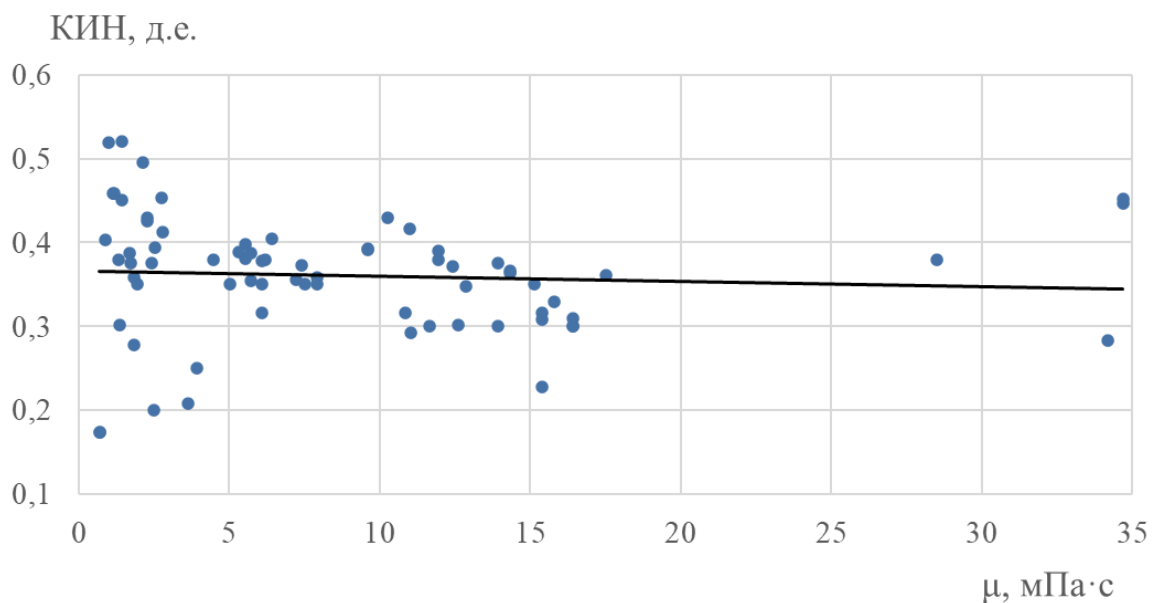


Рис. 2.20. Взаимосвязь проектный КИН – вязкость нефти μ для башкирских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

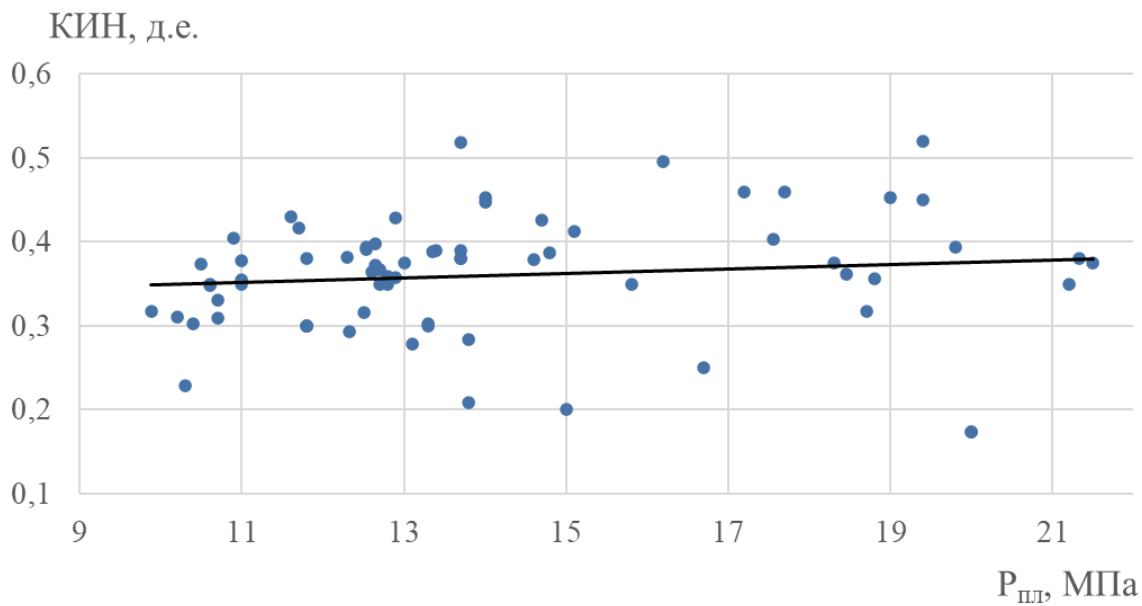


Рис. 2.21. Взаимосвязь проектный КИН – начальное пластовое давление $P_{пл}$ для башкирских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

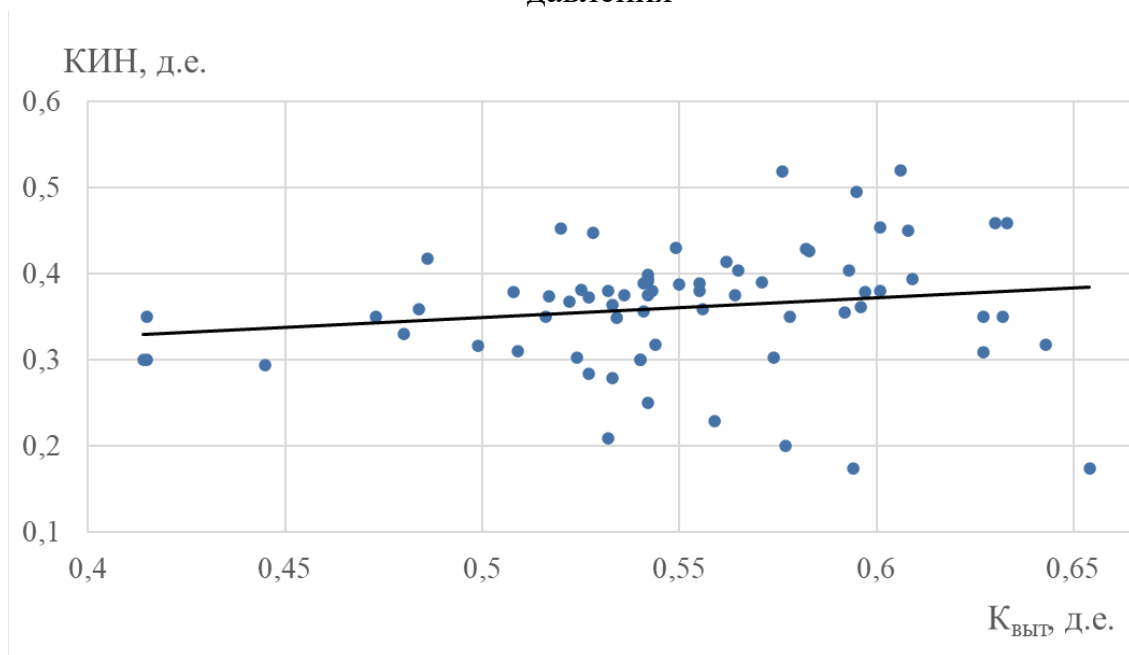


Рис. 2.22. Взаимосвязь проектный КИН – коэффициент вытеснения нефти водой $K_{выт}$ для башкирских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

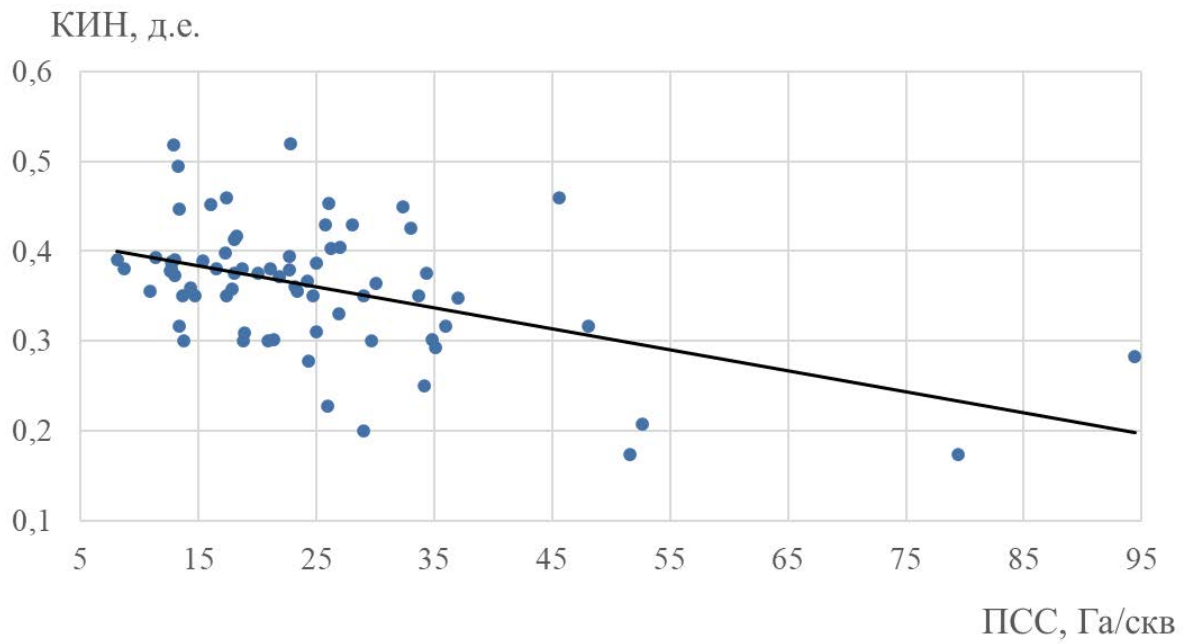


Рис. 2.23. Взаимосвязь проектный КИН – проектная ПСС башкирских залежей (режим с ППД)

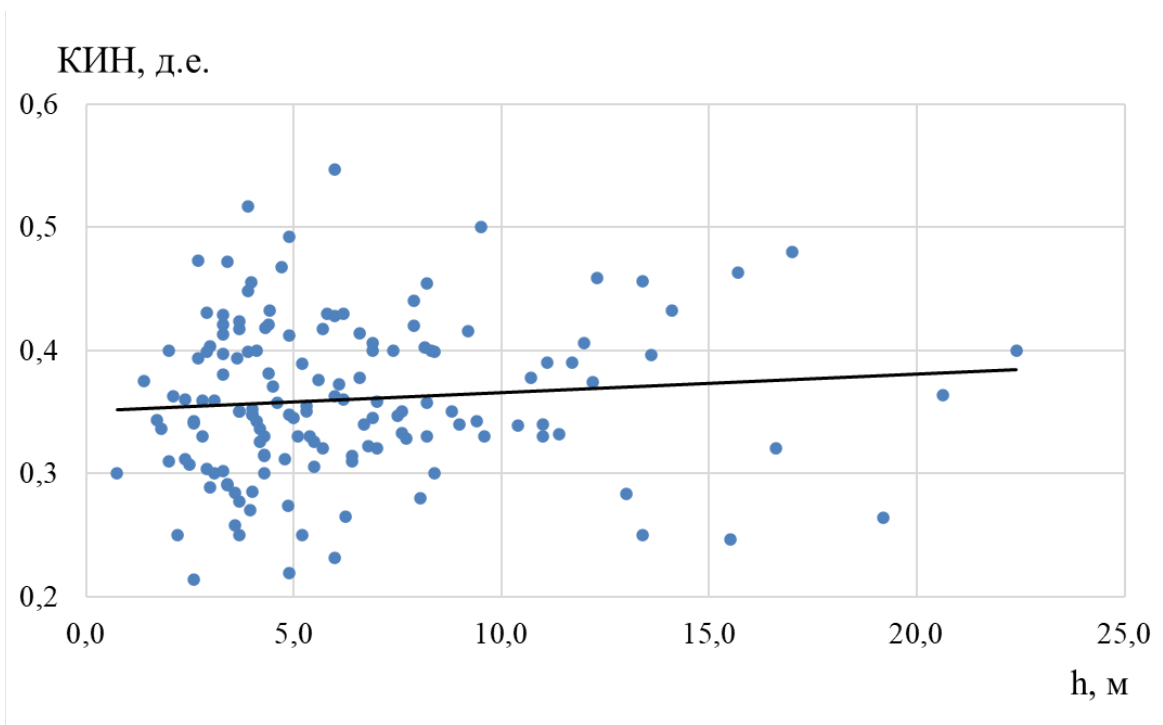


Рис. 2.24. Взаимосвязь проектный КИН – h турне-фаменских залежей (режим с ППД)

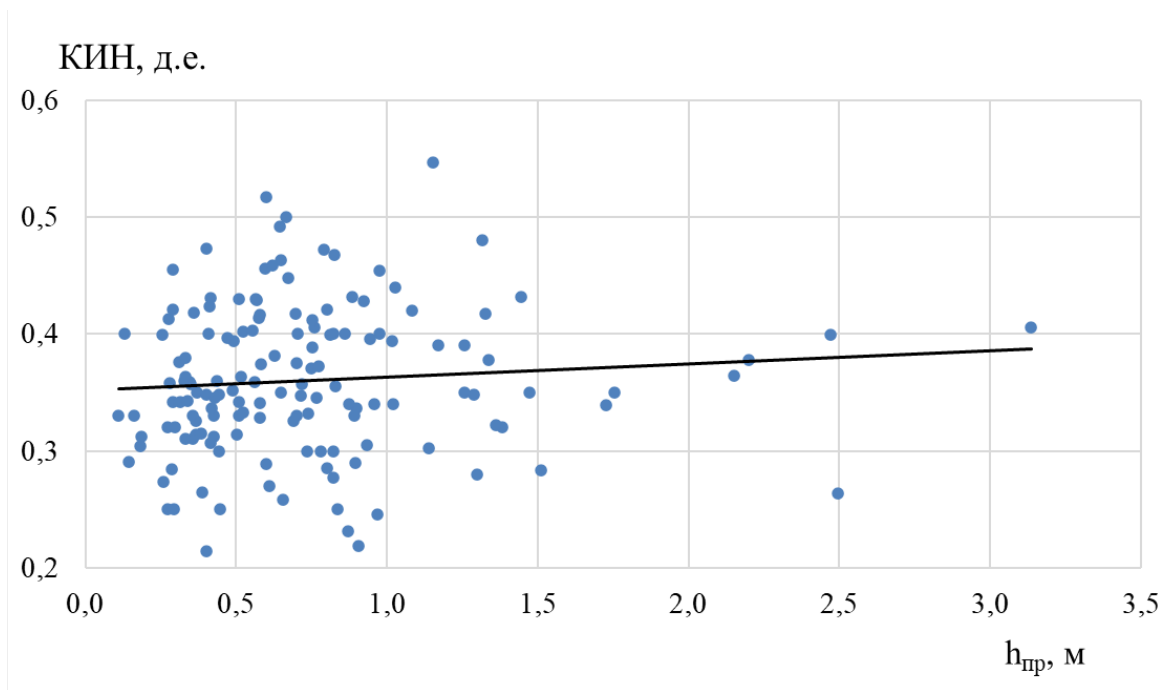


Рис. 2.25. Взаимосвязь проектный КИН – средняя толщина проплатка $h_{пр}$ для турне-фаменских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

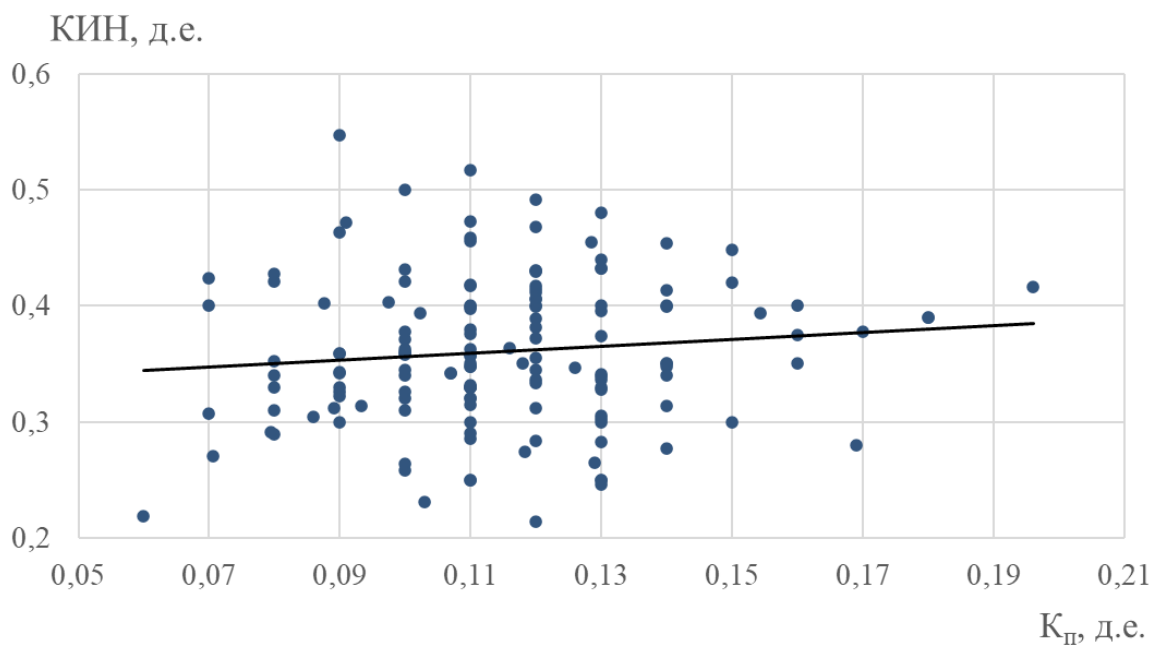


Рис. 2.26. Взаимосвязь проектный КИН – пористость породы K_p для турне-фаменских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

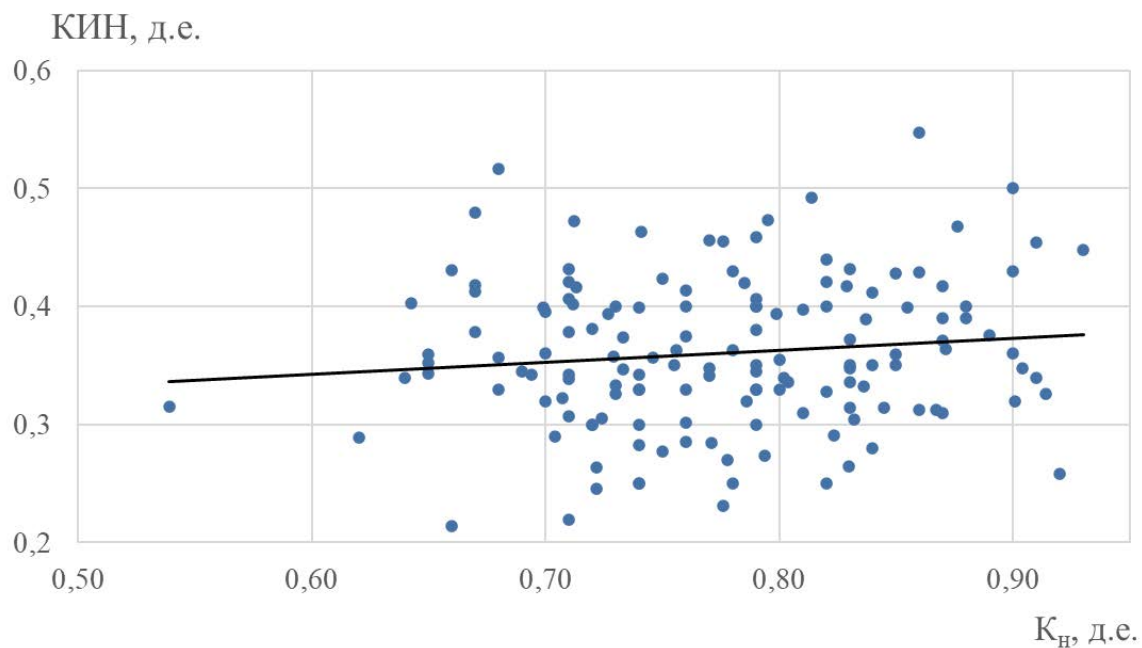


Рис. 2.27. Взаимосвязь проектный КИН – нефтенасыщенность породы K_n для турне-фаменских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

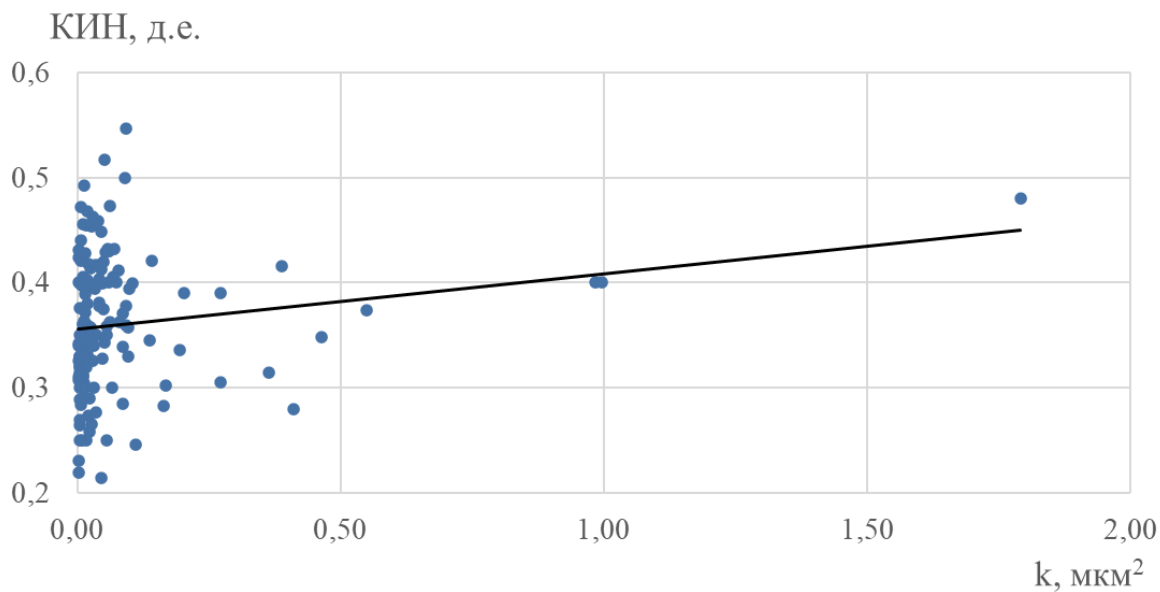


Рис. 2.28. Взаимосвязь проектный КИН – проницаемость породы k для турне-фаменских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

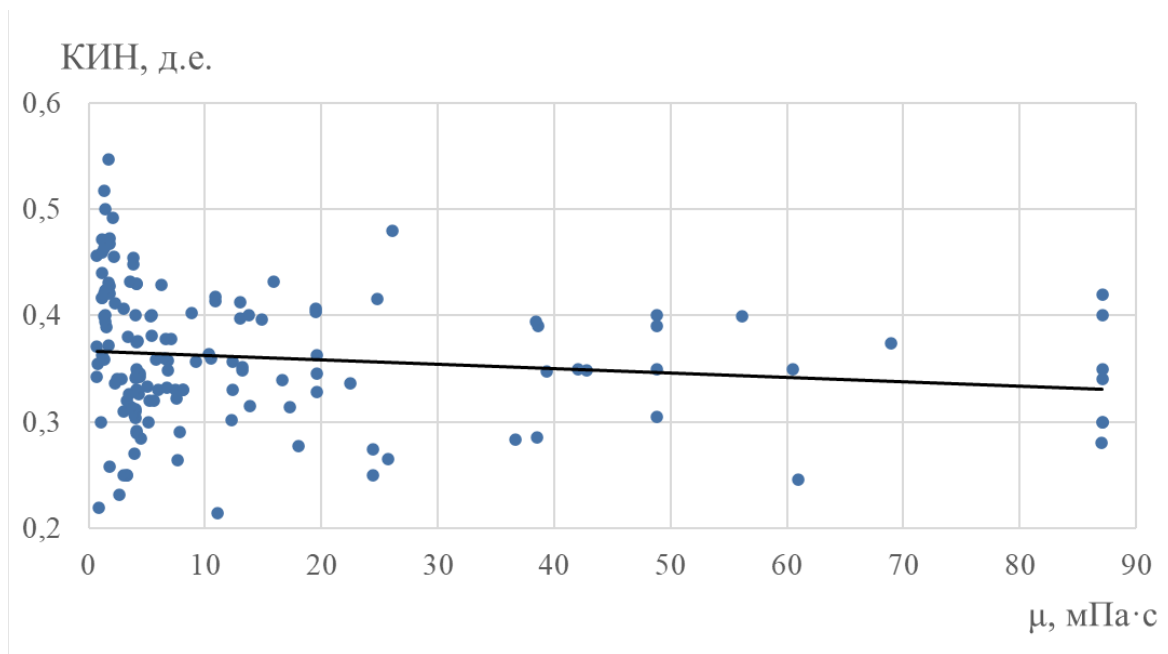


Рис. 2.29. Взаимосвязь проектный КИН – вязкость нефти μ для турне-фаменских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

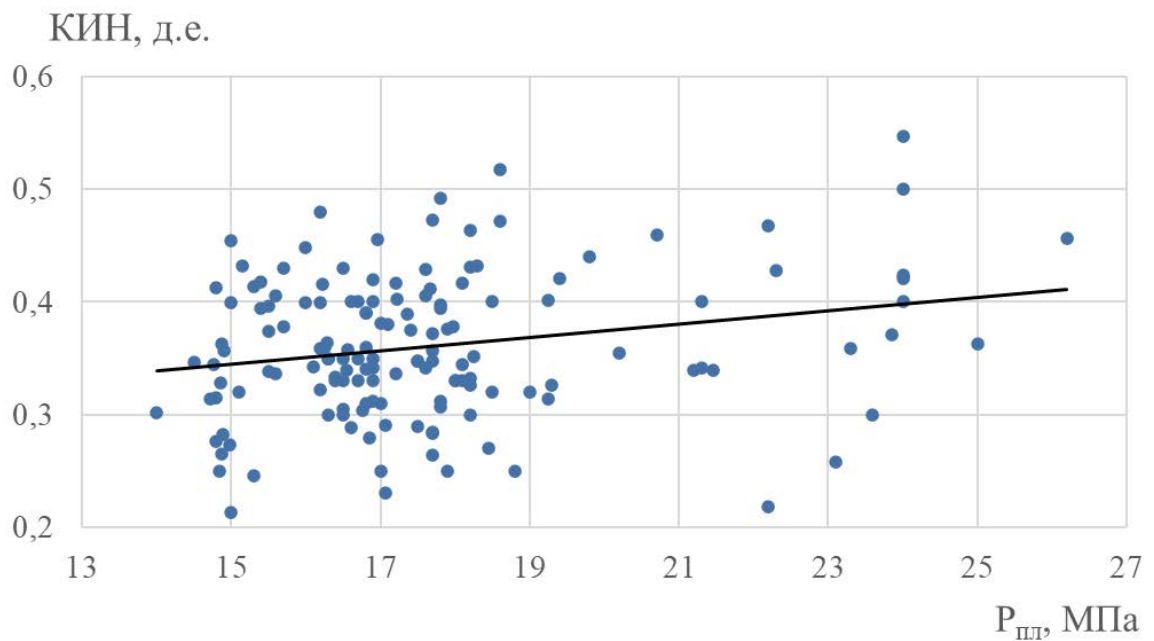


Рис. 2.30. Взаимосвязь проектный КИН – начальное пластовое давление $P_{пл}$ для турне-фаменских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

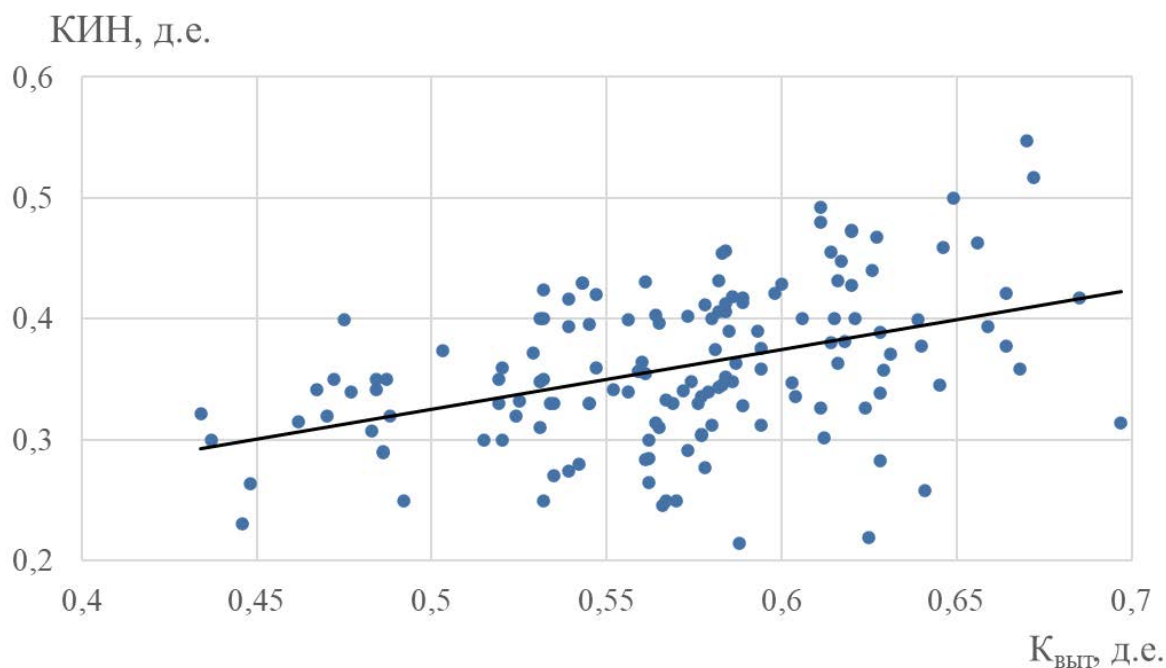


Рис. 2.31. Взаимосвязь проектный КИН – коэффициент вытеснения нефти водой $K_{\text{выт}}$ для турне-фаменских залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления

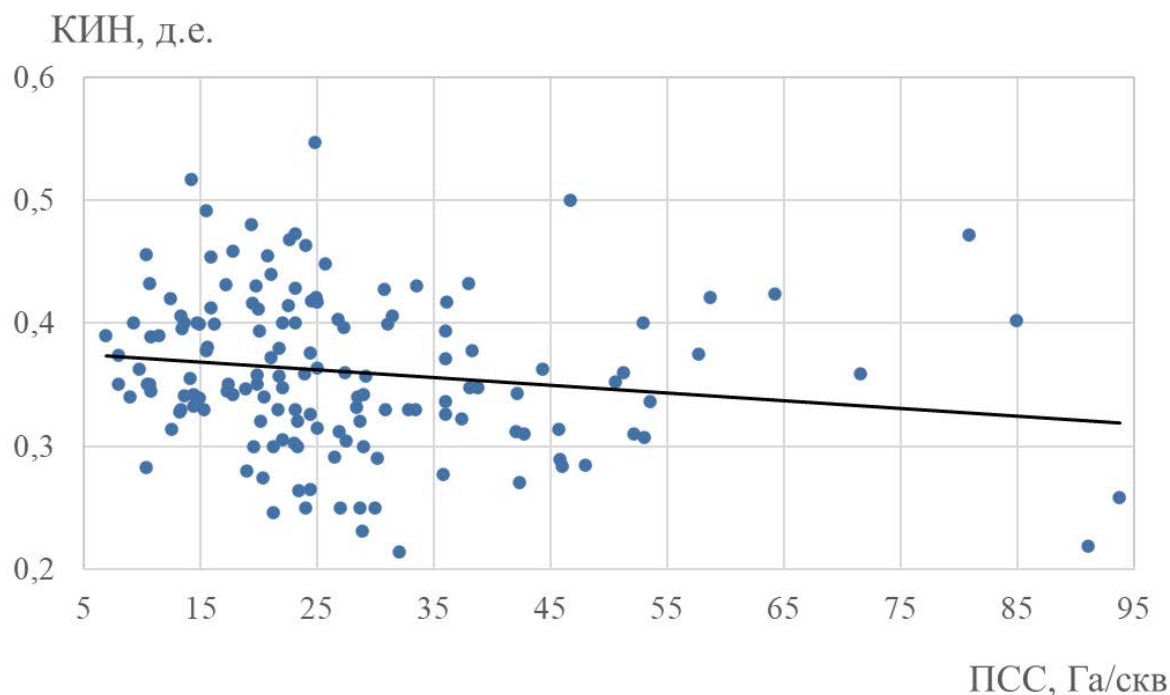


Рис. 2.32. Взаимосвязь проектный КИН – проектная ПСС турне-фаменских залежей (режим с ППД)

По результатам обобщения статистического анализа, были установлены наиболее значимые показатели (геолого-физические и технологические), которые использованы в дальнейшем при статистическом моделировании.

Дополнительно проведена проверка гипотезы о равенстве средних значений в статистических выборках при помощи распределения *t*-критерия Стьюдента (табл. 2.11-2.13). В результате определено, каким образом и в какой степени исследуемые параметры оказывают неслучайные (статистически значимые) влияния на различия показателей в данных экзаменационных выборках.

Таблица 2.11

Оценка влияния геолого-технологических параметров разработки на утвержденный КИН для визейских залежей с ППД

КИН	< 0,460	> 0,460	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	N ₁	N ₂
h, м	3,6	6,0	-5,2	<0,01	89	89
h _{пр} , м	1,28	1,66	-2,9	<0,01	89	89
K _п , д.е.	0,17	0,19	-2,8	0,01	89	89
K _н , д.е.	0,828	0,866	-4,6	<0,01	89	89
k, мкм ²	0,208	0,298	-2,4	0,02	89	89
μ, мПа·с	12,6	6,5	3,2	<0,01	89	89
P _{пл} , МПа	17,1	17,2	-0,1	0,94	89	89
P _{нас} , МПа	10,2	11,6	-3,3	<0,01	89	89
K _{пес} , д.е.	0,394	0,490	-4,1	<0,01	89	89
K _р , д.е.	3,1	4,3	-3,4	<0,01	89	89
G, м ³ /т	59,3	77,6	-2,3	0,02	89	89
ПР, %	3,7	4,0	-1,4	0,16	89	89
K _{выт} , д.е.	0,596	0,634	-5,8	<0,01	89	89
ПСС, Га/скв	26,5	20,4	3,7	<0,01	89	89
СКВ _н / СКВ _д , д.е.	0,36	0,35	0,4	0,72	89	89

Для визейских залежей с ППД по результатам данного анализа можно утверждать, что в исследуемых выборках неслучайными, статистически значимыми ($p < 0,01$) являются большинство параметров.

Таблица 2.12

Оценка влияния геолого-технологических параметров разработки на утвержденный КИН для башкирских залежей с ППД

КИН	< 0,370	> 0,370	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	N ₁	N ₂
h, м	4,9	6,1	-1,5	0,15	35	36
h _{пр} , м	0,69	0,76	-0,7	0,47	35	36
K _п , д.е.	0,14	0,14	0,1	0,91	35	36
K _н , д.е.	0,787	0,771	1,3	0,21	35	36
k, мкм ²	0,068	0,087	-0,9	0,35	35	36
μ, МПа·с	10,0	7,5	1,4	0,18	35	36
P _{пл} , МПа	13,5	14,8	-1,7	0,10	35	36
P _{нас} , МПа	9,7	10,4	-0,9	0,39	35	36
K _{пес} , д.е.	0,325	0,297	1,1	0,28	35	36
K _р , д.е.	8,8	9,6	-0,5	0,63	35	36
ВНЗ, д.е.	0,6	0,7	-1,9	0,07	35	36
G, м ³ /т	51,4	68,3	-1,2	0,25	35	36
ПР, %	3,732	3,968	-1,0	0,31	35	36
K _{выт} , д.е.	0,5	0,6	-1,9	0,07	35	36
ПСС, Га/скв	29,9	20,0	3,0	<0,01	35	36
СКВ _н / СКВ _д , д.е.	0,414	0,414	0,0	0,99	35	36
СКВ _н	26,83	18,47	0,8	0,45	35	36
СКВ _д	60,14	47,11	0,7	0,49	35	36

Для башкирских залежей среди наиболее статистически значимых установлены следующие показатели: h, P_{пл}, K_{выт}, ПСС, в несколько меньшей степени на КИН влияют показатели доли ВНЗ и вязкости нефти μ.

Таблица 2.13

Оценка влияния геолого-технологических параметров разработки на утвержденный КИН для турне-фаменских залежей с ППД

КИН	< 0,350	> 0,350	t-критерий	p	N ₁	N ₂
h, м	5,9	6,6	-1,1	0,27	74	74
h _{пр} , м	0,68	0,77	-1,1	0,26	74	74
K _п , д.е.	0,11	0,12	-1,5	0,14	74	74
K _н , д.е.	0,771	0,779	-0,7	0,51	74	74
k, мкм ²	0,048	0,107	-1,8	0,07	74	74
μ, МПа·с	17,6	11,8	1,7	0,10	74	74
P _{пл} , МПа	17,2	18,1	-2,3	0,02	74	74
P _{нас} , МПа	9,1	10,7	-3,3	<0,01	74	74
K _{пес} , д.е.	0,289	0,317	-1,1	0,27	74	74
K _р , д.е.	10,6	9,8	0,8	0,43	74	74
G, м ³ /т	53,7	75,1	-2,5	0,01	74	74
ПР, %	3,3	3,5	-0,8	0,44	74	74
ВНЗ, д.е.	0,656	0,718	-2,4	0,02	74	74
K _{выт} , д.е.	0,5	0,6	-5,6	<0,01	74	74
ПСС, Га/скв	28,39	26,83	0,6	0,55	74	74
СКВ _н / СКВ _д , д.е.	0,53	0,41	3,1	<0,01	74	74
СКВ _н	3,97	6,41	-2,0	0,05	74	74
СКВ _д	11,03	18,36	-1,9	0,06	74	74

Для турне-фаменских залежей в наибольшей степени на КИН влияют такие параметры как: k, μ, P_{пл}, P_{нас}, G, ВНЗ, K_{выт}, СКВ_н/СКВ_д.

2.4. Прогноз КИН с помощью многомерных статистических моделей для карбонатных и терригенных залежей, разрабатываемых с ППД

Для комплексного учета значимых показателей, влияющих на КИН, в диссертации применен метод множественной регрессии. Многомерные статистические модели для залежей строились отдельно для выделенных ранее трех типов эксплуатационных объектов на основе комплексного учета геологических и технологических показателей разработки [1, 20, 47, 48]. Необходимо отметить, что в процессе построения многомерных моделей взаимно коррелированные показатели исключались из целевой модели с целью не допустить противоречие их физического влияния на КИН ($P_{\text{нас}}$ и G при $r=0,87$).

Касательно турне-фаменских нефтяных залежей первоначально анализ проводился по всей исследуемой выборке. Построенные многомерные модели обладали средними коэффициентами корреляции ($R=0,516$ для $\text{КИН}_{\text{техн}}$). Это связано с особенностями данных нефтяных залежей (сложность достоверного учета естественной трещиноватости). Экзаменационная выборка в результате пересмотрена на содержание высоко выработанных залежей (отбор от НИЗ более 40 %, обводненность более 40 %). Так, для турне-фаменских залежей на режиме с ППД участвовало 36 нефтяных залежей, что явилось результатом построения более надежных и устойчивых прогнозных моделей ($R=0,711$ для $\text{КИН}_{\text{техн}}$).

Модели построены в двух вариантах: $\text{КИН}_{\text{геол}}$ - с учетом геологических и физических параметров (C_2+C_1 категории запасов разведочной стадии); $\text{КИН}_{\text{техн}}$ - с привлечением также технологических параметров, повышающих информативность и прогнозную надежность (B_2+B_1 категории запасов для разрабатываемых залежей). Проведен анализ результатов, получены коэффициенты множественной корреляции (табл. 2.14).

Таблица 2.14

Многомерные модели прогноза КИН для залежей, разрабатываемых на режиме с ППД

тип залежей	многомерные модели	n	R
Визейские терригенные залежи	$КИН_{геол} = -0,037 + 0,0062h + 0,874K_{п} + 0,0355K_{н} + 0,015997k - 0,00058\mu + 0,00485P_{нас} + 0,386K_{выт}$	178	0,694
	$КИН_{техн} = 0,016 + 0,0043h + 0,407K_{п} + 0,060K_{н} + 0,022182k - 0,00065\mu + 0,0035P_{нас} - 0,001796ПСС + 0,0187СКВ_{н}/СКВ_{д} + 0,496K_{выт}$	178	0,723
Башкирские карбонатные залежи	$КИН_{геол} = 0,199 + 0,0069h + 0,079352k - 0,00054\mu + 0,0017P_{пл} + 0,189K_{выт}$	71	0,524
	$КИН_{техн} = 0,205 + 0,0045h + 0,067132k - 0,000045\mu + 0,0042P_{пл} - 0,001336ПСС + 0,189K_{выт}$	71	0,571
Турне-фаменские карбонатные залежи	$КИН_{геол} = 0,098 + 0,0024h + 0,160K_{п} + 0,155K_{н} + 0,028908k - 0,00099\mu + 0,0058P_{пл} + 0,086K_{выт}$	36	0,709
	$КИН_{техн} = 0,103 + 0,0019h + 0,124K_{п} + 0,145K_{н} + 0,031443k - 0,00100\mu + 0,0062P_{пл} - 0,000396ПСС + 0,103K_{выт}$	36	0,711

Знаки в коэффициентах для всех показателей, участвующих в построенных моделях, не противоречат их физическому смыслу.

Диапазоны изменения параметров, контролирующих данные построенные модели:

- визейские терригенные: h при 1,1...22,4 м; $K_{п}$ при 0,11...0,23 д.е.; $K_{н}$ при 0,640...0,960 д.е.; k при 0,006...1,253 мкм²; μ при 0,7...98,3 мПа·с; $P_{нас}$ при 4,8...20,4 МПа; $K_{выт}$ при 0,502...0,739 д.е.; ПСС при 6...60 Га/скв; $СКВ_{н}/СКВ_{д}$ при 0,03...1,00 д.е.;

- башкирские карбонатные: h при 0,9...15,9 м; k при 0,002...0,442 мкм²; μ при 0,7...34,7 мПа·с; $P_{пл}$ при 9,9...21,5 МПа; $K_{выт}$ при 0,414...0,654 доли ед.; ПСС при 8...94 Га/скв.;

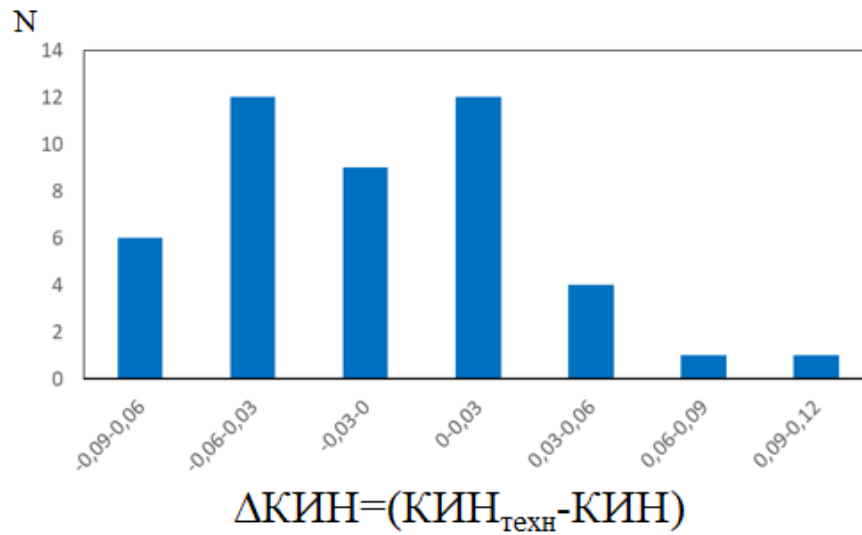
- турне-фаменские карбонатные: h при 0,8...22 м; $K_{п}$ при 0,06...0,20 д.е.; $K_{н}$ при 0,54...0,93 д.е.; k при 0,002...1,791 мкм²; μ при 0,7...

87,1 мПа·с; $P_{пл}$ при 14...26 МПа; $K_{выт}$ при 0,434...0,697 доли ед.; ПСС при 7...94 Га/скв.

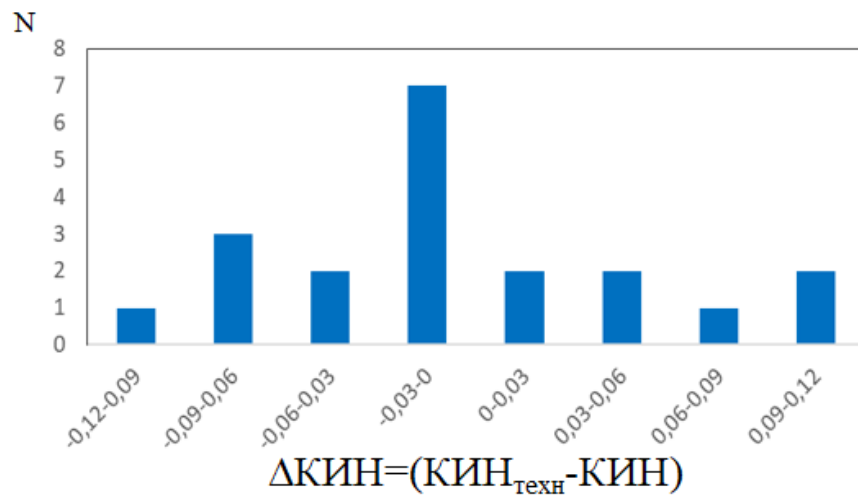
2.5. Анализ отклонений статистических КИН от проектных КИН, достоверность многомерных моделей для залежей, разрабатываемых с ППД

Для установления степени достоверности построенных многомерных моделей и их применения на практике проведен сравнительный анализ прогнозных расчетов $KIN_{техн}$ с учетом технологических показателей, как более информативных моделей, и утвержденных КИН высоко выработанных залежей (отбор нефти от НИЗ и среднегодовая обводненность более 40 % на момент проведения оценки). Так, количество визейских терригенных нефтяных залежей 45, башкирских карбонатных – 20, турне-фаменских – 36.

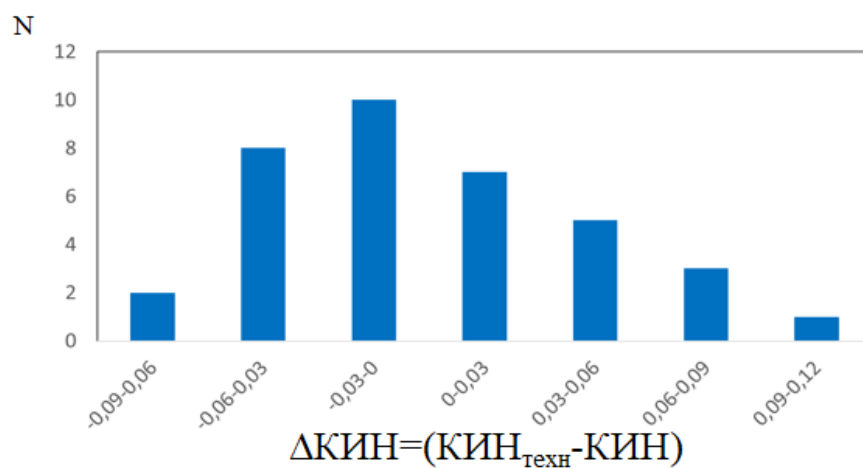
На рис. 2.33 представлены гистограммы отклонений прогнозных $KIN_{техн}$ с учетом технологических показателей от проектных КИН, принятых в действующих актуальных ПТД.



Визейские залежи



Башкирские залежи



Турне-фаменские залежи

Рис. 2.33. Гистограммы отклонений $КИН_{техн}$ от проектных $КИН$ для высоко выработанных нефтяных залежей (режим с ППД)

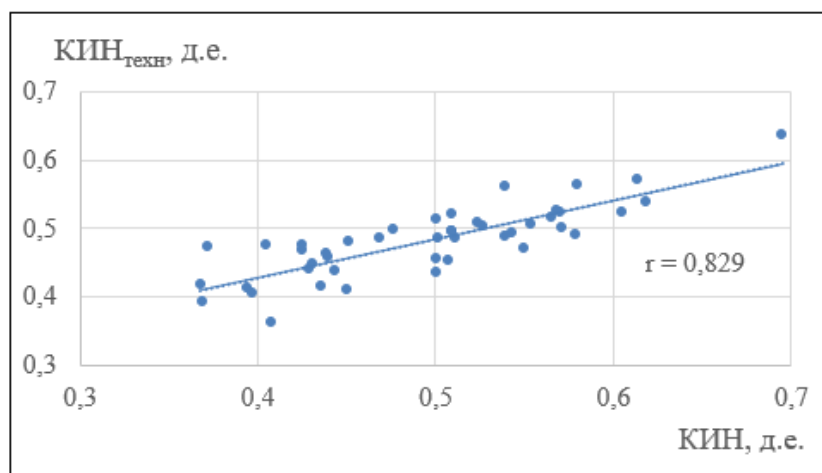
Установлено, что для всех анализируемых залежей поздних стадий на режиме с ППД отклонения $\Delta\text{КИН}$ ($\text{КИН}_{\text{техн}}-\text{КИН}_{\text{пр}}$) построенных моделей в большинстве случаев (более 80 %) не превышают $\pm 0,06$ д.е.

Применительно к залежам визейских отложений максимальные отрицательные отклонения выявлены у залежей, не являющихся типичными в рассматриваемой выборке. Таковыми являются объект Тл Сухобизярского поднятия Баклановского месторождения при $\text{КИН}=0,618$ д.е. с отличными ФЕС (пористость 0,20 д.е., нефтенасыщенность 0,903 д.е., проницаемость 0,332 мкм²) при маловязкой нефти с плотной проектной сеткой скважин 14 Га/скв. Также нетипичным объектом в данном случае считается Бб₂ Трифоновогo нефтяного месторождения при утвержденном $\text{КИН}=0,605$ д.е. (пористость 0,23 д.е., нефтенасыщенность 0,900 д.е., проницаемость 0,702 мкм²), вязкость нефти 5,7 мПа·с, ПСС 16,5 Га/скв. Максимально положительное отклонение $\text{КИН}_{\text{техн}}-\text{КИН}$ отмечено у объекта Бб₂-Мл Чернушинского месторождения ($\Delta\text{КИН}=0,101$ д.е., $\text{КИН}_{\text{техн}}=0,473$ д.е. при проектном $\text{КИН}=0,372$ д.е.). Исследуя выработку запасов данной залежи (отбор от НИЗ 59,0 %, обводненность 57,0 %) при вязкости нефти 20 мПа·с, по результатам выведенных характеристик вытеснения [35] для Пермского региона сделано заключение, что для визейских залежей при таком значении вязкости показания выработки должны находиться на более низком уровне. Это означает, что извлекаемые запасы и КИН объекта требуют пересмотра в сторону повышения, а значение по многомерной модели принимается более достоверно.

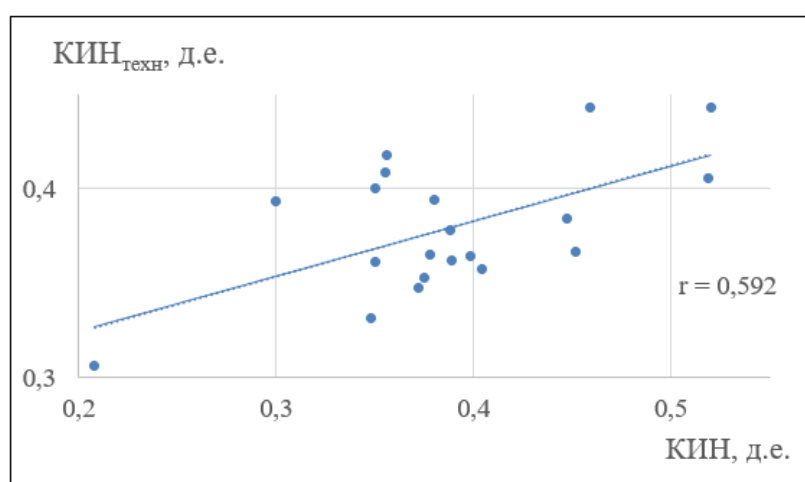
Касательно залежей карбонатных отложений, завышение разницы $\text{КИН}_{\text{техн}}-\text{КИН}$ установлено для объектов Бш Травнинского месторождения (0,306 д.е. против 0,208 д.е.), Бш-Срп Осинского месторождения (0,393 д.е. против 0,3 д.е.), Т Быркинского месторождения (0,374 д.е. против 0,283 д.е.), по которым промышленный пересчет запасов проводился достаточно давно (более пяти лет назад) относительно проведенного исследования. С учетом современного опыта разработки следует пересмотреть утвержденные КИН

данных объектов в сторону повышения. Занижение разницы $KIN_{техн}$ - KIN отмечено для объектов БШ-Срп Ярино-Каменноложского месторождения (0,405 д.е. против 0,519 д.е.), Т-Фм Чашкинского месторождения (0,461 д.е. против 0,547 д.е.) с аномальными для данного типа коллектора проектными KIN .

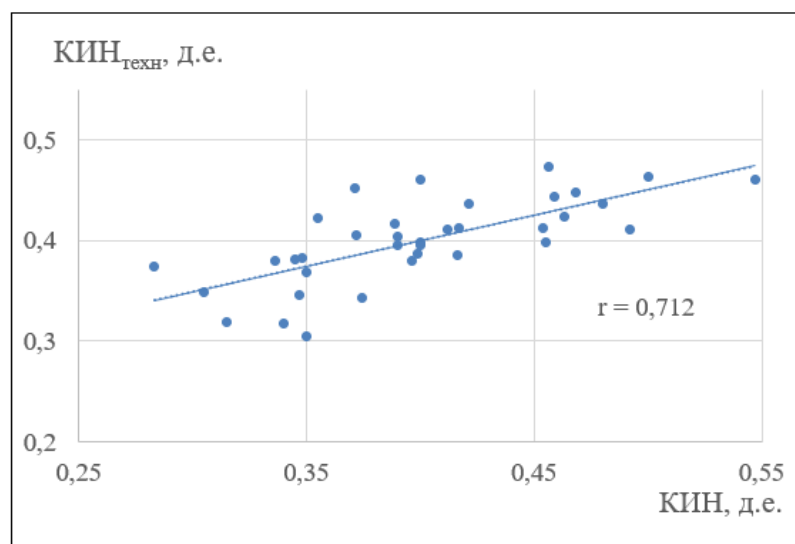
Таким образом, результаты статистической оценки $KIN_{техн}$ для визейских, башкирских, турне-фаменских залежей разработки на поздних стадиях сопоставлены с утвержденными в проектно-технологических документах KIN . Анализ сопоставления $KIN_{техн}$ - KIN показал достаточно высокую сходимость построенных моделей (рис. 2.34).



Визейские залежи



Башкирские залежи



Турне-фаменские залежи

Рис. 2.34. Зависимости значений ($КИН_{техн} - КИН$) для нефтяных залежей поздних стадий, разрабатываемых с ППД

Выводы к главе 2

В главе 2 для нефтяных залежей Пермского края, разрабатываемых с поддержанием пластового давления, рассмотрены статистические методы прогнозирования коэффициента нефтеотдачи.

Проведена сравнительная характеристика принятых КИН на 01.01.2009 и на 01.01.2021 гг., сопоставлены основные геолого-физические и технологические параметры залежей. За представленный период проведен анализ динамики геолого-технических мероприятий. С учетом массового внедрения современных технологий, повышающих КИН, сделано заключение об уточнении действующих многомерных моделей.

С привлечением корреляционных полей, а также статистического метода проверки гипотезы о равенстве средних значений при распределении t -критерия Стьюдента выявлены значимые параметры, в наибольшей степени контролирующие КИН.

На основе проведенного анализа построены многомерные модели обоснования КИН, комплексно учитывающие геолого-физические и технологические показатели разработки. Модели установлены применительно к категории запасов C_2+C_1 для разведочной стадии (КИН_{геол}, при участии только геолого-физических параметров) и к категории запасов B_2+B_1 для разрабатываемых месторождений (КИН_{техн}, с привлечением технологических показателей, таких как обоснованные проектные ПСС, добывающий и нагнетательный фонд скважин).

С целью определения достоверности построенных многомерных моделей и их практического внедрения проведен сравнительный анализ прогнозных расчетов с проектными КИН залежей, находящихся на поздних стадиях.

ГЛАВА 3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МНОГОМЕРНЫХ СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗА КИН ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЙ ИЗУЧЕННОСТИ ВИЗЕЙСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ, РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ НА ЕСТЕСТВЕННОМ РЕЖИМЕ

Количество разрабатываемых залежей на естественном режиме значительно ниже, чем для режима с ППД. Особенности данных залежей является специфика геологических условий (низкая расчлененность и др.) и, как следствие, принятые принципиальные решения на их полную разработку. Для залежей на естественном режиме аналогично предлагается применить проверенные на практике многомерные статистические модели прогноза КИН (ОИЗ), что является целесообразным альтернативным подходом, отличающимся оперативностью и надежностью в пределах допустимых погрешностей в отличие от общепринятых методик. Анализ проводился аналогично с учетом комплекса показателей (геолого-физические, технологические), контролирующего значение КИН. Предметом анализа в рамках данного диссертационного исследования явились терригенные визейские (C_{1v}) нефтяные залежи, количество которых преобладает в истории нефтедобычи и в доле общих запасов нефти Пермского края [12]. Отмечено, что для карбонатных залежей (C_{2b} , D_3-C_{1t}) на естественном режиме по причине низкой текущей выработки запасов и недостаточной представительной выборки (20 и 56 соответственно) статистические модели прогноза КИН построить не представляется возможным.

3.1. Анализ динамики изменения структуры проектных КИН для залежей, разрабатываемых на естественном режиме

Для визейских залежей на естественном режиме ранее статистически моделировались корреляционные регрессии, однако, на основе анализа статистической информации на 01.01.2009 г. [75]. Очевидно, что за период времени с 01.01.2009 по 01.01.2021 гг. технологии разработки и добычи нефти с совершенствованием техник и процессов разбуривания и развитием высокотехнологичных мероприятий (ГТМ) позволили вовлечь ранее недренируемые участки залежей. Тем самым, проектные КИН, утвержденные на основе реализации современных технологий разработки, имеют более высокие значения на сегодняшний день.

Проведен сопоставительный анализ проектных КИН, утвержденных в 01.01.2009 г. и в 01.01.2021 г., для исследуемых визейских нефтяных залежей на естественном режиме (табл. 3.1). Сделано сравнение основных параметров (геолого-физические и технологические) одноименных залежей. Проведена проверка нулевой гипотезы на основе распределения t -критерия Стьюдента.

Таблица 3.1

Динамика изменения структуры проектных КИН и геолого-технологических показателей разработки для визейских залежей (режим без ППД) на 01.01.2009 и на 01.01.2021 гг.

C_{1V} без ППД	на 2009г.	на 2021г.	t -критерий	p	N_1	N_2
h, м	2,5	3,1	-1,94	0,05	55	55
K_p , д.е.	0,179	0,185	-1,15	0,25	55	55
K_H , д.е.	0,817	0,839	-1,44	0,15	55	55
k , мкм ²	0,388	0,363	0,33	0,74	55	55
μ , МПа·с	14,0	13,3	0,37	0,71	55	55
$P_{нас}$, МПа	9,2	9,6	-0,82	0,41	55	55
G , м ³ /т	45,7	48,9	-0,31	0,76	55	55
$K_{выт}$, д.е.	0,609	0,595	1,56	0,12	55	55
ПСС, Га/скв	35,4	33,9	0,37	0,71	55	55
КИН, д.е.	0,341	0,398	-2,91	<0,01	55	55

В данный анализ включены 55 нефтяных одноименных залежей в период с 2009 по 2021 гг. Из табл. 3.1 сделан вывод, что гипотеза о равенстве средних КИН принята при уровне значимости p ниже 1 % ($p < 0,01$). Среди геолого-физических показателей, по которым строятся многомерные модели оценки КИН, согласно распределению t -Стьюдента $p > 0,05$, это свидетельствует об отсутствии статистически значимых различий в период с 2009 по 2021 гг.

Отмечено, что утвержденный КИН повысился на 0,06 д.е., НИЗ увеличились на 16,7 %:

КИН=0,341±0,117 – на момент 01.01.2009 г.;

КИН=0,398±0,087 – на момент 01.01.2021г.

Анализ и причины роста принятого к утверждению КИН за данный временной период рассмотрен в следующем разделе диссертации.

3.2. Анализ влияния динамики геолого-технических мероприятий на проектные КИН для залежей, разрабатываемых на естественном режиме

Нефтяные залежи при разработке на естественном режиме характеризуются в целом низкой расчлененностью, выдержанными мощностями и активной законтурной областью. Для целей повышения КИН (ОИЗ) для данных залежей совершенствуются мероприятия (геолого-технические), направленные на увеличение охвата выработки запасов по площади и повышение максимально возможного контакта с коллектором.

Это могут быть скважины с горизонтальным окончанием повышенной протяженности (особенно это актуально в условиях подсолевых отложений Верхнекамского месторождения калийных солей), горизонтальные скважины с многозонным гидравлическим разрывом пласта (МГРП), скважины с горизонтальным окончанием с разветвленными забоями (многозабойные скважины МЗС), скважины, заложенные на разные эксплуатационные объекты (многоствольные скважины МСС).

Преимуществами ГТМ, обеспечивающими максимальный контакт с коллектором, являются кратное увеличение коэффициента продуктивности, уменьшение затрат на разработку, минимизация прорывов воды и газа, длительная работа скважин, увеличение коэффициента охвата и полноты отбора запасов.

Число проводимых скважин с МГРП по нефтяным месторождениям рассматриваемой территории Пермского края выросло вдвое с 2012 по 2018 гг. При этом средний дебит нефти составил 27 т/сут [13].

Основными объектами для применения МЗС и МСС являются неразбуренные участки месторождений с запасами нефти, которые невозможно вовлечь в разработку применением стандартных технологий, а также объекты с ограничениями по отводу земель под строительство скважин (в зоне промышленных запасов калийных солей). Успешный пример реализации бурения МСС показан на Шагиртско-Гожанском месторождении,

где зарезка дополнительных стволов позволила вывести скважину из нерентабельности (дебит нефти до операции составлял 0,03 т/сут, после - 16 т/сут) [13].

Также в последнее время успешно реализуется бурение скважин облегченной конструкции (скважины малого диаметра СМД). Авторами в работе [72] показано, что в результате бурения наклонно-направленных СМД получены средние дебиты нефти 7,8-9,6 т/сут на двух месторождениях, а также реализовано бурение многозабойной СМД с дебитом 18,8 т/сут.

Бурение боковых стволов (БС) на территории региона тиражирован в промышленных масштабах. Бурение БС позволяет вовлечь в разработку неохваченные, в том числе краевые, участки залежи. Данный вид ГТМ является одним из приоритетных на территории Пермского края [14, 41].

В последние годы проблема вовлечения неразрабатываемых частей залежей в разработку решается также за счет применения технологий одновременно раздельной добычи (ОРД) нефти с разных эксплуатационных объектов вместо разбуривания их самостоятельной сеткой скважин. Технология ОРД позволяет сократить капитальные затраты и ускорить ввод ранее неразрабатываемых объектов или участков объекта. В условиях разработки месторождений Пермского края данный вид ГТМ успешно развивается [27].

При разработке визейских объектов одним из современных методов интенсификации добычи является применение азотно-пенного ГРП. Общее число скважино-операций данного вида ГРП на месторождениях Перми за последние 10 лет регулярно составляет более 200 ежегодно [80].

Среди химических методов воздействия много лет успешно применяются несколько марок кислотных составов серий КСПЭО для кислотной обработки добывающих скважин в терригенных коллекторах в условиях различной обводненности, глинистости и различных пластовых температур [38].

Таким образом, регулярное совершенствование технологий воздействия на нефтяные пласты и вовлечение в разработку ранее неохваченных зон и площадей [15] позволяют сегодня достигать более высокие значения конечной нефтеотдачи.

3.3. Оценка влияния геологических и технологических показателей разработки на проектные КИН для залежей, разрабатываемых на естественном режиме

В статистическом анализе участвовало 173 визейских нефтяных залежей. При этом, из обучающей выборки исключены нетипичные залежи с одним или более аномально принятыми значениями геолого-физических характеристик или технологических показателей. К таким залежам отнесены: объекты Мл Харитоновского и Восточно-Тавдинского поднятий Винниковского месторождения (по критерию коэффициента песчаности $K_{\text{пес}}=0,08$ д.е. в обоих случаях), объекты Бб Высокомысского поднятия Крутовского месторождения и Налимовского поднятия Майкорского месторождения (по критерию нефтенасыщенной толщины 24 и 0,5 м соответственно), объекты Бб Карабаевского поднятия Мосинского месторождения, Запольского и Дедовского поднятий Майкорского месторождения (по критерию аномальной проницаемости при 0,005; 2,354; 3,015 мкм² соответственно), объекты Бб Новобродовского поднятия Кряжевского месторождения и Безгодовского поднятия Майкорского месторождения (по критерию проектной плотности сеток скважин 121,9 и 154,2 Га/скв соответственно). Также исключены объекты с аномально низкими принятыми КИН в ПТД (0,220 д.е. для объекта Мл₁ Поспеловского месторождения, 0,200 д.е. для объекта Тл Шистеровского поднятия Шистеровского месторождения, 0,239 д.е. для объекта Бб₁ Ергачинского месторождения, 0,100 д.е. для объекта Тл₂ Кизимского поднятия Северокамского месторождения). Распределение кондиционных объектов в

итоговой выборке с включением пластов, а также утвержденные КИН с диапазоном от минимального к максимальному представлены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Выборка исследуемых залежей на естественном режиме
с проектными КИН

нефтяные залежи	пласты, входящие в залежь	кол-во залежей	КИН проектный (среднее значение), д.е.	КИН проектный (минимальное значение), д.е.	КИН проектный (максимальное значение), д.е.
визейские терригенные залежи C _{1V}	Тл, Бб, Мл	173	0,425	0,250	0,618

Аналогично, для визейских отложений, разрабатываемых на естественном режиме, с целью выявления корреляционных связей геолого-физических, а также технологических показателей разработки и проектных КИН построены корреляционные поля (табл. 3.3-3.4).

Таблица 3.3

Корреляционное поле геолого-физических параметров разработки для визейских залежей, разрабатываемых на естественном режиме

N=173	h	h _{пр}	K _п	K _н	k	μ	P _{пл}	P _{нас}	K _{пес}	G	ПР	K _{выт}	K _{охв}	КИН
h	1,00	0,45	0,16	0,10	0,29	0,00	-0,01	0,02	0,30	-0,13	0,11	0,21	0,22	0,30
h _{пр}		1,00	0,08	0,01	0,21	0,18	0,02	-0,07	0,26	-0,08	0,04	0,02	0,18	0,17
K _п			1,00	0,37	0,46	0,38	-0,48	-0,57	0,22	-0,57	-0,16	0,05	0,23	0,24
K _н				1,00	0,15	0,10	-0,13	-0,14	0,09	-0,04	0,03	0,24	-0,05	0,06
k					1,00	0,26	-0,08	-0,14	0,27	-0,26	0,13	0,37	0,14	0,29
μ						1,00	-0,22	-0,49	-0,01	-0,44	-0,06	-0,22	-0,10	-0,18
P _{пл}							1,00	0,54	0,03	0,39	0,30	0,18	-0,10	-0,02
P _{нас}								1,00	0,06	0,81	0,34	0,25	0,13	0,22
K _{пес}									1,00	-0,08	0,15	0,12	0,13	0,16
G										1,00	0,12	0,13	0,05	0,09
ПР											1,00	0,12	0,09	0,13
K _{выт}												1,00	0,01	0,43
K _{охв}													1,00	0,90
КИН														1,00

Таблица 3.4

Корреляционное поле технологических параметров разработки для визейских залежей, разрабатываемых на естественном режиме

N=170	ПСС	K_p	ВНЗ	q_n	СКВ _д	СКВ _{д-ф}	$K_{\text{выт}}$	$K_{\text{охв}}$	КИН
ПСС	1,00	-0,19	0,02	0,22	-0,32	-0,39	0,07	-0,37	-0,31
K_p		1,00	0,13	0,17	0,16	0,20	0,17	0,19	0,24
ВНЗ			1,00	0,02	-0,14	-0,06	0,13	0,01	0,06
q_n				1,00	-0,10	-0,11	0,26	0,00	0,11
СКВ _д					1,00	0,83	0,07	0,29	0,30
СКВ _{д-ф}						1,00	0,11	0,41	0,41
$K_{\text{выт}}$							1,00	0,01	0,44
$K_{\text{охв}}$								1,00	0,90
КИН									1,00

По результатам построения полей корреляции определены коэффициенты корреляции r , контролирующие утвержденные КИН. К ним относятся h ($r=0,30$), $h_{\text{пр}}$ ($r=0,17$), $K_{\text{п}}$ ($r=0,24$), k ($r=0,29$), μ ($r= -0,18$), $P_{\text{нас}}$ ($r=0,22$), $K_{\text{выт}}$ ($r=0,43$), ПСС ($r= -0,31$), K_p ($r=0,24$), СКВ_д ($r=0,30$), СКВ_{д-ф} ($r=0,41$).

По сравнению с визейскими залежами, разрабатываемых на режиме с ППД, отмечено более слабое влияние на проектный КИН исследуемых показателей. В то же время достаточно тесная связь наблюдается у показателя $h_{\text{пр}}$ ($r=0,17$), контролирующего неоднородность продуктивных пластов. Также установлено, что при разработке залежей на естественном режиме, выработка запасов контролируется потенциальной энергией растворенного в нефти газа $P_{\text{нас}}$ ($r=0,22$). Некоторые параметры, используемые в многомерных моделях на 01.01.2009, не имеют устойчивую связь с действующими КИН (ПР при $r=0,13$, ВНЗ при $r=0,06$, q_n при $r=0,11$) и не актуальны на момент проведения данного исследования.

На рис. 3.1-3.8 для нефтяных залежей, разрабатываемых на естественном режиме, представлены графически зависимости значимых геолого-физических, технологических показателей от утвержденных КИН, диапазоны изменения, граничные значения, тренды.

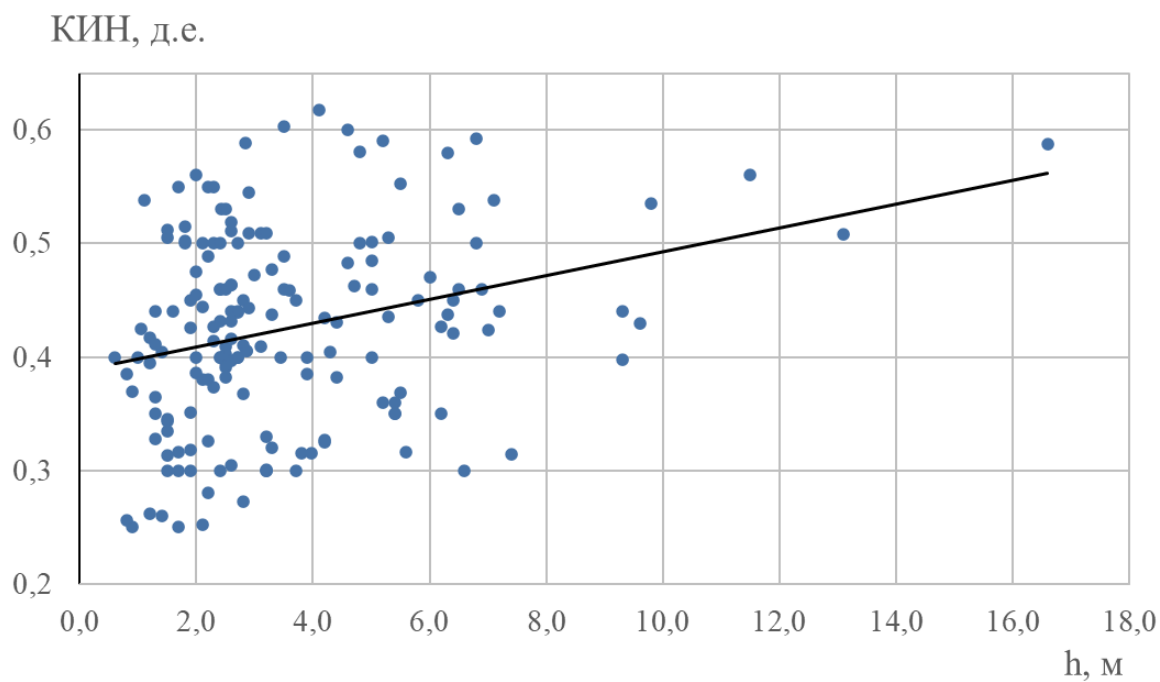


Рис. 3.1. Взаимосвязь проектный КИН – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина для визейских залежей h , разрабатываемых на естественном режиме

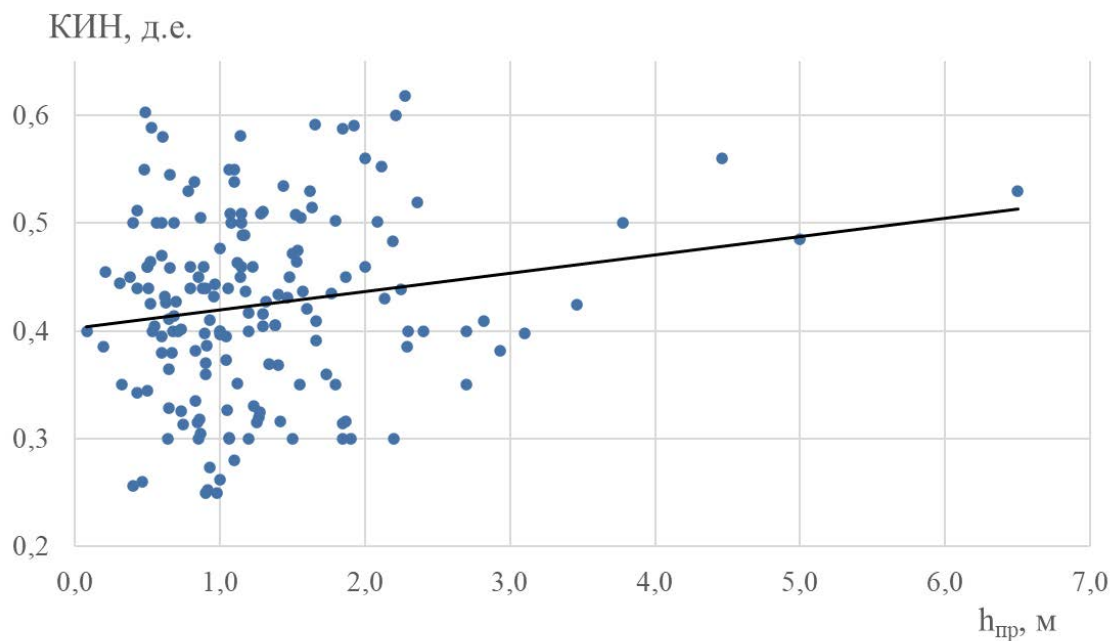


Рис. 3.2. Взаимосвязь проектный КИН – средняя толщина проплатка $h_{пр}$ для визейских залежей, разрабатываемых на естественном режиме

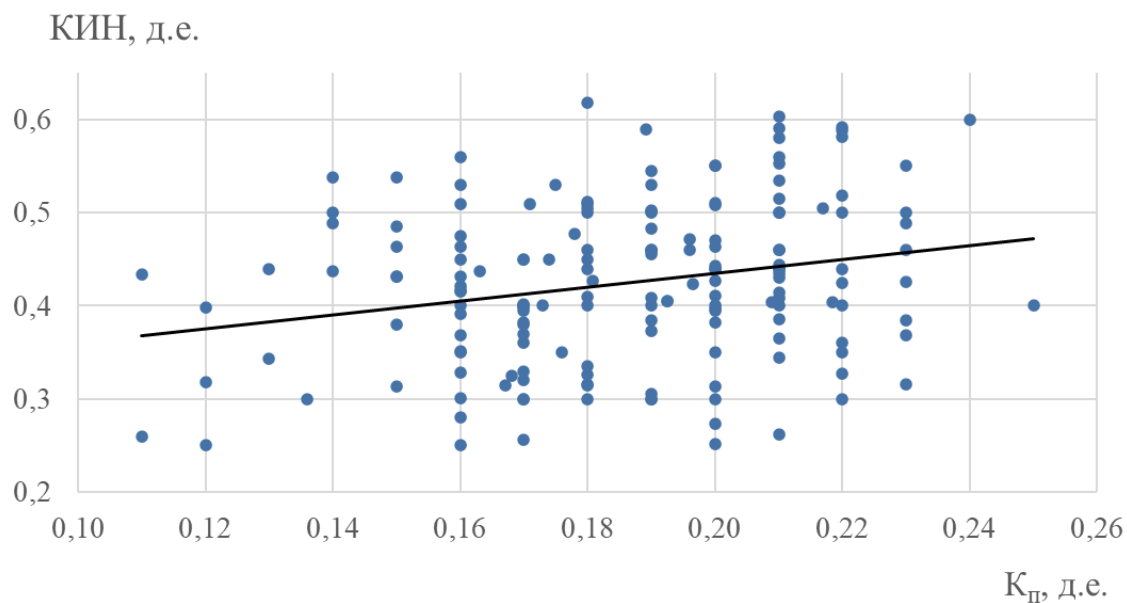


Рис. 3.3. Взаимосвязь проектный КИН – пористость породы $K_{п}$ для визейских залежей, разрабатываемых на естественном режиме

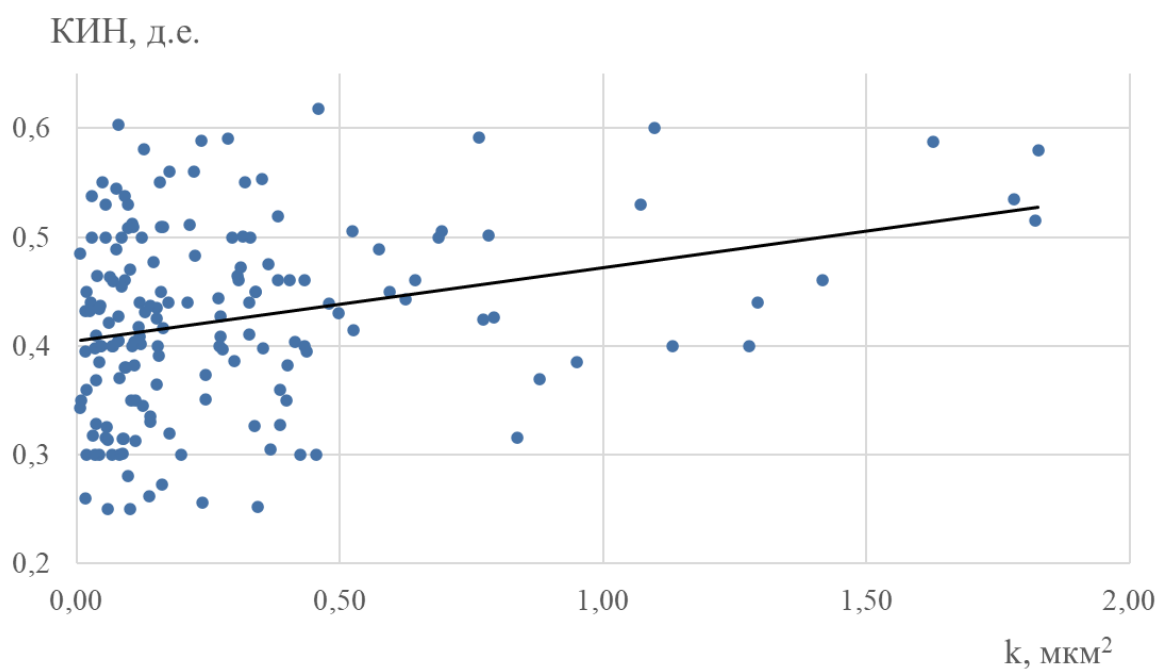


Рис. 3.4. Взаимосвязь проектный КИН – проницаемость породы k для визейских залежей, разрабатываемых на естественном режиме

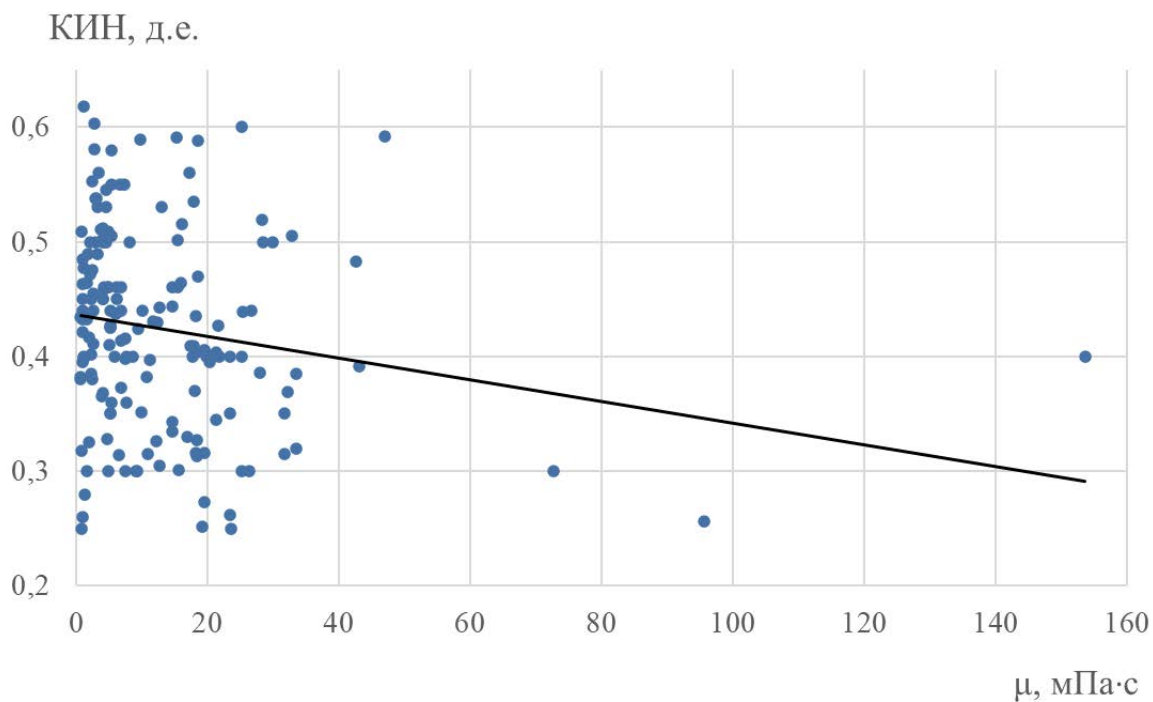


Рис. 3.5. Взаимосвязь проектный КИН – вязкость нефти μ для визейских залежей, разрабатываемых на естественном режиме

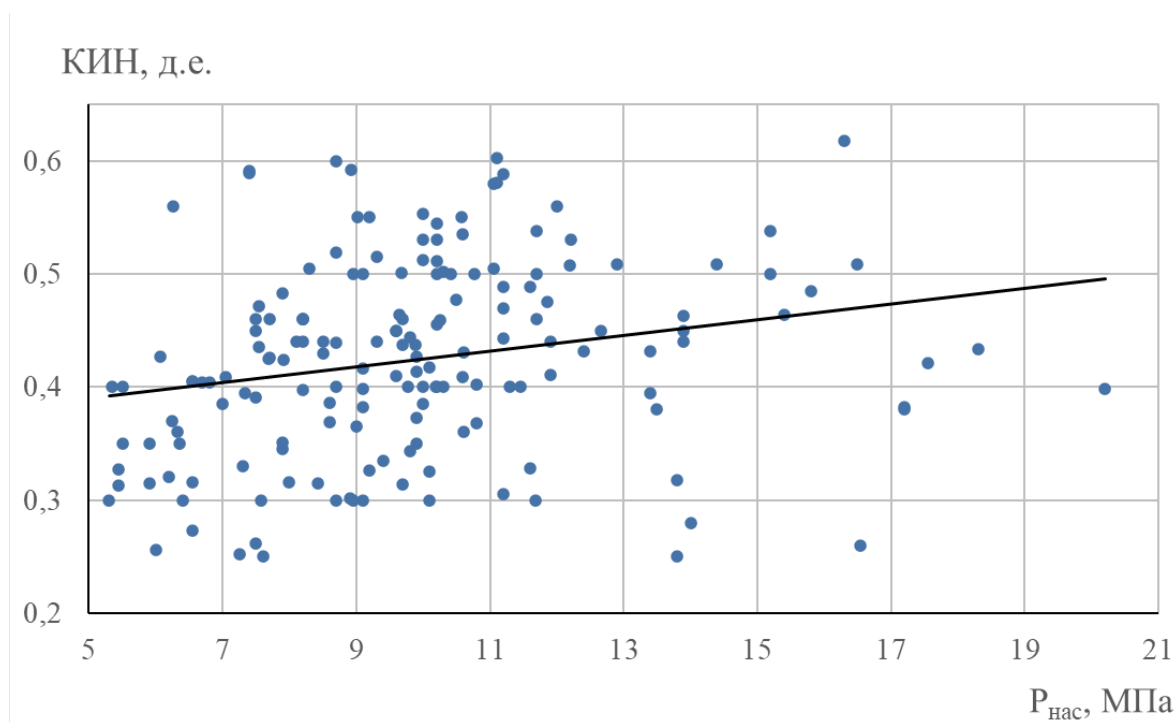


Рис. 3.6. Взаимосвязь проектный КИН – давление насыщения нефти газом $P_{нас}$ для визейских залежей, разрабатываемых на естественном режиме

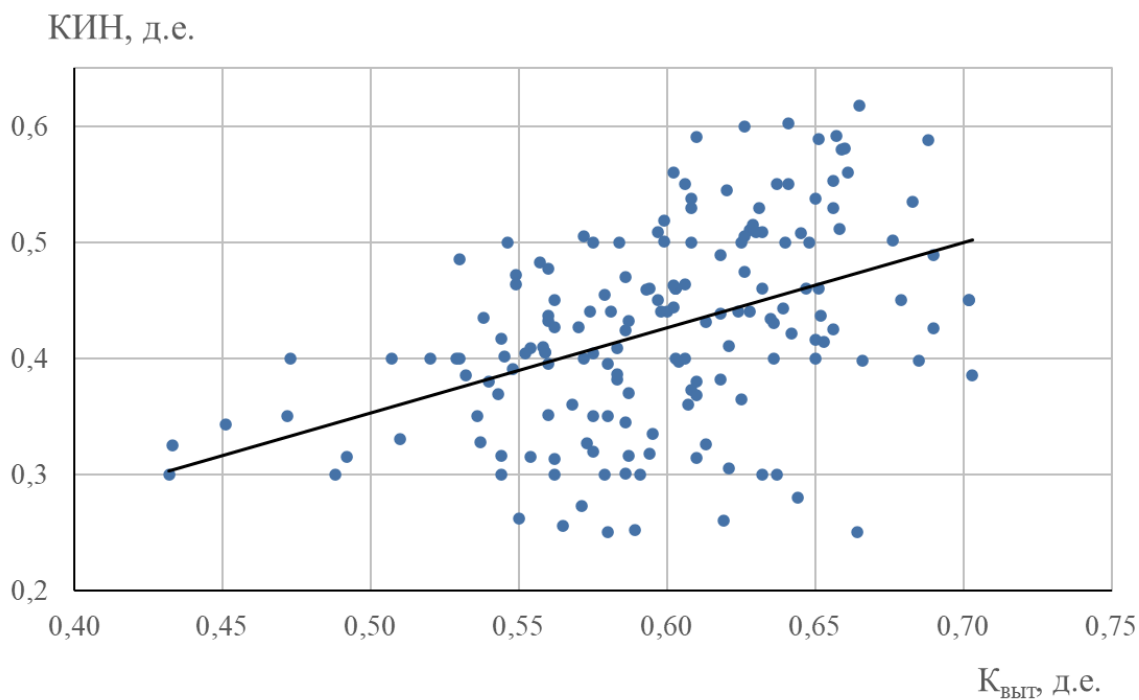


Рис. 3.7. Взаимосвязь проектный КИН – $K_{\text{выт}}$ визейских нефтяных залежей (естественный режим разработки)

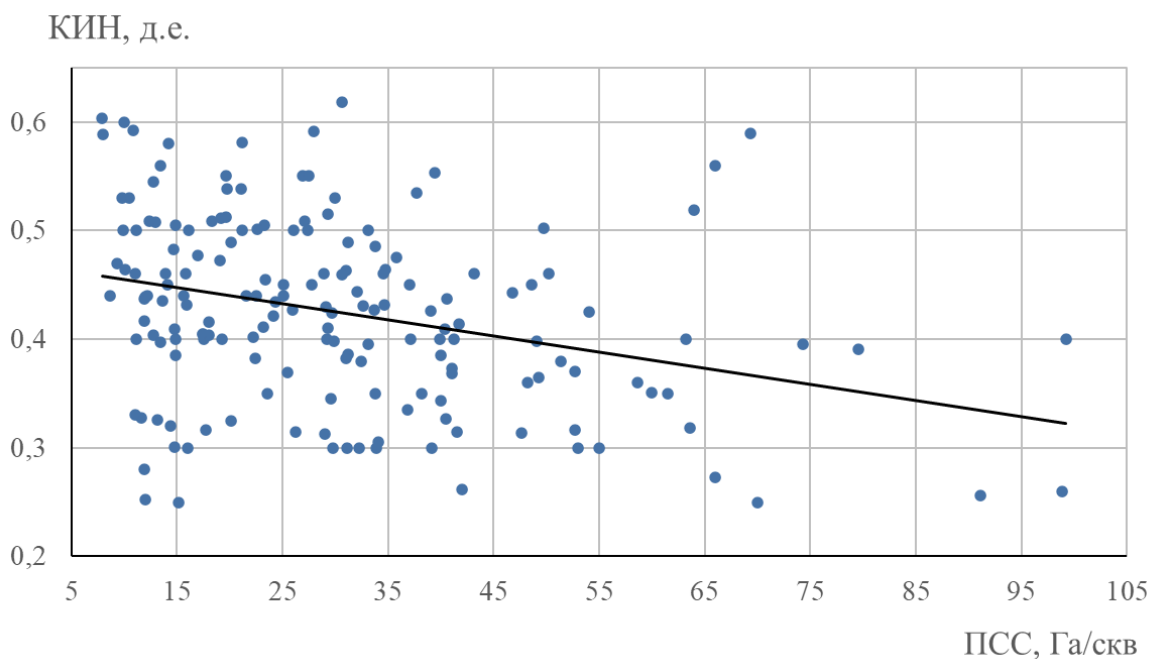


Рис. 3.8. Взаимосвязь проектный КИН – проектная ПСС визейских нефтяных залежей (естественный режим разработки)

Как и в главе 2, здесь в дополнение к выполненному анализу проведена оценка влияния геолого-технологических параметров разработки на утвержденные КИН при помощи статистического метода распределения t -критерия Стьюдента (табл. 3.5).

Таблица 3.5

Оценка влияния геолого-технологических параметров разработки на утвержденный КИН для визейских нефтяных залежей, разрабатываемых на естественном режиме

КИН	< 0,426	> 0,426	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	N ₁	N ₂
h, м	2,9	4,1	-3,6	<0,01	87	86
h _{пр} , м	1,21	1,34	-1,0	0,32	87	86
K _п , д.е.	0,18	0,19	-1,5	0,14	87	86
K _н , д.е.	0,830	0,844	-1,4	0,16	87	86
k, мкм ²	0,215	0,362	-2,8	<0,01	87	86
μ, мПа·с	16,2	9,2	2,8	<0,01	87	86
P _{пл} , МПа	16,5	16,6	-0,5	0,63	87	86
P _{нас} , МПа	9,3	10,5	-3,0	<0,01	87	86
K _{пес} , д.е.	0,423	0,474	-1,7	0,08	87	86
K _р , д.е.	2,7	3,9	-4,0	<0,01	87	86
G, м ³ /т	45,7	63,0	-2,2	0,03	87	86
ПР, %	3,5	3,7	-1,2	0,23	87	86
K _{выт} , д.е.	0,576	0,618	-5,8	<0,01	87	86
ПСС, Га/скв	36,0	24,8	4,3	<0,01	85	85

По результатам анализа, из таблицы видно, что статистически значимыми, с достаточной степенью уверенности (более 99 %) различия исследуемых показателей в выборках, являются такие параметры, как: h, k, μ, P_{нас}, K_р, K_{выт}, ПСС.

Как отмечено выше, при разработке на естественном режиме все указанные закономерности прослеживаются, как и для режима с поддержанием пластового давления, но в менее выраженном виде. В большей степени усиливается влияние расчлененности пласта K_р.

3.4. Прогноз КИН с помощью многомерных статистических моделей для визейских эксплуатационных залежей, разрабатываемых на естественном режиме

В результате при статистическом моделировании методом множественной регрессии участвовали в наибольшей степени контролирующие КИН показатели (геолого-физические, технологические), выявленные по результатам вышеприведенного анализа.

Результаты моделирования (выполненные для разведочной стадии КИН_{геол}/стадии разработки КИН_{техн}) представлены в табл. 3.6 [1, 20].

Таблица 3.6

Многомерные модели прогноза КИН для залежей, разрабатываемых на естественном режиме

тип залежей	многомерные модели	n	R
визейские терригенные залежи	$\text{КИН}_{\text{геол}} = -0,235 + 0,0035h + 0,0139h_{\text{пр}} + 1,415K_{\text{п}} + 0,001846k - 0,00077\mu + 0,0105P_{\text{нас}} + 0,449K_{\text{выт}}$	173	0,615
	$\text{КИН}_{\text{техн}} = -0,158 + 0,0014h + 0,0147h_{\text{пр}} + 1,143K_{\text{п}} + 0,005227k - 0,000825\mu + 0,0088P_{\text{нас}} - 0,001409\text{ПСС} + 0,518K_{\text{выт}}$	170	0,664

Диапазоны варьирования параметров, составляющих данные модели: h при 0,6...16,6 м; h_{пр} при 0,1...6,5 м; K_п при 0,11...0,25 д.е.; k при 0,007...1,827 мкм²; μ при 0,7...153,7 мПа·с; P_{нас} при 5,3...20,2 МПа; K_{выт} при 0,432...0,703 д.е.; ПСС при 8...60 Га/скв.

Знаки в коэффициентах для всех показателей, участвующих в построенных моделях, не противоречат их физическому смыслу.

3.5. Анализ отклонений статистических КИН от проектных КИН, достоверность многомерных моделей для залежей, разрабатываемых на естественном режиме

Верификация построенных многомерных моделей ($KIN_{техн}$) с целью их практического применения проведена на основе длительно работающих залежей на поздних стадиях разработки, утвержденные КИН которых с высокой долей достоверности надежно определены с помощью цифрового гидродинамического 3D-моделирования (рис. 3.9).

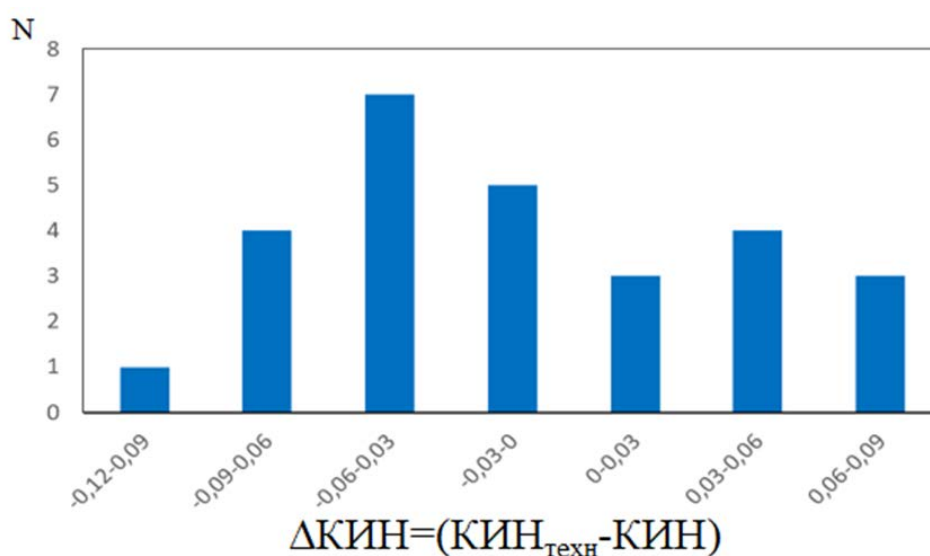


Рис. 3.9. Гистограмма отклонений статистических $KIN_{техн}$ от проектных КИН для визейских нефтяных залежей на поздних стадиях разработки на естественном режиме

Отклонения ($KIN_{техн}-КИН$) по полученным моделям менее 0,06 д.е. отмечены в 70,3 % случаях. Аномально низкие отклонения отмечены у объектов Бб₂ Альняшского месторождения (значение расчетного КИН 0,496 д.е. против проектного КИН 0,592 д.е.), Бб Русаковской площади Русаковского месторождения (значение расчетного КИН 0,511 д.е. против проектного КИН 0,603 д.е.). Для визейских залежей, разрабатываемых на естественном режиме, подобные высокие утвержденные значения КИН относятся к категории нетипичных. К тому же отмеченные залежи обладают отличными фильтрационно-емкостными свойствами (пористость более

0,2 д.е., нефтенасыщенность более 0,75 д.е., проницаемость выше 0,075 мкм²), с плотной проектной ПСС (8-10 Га/скв). Завышенный случай ($K_{ИН_{техн}}-K_{ИН}$) установлен для объекта Бб-Мл Тартановской площади Шатовского месторождения (значение расчетного КИН 0,470 д.е. против проектного КИН 0,382 д.е.), подсчет запасов которого проведен более 10 лет назад на момент проведенной оценки.

Сопоставительный анализ ($K_{ИН_{техн}}-K_{ИН}$) для залежей поздних стадий показал устойчивую сходимость $K_{ИН_{техн}}$ прогнозных многомерных моделей и принятых в ПТД проектных КИН (рис. 3.10).

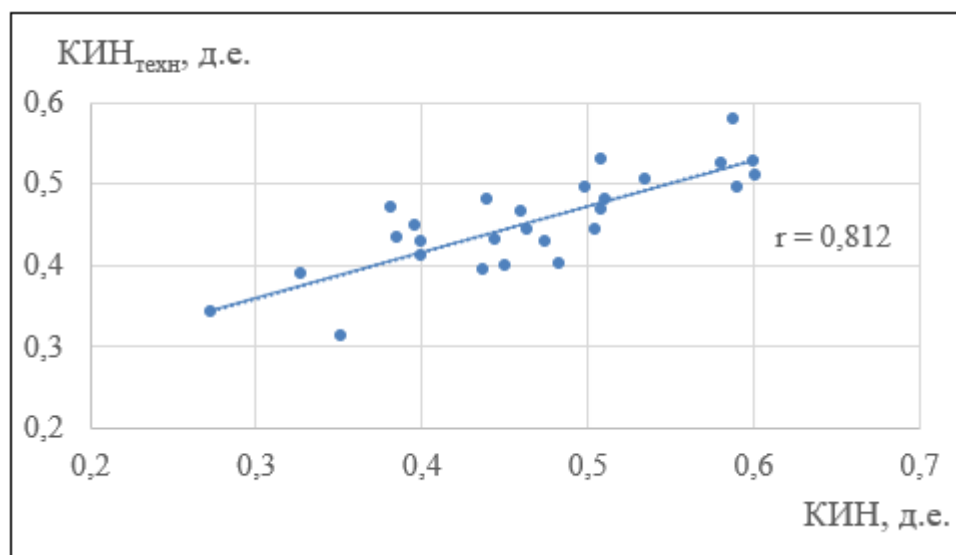


Рис. 3.10. Зависимости значений ($K_{ИН_{техн}} - K_{ИН}$) для визейских нефтяных залежей поздних стадий, разрабатываемых на естественном режиме

Выводы к главе 3

В главе 3 для визейских залежей Пермского края, разрабатываемых на естественном режиме, рассмотрены статистические методы прогнозирования коэффициента нефтеотдачи.

Приведено статистическое обоснование изменения проектных КИН, утвержденных в период с 2009 по 2021 гг. Показана необходимость пересмотра текущих многомерных статистических моделей с учетом современного опыта разработки.

Проведена оценка влияния показателей разработки (геологические, технологические) на проектные КИН при помощи статистических методов (поля корреляции, статистический метод на основе распределения t -критерия Стьюдента).

С целью комплексного учета контролирующих КИН показателей использован статистический метод множественной регрессии. Построены многомерные модели прогноза КИН для визейских терригенных залежей, разрабатываемых на естественном режиме.

В заключении проведена верификация построенных многомерных моделей с целью их практического применения на основе длительно работающих залежей на поздних стадиях разработки.

ГЛАВА 4. ПРОГНОЗ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ПО КРИВЫМ ПАДЕНИЯ ДОБЫЧИ ДЛЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ

Достоверность прогнозов добычи нефти и воды, а также других технико-экономических показателей во многом зависит от точности принятых по месторождению запасов нефти. При неточностях в прогнозе запасов искажаются оценки некоторых показателей разработки нефтяных залежей, что исключает возможность использования полученных закономерностей для сравнительного анализа. В связи с этим, одной из основных особенностей поздней стадии разработки является возможность достоверного уточнения извлекаемых запасов нефти с использованием данных предшествующего периода разработки залежей.

Особенностью поздней стадии разработки является то, что в основном здесь применяются различные методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи, разрабатываются адресные мероприятия по довыработке остаточных запасов [2, 98], что делает вопрос точности прогнозирования показателей разработки, в том числе конечного КИН, приоритетной задачей.

В главе проведен обзор и исследование метода анализа кривой падения добычи нефти (кривые падения Дж. Арпса). Данный метод широко используется при оценке ОИЗ зарубежными добывающими компаниями, а также, как показано ранее, в период падающей добычи является рекомендуемым методом прогноза ОИЗ согласно системе управления ресурсами углеводородов SPE-PRMS, в том числе при ежегодной геолого-экономической оценке (аудите) запасов месторождений Пермского края [16].

Как отмечено в первой главе, метод представляет научный и практический интерес для залежей, находящихся на поздних стадиях разработки, и является альтернативной возможностью оперативного прогноза КИН (ОИЗ) по сравнению с традиционным цифровым 3D-моделированием. Это поясняется тем, что для зрелых объектов характерны особенности

(обводненный фонд, внедрение большого числа мероприятий по увеличению нефтеотдачи), которые затрудняют процесс получения результатов качественной достоверной адаптации цифровых гидродинамических моделей при значительной ресурсной затратности данной технологии.

4.1 Метод кривых падения добычи нефти и его эффективность на залежах Пермского края

В системе SPE-PRMS к оценке каждой категории запасов существует свой методический подход. Представление данных о добыче и графоаналитический анализ кривых падения проводится в активной зоне разработки категории Proved Developed Producing (PDP) (разрабатываемые в момент оценки). Анализируются ежегодно добываемые уровни нефти q , по динамике последних лет устанавливается устойчивый стабильный тренд падения по экспоненциальному закону. Далее происходит экстраполяция темпа падения D с расчетом прогнозных ОИЗ до момента достижения экономического предела, который учитывает эксплуатационные затраты, цены реализации углеводородов, налоги на добычу на момент оценки [16, 49].

Прогнозный объем ОИЗ является суммой прогнозных уровней добычи нефти по времени t :

$$\text{ОИЗ}(t) = \sum_{i=1}^x q_i e^{-Dt}$$

Прогнозный КИН в таком случае определен как отношение суммы фактически накопленной добычи и прогнозных количеств ОИЗ к величине начальных геологических запасов (НГЗ) зоны дренирования, которая в свою очередь ограничена утвержденной сеткой скважин или границами залежи в случае полного разбуривания.

Расчеты и анализ по данному методу ведутся в специализированных прикладных программных продуктах (рис. 4.1). Для расчета необходимо

загрузить исторические данные по добыче нефти, жидкости, объему закачиваемой воды, действующий добывающий и нагнетательный фонд.

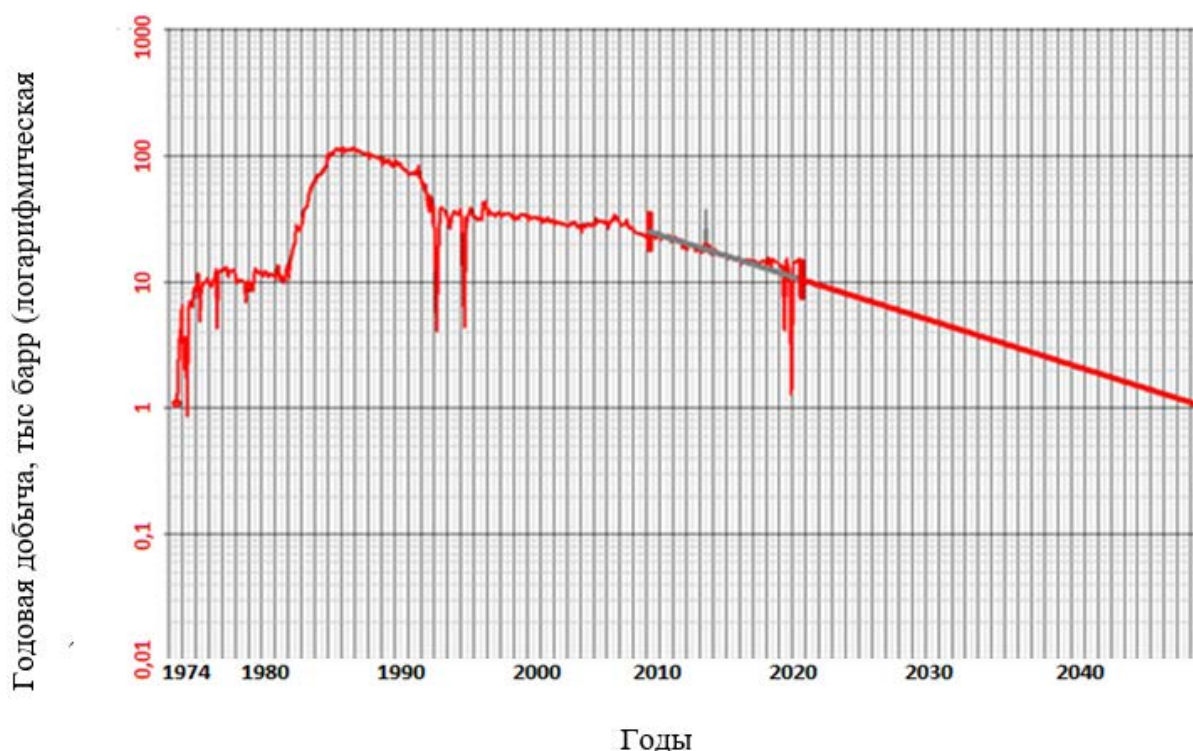


Рис. 4.1. Прогноз ОИЗ нефтяной залежи в специализированном программном продукте

Для выбранных ранее объектов исследования Пермского края (визейские, башкирские и турне-фаменские залежи) ($N=510$) выполнен сравнительный анализ прогнозных КИН категории PDP (полученных методом анализа кривых падения добычи нефти) с утвержденными КИН_{ПТД} в актуальных действующих проектно-технологических документах на различных стадиях текущей разработки. Проведена проверка нулевой гипотезы о равенстве средних величин в исследуемых выборках на основе распределения t -критерия Стьюдента (табл. 4.1). Критерием отнесения к той или иной стадии определен отбор нефти (выработка запасов) от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) поинтервально с шагом 10 %.

Таблица 4.1

Сопоставительный анализ $KIN_{РДР}$ и $KIN_{ПТД}$ при помощи распределения t -критерия Стьюдента (по данным на 01.01.2022 г.)

выработка запасов, %	$KIN_{РДР}$	$KIN_{ПТД}$	t -критерий	p	N_1	N_2	средний темп падения добычи (D), %
<i>для терригенных залежей с ППД</i>							
до 20 %	0,23	0,44	-8,4	<0,01	39	39	14,0
от 20 до 40 %	0,38	0,44	-2,3	0,03	33	33	12,9
от 40 до 50 %	0,41	0,47	-2,2	0,03	19	19	12,9
от 50 до 60 %	0,40	0,45	-1,3	0,20	13	13	14,0
от 60 до 70 %	0,45	0,47	-0,9	0,40	22	22	12,1
от 70 до 80 %	0,47	0,49	-0,9	0,40	23	23	11,6
от 80 до 90 %	0,54	0,50	1,8	0,08	27	27	11,2
от 90 до 99 %	0,58	0,55	1,3	0,19	17	17	11,0
<i>для карбонатных залежей с ППД</i>							
до 20 %	0,15	0,36	-15,3	<0,01	66	66	12,5
от 20 до 40 %	0,31	0,38	-3,0	<0,01	39	39	13,1
от 40 до 50 %	0,33	0,38	-2,6	0,01	24	24	12,6
от 50 до 60 %	0,35	0,39	-1,9	0,07	14	14	14,1
от 60 до 70 %	0,41	0,41	-0,2	0,87	13	13	16,3
от 70 до 80 %	0,40	0,42	-0,5	0,61	10	10	15,8
от 80 до 90 %	0,41	0,38	0,9	0,37	10	10	15,6
от 90 до 99 %	0,45	0,42	0,5	0,62	5	5	11,5
<i>для терригенных залежей без ППД</i>							
до 20 %	0,17	0,42	-10,6	<0,01	41	41	13,7
от 20 до 40 %	0,35	0,42	-2,1	0,04	25	25	13,1
от 40 до 50 %	0,40	0,45	-0,9	0,37	9	9	12,3
от 50 до 60 %	0,38	0,44	-1,6	0,14	10	10	12,2
от 60 до 70 %	0,40	0,47	-1,7	0,13	7	7	11,1
от 70 до 80 %	0,45	0,48	-0,7	0,52	5	5	11,9
от 80 до 90 %	0,47	0,49	-0,5	0,66	9	9	9,3
от 90 до 99 %	0,50	0,47	1,1	0,31	6	6	10,6
<i>для карбонатных залежей без ППД</i>							
до 20 %	0,14	0,37	-8,7	<0,01	10	10	9,0
от 20 до 40 %	0,32	0,32	0,0	0,99	4	4	15,0
от 40 до 50 %	0,37	0,40	-0,4	0,72	4	4	20,5
от 50 до 60 %	0,34	0,38	-0,4	0,71	2	2	13,5
от 60 до 70 %	-	-	-	-	-	-	-
от 70 до 80 %	0,32	0,43			1	1	8,0
от 80 до 90 %	0,42	0,45	-0,8	0,49	3	3	14,0
от 90 до 99 %	-	-	-	-	-	-	-

Примечание: статистически значимые показатели обозначены жирным шрифтом.

По результатам анализа установлено, что для залежей с системой ППД при выработке ниже 60 % $KIN_{РДР}$ активной зоны разработки в значительной степени меньше проектных $KIN_{ПТД}$. В интервале отбора запасов 60-80 %

наблюдается более тесная связь KIN_{PDP} - $KIN_{ПТД}$ (диапазон $p=40-87$ %). В данном случае КИН категории PDP достаточно презентабелен, тренд падения добычи более устойчивый, область дренирования сформирована. При отборе выше 80 % наблюдается превышение KIN_{PDP} - $KIN_{ПТД}$, это объясняется активным внедрением методов увеличения нефтеотдачи, выработкой запасов прилегающих категорий (при наличии таковых). В целом, для залежей, разрабатываемых с ППД, наблюдается соответствие KIN_{PDP} - $KIN_{ПТД}$ при выработке запасов более 60 %. Данная величина установлена как пограничное значение выработки запасов для эффективного использования метода кривых падения для прогноза ОИЗ.

Для залежей, разрабатываемых на естественном режиме, отмечена менее представительная выборка с высоко выработанными запасами. Возможно сделать вывод о рациональном применении метода кривых падения для оценки ОИЗ в случае с терригенным типом коллектора при достижении выработки 70 % ($p=31-66$ %).

На примере некоторых залежей Пермского края проиллюстрированы выделение категории PDP (геологические запасы) и прогноз ОИЗ по кривой падения добычи (рис. 4.2). При этом на ранних стадиях разработки при нестабильной добыче темп D рекомендуется принимать с привлечением объектов-аналогов, эксплуатируемых в схожих геолого-промысловых условиях) [16], на поздних стадиях – непосредственно на основе анализа динамики падения среднегодовой добычи нефти за временной период нескольких последних лет и выявления преобладающего тренда. Также, как отмечено на рис. 1.5 главы 1, на поздней стадии разработки степень неопределенности при определении прогнозных ОИЗ минимальна.

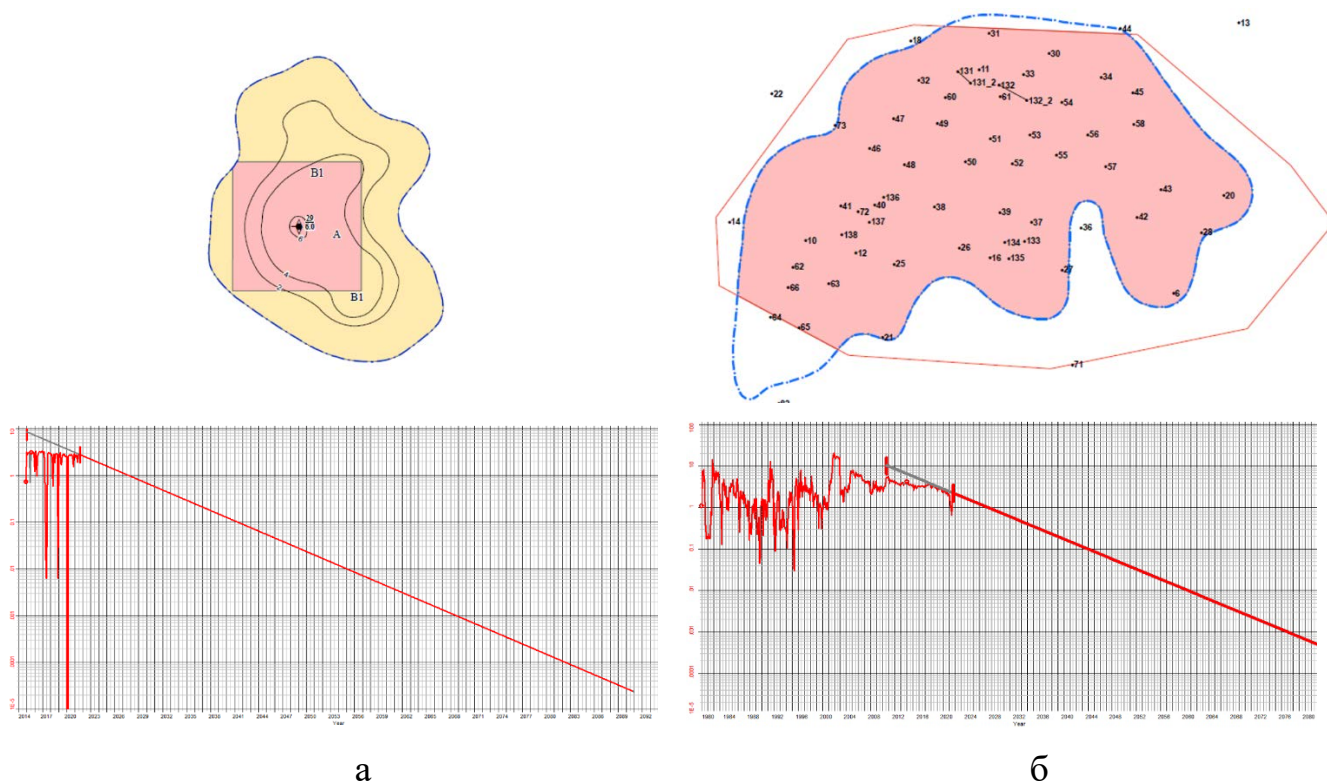


Рис. 4.2. Оценка ОИЗ по прогнозируемому темпу падения добычи разрабатываемой категории PDP (а – ранняя стадия разработки; б – поздняя стадия разработки)

Таким образом, можно констатировать об эффективном и рациональном использовании метода анализа кривых падения для поздних стадий разработки залежей Пермского края.

4.2. Прогнозная оценка КИН для нефтяных залежей Пермского края на поздних стадиях

Далее для высоко выработанных залежей (N=147) проведено исследование на предмет изменения темпов падения добычи в динамике отдельно в зависимости от типа отложений, условий разработки.

Изменение темпов падения для естественного режима наблюдается в более высоком диапазоне (разница в 4 %), чем для залежей разработки с ППД (рис. 4.4). Также для режима с ППД характерна выработка терригенных залежей с темпом падения ($D=13\%$), что несколько выше, чем для

карбонатных залежей ($D=11\%$) (рис. 4.3). В целом сделан вывод о низком влиянии типа коллектора на динамику кривых падения и возможности совместного изучения данных процессов для карбонатных и терригенных залежей.

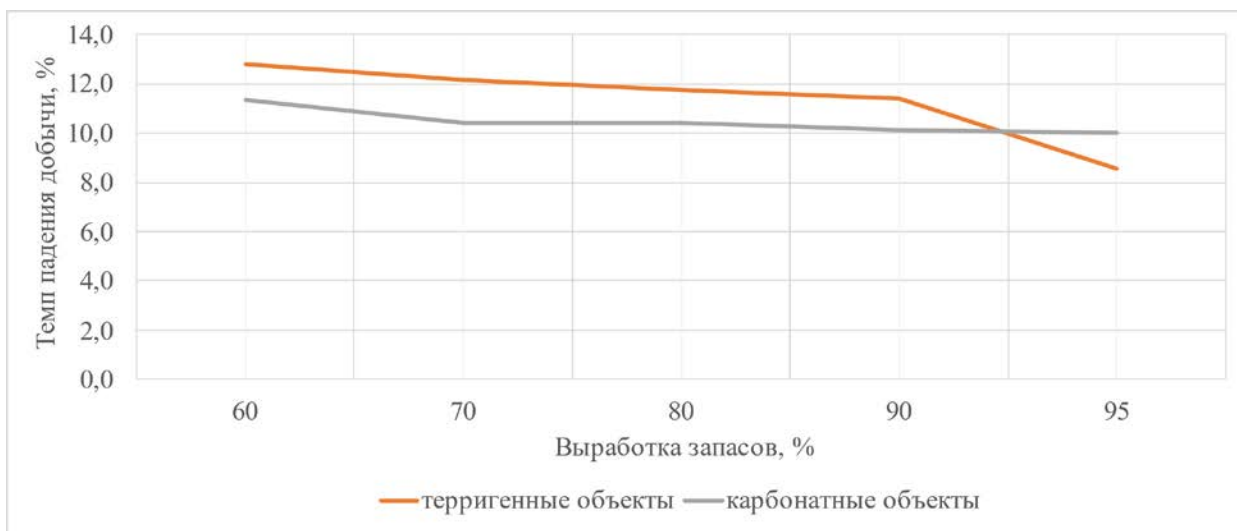


Рис. 4.3. Изменение темпов падения добычи в динамике от отбора запасов для залежей с различным типом коллектора

В значительно большей степени на темп падения влияет способ разработки объекта, при этом для залежей, разрабатываемых на естественном режиме, отмечено снижение уровней годовой добычи нефти с более высоким темпом падения. Ввиду этого прогноз динамики темпа падения необходимо выполнять отдельно для залежей, разрабатываемых с ППД и без ППД. В том числе, для залежей на естественном режиме характерно более резкое снижение темпа падения после выработки запасов 90 % (рис. 4.4).

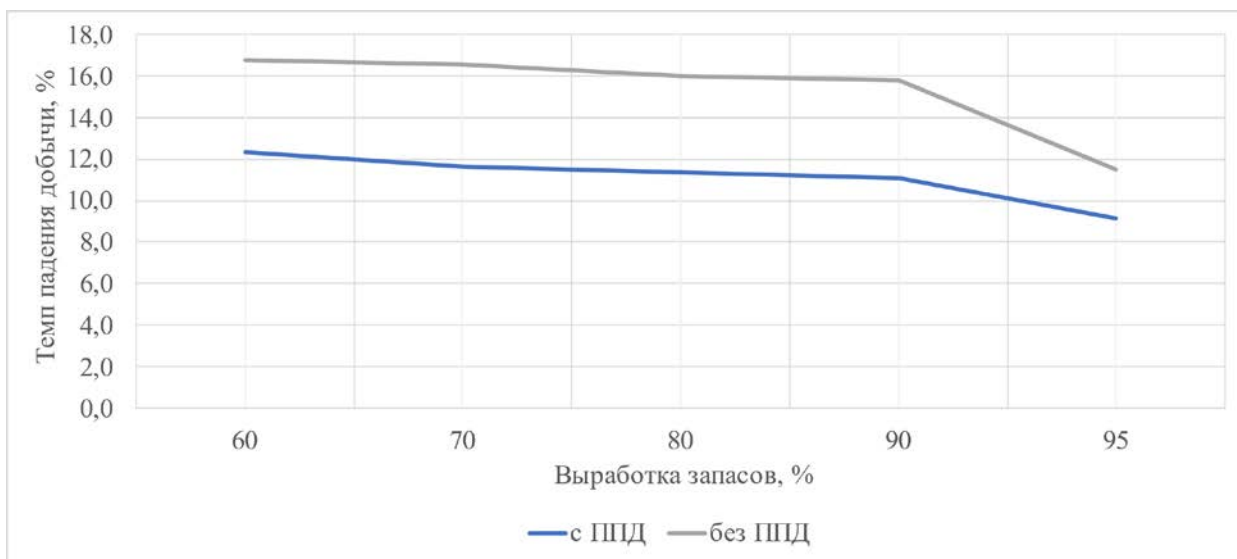


Рис. 4.4. Изменение темпов падения добычи в динамике для нефтяных залежей, разрабатываемых с ППД и без ППД

По итогам репрезентативной выборки для формирования достоверных результатов (N=127) для залежей с ППД графически представлено изменение темпов (в различных варьируемых диапазонах) от выработки запасов (рис. 4.5). Предложены графические модели для выбора темпа падения (при достижении выработки 60 %) при прогнозе ОИЗ.

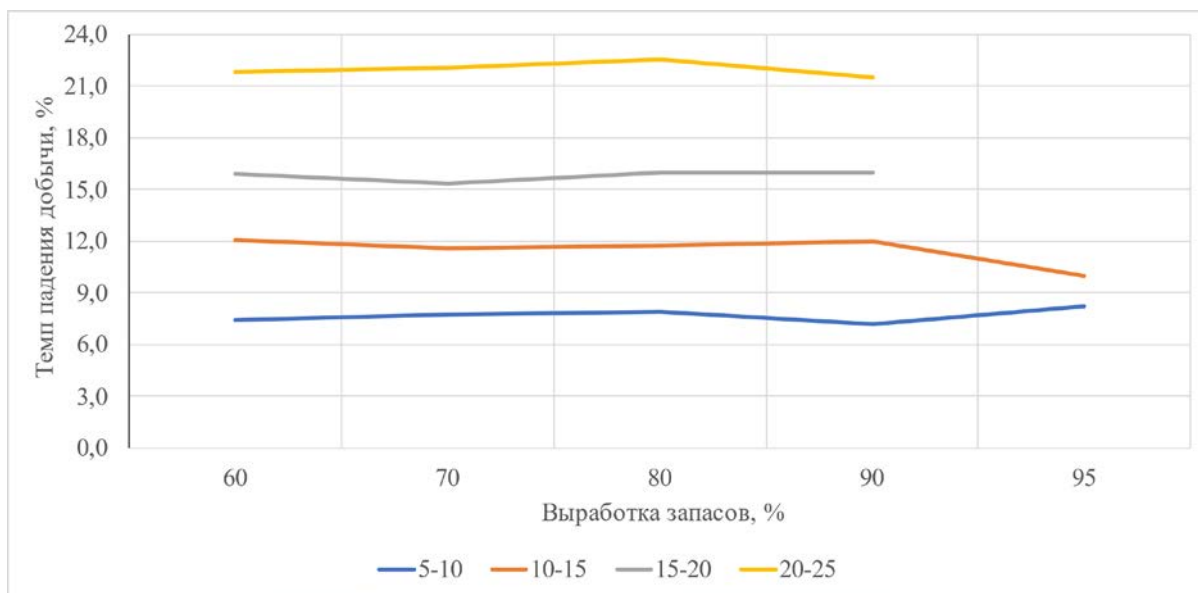


Рис. 4.5. Динамика темпов от выработки запасов для различных диапазонов темпов падения добычи для режима с ППД

В целом, анализ предложенной диаграммы показывает, что для залежей с ППД при выработке 60 % установившийся темп остается стабильным до выработки 90 %, после чего он также изменяется незначительно.

Предложенные графические модели имеют практический интерес при оценке ОИЗ с целью выбора темпа падения при достижении выработки запасов 60 %.

Выводы к главе 4

В данной главе проведен обзор и исследование графоаналитического метода анализа кривой падения добычи нефти (кривые падения Дж. Арпса). Данный метод широко используется при оценке остаточных извлекаемых запасов зарубежными добывающими компаниями, а также является рекомендуемым аналитическим методом прогноза ОИЗ при ежегодной геолого-экономической оценке (аудите) запасов месторождений Пермского края согласно Системе управления ресурсами углеводородов SPE-PRMS. Отличительной особенностью метода анализа кривых падения является оперативность и надежность полученных оценок. В главе показана методология оценки ОИЗ (КИН) по данному методу.

Для нефтяных залежей Пермского края (визейские, башкирские и турнефаменские) выполнен сравнительный анализ прогнозных КИН категории PDP (на основе анализа кривых падения) с утвержденными КИН в актуальных действующих проектных документах на различных стадиях текущей выработки с привлечением статистического метода проверки нулевой гипотезы о равенстве средних величин в выборках при помощи *t*-критерия Стьюдента. В результате для различных условий разработки нефтяных залежей установлен диапазон значений выработки запасов для эффективного использования метода кривых падения добычи нефти.

Для высоко выработанных залежей проведено исследование на предмет изменения темпов падения добычи в динамике отдельно в зависимости от типа отложений, условий разработки с учетом выработки запасов. В результате, при достижении выработки 60 % предложены графические модели с возможностью выбора темпа падения добычи для оперативной оценки ОИЗ нефтяной залежи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, по результатам диссертационного исследования получены следующие выводы:

В данной диссертации представлена разработка моделей с целью оперативного прогноза КИН (ОИЗ) применительно к различным стадиям разработки нефтяных залежей C_{1v} , C_{1s} - C_{2b} , D_3 - C_{1t} Пермского региона.

В работе проанализирована динамика проведения геолого-технических мероприятий, отмечен рост их технологического эффекта и применимости в регионе. За исследуемый период 2009-2021 гг. произошло массовое внедрение принципиально новых ГТМ, которые значительно повысили эффективность разработки и достижимые КИН.

С целью выявления контролирующих КИН параметров проведена комплексная оценка влияния геолого-технологических показателей разработки на проектные КИН различных типов залежей Пермского края при различных условиях разработки.

С учетом накопленного опыта длительно работающих нефтяных залежей на различных режимах эксплуатации выполнено статистическое моделирование прогноза КИН. Разработаны многомерные модели применительно к залежам, находящимся на разведочной стадии промышленного освоения и учитывающие геолого-физические параметры оцениваемого продуктивного пласта и насыщающегося его флюида (категории запасов C_2+C_1 в условиях разведки при составлении проекта пробной эксплуатации месторождения). Построены многомерные модели применительно к залежам на стадии промышленной разработки, учитывающие дополнительно проектные решения утвержденной системы разработки (категории запасов B_2+B_1 при наличии технологической схемы разработки). Достоверность многомерных моделей верифицирована, осуществлено их практическое внедрение в рамках проектирования разработки нефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Применительно к поздним стадиям разработки (преимущественно категория запасов А) рекомендовано использование метода анализа кривых падения добычи нефти. На основе мониторинга разработки зрелых залежей проведен ретроспективный анализ динамики темпов падения годовой добычи нефти, эмпирически установлен диапазон значений выработки от НИЗ для эффективного применения данного метода. Построены графические модели динамики темпов падения добычи для прогноза ОИЗ нефтяных залежей Пермского края, разрабатываемых в различных геолого-технологических условиях.

Проведенное сопоставление результатов прогнозных моделей оценки КИН (ОИЗ) с утвержденными Центральной комиссией по разработке (ЦКР) для длительно разрабатываемых нефтяных месторождений показывает достоверность предложенных моделей и возможность их практического внедрения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Актуализация многомерных статистических моделей прогноза коэффициентов извлечения нефти с учетом современного опыта разработки (на примере месторождений Пермского региона) / С. В. Галкин, В. Ш. Гурбанов, Д. С. Лобанов // Сборник докладов V Международной научно-практической конференции «Инновации для повышения эффективности сопровождения нефтегазовых активов» / Москва: ООО «Альтер Эго Промоушн», 2023. – С. 29-34.
2. Анализ эффективности применения пропантного гидроразрыва пласта в потенциально трещиноватых глинисто-карбонатных объектах / А. С. Вотинин, Е. С. Макаренков, К. А. Черный, С. В. Галкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 11(347). – С. 68-72. – DOI 10.30713/2413-5011-2020-11(347)-68-72.
3. Андреев К. В. Анализ применения кислотных составов в высокотемпературных карбонатных коллекторах / К. В. Андреев // Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 2. – С. 76-83. – DOI 10.15593/2712-8008/2021.2.5.
4. Ахметгареев В. В. Анализ эффективности и оптимизация параметров заводнения при разработке карбонатных коллекторов месторождений Татарстана / В. В. Ахметгареев, А. И. Бакиров // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 28-29.
5. Барков С. О. Применение метода кривых падения добычи в нефтегазовой промышленности / С. О. Барков // Приоритетные направления инновационной деятельности в промышленности : сборник научных статей X международной научной конференции, Казань, 30–31 октября 2021 года. Том Часть 2. – Казань: ООО «Конверт», 2021. – С. 7-8.
6. Бархатов Э. А. Эффективность применения многозонного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах / Э. А. Бархатов, Н. Р. Яркоева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328, № 10. – С. 50-58.

7. Батурин Ю. Е. К вопросу обоснования КИН при подсчете запасов и проектировании разработки нефтегазовых месторождений / Ю. Е. Батурин // Вестник ЦКР Роснедра. – 2011. – № 1. – С. 2-7.
8. Бондаренко А. В. Применение гидродинамического моделирования для оценки прогнозной эффективности технологии полимерного заводнения на Москудьянском месторождении / А. В. Бондаренко, Д. А. Кудряшова // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 10. – С. 102-105.
9. Вальес-Лосано Д. Применение метода кривой падения Арпса для прогноза дебита скважины / Д. Вальес-Лосано, Н. Н. Репин-Поляков // Наука, техника и образование. – 2020. – № 5(69). – С. 12-15.
10. Велиев Э. Ф. Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий / Э. Ф. Велиев // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2020. – № 2. – С. 50-66. – DOI 10.5510/OGP20200200432.
11. Воеводкин В. Л. Динамика добычи нефти в Пермском крае: тенденции и извлеченные уроки / В. Л. Воеводкин, Д. В. Антонов // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 8. – С. 44-49. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-8-44-49.
12. Воеводкин В. Л. Новые технологии в компании "ЛУКОЙЛ": от простого к сложному / В. Л. Воеводкин, М. В. Чертенков // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 62-66. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-8-62-66.
13. Воеводкин В. Л. Развитие технологии строительства боковых стволов на месторождениях Пермского края / В. Л. Воеводкин, Г. В. Окроелидзе // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 32-35. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-8-32-35.
14. Воеводкин В. Л. Факторы роста добычи нефти в Пермском крае в 2000-х годах. Совершенствование разработки зрелых месторождений / В. Л. Воеводкин, Д. В. Антонов // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 10. – С. 52-58. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-10-52-58.
15. Возможности оперативного контроля остаточных извлекаемых запасов на различных стадиях разработки нефтяных эксплуатационных

объектов / С. В. Галкин, Т. Б. Поплаухина, Н. Г. Лузина, Д. С. Лобанов, Р. И. Емашов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19, №4. – С.322-334. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.4.2.

16. 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. Малышева, В. А. Мордвинов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 18, № 2. – С. 140-148. – DOI 10.15593/2224-9923/2018.4.4.

17. Газизов А. А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки / А. А. Газизов – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 639 с.

18. Галкин В. И. Дифференциация визейских объектов разработки для построения моделей определения коэффициентов извлечения нефти / В. И. Галкин, А. И. Савич, И. А. Акимов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2007. – № 5(65). – С. 9-14.

19. Галкин С. В. Использование многомерных статистических моделей при оперативном контроле извлекаемых запасов визейских залежей Пермского края / С. В. Галкин, Д. С. Лобанов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 5. – С. 126-136. – DOI 10.18799/24131830/2022/5/3463.

20. Галкин С. В. Прогноз динамики обводненности скважин в различных геолого-технологических условиях разработки нефтяных месторождений / С. В. Галкин, П. Ю. Илюшин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 22-24.

21. Горовов В. И. Приближенный метод расчета показателей разработки месторождений / В. И. Горовов, А. В. Распопов, И. Н. Шустеф // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 6. – С. 25-27.

22. Горовов В. И. Программа расчета коэффициента извлечения нефти «КИНГ»: справочное руководство пользователя / В. И. Горовов, А. В. Распопов, М. И. Филонов. – Пермь, 1990. – С. 10-15.
23. Гутман И. С. Методические приемы оценки рисков и неопределенностей по зарубежным классификациям / И. С. Гутман, И. Ю. Балабан // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 88-93.
24. Дияшев Р. Н. Тенденции применения МУН в мире / Р. Н. Дияшев // Георесурсы. – 2008. – № 4. – С. 42-46.
25. Забродин Д. П. Обновленная классификация SPE-PRMS. Что нового? / Д. П. Забродин // Недропользование XXI век. – 2019. – № 4(80). – С. 14-21.
26. Зайцев Р. А. Опыт разработки месторождений Пермского края горизонтальными скважинами / Р. А. Зайцев, А. В. Распопов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20, № 2. – С. 182-191. – DOI 10.15593/2224-9923/2020.2.8.
27. Закиров Р. Х. Применение моделей при разработке месторождений нефти / Р. Х. Закиров // Нефтяная провинция. – 2019. – № 1(17). – С. 102-115. – DOI 10.25689/NP.2019.1.102-115.
28. Закиров Р. Х. Роль геолого-гидродинамического моделирования при проектировании разработки нефтяных месторождений / Р. Х. Закиров // Георесурсы. – 2009. – № 4(32). – С. 34-36.
29. Зеленин Д. В. Применение многомасштабного метода для решения задач оптимизации системы разработки и адаптации гидродинамической модели / Д. В. Зеленин, В. П. Косяков // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2016. – Т. 2, № 3. – С. 63-72. – DOI 10.21684/2411-7978-2016-2-3-63-72.
30. Зомарева Е. В. Сравнение дебитов вертикальной, горизонтальной и многоствольной скважины различными методами / Е. В. Зомарева // Аллея науки. – 2019. – Т. 2, № 4(31). – С. 240-245.

31. Ившин А. В. Повышение эффективности разработки Павловского месторождения за счет реконструкции скважин методом бурения боковых стволов (на примере объекта Т) / А. В. Ившин, А. А. Устинов // Недропользование. – 2022. – Т. 22, № 2. – С. 85-92. – DOI 10.15593/2712-8008/2022.2.5.

32. Изучение механизма перераспределения фильтрационных потоков при закачке синтезированных сшитых гелей методом рентгеновской томографии керн / С. В. Галкин, Ю. А. Кетова, Я. В. Савицкий [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 11. – С. 127-136. – DOI 10.18799/24131830/2020/11/2892.

33. Иксанов В. Р. Анализ кривых падения добычи как инструмент для прогнозирования добычи нефти в нетрадиционных коллекторах / В. Р. Иксанов, Е. Г. Костылева // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : Сборник материалов V Международной научно-практической конференции, Альметьевск, 12 ноября 2020 года. Том 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 102-104.

34. Илюшин П. Ю. Обоснование прогноза обводненности залежей нефти с использованием аналого-статистических методов (на примере разработки месторождений Пермского Прикамья) : специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Илюшин Павел Юрьевич. – Санкт-Петербург, 2013. – 20 с.

35. К прогнозированию темпов снижения добычи нефти по данным истории разработки нефтяных залежей / М. К. Анурьев, Т. М. Гуляева, А. В. Лекомцев, Д. В. Чернышев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – Т. 12, № 6. – С. 93-100.

36. Кааров Ж. З. Методы обоснования коэффициента извлечения нефти полученные геолого-гидродинамическим моделированием / Ж. З. Кааров // Colloquium-Journal. – 2020. – № 6-2(58). – С. 17-20.

37. Казакова Л. В. Технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием потокоотклоняющих химреагентов / Л. В. Казакова, П. М. Южанинов // Сборник. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2002. – № 8. – С. 79-83.

38. Камалеева Л. Л. Применение характеристик вытеснения для экспресс-оценки прогнозных показателей добычи / Л. Л. Камалеева, М. Р. Рахимов, А. Р. Хафизов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – № 1(123). – С. 72-80. – DOI 10.17122/ntj-oil-2020-1-72-80.

39. Козырев Н. Д. Оценка влияния параметров неопределенности на прогнозирование показателей разработки / Н. Д. Козырев, А. Ю. Вишняков, И. С. Путилов // Недропользование. – 2020. – Т. 20, № 4. – С. 356-368. – DOI 10.15593/2712-8008/2020.4.5.

40. Комплексный подход к планированию боковых стволов / А. В. Распопов, А. С. Казанцев, Д. В. Леонтьев, С. В. Летунова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 12. – С. 52-55.

41. Кочнев А. А. Анализ влияния геолого - технологических показателей на эффективность технологии радиального бурения на примере эксплуатационных объектов Пермского Края / А. А. Кочнев, В. И. Зотиков, С. В. Галкин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 12. – С. 20-29. – DOI 10.18799/24131830/2018/12/16.

42. Кочнев А. А. Прогнозная оценка эффективности технологии радиального бурения для турнейских эксплуатационных объектов платформенной части Пермского края / А. А. Кочнев, С. В. Галкин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического

университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19, № 3. – С. 263-274. – DOI 10.15593/2224-9923/2019.3.6.

43. Кошкин К. А. Возможности прогноза нефтеизвлечения при переоценке запасов визейских терригенных залежей северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / К. А. Кошкин, С. В. Галкин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14, № 17. – С. 16-23. – DOI 10.15593/2224-9923/2015.17.2.

44. Коэффициент извлечения нефти: расчет и реальность / Т. Е. Поплаухина, И. В. Якимова, Т. Н. Матвейкина, А. И. Савич // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 5-6. – С. 16-19.

45. Лабораторные исследования влияния реологических характеристик сшитых полимерных систем на коэффициенты проницаемости и вытеснения нефти / В. Ю. Огорельцев, С. А. Леонтьев, В. А. Коротенко [и др.] // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20, № 2. – С. 162-174. – DOI 10.15593/2224-9923/2020.2.6.

46. Лобанов Д. С. Анализ современной эффективности геолого-технических мероприятий при оперативном контроле извлекаемых запасов на основе многомерных статистических моделей / Д. С. Лобанов, Г. Г. г. Аббасова, С. В. Галкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 10(370). – С. 38-43. – DOI 10.33285/2413-5011-2022-10(370)-38-43.

47. Лобанов Д. С. Оперативный прогноз коэффициентов извлечения нефти для башкирских залежей Пермского региона, разрабатываемых с заводнением нефтяных пластов / Д. С. Лобанов, С. В. Галкин // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2022. – Т. 1. – С. 276-282.

48. Лобанов Д. С. Опыт применения метода кривых падения добычи при оперативной оценке остаточных запасов нефтяных залежей, находящихся на поздних стадиях разработки / Д. С. Лобанов, С. В. Галкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 12(384). – С. 46-51. – DOI 10.33285/2413-5011-2023-12(384)-46-51.

49. Лузина Н. Г. Применение аналого-статистических моделей для оперативного расчета КИН месторождений Пермского региона / Н. Г. Лузина, Д. С. Лобанов, Р. Р. Имамов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 9. – С. 42-45.

50. Люгай Д. В. Результаты анализа эффективности применения методов расчета коэффициентов извлечения нефти из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных залежей к условиям Чаяндинского месторождения / Д. В. Люгай, И. И. Минаков, С. В. Буракова // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2016. – № 2(26). – С. 10-18.

51. Лядова Н. А. Оценка эффективности системы заводнения турнейско-фаменской залежи Маговского месторождения / Н. А. Лядова, В. А. Демченко // Недропользование. – 2020. – Т. 20, № 3. – С. 242-252. – DOI 10.15593/2712-8008/2020.3.5.

52. Макухо О. О. Повышение точности оценки запасов углеводородов по поисковым и разведочным скважинам по классификации PRMS / О. О. Макухо, В. М. Хомик // PRОнефть. Профессионально о нефти. – 2019. – № 4(14). – С. 26-31. – DOI 10.24887/2587-7399-2019-4-26-31.

53. Мищенко К. П. Оценка прогнозной способности характеристик вытеснения нефти для оперативного анализа показателей разработки месторождения / К. П. Мищенко, Е. А. Тихомирова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2022. – № 6-1(120). – С. 158-163. – DOI 10.23670/IRJ.2022.120.6.023.

54. Мулявин С. Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. - 215 с.

55. Муслимов Р. Х. Проблемы и новые подходы к моделированию геологического строения нефтяных месторождений, процессов их разведки и разработки / Р. Х. Муслимов // Нефтяная провинция. – 2018. – № 2(14). – С. 1-24. – DOI 10.25689/NP.2018.2.1-24.

56. Назипова А. А. Увеличение нефтеотдачи путем оптимизации длины горизонтальных боковых стволов для месторождений поздней стадии разработки / А. А. Назипова // Сборник трудов конференции. – Альметьевск: Институт геологии и нефтегазовых технологий. – 2019. – С. 87-91.

57. Наука и практика применения разветвленных и многозабойных скважин при разработке нефтяных месторождений / И. Н. Хакимзянов [и др.]; [науч. ред. Р. С. Хисамов] ; Открытое АО "Татнефть", Татарский науч.-исслед. и проектный ин-т нефти "ТатНИПИнефть". – Казань : ФЭН, 2011. – 319 с. – ISBN 978-5-9690-0197-8.

58. Неорганическая гелеобразующая композиция для ограничения водопритока в карбонатных трещиновато-поровых коллекторах / А. М. Кунакова, В. Н. Дурягин, К. В. Стрижнев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 114-116.

59. Новиков В. А. Опыт применения кислотных составов в карбонатных отложениях нефтяных месторождений Пермского края / В. А. Новиков, Д. А. Мартюшев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20, № 1. – С. 72-87. – DOI 10.15593/2224-9923/2020.1.7.

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

61. Обоснование прогнозных темпов падения добычи нефти для геолого-экономической оценки запасов / Т. Б. Поплаухина, С. С. Мокрушина, А. В. Хомутова, Е. А. Красноперов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 5-6. – С. 7-10.

62. Определение годовых темпов падения добычи нефти по объектам разработки месторождений ЗАО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" для выполнения геолого-экономической оценки запасов по классификации SPE / Т. Б. Поплаухина, С. С. Мокрушина, Д. Ю. Крылов, А. В. Хомутова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2004. – № 5(47). – С. 92-100.

63. Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами / И. Н. Хакимзянов, В. Ш. Мухаметшин, Р. Н. Бахтизин, Р. И. Шешдиров // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2021. – № 2. – С. 47-53. – DOI 10.5510/OGP20210200495.

64. Оптимизация кислотных обработок горизонтальных скважин в карбонатных коллекторах / Г. Т. Булгакова, Р. Я. Харисов, А. Р. Шарифуллин, А. В. Пестриков // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 6. – С. 102-105.

65. Опыт выполнения гидроразрыва пласта на месторождениях Пермского края, Республики Коми и Ненецкого автономного округа / А. В. Распопов, С. А. Кондратьев, Р. Р. Шарафеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 48-51. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-8-48-51.

66. Опыт геологического сопровождения бурения скважин с горизонтальным заканчиванием на месторождениях Пермского края / В. Л. Воеводкин, Н. А. Лядова, А. В. Распопов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 27-31. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-8-27-31.

67. Опыт и перспективы строительства скважин малого диаметра на месторождениях ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" / В. Л. Воеводкин, Н. А. Лядова, Г. В. Окромелидзе [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 98-102. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-12-98-102.

68. Опыт применения третичных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Пермского края / Н. А. Лядова, А. В. Распопов, Л. Н. Мужикова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 92-95.

69. Оценка коэффициентов извлечения нефти для месторождений Пермского края на основе статистических моделей / С. В. Галкин, Т. Б.

Поплаухина, А. В. Распопов, Г. П. Хижняк // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 38-39.

70. Оценка эффективности проведения кислотных обработок в турнейских отложениях Пермского края / В. В. Поплыгин, А. В. Давыдова, Н. В. Пронин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 78-79.

71. Перспективы применения полимерного заводнения на месторождениях Пермского региона / Н. А. Лядова, А. В. Распопов, А. В. Бондаренко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 6. – С. 94-96.

72. Поплаухина Т. Б. Использование метода кривой водонефтяного отношения WOR и характеристик вытеснения для проверки извлекаемых запасов, рассчитанных по международным стандартам / Т. Б. Поплаухина, С. С. Азанова, Д. Ю. Крылов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 9. – С. 14-16.

73. Развитие технологий гидравлического разрыва пласта на месторождениях Пермского края / В. Л. Воеводкин, А. А. Алероев, Т. Р. Балдина [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 11. – С. 108-113. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-11-108-113.

74. Разницын А. В. Разработка методического подхода к выделению петрофизических типов сложнопостроенных карбонатных пород по данным лабораторного изучения керна / А. В. Разницын, И. С. Путилов // Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 3. – С. 109-116. – DOI 10.15593/2712-8008/2021.3.2.

75. Распопов А. В. Опыт внедрения третичных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" и ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" / А. В. Распопов, Д. В. Андреев // Недропользование XXI век. – 2019. – № 5(81). – С. 102-109.

76. РД 39-0147035-214-86. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. – М., 1986. – 253 с.

77. Результаты промышленного тиражирования технологий кислотных обработок с применением отклоняющих систем на месторождениях ООО

"ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" / С. С. Черепанов, Т. Р. Балдина, А. В. Распопов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6. – С. 19-28. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-19-28.

78. Рузин Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) / Л. М. Рузин, Л. М. Морозюк – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.

79. Савич А. И. Оценка коэффициента извлечения нефти на стадии промышленной разведки и первого подсчета запасов нефти залежей при заводнении / А. И. Савич // Вопросы освоения нефтяных залежей Пермского Приуралья: тр. ВНИИОЭГН. – М., 1990. – С. 9-13.

80. Ситдикова Д. Ф. Анализ влияния системного изменения технологии на конечные показатели разработки по группе нефтяных месторождений / Д. Ф. Ситдикова, А. Р. Надыров, Н. М. Токарева // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2006. – № 1. – С. 21.

81. Тунг Л.В. Применение метода кривой падения Арпса для прогноза добычи нефти скважины Н1 месторождения «ЧЕРНЫЙ ДРАКОН», Вьетнам // Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений: межд. конф. Москва: ООО "Недра-Бизнес-центр". – 2018. – С. 148-149.

82. Хавкин А. Я. Инновации в МУН – основа VI техноуклада / А. Я. Хавкин // Вестник ЦКР Роснедра. – 2013. – Т. 2. – С. 52-55.

83. Хижняк Г. П. Возможности учета коэффициента вытеснения при оценке коэффициента извлечения нефти в различных геолого-технологических условиях разработки терригенных и карбонатных коллекторов Пермского края / Г. П. Хижняк, А. М. Амиров, Я. В. Савицкий // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11, № 4. – С. 49-55.

84. Шакен М. Ш. Проблемы и пути решения проведения ГРП в многопластовых залежах со сплошной перфорацией целевого горизонта / М. Ш. Шакен // SOCAR Proceedings. – 2020. – № 3. – Р. 66-73.

85. Юшков И. Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений / И. Р. Юшков, Г. П. Хижняк, П. Ю. Илюшин. – Пермь : Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2013. – 177 с. – ISBN 978-5-398-00995-8.

86. Якимова Т. С. Самоотклоняющиеся кислотные составы как метод интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах / Т. С. Якимова // Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 4. – С. 171-175. – DOI 10.15593/2712-8008/2021.4.4.

87. Янин А. Н. Как выполнить анализ разработки нефтяного месторождения / А. Н. Янин // Бурение и нефть. – 2008. – № 4. – С. 26-29.

88. A New Growth Curve for Predicting Production Performance of Water-Flooding Oilfields Hindawi / F. Liu, Y. Liu, X. Guo, F. Yang, A. Zhou, C. Li // Mathematical Problems in Engineering. – 2021. – Vol. 3. – P. 1–6. <https://doi.org/10.1155/2021/7787850>.

89. A numerical simulator developed for modeling permeability control for enhanced oil recovery / T. Brantson, B. Ju, Y. Yang, J. Chi // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 159. – P. 360-375.

90. Annan Boah E. Decline Curve Analysis and Production Forecast Studies for Oil Well Performance Prediction: A Case Study of Reservoir X / E. Annan Boah, A. Aidoo Borsah, E.T. Brantson // The International Journal of Engineering and Science (IJES). – 2018. – Vol. 7. – Iss. 8. – Ver. II. – P. 56-59.

91. Application of machine learning algorithms to predict the effectiveness of radial jet drilling technology in various geological conditions / A. Kochnev, S. Krivoshchekov, P. Chalova [et al.] // Applied Sciences (Switzerland). – 2021. – Vol. 11, No. 10. – DOI 10.3390/app11104487.

92. Application of New Water Flooding Characteristic Curve in the High Water-Cut Stage of an Oilfield / X. Zhang, C. Wang, H. Wu, X. Zhao // FDMP. – 2022. – Vol.18. – Iss. 3. – P. 46809.

93. Arps J. J. Analysis of Decline Curves / J. J. Arps // Trans. AIME. – 1945. – P. 228-247.

94. Bai B. Volumes of preformed particle gel for water conformance control / B. Bai, M. Wei, Y. Liu // Oil & gas science and technology. – 2012. – Vol. 67. – Iss. 6. – P. 941-952.

95. Comparative study of acid fracturing and propped hydraulic fracturing for a tight carbonate formation / A. Suleimenova, X. Wang, D. Zhu, A. D. Hill // SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition. – Vienna, Austria, 30 May – 2 June 2016. DOI: 10.2118/180114-MS.

96. Conformance control mechanism of low elastic polymer microspheres in porous medium / H. Yang, B. Zhou, T. Zhu [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 196. – P. 107708. – DOI 10.1016/j.petrol.2020.107708.

97. Development Geology Reference Manual / Rick J. Sustakoski, Diana Morton-Thompson. – The American Association of Petroleum Geologists. – 1992. – P. 549.

98. Elliott S. Coiled-tubing method drills radial laterals to improve oil production from a depleted reservoir / S. Elliott // World Oil. – 2011. – Vol. 232. – Iss. 10. – P. 57-64.

99. Estimation of Oil Recovery Factor for Water Drive Sandy Reservoirs through Applications of Artificial Intelligence / A. A. Mahmoud, S. Elkatatny, W. Chen, A. Abdulraheem // Energies. – 2019. – Vol. 12. – P. 3671. <https://doi.org/10.3390/en12193671>.

100. Experimental study of the influence of the content of calcite and dolomite in the rock on the efficiency of acid treatment / D. A. Martyushev, S. K. Govindarajan, Y. Li, Y. Yang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208. – P. 109770. – DOI 10.1016/j.petrol.2021.109770.

101. Fetkovich M.J. Decline Curve Analysis Using Type Curves // J. Pet Technol. 1980. V.32. pp. 1065–1077. <https://doi.org/10.2118/4629-PA>.

102. Galkin S. V. Estimate of Radial Drilling Technology Efficiency for the Bashkir Operational Oilfields Objects of Perm Krai / S. V. Galkin, A. A. Kochnev,

V. I. Zotikov // Journal of Mining Institute. – 2019. – Vol. 238. – P. 410-414. – DOI 10.31897/PMI.2019.4.410.

103. Guideline: Guidelines for Application of the petroleum Resource Management System, 2011. – URL: <https://www.spe.org/en/industry/reserves>.

104. Gulstad R. L. The Determination of Hydrocarbon Reservoir Recovery Factors by Using Modern Multiple Linear Regression Techniques / R. L. Gulstad // Master's Thesis, Texas A&M University, College Station, TX, USA. – 1995.

105. Hongxia S. New understanding of upward water flooding characteristic curve in high water-cut stage / S. Hongxia // Special Oil and Gas Reservoirs. – 2016. – Vol. 23. – Iss. 1. – P. 92-95.

106. Keshtkar S. Numerical approach for enhanced oil recovery with surfactant flooding / S. Keshtkar, M. Sabeti, A. H. Mohammadi // Petroleum. – 2016. – Vol. 2. – Iss. 1. – P. 98-107. DOI: 10.1016/J.PETLM.2015.11.002.

107. Ketova Y. Evaluation and X-Ray tomography analysis of super-absorbent polymer for water management in high salinity mature reservoirs / Y. Ketova, S. Galkin, I. Kolychev // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 196. – P. 107998. – DOI 10.1016/j.petrol.2020.107998.

108. Kochnev A. Modeling a hydromonitor drilling by predicting the direction of the radial channel taking into account the stress state of the rock mass / A. Kochnev, S. Galkin // AIP Conference Proceedings : 28th Russian Conference on Mathematical Modelling in Natural Sciences, RuMoNaS 2019, Perm, 02–05 октября 2019 года. Vol. 2216. – Perm: American Institute of Physics Inc., 2020. – P. 080002. – DOI 10.1063/5.0004270.

109. Kohar J.P. Radial drilling technique for improving recovery from existing oil fields / J. P. Kohar, S. Gogoi // International journal of scientific & technology research. – 2014. – Vol. 3. – Iss. 11. – P. 159-161.

110. Laboratory measurement of hydraulic-fracture conductivities in the Barnett Shale / J. Zhang, A. Kamenov, D. Zhu, A. D. Hill // SPE Prod & Oper. – 2014. – Vol. 29. – Iss. 3. – P. 216-227. DOI: 10.2118/163839-PA.

111. Latalle A.K. Estimation of Recovery Factor during a Waterflood / Aristide Kamga Latalle // Semantic Scholar. – 2010. – P. 89.

112. Lecampion B. Simultaneous initiation and growth of multiple radial hydraulic fractures from a horizontal wellbore / B. Lecampion, J. Desroches // Journal of the Mechanics and Physics of Solids. – 2015. – Vol. 82. – P. 235-258.

113. Mota Teodoro Marcos. Production Forecast Using Decline Type Curve (Case Study for Reservoir X, Field Y) / Teodoro Marcos Mota, Margarida Otávia dos Reis Alves // Timor-Leste Journal of Engineering and Science. – 2021. – Vol.2. – Iss.1. – P.32-46.

114. Performance of multiple fractured horizontal wells with consideration of pressure drop within wellbore / Z. Chen, X. Liao, X. Zhao, L. Zhu, H. Liu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Vol. 146. – P. 677-693.

115. PRMS: Petroleum Resources Management System // Sponsored by: Society of Petroleum Engineers (SPE), World Petroleum Council (WPC), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), Society of Exploration Geophysicists (SEG), Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SPWLA), European Association of Geoscientists & Engineers (EAGE)); Publ. revised June 2018. – URL: <https://www.spe.org/en/industry/reserves>.

116. Selectivity of pore-scale elastic microspheres as a novel profile control and oil displacement agent / C. Yao, G. Lei, L. Li, X. Gao // Energy Fuels. – 2012. – Vol. 26. – P. 5092-5101.

117. Ugursal A. Development of acid fracturing model for naturally fractured reservoirs / A. Ugursal, D. Zhu, A. D. Hill // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – The Woodlands, Texas, USA, January 2018. DOI: 10.2118/189834-MS.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

№ _____

Дата _____



Е.В. Филиппов

АКТ О ВНЕДРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

Настоящий акт подтверждает внедрение результатов диссертационного исследования, выполненного Лобановым Дмитрием Сергеевичем, ведущим специалистом Отдела геолого-экономической оценки запасов (г. Пермь) ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Проведено построение многомерных статистических моделей прогноза коэффициентов извлечения нефти (КИН) с учетом современного опыта разработки для визейских C1v, башкирских C1s-C2b, турне-фаменских D3-C1t нефтяных эксплуатационных объектов Пермского края.

Полученные многомерные статистические модели позволяют оперативно оценить КИН для визейских терригенных залежей, разрабатываемых с ППД и без ППД; башкирских и турне-фаменских карбонатных залежей, разрабатываемых с ППД. Построение моделей прогноза осуществлено в двух вариантах: на основе геолого-физических показателей для месторождений, находящихся на разведочной стадии (категории запасов C1+C2) (КИНгеол), и геолого-технологических показателей для разрабатываемых месторождений (категории запасов B1+B2) (КИНтехн). Результаты статистической оценки КИН для объектов на поздних стадиях разработки сопоставлены с утвержденными в проектно-технологических документах на 01.01.2021. Сравнительный анализ показал высокую сходимость.

Результаты исследований используются при обосновании начальных извлекаемых запасов, КИН в рамках выполнения ПТД по нефтяным месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Рекомендуется дальнейшее применение полученных моделей при прогнозе извлекаемых запасов, КИН на месторождениях Пермского края.

Начальник отдела запасов нефти и газа по Пермскому региону  (С.В. Варушкин)

Начальник отдела мониторинга разработки месторождений нефти и газа по Пермскому региону

 (М.Б. Савчик)