

ЛОБАНОВ ДМИТРИЙ СЕРГЕЕВИЧ

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

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Пермь, 2024

Диссертационная работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

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

**Официальные оппоненты:** **Хафизов Айрат Римович**  
доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет», кафедра «Разработка газовых и нефтегазоконденсатных месторождений»

**Морозюк Олег Александрович**  
кандидат технических наук,  
эксперт ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

**Ведущая организация:** ПАО «Пермнефтегеофизика», г. Пермь,

Защита диссертации состоится 26 декабря 2024 года в 10.00 на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.05.15, по адресу: 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29, ауд. 345.

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

Автореферат разослан 06 ноября 2024 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета Д ПНИПУ.05.15,  
кандидат технических наук, доцент

А. А. Мелехин

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**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.

### **Степень разработанности темы 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. Гомзиков, 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

месторождений углеводородного сырья: 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.

**Цель работы** – разработка моделей оперативного прогноза остаточных извлекаемых запасов на различных стадиях разработки нефтяных залежей Пермского края.

#### **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 выполненной работы**

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

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

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 (проверочная гипотеза о равенстве средних величин в исследуемых выборках по  $t$ -критерию Стьюдента, корреляционный анализ, метод построения множественной регрессии), метод анализа кривых падения годовой добычи нефти (построение кривых проводилось в специализированном 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), XV Международной конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (г. Пермь, 2022), конкурсе научно-технических разработок при Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» (г. Пермь, 2023), V Международной научно-практической конференции ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Инновации для повышения эффективности сопровождения нефтегазовых активов» (г. Пермь, 2023).

### **Публикации по теме работы**

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

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** показаны актуальность темы диссертационного исследования, цель, поставленные задачи, научная новизна, теоретическая и практическая значимость и положения, выносимые на защиту.

**Первая глава** диссертационного исследования посвящена литературному обзору и анализу применяемых методик обоснования КИН и оценки остаточных извлекаемых запасов эксплуатационных объектов нефтяных месторождений. В нефтедобывающих регионах нашей страны применяются покоэффициентный метод 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 факторы, влияющие на конечный результат каждого метода, преимущества и недостатки, степень достоверной применимости в зависимости от стадии разработки [2, 5]. Касательно зарубежной практики показан графический метод на основе анализа кривых падения добычи нефти, который успешно реализуется при оценке извлекаемых запасов углеводородов по международной классификации SPE-PRMS [2, 4].

В рамках данного диссертационного исследования реализуется комплекс оперативных методов оценки КИН (ОИЗ) на ранних и поздних стадиях освоения различных типов залежей Пермского региона, разрабатываемых на режиме с ППД и на естественном режиме. Построены многомерные модели прогноза КИН, внедрение которых особо важно на начальных стадиях разработки. Моделирование проведено с учетом актуальной геолого-промысловой информации, длительной истории разработки, современных технологий добычи нефти и передовых методов повышения нефтеотдачи. Стоит отметить, что на территории Пермского региона долгое время применялись регрессионные корреляции, построенные на геолого-промысловой информации других нефтедобывающих регионов (выведенные статистические модели по методикам Американского нефтяного института American Petroleum Institute, «ТатРИТЭКнефть», «КИНГ»). По результатам сопоставительного анализа расчетных значений КИН данных методик и принятых в проектных документах КИН Пермского края установлена их низкая сходимость и, соответственно нецелесообразность практического использования [1, 2, 5]. Таким образом, для каждого нефтедобывающего региона важны и корректно применимы модели, непосредственно адаптированные к региону оценки. Для залежей поздних стадий (режимы с ППД и без ППД) эмпирически установлены графические модели динамики темпов падения добычи нефти на основе анализа кривых падения для оперативного прогноза остаточных извлекаемых запасов.

**Вторая глава** посвящена методам оценки КИН (ОИЗ) на различных стадиях разработки нефтяных залежей разных литологических типов, разрабатываемых с поддержанием пластового давления. Пермский край относится к категории нефтедобывающего региона с длительной историей разработки нефтяных залежей. Накопленный опыт позволяет уверенно использовать статистическое моделирование, основанное на принципах аналогии одновозрастных отложений в подобных геологических условиях. С целью оперативного обоснования текущих остаточных запасов в исследовании предлагается целесообразным применять данный вид моделирования с представлением в результате многомерных регрессионных зависимостей, комплексно учитывающих геолого-физические и технологические показатели разработки.

Для оцениваемой территории проведен комплекс исследований с обоснованием аналитических, эмпирических и статистических корреляций оценки КИН и ожидаемых запасов.

Преобладающими эксплуатационными объектами нефтяных месторождений Пермского края являются терригенные визейские ( $C_{1v}$ ), карбонатные башкирские ( $C_{1s}$ - $C_{2b}$ ) и карбонатные турнефаменские ( $D_3$ - $C_{1t}$ ). Их доля в структуре ОИЗ составляет 32 %, 24 %, 18 % соответственно. Нефтегазоносность этих комплексов выявлена повсеместно в границах Пермского края. Для данных типов коллекторов ранее проведено научное исследование и представлены многомерные модели, актуальные на 2009 год. Выполненный в диссертации статистический анализ [1] показал, что данные модели прогноза КИН не в полной мере учитывают современные передовые технологии вовлечения в разработку низкопродуктивных и слабодренлируемых запасов нефти. К их числу относятся высокотехнологичные виды бурения (скважины малого диаметра облегченной конструкции, скважины с горизонтальным и разветвленным окончанием), высокоэффективные виды ГТМ (системы одновременно-раздельной эксплуатации совместно работающих пластов, забуривание боковых и боковых горизонтальных стволов), внедрение прогрессивных технологий интенсификации добычи нефти (гидро разрыв пласта (ГРП) различных модификаций, многозонные виды ГРП, самоотклоняющиеся кислотные составы, радиальное вскрытие пласта), современные методы повышения нефтеотдачи (закачка ПАВ, полимеров) [1, 3, 6].

С целью научного обоснования изменения структуры проектных КИН проведена сравнительная характеристика утвержденных КИН на 2009 год и момент построения актуальных моделей (2021 год) (табл. 1). Сопоставлены основные геолого-физические и технологические параметры одноименных объектов (без изменений в группировке пластов), для рассмотренных характеристик проведена проверка гипотезы о равенстве средних величин с учетом  $t$ -критерия Стьюдента. Анализ показал, что среди геолого-физических показателей статистически значимых различий не установлено. Среди технологических показателей оказало влияние на увеличение КИН значение плотности сетки скважин.



Динамика структуры проектных КИН за 2009-2021 гг. для залежей на режиме ППД

тип залежей	система разработки	количество залежей n	КИН проектный (среднее значение), д.е.		относит. изменение, %
			на 2009г.	на 2021г.	
визейские терригенные C <sub>1v</sub>	с ППД	80	0,444±0,099	0,475±0,073	7,0
башкирские карбонатные C <sub>1s</sub> -C <sub>2b</sub>		37	0,330±0,067	0,373±0,067	13,0
турне-фаменские карбонатные D <sub>3</sub> -C <sub>1t</sub>		49	0,326±0,080	0,378±0,072	16,0

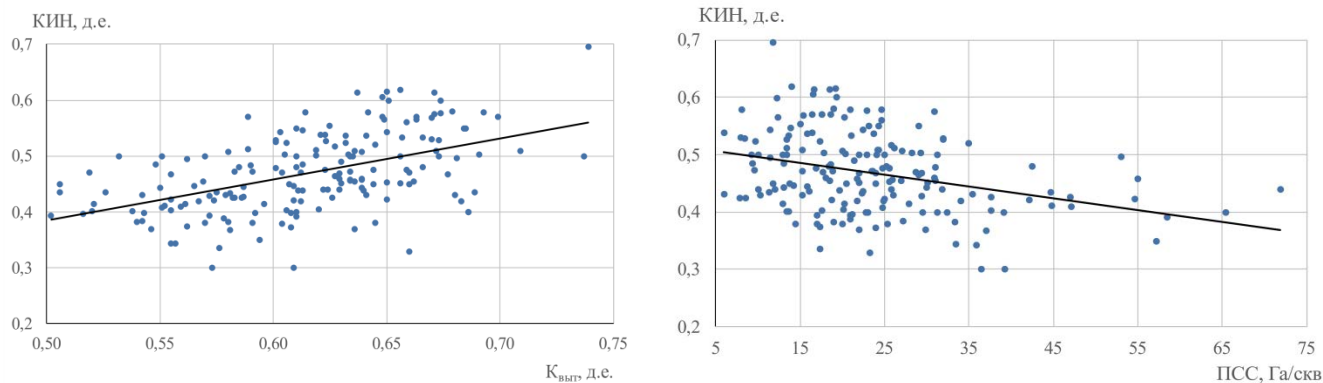
Проектные решения на разработку и вовлечение остаточных запасов, основанные на масштабной реализации современных и прогрессивных технологий добычи нефти, повышают утвержденные КИН в значительной мере. Это служит основанием актуального пересмотра действующих статистических моделей прогнозирования КИН.

При детальном анализе приняты залежи эксплуатации с режимом ППД в статистических выборках: башкирские (C<sub>1s</sub>-C<sub>2b</sub>) - 71, визейские (C<sub>1v</sub>) - 178, турне-фаменские (D<sub>3</sub>-C<sub>1t</sub>) - 36.

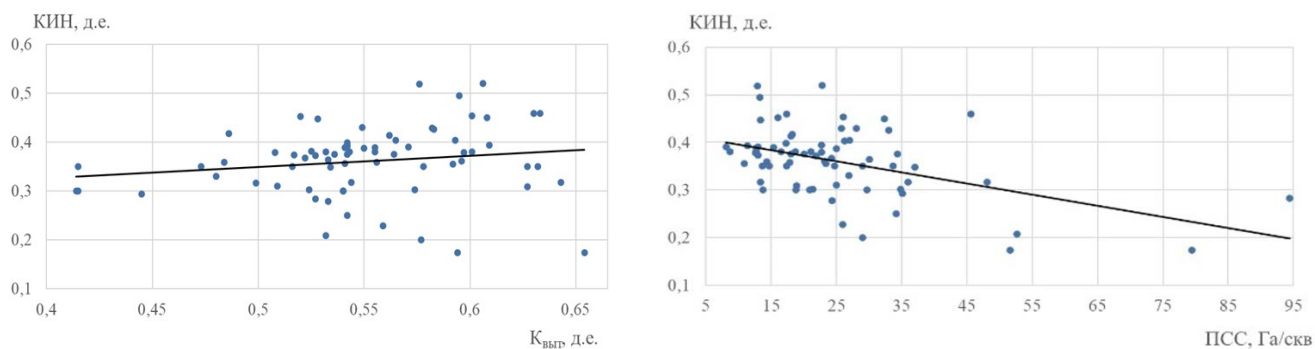
В комплексном анализе представлены показатели разработки (геологические, физические, технологические): средняя эффективная нефтенасыщенная толщина объекта  $h$  (м), средняя толщина нефтенасыщенного пропластка  $h_{пр}$  (м), проницаемость  $k$  (мкм<sup>2</sup>), вязкость нефти  $\mu$  (МПа·с), нефтенасыщенность  $K_n$  (д.е.), пористость  $K_p$  (д.е.), давление насыщения нефти газом  $P_{нас}$  (МПа), начальное пластовое давление  $P_{пл}$  (МПа), плотность сетки скважин по проекту ПСС (Га/скв), интенсивность заводнения (отношение проектного нагнетательного фонда к проектному добывающему фонду)  $СКВ_n/СКВ_d$  (д.е.), коэффициент вытеснения нефти водой  $K_{выт}$  (д.е.).

Для целей выявления взаимовлияния геологических и технологических показателей, а также установления связи этих показателей на проектные в ППД КИН проведен анализ на основе полей корреляции. Определены статистически значимые коэффициенты корреляции ( $r$ ). Например, для визейских залежей на проектный КИН наибольшее влияние оказывают:  $h$  ( $r=0,50$ ),  $K_{выт}$  ( $r=0,50$ ), ПСС ( $r=-0,33$ ),  $P_{нас}$  ( $r=0,24$ ).

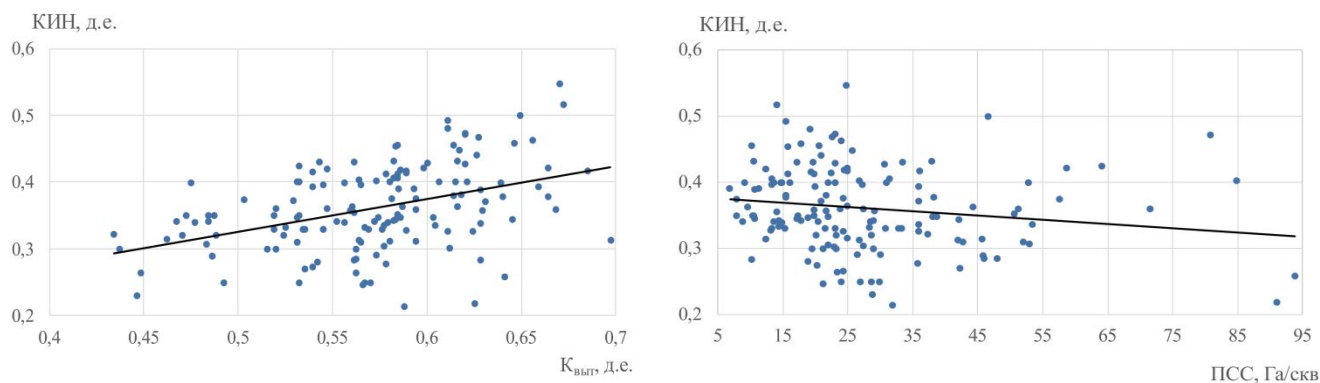
На рис. 1 для ряда геолого-технологических показателей отображены зависимости их влияния на проектный КИН, диапазоны их изменения, а также преобладающие тренды.



а



б



в

Рис. 1. Зависимости проектных КИН от  $K_{\text{выт}}$ , ПСС для нефтяных залежей, разрабатываемых с ППД (а - визейские, б - башкирские, в - турне-фаменские)

Обобщая результаты проведенного статистического анализа, наиболее статистически значимые параметры выбираются для обработки и последующего статистического моделирования. Для определения степени контроля геолого-технологическими показателями утвержденных КИН проверена гипотеза о равенстве средних величин в исследуемых выборках при помощи  $t$ -критерия Стьюдента. В результате определено, каким образом исследуемые

параметры оказывают неслучайные (статистически значимые) влияния на различия показателей в данных экзаменационных выборках.

Посредством статистического метода множественной регрессии построены многомерные модели на основе геологических и технологических показателей разработки [1, 3, 6, 7]. Модели установлены применительно к категории запасов  $C_2+C_1$  для стадии разведки (КИН<sub>геол.</sub>, при участии только геолого-физических показателей) и применительно к категории запасов  $V_2+V_1$  для разрабатываемых месторождений (КИН<sub>техн.</sub>, при участии также геолого-технологических показателей, таких как обоснованные проектные ПСС, добывающий и нагнетательный фонд). Проведен анализ результатов, получены коэффициенты множественной корреляции.

Необходимо указать, что взаимно коррелированные исследуемые показатели исключались из целевой модели с целью не допустить противоречия их влияния на КИН по физическому смыслу. В результате знаки в коэффициентах для всех показателей, участвующих в построенных моделях, не противоречат их физическому смыслу (табл. 2). При этом во всех случаях с ростом  $h$ ,  $K_{п}$ ,  $K_{н}$ ,  $k$ ,  $P_{нас}$ ,  $K_{выт}$ ,  $P_{пл}$ ,  $СКВ_{н}/СКВ_{д}$  прогнозное значение КИН увеличивается, с увеличением значений  $\mu$  и ПСС – прогноз КИН снижается.

Таблица 2

Многомерные модели прогноза КИН для залежей 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

Диапазон изменения параметров для месторождений с режимом ППД, в которых возможно применять многомерные модели:

- визейские терригенные:  $СКВ_{н}/СКВ_{д}$  при 0,03...1,0 д.е.; ПСС при 6...60 Га/скв;  $K_{выт}$  при 0,5...0,74 д.е.;  $P_{нас}$  при 5...20 МПа;  $\mu$  при 1...98 МПа·с;  $k$  при 0,006...1,25 мкм<sup>2</sup>;  $K_{н}$  при 0,64...0,96 д.е.;  $K_{п}$  при 0,11...0,23 д.е.;  $h$  при 1,1...22,4 м;

- башкирские карбонатные: ПСС при 8...94 Га/скв.;  $K_{\text{выт}}$  при 0,41...0,65 д.е.;  $P_{\text{пл}}$  при 10...21,5 МПа;  $\mu$  при 0,7...35 мПа·с;  $k$  при 0,002...0,44 мкм<sup>2</sup>;  $h$  при 0,9...16 м;

- турне-фаменские карбонатные: ПСС при 7...94 Га/скв.;  $K_{\text{выт}}$  при 0,43...0,7 д.е.;  $P_{\text{пл}}$  при 14...26 МПа;  $\mu$  при 0,7...87 мПа·с;  $k$  при 0,002...1,79 мкм<sup>2</sup>;  $K_{\text{н}}$  при 0,54...0,93 д.е.;  $K_{\text{п}}$  при 0,06...0,2 д.е.;  $h$  при 1...22 м.

С целью определения достоверности построенных многомерных моделей и их практического внедрения проведен сравнительный анализ прогнозных расчетов с проектными КИН залежей, находящихся на поздних стадиях (отбор извлекаемых запасов нефти и среднегодовая обводненность продукции скважин выше 40 %).

На рис. 2 приведены гистограммы отклонений расчетных  $K_{\text{ИН,техн}}$  на основе технологических параметров от КИН, принятых в действующих ПТД на разработку нефтяных месторождений.

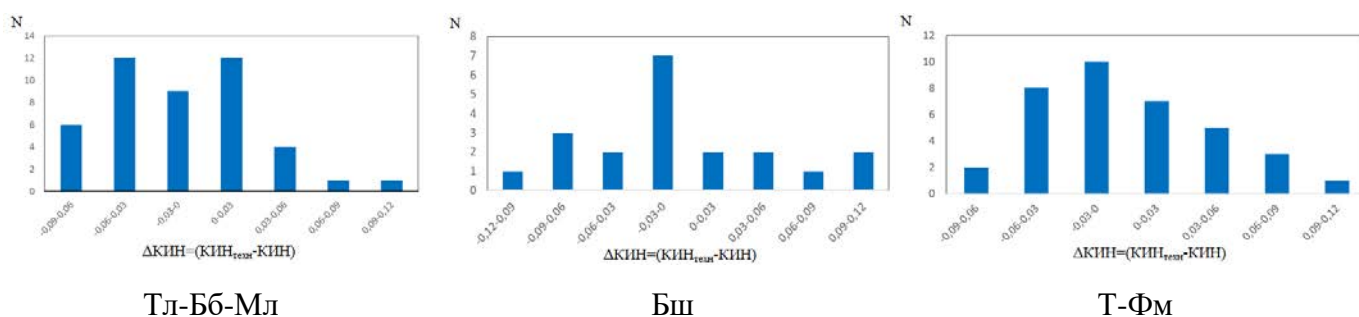


Рис. 2. Гистограммы отклонений статистических  $K_{\text{ИН,техн}}$  от проектных КИН для залежей на поздних стадиях разработки с применением ППД

Верификация данных моделей проведена на основании абсолютной величины значения отклонений  $\pm\Delta K_{\text{ИН}}$ . Прогноз по многомерной модели считается завышенным при сопоставлении с принятым в проектом документе для  $\Delta K_{\text{ИН}} > 0$ , заниженным – для  $\Delta K_{\text{ИН}} < 0$ . Для всех рассмотренных залежей на режиме с ППД отклонения  $\Delta K_{\text{ИН}}$  полученных моделей в большинстве случаев (более 80 %) не превышают  $\pm 0,06$  д.е. Аномальные отрицательные отклонения  $\Delta K_{\text{ИН}}$  отмечены, как правило, для залежей, нетипичных для исследуемых выборок, с достаточно высоким утвержденным КИН. Аномальные положительные отклонения наблюдаются, как правило, в тех случаях, когда промышленный подсчет запасов и утверждение КИН не актуализировались длительный промежуток времени. Подробно, данные случаи аномальных отклонений представлены в материалах диссертации.

**В третьей главе** рассмотрены методы оценки КИН (ОИЗ) на различных стадиях разработки нефтяных залежей, разрабатываемых на режиме без ППД. Количество разрабатываемых залежей на естественном режиме значительно ниже, чем для режима с ППД. Особенности данных залежей является специфика геологических условий (низкая расчлененность, активная

законтурная область и др.) и, как следствие, принятые принципиальные решения на их полную разработку. Для залежей, разрабатываемых на естественном режиме, применены многомерные статистические модели прогноза КИН (ОИЗ). Анализ проводился аналогично с учетом комплекса показателей (геолого-физические, технологические), контролирующих значение КИН. Предметом анализа и исследования явились нефтяные залежи ( $C_{1v}$ ,  $C_{1s}-C_{2b}$  и  $D_3-C_{1t}$ ).

Статистически обосновано, что за период с 2009 по 2021 гг. технологии разработки месторождений нефти с совершенствованием процесса разбуривания и развитием высокотехнологичных ГТМ позволили вовлечь ранее недренируемые участки залежей [1]. Тем самым, проектные КИН, утвержденные на основе реализации современных технологий разработки, имеют более высокие значения (2021 г.), чем на момент оценки 2009 г. (табл. 3). Таким образом, текущие многомерные статистические модели нуждаются в актуализации. В результате анализа установлено, что для карбонатных залежей ( $C_{2b}$ ,  $D_3-C_{1t}$ ), разрабатываемых преимущественно на естественном режиме, по причине низкой текущей выработки запасов и недостаточной представительной выборки статистические модели прогноза КИН построить не представляется возможным.

Таблица 3

Динамика структуры проектных КИН за анализируемый период 2009-2021 гг. для залежей, разрабатываемых на естественном режиме

тип залежей	система разработки	количество залежей n	КИН проектный (среднее значение), д.е.		относит. изменение, %
			на 2009г.	на 2021г.	
визейские терригенные $C_{1v}$	естественный режим	55	0,341±0,117	0,398±0,087	16,7
башкирские карбонатные $C_{1s}-C_{2b}$		5	0,307±0,074	0,340±0,080	10,7
турне-фаменские карбонатные $D_3-C_{1t}$		15	0,247±0,067	0,297±0,097	20,2

Число визейских залежей на естественном режиме при проведении анализа составило 173. По результатам построения полей корреляции установлены наиболее влияющие исследуемые параметры:  $K_{\text{выт}}$  ( $r=0,43$ ), ПСС ( $r= -0,31$ ),  $h$  ( $r=0,30$ ),  $P_{\text{нас}}$  ( $r=0,22$ ) (рис. 3). По сравнению с визейскими залежами на режиме с ППД для естественного режима отмечено значительное снижение влияния на КИН нефтенасыщенной толщины, при этом влияние  $K_{\text{выт}}$  и плотности сетки остается столь же значимым.

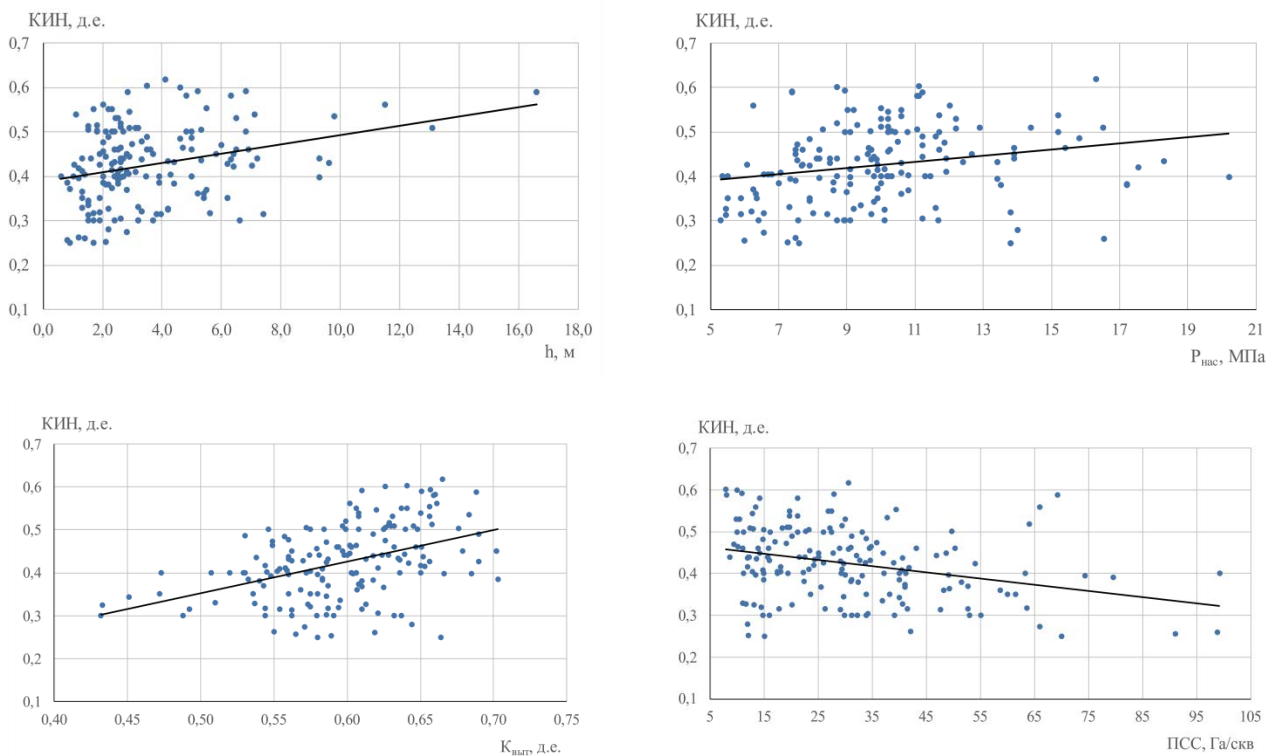


Рис. 3. Зависимости проектных КИН от геолого-технологических показателей для визейских залежей, разрабатываемых на естественном режиме

Для комплексного учета контролирующих КИН показателей использован статистический метод множественной регрессии. Результаты моделирования представлены в табл. 4. Знаки в коэффициентах для всех показателей, участвующих в построенных моделях, не противоречат их физическому смыслу.

Таблица 4

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

Диапазон изменения параметров для месторождений с естественным режимом, в которых можно применять многомерные статистические модели: ПСС при 8...60 Га/скв;  $K_{\text{выт}}$  при 0,43...0,7 д.е.;  $P_{\text{нас}}$  при 5...20 МПа;  $\mu$  при 0,7...154 мПа·с;  $k$  при 0,007...1,83 мкм<sup>2</sup>;  $K_{\text{п}}$  при 0,11...0,25 д.е.;  $h_{\text{пр}}$  при 0,1...6,5 м;  $h$  при 0,6...17 м.

Верификация построенных многомерных моделей ( $KIN_{техн}$ ) с целью их практического применения проведена на основе длительно работающих залежей на поздних стадиях разработки, утвержденные  $KIN_{пр}$  которых с высокой долей достоверности надежно определены с помощью цифрового гидродинамического 3D-моделирования (рис. 4).

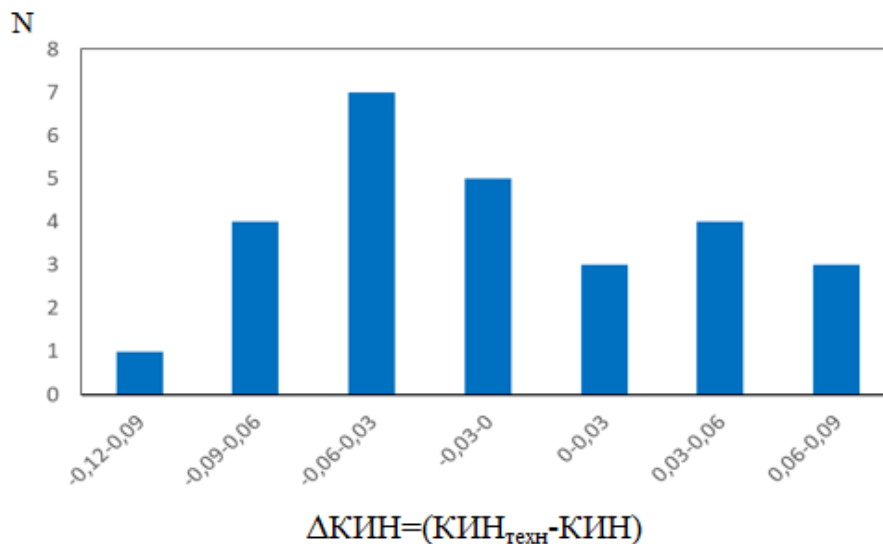


Рис. 4. Гистограмма отклонений  $KIN_{техн}$  от проектных  $KIN$  для залежей  $C_{1v}$  на естественном режиме (поздние стадии разработки)

Отклонения  $\Delta KIN$  по полученным моделям ниже 0,06 д.е. отмечены в 70,3 %. Аномальные отрицательные отклонения наблюдаются у нескольких залежей (значения принятых в ПТД  $KIN_{пр} > 0,59$  д.е.). Применительно к визейским залежам, разрабатываемым на естественном режиме, подобные высокие утвержденные значения  $KIN$  относятся к категории нетипичных.

**В четвертой главе** проведен обзор и исследование метода анализа кривой падения добычи нефти. Данный метод широко используется при оценке остаточных извлекаемых запасов зарубежными добывающими компаниями, а также является рекомендуемым графическим методом прогноза ОИЗ в активной зоне категории Proved Developed Producing (PDP) (разрабатываемые в момент оценки) при ежегодной геолого-экономической оценке (аудите) запасов согласно Системе управления ресурсами углеводородов SPE-PRMS [2, 4]. В научной литературе анализ кривых падения добычи часто называют кривые падения Дж. Арпса (J. Arps).

Метод представляет научный и практический интерес для залежей, находящихся на поздних стадиях разработки, и является альтернативной возможностью оперативного прогноза  $KIN$  (ОИЗ) по сравнению с традиционным цифровым 3D-моделированием. Это поясняется тем, что для зрелых залежей 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.

Суть метода заключается в том, что детально проводится графический анализ ежегодно добываемых уровней 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.

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. 5). Для расчета необходимо загрузить исторические данные по добыче нефти, жидкости, объему закачиваемой воды, действующий добывающий и нагнетательный фонд.

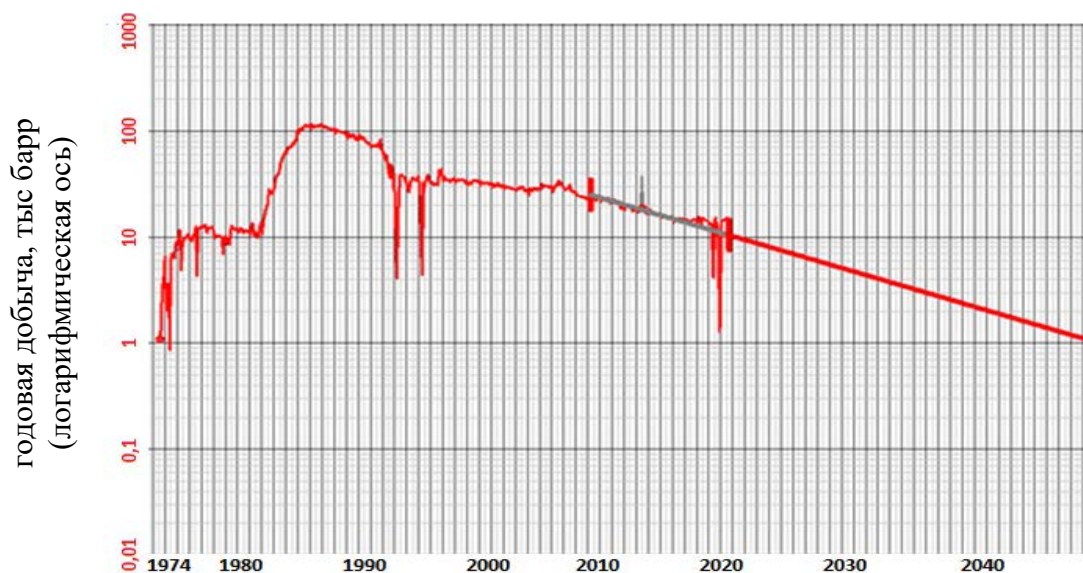


Рис. 5. Прогноз ОИЗ нефтяной залежи в специализированном программном продукте

Отличительной особенностью метода анализа кривых падения является оперативность, надежность, применимость к любому типу коллектора, включая трудноизвлекаемые запасы из нетрадиционных резервуаров [2, 4]. Для объектов исследования Пермского края выполнен



сравнительный анализ прогнозных КИН категории PDP (на основе анализа кривых падения) с утвержденными КИН в актуальных ПТД (на основе гидродинамического 3D-моделирования) на различных стадиях текущей разработки с привлечением статистического метода проверки нулевой гипотезы о равенстве средних величин в выборках при помощи *t*-Стьюдента (табл. 5). Критерием отнесения к той или иной стадии определен отбор нефти от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) поинтервально с шагом 10 %.

Таблица 5

Сопоставительный анализ КИН<sub>PDP</sub> и КИН<sub>ПТД</sub> при помощи распределения *t*-критерия Стьюдента (по данным на 01.01.2022 г.)

выработка запасов, %	КИН <sub>PDP</sub>	КИН <sub>ПТД</sub>	<i>t</i> -критерий	<i>p</i>	N <sub>1</sub>	N <sub>2</sub>	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
от 20 до 40 %	0,38	0,44	-2,3	0,03	33	33	13
от 40 до 50 %	0,41	0,47	-2,2	0,03	19	19	13
от 50 до 60 %	0,40	0,45	-1,3	0,20	13	13	14
от 60 до 70 %	0,45	0,47	-0,9	<b>0,40</b>	22	22	12
от 70 до 80 %	0,47	0,49	-0,9	<b>0,40</b>	23	23	12
от 80 до 90 %	0,54	0,50	1,8	0,08	27	27	11
от 90 до 99 %	0,58	0,55	1,3	0,19	17	17	11
<i>для карбонатных залежей с ППД</i>							
до 20 %	0,15	0,36	-15,3	<0,01	66	66	14
от 20 до 40 %	0,31	0,38	-3,0	<0,01	39	39	13
от 40 до 50 %	0,33	0,38	-2,6	0,01	24	24	12
от 50 до 60 %	0,35	0,39	-1,9	0,07	14	14	12
от 60 до 70 %	0,41	0,41	-0,2	<b>0,87</b>	13	13	11
от 70 до 80 %	0,40	0,42	-0,5	<b>0,61</b>	10	10	12
от 80 до 90 %	0,41	0,38	0,9	<b>0,37</b>	10	10	9
от 90 до 99 %	0,45	0,42	0,5	<b>0,62</b>	5	5	11
<i>для терригенных залежей без ППД</i>							
до 20 %	0,17	0,42	-10,6	<0,01	41	41	13
от 20 до 40 %	0,35	0,42	-2,1	0,04	25	25	13
от 40 до 50 %	0,40	0,45	-0,9	0,37	9	9	13
от 50 до 60 %	0,38	0,44	-1,6	0,14	10	10	14
от 60 до 70 %	0,40	0,47	-1,7	0,13	7	7	16
от 70 до 80 %	0,45	0,48	-0,7	<b>0,52</b>	5	5	16
от 80 до 90 %	0,47	0,49	-0,5	<b>0,66</b>	9	9	16
от 90 до 99 %	0,50	0,47	1,1	<b>0,31</b>	6	6	12
<i>для карбонатных залежей без ППД</i>							
до 20 %	0,14	0,37	-8,7	<0,01	10	10	9
от 20 до 40 %	0,32	0,32	0,0	0,99	4	4	15
от 40 до 50 %	0,37	0,40	-0,4	0,72	4	4	21
от 50 до 60 %	0,34	0,38	-0,4	0,71	2	2	14
от 60 до 70 %	-	-	-	-	-	-	-
от 70 до 80 %	0,32	0,43			1	1	8
от 80 до 90 %	0,42	0,45	-0,8	0,49	3	3	14
от 90 до 99 %	-	-	-	-	-	-	-

По результатам анализа установлено, что для залежей с системой ППД при выработке ниже 60 %  $KIN_{PDP}$  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  $KIN$  категории PDP достаточно презентабелен, тренд падения добычи более устойчивый, эксплуатационная сетка 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 на режиме с ПДД, наблюдается соответствие  $KIN_{PDP}$ - $KIN_{ПТД}$  при отборе выше 60 %, и возможно утверждать о рациональном применении метода кривых падения для прогноза ОИЗ. Для залежей, разрабатываемых на естественном режиме, наблюдается менее представительная выборка с высоковыработанными запасами. Возможно сделать вывод о рациональном применении метода кривых падения для оценки ОИЗ в случае с терригенным типом коллектора при достижении отбора 70 % ( $p=31-66$  %).

На примере некоторых залежей проиллюстрированы выделение категории PDP (геологические запасы) и прогноз ОИЗ по кривой падения добычи (рис. 6). При этом на ранних стадиях разработки при нестабильной добыче темп  $D$  рекомендуется принимать с привлечением объектов-аналогов, эксплуатируемых в схожих геолого-промысловых условиях) [2], на поздних стадиях - непосредственно на основе анализа динамики падения среднегодовой добычи нефти за временной период нескольких последних лет и выявления преобладающего тренда.

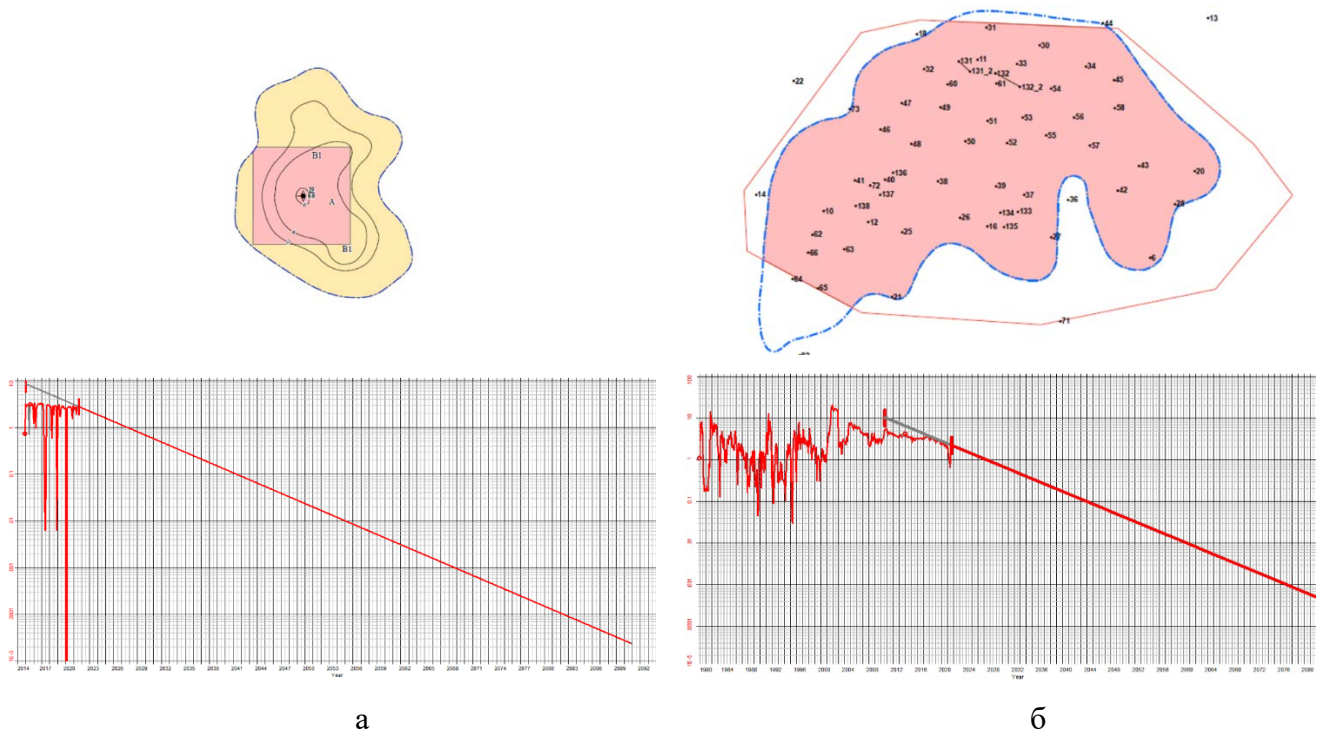


Рис. 6. Оценка ОИЗ по прогнозному темпу падения добычи разрабатываемой категории PDP (а – ранняя стадия разработки; б – поздняя стадия разработки)

Таким образом, можно констатировать об эффективном и рациональном использовании метода анализа кривых падения для поздних стадий разработки. Далее для высоко выработанных залежей (N=147) проведено исследование на предмет изменения темпов падения добычи в динамике отдельно в зависимости от типа залежи, режима вытеснения нефти.

Изменение темпов падения для естественного режима наблюдается в более высоком диапазоне (разница в 4 %), чем для залежей разработки с ППД (рис. 8). Также для режима с ППД характерна выработка терригенных залежей с темпом падения ( $D=13\%$ ), что несколько выше, чем для карбонатных залежей ( $D=11\%$ ) (рис. 7). В целом сделан вывод о низком влиянии типа коллектора на динамику кривых падения и возможности совместного изучения данных процессов для карбонатных и терригенных залежей.

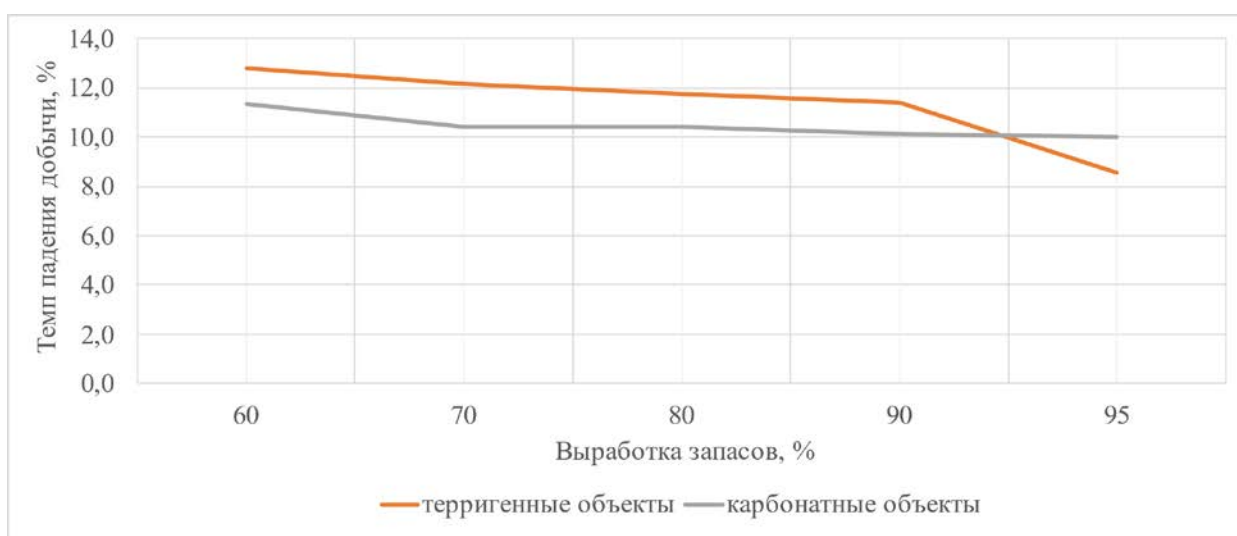


Рис. 7. Изменение темпов падения добычи в динамике от отбора запасов для залежей с различным типом коллектора

В значительно большей степени на темп падения влияет способ разработки залежей, при этом для залежей, разрабатываемых на естественном режиме, характерен заметно более высокий темп падения. Ввиду этого прогноз динамики темпа падения необходимо выполнять отдельно для моделей, построенных 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. 8).

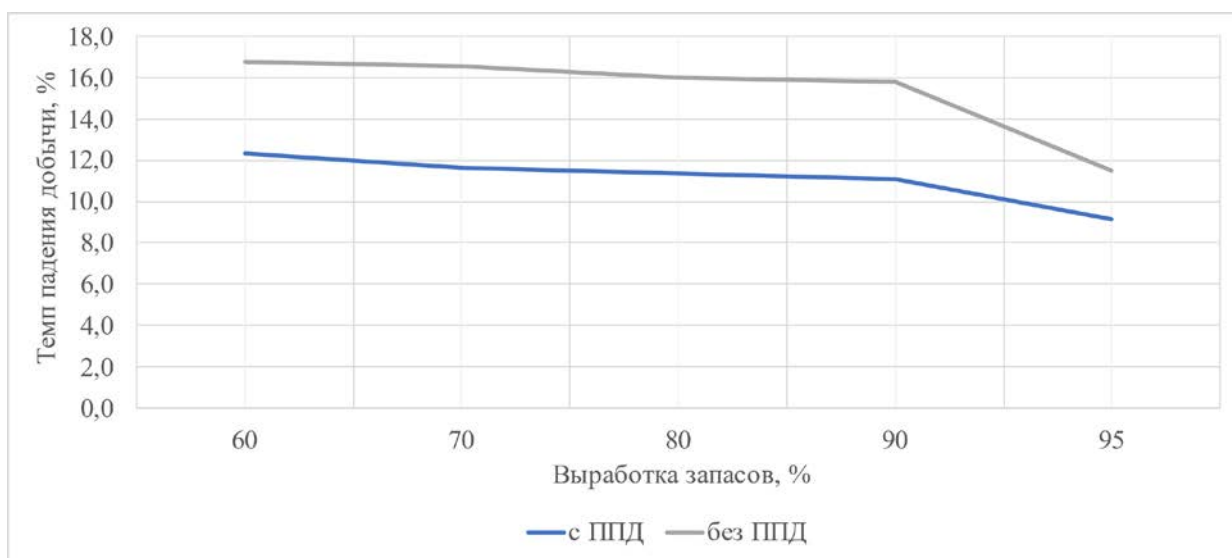


Рис. 8. Изменение темпов падения добычи в динамике для эксплуатационных залежей, разрабатываемых с ППД и без ППД

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. 9). Предложены графические модели для выбора темпа падения (при достижении выработки 60 %) при оценке ОИЗ.

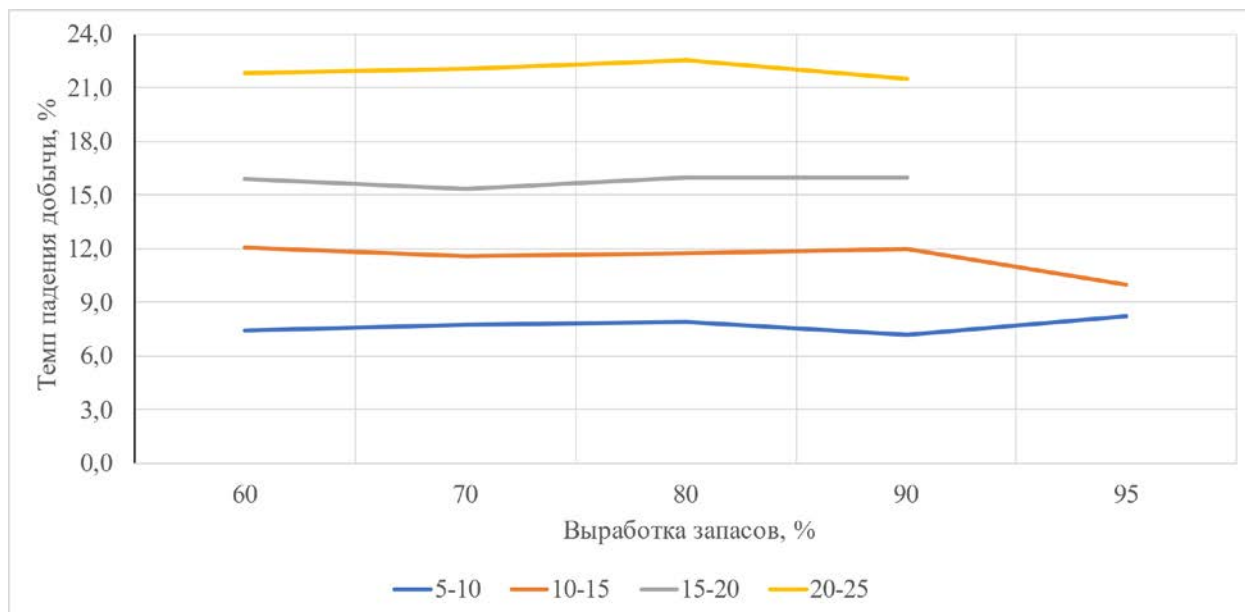


Рис. 9. Динамика темпов от выработки запасов для различных диапазонов темпов падения добычи для режима с ППД

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 %.

## Заключение

В диссертационном исследовании 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).

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 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 ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

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

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

### Публикации в ведущих рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ

2. 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.

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

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

### Публикации в прочих изданиях

5. 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.

6. Лобанов Д. С., Галкин С. В. Оперативный прогноз КИН для башкирских залежей Пермского региона, разрабатываемых с заводнением нефтяных пластов // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. Материалы XV Международной научно-технической конференции. Пермь. Екатеринбург. 2022. С. 276-282.

7. 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.