

Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина
ТАТАРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ (ИНСТИТУТ «ТАТНИПИНЕФТЬ»)

На правах рукописи



ШАРИФУЛЛИНА МАРИЯ АЛЕКСАНДРОВНА

**ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ
СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НА ПОЗДНЕЙ
СТАДИИ РАЗРАБОТКИ С УЧЕТОМ НЕОДНОРОДНОСТИ
ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ**

Специальность 2.8.4. – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация
на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель –
доктор технических наук, доцент
Фаттахов Ирик Галиханович

Альметьевск - 2025

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ОБЗОР НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	12
1.1 Обзор исследований, посвященных изучению зависимости коэффициента нефтеизвлечения от плотности сетки скважин	12
1.2 Обзор основных показателей, характеризующих неоднородность продуктивных платов	21
1.3 Обзор существующих подходов к планированию нерегулярной сетки скважин на месторождениях на поздней стадии разработки	30
1.4 Выводы по главе 1	36
2 МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ФОРМИРОВАНИЮ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРОГРАММЫ ПО НАПРАВЛЕНИЮ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕНИЙ.....	37
2.1 Методика поэтапной расстановки проектных наклонно-направленных скважин по неравномерной сетке при заданных критериях рационального размещения	37
2.2 Методика формирования множества сценариев разбуривания нефтяных месторождений, включающая подходы к формированию очередности бурения проектных скважин и учитывающая применение в нефтедобывающих компаниях кустового бурения.....	52
2.3 Этапы программной реализации и внедрения методик	58
2.4 Выводы по главе 2.....	64
3 ПОДХОДЫ К ВЫБОРУ НАЧАЛЬНОГО ШАГА СЕТКИ ПРИ РАЗМЕЩЕНИИ ПРОЕКТНЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ УРАВНЕНИЙ ЗАВИСИМОСТИ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ОТ ПЛОТНОСТИ СЕТКИ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА	66

3.1 Изучение влияния неоднородности продуктивных пластов на взаимосвязь плотности сетки скважин и нефтеизвлечения.....	66
3.2 Выводы по главе 3.....	84
4 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ РАЗРАБОТАННЫХ МЕТОДИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ	86
4.1 Результаты применения методики поэтапной расстановки проектных наклонно-направленных скважин по неравномерной сетке и формирования множества сценариев разбуривания на примере одного из месторождений Татарстана	86
4.2 Выбор начального шага расстановки проектных скважин на примере кыновско-пашийского объекта	91
4.3 Анализ чувствительности формирования «ковра бурения» проектных скважин к изменению входных параметров расчета.....	93
4.4 Выводы по главе 4.....	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	100
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	101
СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА	119
ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное) Акты внедрения программного комплекса «Epsilon»	122

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы

Основные месторождения Республики Татарстан находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется снижением уровня добычи нефти, нарастанием обводненности добываемой продукции, истощением запасов и их локализацией в слабодренируемых зонах. Структура остаточных извлекаемых запасов ухудшена, с одной стороны, геологическими особенностями пласта (в т.ч. естественной неоднородностью), с другой – влиянием предыдущих методов добычи.

В виду того, что месторождения уже разбурены по проектной сетке добывающих и нагнетательных скважин, размещение дополнительных скважин должно обеспечивать наиболее полную выработку остаточных запасов. Для решения задачи размещения скважин на разрабатываемых месторождениях требуется учитывать множество геологических и технологических факторов. Проектные скважины должны располагаться в зонах наибольшей концентрации остаточных запасов, а их прогнозные технико-экономические показатели должны обеспечивать рентабельность бурения. Поэтому формализация алгоритмов размещения скважин является актуальной, возрастающей необходимости разработки методики расстановки проектных скважин и создания программных инструментов, позволяющих в оперативно и качественно решить данную задачу.

Одним из основных показателей сетки скважин является ее плотность, которая характеризуется расстояниями между скважинами и удельной площадью, приходящейся на одну скважину. Выбор рациональной плотности сетки скважин является важной задачей проектирования разработки, особенно актуальной для уже выработанных нефтяных месторождений, вступивших в позднюю стадию. В рамках многочисленных исследований доказано, что чем выше неоднородность продуктивных пластов, тем значительнее влияние плотности сетки скважин оказывает на величину конечного нефтеизвлечения. Таким образом, актуальной

задачей является повышение эффективности планирования новых скважин с учетом влияния неоднородности продуктивных пластов на нефтеизвлечение.

Степень разработанности темы

Вопросы зависимости коэффициента нефтеизвлечения (КИН) от плотности сетки скважин исследовали многие ученые, в числе которых Р. Г. Абдулмазитов, П. Д. Алексеев, И. М. Бакиров, Г. Г. Вахитов, И. В. Владимиров, Р. Н. Дияшев, С. Н. Закиров, Р. Р. Ибатуллин, С. В. Кожакин, А. П. Крылов, В. Д. Лысенко, Б. Н. Мартос, Р. Х. Муслимов, Б. Ф. Сазонов, Р. З. Саттаров, В. Н. Щелкачев, И. Н. Хакимзянов, Р.С. Хисамов, А.М. Шавалиев, H. Wu Ching, A. F. Van Everdingen, T. L. Gould, L. W. Holm, M. Jardon, H. S. Kriss, B. A. Laughlin, A. M. Sam Sarem.

Исследованиями неоднородности продуктивных пластов занимались Ю. П. Борисов, Н. Е. Быков, Л. Ф. Дементьев, М. А. Жданов, В. Г. Каналин, А. В. Лифантьев, Р. Х. Муслимов Н. Э. Пулькин, М. М. Саттаров, Р. З. Саттаров, М. Л. Сургучев, М. А. Токарев и другие.

Вопросы размещения скважин по неравномерной сетке в своих работах освещали А. И. Андреев, Д. В. Антипин, И. А. Ермолаев, А. И. Ермолаев, А. В. Насыбуллин, К. Н. Пучковский, С. А. Пучковский, Д.С. Чебкасов, K. Aziz, B.L. Beckner, A. C. Bittencourt, D. R Brouwer, H. Chang, Wen H. Chen, J. Choe, L. J. Durlofsky, Z. Guo, M. Handels, J. Kim, K. P. Norrena, A. C. Reynolds, P. Sarma, X. Song, N. Wang H. Yang, B. Yeten, M. J. Zandvliet, K. Zhang.

В диссертационной работе автор опирался на труды перечисленных ученых.

Цель работы

Повышение эффективности планирования размещения наклонно-направленных скважин на месторождениях на поздней стадии разработки с учетом влияния неоднородности продуктивных пластов на нефтеизвлечение (на примере тульско-бобриковских и кыновско-пашийских отложений месторождений Татарстана с извлекаемыми запасами, выработанными более 70 %).

Основные задачи исследования

1. Проанализировать существующие подходы компаний недропользователей к планированию сетки скважин и производственных программ бурения на разрабатываемых месторождениях (в т. ч. на поздней стадии) в условиях ограничений.
2. Разработать и внедрить методику и программное обеспечение для размещения проектных наклонно-направленных скважин по неравномерной сетке с учетом влияния неоднородности при заданных технологических и экономических критериях на разрабатываемых месторождениях.
3. Разработать и внедрить методику и программное обеспечение для формирования множества сценариев разработки нефтяных месторождений, включающую подходы к формированию очередности бурения проектных скважин.
4. Исследовать характер влияния неоднородности продуктивных пластов на взаимосвязь нефтеизвлечения и плотности сетки скважин (ПСС) для тульско-бобриковских и кыновско-пашийских продуктивных горизонтов месторождений Татарстана с извлекаемыми запасами, выработанными более 70 %.

5. Предложить подходы к выбору начального шага сетки при размещении проектных скважин по методике для анализируемых объектов с учетом характеристик неоднородности пласта.

Научная новизна

1. Уточнена формула для определения изменения коэффициента извлечения нефти от плотности сетки скважин для тульско-бобриковских объектов в диапазоне расчлененности 2-4 доли ед., для кыновско-пашийских объектов в диапазонах расчлененности 1.5-2.5, 2.5-4.0, 4.0-6.2 доли ед.
2. Для кыновско-пашийских отложений с начальной подвижностью нефти в диапазоне $0,094\text{-}0,2 \text{ мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$ определены аналитические уравнения для расчета коэффициентов A и α зависимости $\text{КИН} = A \cdot e^{(-\alpha S^{1,5})}$ от коэффициента расчлененности в диапазоне расчлененности 1,4-6,5. Для коэффициента A определена линейная зависимость вида $y = -0,022x + 0,73$, для коэффициента α логарифмическая зависимость вида $y = 0,9584\ln(x) + 0,0871$.

3. Для кыновско-пашийских отложений предложена номограмма зависимости КИН от ПСС для различных значений расчлененности пласта для обоснования начального шага уплотнения при оперативном пересмотре потенциального рентабельного проектного фонда скважин.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Разработана методика оптимального размещения проектных наклонно-направленных скважин, которая заключается в поэтапной расстановке на прокси-моделях скважин по неравномерной сетке с учетом неоднородности продуктивных пластов при заданных геолого-технологических и экономических критериях рациональности бурения.

2. Разработана методика формирования множества сценариев разбуривания нефтяных месторождений, включающая подходы к ранжированию скважин и учитывающая применение в нефтедобывающих компаниях кустового бурения, которая заключается в распределении проектных скважин по годам периода планирования детерминированными способами и расчете технико-экономических показателей сценариев с учетом очередности ввода скважин в эксплуатацию.

3. Методические подходы, описанные в диссертации и реализованные в программном комплексе «Epsilon», внедрены и применяются в ПАО «Татнефть» при формировании инвестиционного портфеля по направлению бурения, для определения рациональной сетки скважин в рамках комплексных проектов разработки активов, для оценки прироста вовлекаемых запасов при изменении ценовых параметров. Экономический эффект от применения составляет 14 млн руб.

4. Все элементы реализованного решения внедрены в производство по мере их создания и используются при планировании бурения, проектировании разработки месторождений, анализе состояния разработки. Всего по теме диссертации получено 12 свидетельств о регистрации программ для ЭВМ.

Методы решения поставленных задач

Решение поставленных задач основано на обобщении и анализе отечественного и зарубежного опыта, теоретических исследованиях, сборе и

анализе геолого-физических и промысловых данных, вычислительных экспериментах в программном обеспечении.

Основные защищаемые положения

1. Методические подходы к планированию сетки скважин и производственных программ бурения на разрабатываемых месторождениях (в т. ч. на поздней стадии) в условиях ограничений, обеспечивающие баланс между полнотой поиска и вычислительной эффективностью.

2. Методика и программное обеспечение для оптимального размещения проектных наклонно-направленных скважин по неравномерной сетке с учетом влияния неоднородности при заданных технологических и экономических критериях рационального размещения.

3. Методика и программное обеспечение для формирования множества сценариев разбуривания нефтяных месторождений, включающая подходы к формированию очередности бурения проектных скважин и учитывающая применение в нефтедобывающих компаниях кустового бурения.

4. Результаты исследования влияния расчлененности продуктивных пластов на взаимосвязь нефтеизвлечения и плотности сетки для выработанных тульско-бобриковских и кыновско-пашийских горизонтов Республики Татарстан.

5. Номограмма зависимости КИН от плотности сетки скважин для различных значений расчлененности пласта для обоснования начального шага уплотнения при оперативном пересмотре потенциального рентабельного проектного фонда скважин.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Указанная область исследований соответствует паспорту специальности 2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки), а именно пунктам:

- «Научные основы технологии воздействия на межскважинное и околоскважинное пространство и управление притоком пластовых флюидов к скважинам различных конструкций с целью повышения степени извлечения из недр и интенсификации добычи жидких и газообразных углеводородов»,

- «Научные основы создания цифровых двойников технологических процессов, используемых в компьютерных технологиях интегрированного проектирования и системного мульти-дисциплинарного мониторинга эволюции природно-техногенных систем, создаваемых для эффективного извлечения из недр или хранения в недрах жидких и газообразных углеводородов и водорода путем управления ими с использование методов и средств информационных технологий, включая методы оптимизации и геолого-гидродинамическое моделирования».

Степень достоверности результатов

Научные положения, выводы и рекомендации подкреплены результатами анализа фактических геолого-физических и промысловых данных. Применяемые методы регрессионного анализа широко используются в производственной практике. Программное обеспечение, созданное автором, прошло государственную регистрацию программ для ЭВМ, используется в структурных подразделениях нефтедобывающей компании в задачах, связанных с планированием размещения проектных скважин. Достоверность результатов работы алгоритмов размещения проектных наклонно-направленных скважин подтверждается их бурением.

Апробация работы

Основное содержание диссертационной работы и результаты проведенных исследований докладывались и обсуждались на:

- молодежной научно-практической конференции института «ТатНИПИнефть» (Бугульма, 2018),
- VI Российском нефтегазовом саммите «Разведка и добыча» (Москва, 2018),
- молодежной научно-практической конференции института «ТатНИПИнефть» (Бугульма, 2019),
- международной научно-практической конференции «Состояние и перспективы эксплуатации зрелых месторождений» (Казахстан г. Актау, 2019),
- международной научно-практической конференции «Решение Европейского союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливно-энергетического комплекса России» (Казань, 2021),

- первом Открытом научно-техническом совете на площадке Росгео (тема дискуссии - большие данные в геологии) (Москва, 2021),
- научно-практической конференции имени Н.Н. Лисовского «Трудноизвлекаемые запасы – настоящее и будущее» (Казань, 2022),
- X отраслевой конференции «Рынок нефтесервисных услуг в условиях импортозамещения» (Москва, 2022),
- IV международной научно-практической конференции «Повышение эффективности сопровождения нефтегазовых активов» (Сыктывкар, 2022),
- инновационном технологическом форуме «Технологическое лидерство, инновационное развитие и импортозамещение в ТЭК» (Нижневартовск, 2022),
- молодежной научно-практической конференции института «ТатНИПИнефть» (Бугульма, 2023),
- международной научно-практической конференции «Перспективы развития нефтегазовых компаний России в современных условиях» (Казань, 2023),
- региональной студенческой научно-практической конференции «Молодые нефтяники» (Альметьевск, 2025).

Публикации

По теме диссертационной работы опубликовано 33 научных труда, в том числе 11 работ в рецензируемых научных журналах, рекомендованных высшей аттестационной комиссией Российской Федерации, и 12 свидетельств о государственной регистрации программ для ЭВМ.

Личный вклад

Личный вклад автора заключается в формулировании целей и задач исследования, а также проведении анализа открытых научных и технических литературных источников по тематике. В процессе работы автор непосредственно разрабатывал методологические подходы и алгоритмы размещения проектных наклонно-направленных скважин и формирования множества сценариев разбуривания нефтяных месторождений, а также занимался созданием, тестированием и доработкой специализированного программного обеспечения. Автор лично осуществил сбор данных, их обработку и анализ геолого-физических

характеристик, промысловых параметров, данных по запасам и степени их выработки по исследуемым объектам. Непосредственно участвовал в написании научных статей, выполнении расчетов на прокси-моделях нефтяных месторождений и анализе полученных результатов.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы и содержит 131 страницу, 32 рисунка, 11 таблиц, 125 литературных источников и одно приложение.

1 ОБЗОР НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Обзор исследований, посвященных изучению зависимости коэффициента нефтеизвлечения от плотности сетки скважин

Современное состояние сырьевой базы нефтедобывающих компаний России характеризуется вступлением основных месторождений в позднюю стадию разработки. Месторождения уже разбурены по проектной сетке добывающих и нагнетательных скважин, высокопроницаемые пласти промыты и заводнены, запасы нефти в значительной степени истощены и сконцентрированы в застойных слабодренируемых зонах. Разработка характеризуется значительным снижением уровней добычи нефти и резким нарастанием обводненности добываемой продукции. Структура остаточных запасов нефти ухудшена, что связано, с одной стороны, с естественной неоднородностью пластов, а с другой – с применением при разработке методов заводнения в различных модификациях и сочетаниях [1].

Задача рациональной расстановки проектных скважин для рентабельного вовлечения остаточных запасов нефти является одной из основных задач проектирования разработки нефтяных месторождений. При этом рациональной (оптимальной) сеткой скважин является та, которая обеспечивает максимальную выработку запасов, экономическую эффективность с учетом ограничений, связанных с технологическими возможностями, правилами проведения работ, требованиями к охране недр и окружающей среды и т.д. [2].

Одним из основных показателей сетки скважин является ее плотность, которая характеризуется расстояниями между скважинами и удельной площадью, приходящейся на одну скважину. Выбор рациональной плотности сетки скважин (ПСС) для наиболее полного нефтеизвлечения особенно актуален для уже выработанных нефтяных месторождений, вступивших в позднюю стадию. Это связано с тем, что на более ранних стадиях разработки негативное влияние неоднородности пласта компенсируется первоочередной выработкой наиболее выдержаных и высокопродуктивных зон.

Вопросу влияния плотности сетки скважин на величину нефтеотдачи посвящены исследования многих ученых, среди которых следует отметить работы Абдулмазитова Р.Г., Бакирова И.М., Владимирова И.В., Закирова С.Н., Крылова А.П., Лысенко В.Д., Муслимова Р.Х., Щелкачева В.Н.

Щелкачевым В.Н. [3, 4] предложена формула, которая описывает упрощенную зависимость коэффициента извлечения нефти (КИН) от плотности сетки скважин:

$$\text{КИН} = K_{\text{в}} \cdot e^{(-\alpha S)} , \quad (1)$$

где $K_{\text{в}}$ – коэффициент вытеснения, α – коэффициент пропорциональности, зависящий от фильтрационно-емкостных свойств пласта и насыщающих его жидкостей (характеризует уменьшение нефтеизвлечения при разрежении сетки скважин), S – плотность сетки скважин (определяется как отношение площади начальной нефтеносности к пробуренному и введенному в работу фонду добывающих и нагнетательных скважин)

Частными случаями формулы Щелкачева В.Н., полученными путем разложения экспоненты в ряд, являются формулы Крылова А.П. и Лысенко-Мухарского.

В работе Крылова А.П. [5] обобщенная зависимость КИН от плотности сетки скважин имеет следующий вид:

$$\text{КИН} = A - \alpha S , \quad (2)$$

где A – комплекс слагаемых, зависящий от условий залеганий нефти.

Формула Лысенко-Мухарского, описанная в работе [6], имеет вид:

$$\text{КИН} = K_{\text{в}}(1 - \alpha S) \quad (3)$$

Стоит отметить, что формула (3) имеет ограниченный диапазон применения. Для редких сеток скважин получаются абсурдные значения КИН.

В работе [7] Мартос В.Н. и др. на основе анализа промысловых данных 130 залежей, разрабатываемых при водонапорном режиме, были получены уравнения регрессии вида квадратичной зависимости для 5 групп объектов, разделенных по величине гидропроводности пластов:

$$\text{КИН} = a - bS + cS^2 , \quad (4)$$

где a , b , c – постоянные коэффициенты.

Однако, использование данной формулы для редких сеток скважин приводит к абсурдным значениям КИН. Это было отмечено Лысенко В.Д. и Мухарским Э.Д. в работе [6].

Специалисты Института «ТатНИПИнефть» в работе [8] предлагают следующую зависимость КИН от ПСС, в наибольшей степени подходящую для разрабатываемых в Республике Татарстан месторождений:

$$\text{КИН} = A \cdot e^{(-\alpha S^{1.5})} \quad (5)$$

В работе [9] Бакиров И.М. обобщил и структурировал опыт исследований в данном направлении. Дополнительно исследованы зависимости КИН от ПСС для девонских, тульско-бобриковских и карбонатных отложений Татарстана. Зависимость нефтеотдачи от плотности сетки скважин предложено представлять в обобщенном виде:

$$\text{КИН} = A \cdot e^{(-\alpha S^n)} \quad (6)$$

В работе также рассчитаны значения параметров A и α при различных значениях n (0,5, 1, 1,5, 2) для различных групп объектов, разделенных по интенсивности разработки.

В работе [10] авторами на основе гидродинамического моделирования изучено влияние плотности сетки скважин на коэффициент извлечения нефти в низкопроницаемом коллекторе для ньютоновского и неニュтоновского типов течения нефти. Сделан вывод о том, что проявление структурно-механических свойств нефти существенно меняет «традиционный» характер зависимости.

Ряд исследований посвящен адаптации существующих зависимостей вида (1)-(6) для условий конкретных объектов разработки и определению коэффициентов этих зависимостей по фактическим данным разработки. Так, авторы работы [11] представили уравнения зависимости КИН от ПСС вида (1) для месторождений Узбекистана. Уравнения регрессии получены для нефтяных и газонефтяных объектов, сложенных терригенными и карбонатными коллекторами.

В статье [12] на основе анализа показателей разработки опытных участков оценена применимость формул вида (1) и (5) для определения зависимости КИН от

плотности сетки для карбонатных отложений башкирского яруса месторождений Татарстана. Авторами сделан вывод о том, что для более плотных сеток скважин формула (1) дает завышенные значения K_b , и целесообразнее использовать зависимость (5). В работе также приведены рассчитанные значения КИН при различных ПСС для анализируемых объектов.

В работе [13] авторы так же на основе исторического промыслового материала по нескольким разбуренным месторождениям (пласты - верхняя юра) со сформированной системой разработки, находящимся на 3-4 стадии проводят сравнение расчета плотности сетки скважин различными методами, рассчитывают коэффициент неоднородности в формуле В.Н. Щелкачева.

Еще одним направлением исследования в области изучения зависимости нефтеизвлечения от плотности сетки скважин является применение статистических моделей многомерного регрессионного анализа. Такие модели позволяют более обосновано оценить влияние ПСС на КИН в различных горно-геологических условиях залегания залежей.

Статистические модели строятся на основе обобщения фактических геологических и технологических данных по залежам. Для получения уравнения множественной регрессии выбираются наиболее статистически значимые параметры, выделяемые, как правило, методом главных компонент или на основе корреляционного анализа.

Использование статистических моделей возможно для аналогичных условий, при которых геолого-технологические показатели исследуемых залежей находятся в тех же диапазонах, что и в модели.

Уравнения многофакторной регрессии приведены в работе [11] для терригенных и карбонатных нефтяных и газонефтяных месторождений Узбекистана.

В работе [14] так же обобщен материал длительно разрабатываемых месторождений Узбекистана и предложены статистические модели оценки влияния плотности сетки скважин на коэффициент нефтеотдачи для подгазовых нефтяных залежей с превалирующим водонапорным и газонапорным режимами

работы пласта. Авторами установлено, что для подгазовых залежей с газонапорным режимом зависимость КИН от ПСС описывается уравнением вида (4), а с водонапорным зависимость имеет вид:

$$\text{КИН} = a \cdot b^s \quad , \quad (7)$$

В статье [15] выполнен множественный линейный регрессионный анализ для пяти групп эксплуатационных объектов Когалымского региона. Группировка выполнена по возрасту отложений и условиям их формирования:

- к первой группе отнесены горизонты АВ1-3 и АВ8 Ватьеганского месторождения;
- ко второй – объекты БВ1-2 Ватьеганского месторождения и горизонты БВ0, БВ4 – Восточно-Придорожного месторождения;
- к третьей – горизонт ЮВ1 Ватьеганского и Повховского, ЮВ1/1 Восточно-Придорожного, ЮС1 Тевлинско-Русскинского, Дружного и Южно-Ягунского месторождений;
- к четвертой – горизонты БС10/2-3, БС11, БС12 Тевлинско-Русскинского месторождения, БВ8 Повховского, БС10/0+1 и БС10/2 Дружного месторождения, БС10 и БС11 Южно-Ягунского месторождения, БС11/0-1, БС11/2 Кустового месторождения;
- к пятой группе – горизонт ЮС2 Тевлинско-Русскинского месторождения и отложения ачимовской пачки Повховского месторождения.

Авторами работы сделан вывод о том, что на значение конечного КИН в большей степени положительное влияние оказывает плотность сетки скважин.

В работе [16] статистические модели рассчитаны для различных стадий изученности карбонатных (башкирских и турне-фаменских) и терригенных (визейских) залежей Пермского края, разрабатываемых с применением заводнения и на естественном режиме.

С точки зрения изучения влияния плотности сетки скважин на нефтеизвлечение особый интерес представляет уникальный промышленный эксперимент по разряжению сетки, описанный в работах [17-20]. Эксперимент

проводился с 1958 г. на пашийском продуктивном горизонте Бавлинского нефтяного месторождения для решения следующих задач:

- доказательство возможности сохранения достигнутого дебита из пласта (в объеме 10000 т/сут) при остановке 50 % действующих добывающих скважин;
- изучение зависимости нефтеизвлечения от плотности сетки скважин в реальных условиях разработки.

В соответствии с поставленными задачами плотность сетки скважин изменена с 20 на 40 га/скв. путем остановки в определенной 77 добывающих скважин.

Решение первой задачи было получено в первые годы эксперимента. Действительно, на ранней стадии разработки в условиях непрерывного пласта путем увеличения депрессии на пласт, запроектированный объем добычи нефти удалось получить вдвое меньшим числом скважин.

Решение второй задачи потребовало длительного времени (более 30 лет) и проведения значительного объема теоретических и промысловых исследований.

Оценкой результатов и подведением итогов данного эксперимента занималось множество исследователей. Потери нефти от разряжения сетки скважин по различным оценкам, в том числе с использованием геологотехнологической модели, составляют не менее 4,7 %.

Таким образом было установлено существенное влияние плотности сетки скважин на величину нефтеотдачи даже для исключительно благоприятных геолого-физических условий пашийского горизонта Бавлинского месторождения. Кроме того, результаты анализа эффективности бурения дополнительных скважин показали вовлечение новых запасов в разработку, однако во времени эффективность введения скважин уменьшилась. Эксперимент показал необходимость разбуривания всей залежи с самого начала оптимальной сеткой скважин.

Вслед за Бавлинским еще один промышленный эксперимент по изучению влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу в условиях неоднородных пластов был проведен на опытном участке Ново-Хазинской площади Арланского

нефтяного месторождения [21, 22]. Объектом исследования были выбраны терригенные толщи нижнего карбона с хорошими коллекторскими свойствами (средняя проницаемость $1,317 \text{ мкм}^2$, средняя пористость 21.0 % соответственно), обладающие довольно сложным геологическим строением и насыщенные нефтью повышенной вязкости (22,3 $\text{мПа}\cdot\text{с}$).

В центральной части Ново-Хазинской площади было выбрано 3 поля – Северное, Южное и Восточное – со схожими геолого-физическими характеристиками и различными плотностями сетки скважин 21,1, 13,1 и 37 га/скв соответственно). Позднее Восточное поле исключили из эксперимента ввиду отличия геологического строения и геолого-физических параметров пластов.

По результатам анализа динамики эксплуатационного фонда в период проведения эксперимента для Северного и Южного полей выделены периоды, в которых плотность сеток скважин оставалась постоянной. Для Северного поля определено четыре периода с ПСС 18,9, 19,3, 17,5 и 14,7 га/скв соответственно; для Южного – три периода с ПСС 13,9, 11,1 и 10,3 га/скв соответственно. В настоящее время оба поля эксплуатируются при неизменной сетке скважин в течение длительного времени. Авторами работы [22] для выделенных этапов с использованием характеристик вытеснения (метод Назарова С. Н., Сипачева Н.В.) оценены величины конечной нефтеотдачи обоих полей. По состоянию на 01.01.2020 КИН по Северному полю прогнозируется в 0,392 доли ед., по Южному полю – 0,517 доли ед. при ПСС соответственно 14,7 и 10,3 га/скв.

С учетом того, что жесткость системы поддержания пластового давления выше по Северному полю по сравнению с Южным, авторы делают вывод о том, что разница в конечном КИН обусловлена в большей степени влиянием ПСС.

Авторы так же отмечают, что с течением времени влияние ПСС на КИН возрастает. Разница текущих КИН на 01.01.2020 по Северному и Южному полям составляет 0,105 доли ед., а при достижении конечных значений КИН она составит уже 0,125 доли ед.

Выбор плотности сетки скважин зависит от геолого-промышленных характеристик разрабатываемого объекта (более плотные сетки на объектах с

неоднородным строением, низкой проницаемостью, высокой вязкостью, менее плотные – для глубоко залегающих объектов с благоприятными условиями). Плотная сетка позволяет увеличить годовые показатели и темпы отбора жидкости, однако бесконечное уплотнение приведет к тому, что промышленная нефтеотдача (добыча нефти на рентабельный период разработки) будет снижаться в силу высоких затрат на бурение и как следствие себестоимости добываемой нефти [23, 24].

Для объектов со сложной геологической структурой, характеризующейся наличием линз и тупиковых зон, вовлечь значительную часть извлекаемых запасов в разработку позволяет уплотняющее бурение. Уплотнение сетки основного фонда скважин как правило осуществляется в зонах наибольших остаточных нефтенасыщенных толщин и плотности остаточных запасов нефти.

Зарубежный опыт разработки месторождений, в том числе применения уплотняющего бурения как средства оптимизации плотности сетки скважин, наиболее широко изучен и обобщен в трудах Щелкачева В.Н. Так, в работе [25] изучены вопросы выбора плотности размещения скважин на большинстве нефтяных месторождений США (более 800), проанализированы и сопоставлены показатели разработки с отечественными месторождениями, сделаны принципиальные выводы о влиянии плотности сетки скважин на коэффициент нефтеизвлечения.

Эффективность уплотняющего бурения на месторождениях США так же рассмотрена в книге [1]. В работе приведен обзор исследований американских специалистов, в которых сделан вывод о существенном влиянии плотности сетки скважин не только на годовые показатели и темпы отбора нефти, но и на конечный КИН.

В работе [26] отмечается, что уплотняющее бурение целесообразно применять в неоднородных коллекторах для увеличения коэффициента охвата пласта. Кроме того, уплотняющее бурение в сочетании с постоянным заводнением и поддержанием пластового давления на уровне давления насыщения и выше является более эффективным способом повышения нефтеотдачи по сравнению с

третичными методами или методами повышения нефтеотдачи. Эффект уплотняющего бурения при этом оценен в объеме добычи по крайней мере такого же количества нефти, которое уже добыто в США к моменту проведения исследования.

В статье [27] автор соглашается с выводами к работе [26] о необходимости уплотнения сеток, однако эффект от его реализации оценивает как 25 % всей добытой в США нефти. При этом для повышения эффективности предлагается использовать третичные методы для регулировки направления фильтрационных потоков.

В работе [28] проанализирован опыт применения уплотняющего бурения на месторождениях США, представлены обобщенные данные по 11 объектам с общим числом проектных уплотняющих скважин 1324. При проектировании использован весь имеющийся геолого-промышленный и геофизический материал, а также применены средства математического моделирования. Основной вывод, сделанный авторами, состоит в том, что уплотняющее бурение повышает интенсивность разработки и конечный коэффициент нефтеизвлечения (на 4-7 и даже 10 пунктов), особенно в неоднородных пластах; в разработку вовлекаются ранее невырабатываемые участки. Все это увеличивает пределы рентабельной разработки месторождений.

Аналогичные выводы делают авторы работы [29]. Исследование на основе многофакторного корреляционного анализа зависимости КИН и расстояния между скважинами показало, что при уплотнении сетки с 16 до 8 га/скв нефтеотдача увеличивается на 8-9 пунктов. При этом авторы отмечают, что из-за ограниченности исходных данных и особенностях самого метода исследования, полученные уравнения регрессии не являются универсальными. Ограничения на их применение, как в случае с использованием статистических моделей, накладывают сопоставимость (идентичность) геолого-физических характеристик объектов и условия их разработки.

Среди ученых, которые по результатам изучения богатейшего опыта разработки месторождений Республики Татарстан отмечают эффективность

уплотняющего бурения, можно выделить Муслимова Р.Х., Вахитова Г.Г., Хисамова Р.С.

В работе Муслимова Р.Х. [30] описано исследование влияния уплотнения сетки скважин на производительность залежи и нефтеотдачу на примере разработки Ромашкинского месторождения. С точки зрения выбора объекта исследования Ромашкинское месторождение представляет особый интерес, так как отдельные его площади разбурены сетками разной плотности и на нем выполнен большой объем бурения дополнительных скважин. Методами статистического и геолого-промышленного анализа доказано, что уплотнение сетки на Ромашкинском месторождении с 34 до 22,9 га/скв позволило увеличить КИН на 10 пунктов.

В книге Вахитова Г.Г. [31] отмечается, что уплотнение сеток скважин на месторождениях Татарстана позволило на длительное время обеспечить высокий уровень добычи 103 млн тонн в год. При этом автор заключает, что потенциал по сгущению сеток не был реализован в полной мере.

В работе Хисамова Р.С. [32] обобщены результаты исследований в области влияний различных факторов (геологических, технологических, физико-химических, экологических и экономических) на выбор оптимальной плотности сеток скважин для условий расчлененных пластов с маловязкой нефтью. Как правило в результате таких исследований обосновывается целесообразность дальнейшего уплотнения сетки скважин.

1.2 Обзор основных показателей, характеризующих неоднородность продуктивных пластов

Одним из важнейших параметров, характеризующих продуктивный горизонт, является геологическая неоднородность. Изучение неоднородности геологической системы и учет ее влияния на динамику технологических показателей разработки является важной проблемой при проектировании нефтяного месторождения [33, 34, 35].

Неоднородность нефтяного пласта следует рассматривать на следующих структурных уровнях, характерных для иерархических структур терригенных нефтяных пластов (Рисунок 1):

- I уровень элементарного объема породы с оценкой минерального состава скелета и количества цементирующего вещества;
- II уровень геологических тел – песчаных пропластков, сложенных единым литологическим типом пород;
- III уровень геологических тел – гидродинамически связанных пропластков;
- IV уровень геологических тел – гидродинамически несвязанных пластов, каждый из которых представляет собой систему гидродинамически связанных пропластков.

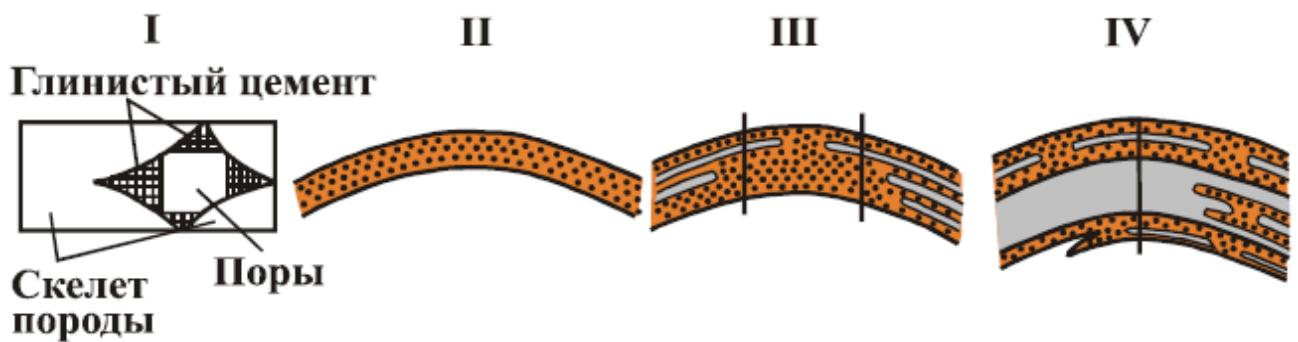


Рисунок 1 – Структурные уровни геологической неоднородности (рисунок заимствован из [33])

Первый структурный уровень характеризуется микронароднородностью – изменчивостью фильтрационно-емкостных (проницаемости, пористости, нефтенасыщенности) и фациально-литологических (степень цементации и глинистости, гранулометрический и минеральный состав зерен, структура порового пространства) свойств пород-коллекторов в пределах залежи. Остальные три структурных уровня характеризуются макронароднородностью – взаимным распределением коллекторов и неколлекторов в пределах залежи.

На первом структурном уровне оценивать различие пластов по геологической неоднородности можно с использованием статистических характеристик, рассчитанных по формулам математической статистики, для

значений пористости, проницаемости и нефтенасыщенности: среднее значение или математическое ожидание, дисперсия, среднеквадратическое отклонение, коэффициент вариации.

Макронеоднородность пластов можно рассматривать по вертикали (по толщине) и по латерали (по площади). По вертикали макронеоднородность проявляется в наличии в разных частях залежи разного количества продуктивных пластов и пропластков по причине их слияния или отсутствия в разрезе, изменения толщины пластов. Графически отображается на геологическом профиле горизонта (Рисунок 2).

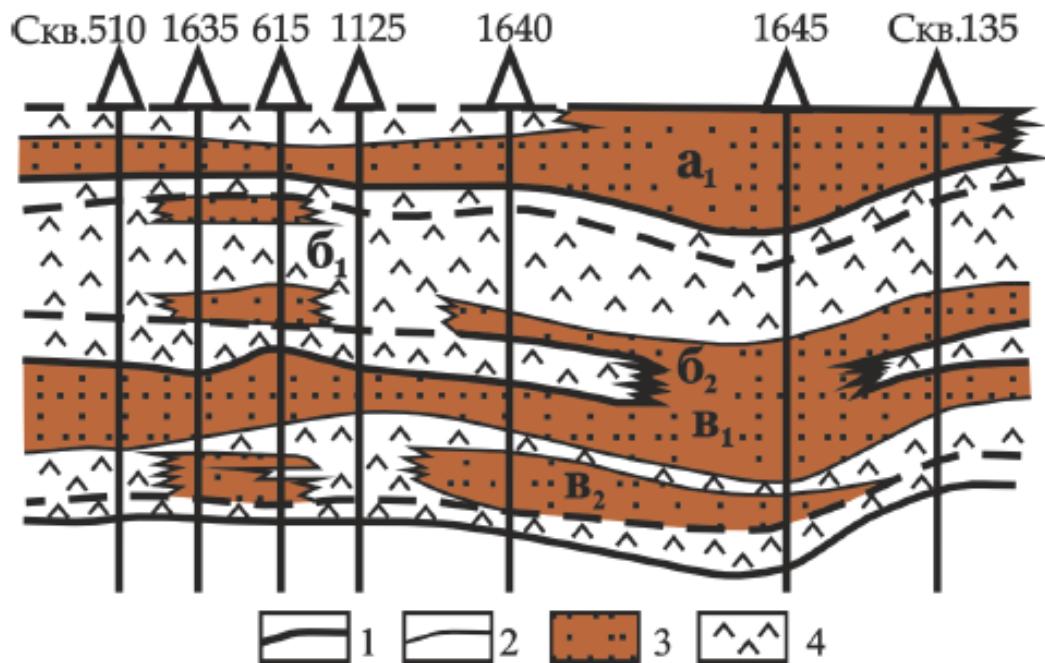


Рисунок 2 – Вертикальная макронеоднородность на геологическом профиле горизонта. 1 – кровля и подошва пласта, 2 – кровля и подошва пропластка, 3 – коллектор, 4 – неколлектор, а-в индексы пластов-коллекторов (рисунок заимствован из [33])

По латерали макронеоднородность проявляется в изменении толщин пластов коллекторов вплоть до нуля, т.е. наличии зон литологического замещения или выклинивания. Графически отображается на картах распространения коллекторов, построенных для каждого пласта, на которых показывают границы площадей коллектора и неколлектора и зоны слияния пластов с ниже- и вышележащими пластами (Рисунок 3).

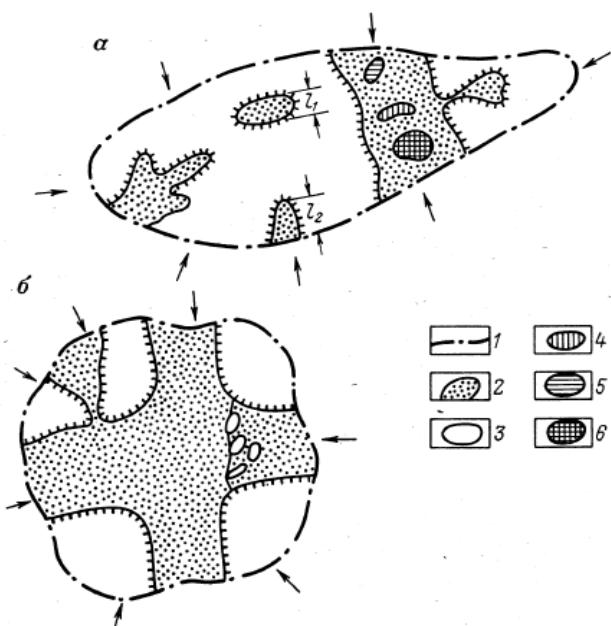


Рисунок 3 – Латеральная макroneоднородность на карте распространения коллекторов. 1 – условный контур; 2 – площадь распространения коллектора; 3 – линзы неколлектора (зоны замещения); зоны слияния: 4 – с нижележащим пластом; 5 – с вышележащим пластом; 6 – с выше- и нежележащим пластом (рисунок заимствован из [35])

Ниже представлены основные широко используемые количественные показатели макroneоднородности [33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40].

Коэффициент песчанистости – показатель вертикальной неоднородности, характеризующий долю коллектора в общем объеме продуктивного горизонта – определяется как отношение эффективной мощности к общей мощности пласта:

$$K_{\text{песч}} = \frac{\sum h_i}{\sum H_i}, \quad (8)$$

где $K_{\text{песч}}$ – коэффициент песчанистости;

h_i – эффективная толщина пласта в i -й скважине;

H_i – общая толщина пласта в i -й скважине.

Коэффициент расчлененности – показатель вертикальной неоднородности, характеризующий среднее число прослоев, слагающих горизонт – определяется как отношение суммы числа прослоев коллекторов по всем скважинам к общему числу скважин:

$$K_{\text{расчл}} = \frac{\sum l_i}{n}, \quad (9)$$

где $K_{\text{расчл}}$ – коэффициент расчлененности;

l_i – число нефтенасыщенных пропластков, вскрытых i -й скважиной;
 n – число скважин, вскрывших коллектор.

$K_{\text{расчл}} = 1$ в том случае, когда продуктивный горизонт представлен одним монолитным нефтенасыщенным пластом.

В работе [37] отмечено, что коэффициенты песчанистости и расчлененности взаимосвязаны между собой. Автором представлена аналитическая зависимость, полученная в результате многочисленных экспериментов с использованием стохастических моделей:

$$K_{\text{расчл}} = \frac{H_{\text{пл}} - h_{\text{л}}}{h_{\text{л}}} (1,02K_{\text{песч}} - 1,01K_{\text{песч}}^2 - 0,01) + K_{\text{песч}}, \quad (10)$$

где $H_{\text{пл}}$ – толщина пласта;

$h_{\text{л}}$ – минимальная высота линзы, представляющая продуктивный пласт.

Автор работы [41] так же отмечает взаимную зависимость показателей вертикальной литологической макронеоднородности пласта, описываемую формулой:

$$K_{\text{расчл}} = \frac{K_{\text{песч}}}{H_{\text{ср}}} \quad , \quad (11)$$

где $H_{\text{ср}}$ – средняя толщина пропластков.

Коэффициент макронеоднородности K_m – комплексный показатель вертикальной неоднородности, учитывающий и песчанистость, и расчлененность, характеризующий расчлененность объекта на единицу толщины:

$$K_m = \frac{\sum l_i}{\sum h_i} \quad . \quad (12)$$

Коэффициент литологической связанности – показатель латеральной (зональной) неоднородности, характеризующий степень слияния коллекторов двух соседних пластов (пропластков) – определяется как отношение площади участков слияния к общей площади залежи:

$$K_{\text{лс}} = \frac{\sum S_{\text{сл}}}{S} \quad , \quad (13)$$

где $K_{\text{лс}}$ – коэффициент литологической связанности;

$S_{\text{сл}}$ – площадь участков слияния;

S – площадь залежи.

Коэффициент литологической выдержанности – показатель зональной неоднородности, характеризующий степень прерывистости залегания коллекторов по площади – определяется как отношение суммарной площади коллекторов к общей площади залежи:

$$K_{\text{лв}} = \frac{\sum S_i}{S} , \quad (14)$$

где $K_{\text{лв}}$ – коэффициент литологической выдержанности;

S_i – площадь i -го участка, занятого коллектором.

Коэффициент сложности площадного залегания коллекторов – показатель зональной неоднородности, характеризующий степень сложности строения прерывистых, фациально изменчивых пластов – определяется как отношение суммарной длины границ участков пласта, представленных коллекторами, к длине периметра залежи:

$$K_{\text{сложн}} = \frac{L_K}{L_3} , \quad (15)$$

где $K_{\text{сложн}}$ – коэффициент сложности площадного залегания коллекторов;

L_K – длина границ, замещения коллекторов на неколлектор;

L_3 – длина внешнего контура нефтеносности.

$K_{\text{сложн}}$ тем выше, чем более извилистая граница распространения коллектора.

Установлено, что по неоднородным, прерывистым пластам $K_{\text{сложн}}$ снижается по мере уплотнения сетки скважин.

Иногда на основе набора коэффициентов, характеризующих микро- и макронеоднородность пласта, затруднительно сделать однозначное заключение о неоднородности объекта в целом: по одним параметрам объект можно характеризовать как однородный, по другим – как неоднородный. В этих случаях неоднородность пласта можно оценивать с помощью комплексного показателя по формуле:

$$K_{\text{неод}} = \frac{W_{\text{п}} W_{\text{н}}}{M(h_{\text{эф}})M(h_{\text{пр}})} , \quad (16)$$

где $K_{\text{неод}}$ – комплексный показатель неоднородности;

$W_{\text{п}}$ – коэффициент вариации пористости;

$W_{\text{н}}$ – коэффициент вариации нефтенасыщенности;

$M(h_{\text{эф}})$ – математическое ожидание нефтенасыщенной толщины пласта;

$M(h_{\text{пр}})$ – математическое ожидание толщины пропластков.

Числитель данного комплексного показателя отражает неоднородность емкостной характеристики пласта, а знаменатель – неоднородность пласта, определяемую прерывистостью, расчлененностью, выклиниванием и изменением толщин.

При рассмотрении объектов на IV иерархическом уровне параметром $M(h_{\text{эф}})$ в формуле (14) можно пренебречь, т.к. в этом случае он неоднозначно характеризует геологическую неоднородность (увеличение $h_{\text{эф}}$ не всегда соответствует снижению неоднородности).

В работе [42] для анализа сложности геологического строения объекта авторами предлагается использовать новый показатель – коэффициент расчлененности по запасам:

$$K_{\text{рз}} = N_x \frac{S(d < X_{\text{cp}})}{MX_{\text{cp}}} , \quad (17)$$

где $K_{\text{рз}}$ – коэффициент расчлененности по запасам;

X_{cp} – средняя доля запасов одного пласта, $X_{\text{cp}} = 100/N$;

N – число нефтенасыщенных пластов;

N_x – число пластов с запасами больше X_{cp} ;

$S(d < X_{\text{cp}})$ – сумма долей запасов пластов с запасами меньше X_{cp} .

В методических указаниях по геолого-промышленному анализу нефтяных и газонефтяных месторождений [43] в качестве количественного показателя неоднородности предлагается использовать среднюю нефтенасыщенную толщину эффективных пропластков:

$$H_{\text{cp}} = \frac{H_{\text{эф}}}{K_{\text{расчл}}} , \quad (18)$$

где $H_{\text{эф}}$ – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта.

Микро- и макронеоднородность нефтяных пластов в значительной степени влияет на процесс нефтеизвлечения месторождений на поздней стадии разработки.

Для изучения этого влияния в различных исследованиях объекты разработки группируют по степени неоднородности на основе вышеперечисленных показателей.

В работах [38, 44] выделены 4 типа строения продуктивных пластов на основе коэффициента песчанистости:

- I тип – $K_{\text{песч}} \geq 0,7$, продуктивный пласт складывают в основном гидродинамически связанные пропластки (их доля превышает 0,85);
- II тип – $0,5 \leq K_{\text{песч}} < 0,7$, доля гидродинамически связанных пропластков в продуктивном пласте изменяется от 0,5 до 0,85;
- III тип – $0,3 \leq K_{\text{песч}} < 0,5$;
- IV тип – $K_{\text{песч}} < 0,3$, в пласте отсутствуют гидродинамически связанные пропластки.

В работе [35] на основе данных по нескольким сотням залежей платформенных областей, сложенных терригенными пародами, также определены 4 типа пластов по степени неоднородности. В Таблице 1 представлены граничные значения коэффициентов песчанистости и расчлененности выделенных групп.

Таблица 1 – Типы терригенных пластов платформенных областей по степени геологической неоднородности

Тип	Коэффициент песчанистости	Коэффициент расчлененности
I	$> 0,73$	$< 2,3$
II	$0,73-0,5$	$2,3-3,5$
III	$0,5-0,3$	$3,5-5,0$
IV	$< 0,3$	$> 5,0$

I тип представляет собой группу сравнительно однородных пластов, II и III типы объединены в группу неоднородных пластов, IV тип – чрезвычайно неоднородные пласти. Для различных групп построены графики зависимости коэффициента нефтеотдачи от относительной вязкости нефти.

В работе [45] отмечается влияние расчлененности на нефтеизвлечение площадей Ромашкинского месторождения. Сделан вывод о том, что более плотные

сетки оптимальны для площадей, характеризующихся высокой расчлененностью коллекторов.

В работе [8] рассмотрены объекты Республики Татарстан, различающиеся по геолого-физическими параметрам и находящиеся в наиболее поздней стадии разработки. Плотности сетки скважин изменяются от 17 до 43 га/скв. Все объекты разделены на пять групп по степени расчлененности (Таблица 2).

Таблица 2 – Группы объектов месторождений Татарстана, находящихся в наиболее поздней стадии разработки

Группа объектов	Расчлененность		Число объектов
	предельное значение	среднее значение	
I	1,5…1,6	1,55	3
II	1,6…2,2	1,83	4
III	1,7…3,2	2,55	5
IV	3,3…4,0	3,70	6
V	3,4…5,3	4,02	6

Группы объектов были сопоставлены с графиками кривых зависимостей нефтеотдачи от плотности сетки скважин вида (4) для объектов с различной гидропроводностью. Результаты представлены на Рисунке 4, где I-V – группы объектов, 1-24 – номера объектов, 2'-4' – статистические зависимости Мартоса В.Н. для объектов с гидропроводностью 10-50, 5-10, 1-5 мкм²·м/сПа·с соответственно [7].

Статистические кривые Мартоса В.Н. были обработаны по формуле (1) в работе Хуснуллина М.Х. [43], площади переведены в квадратные километры, уточнены коэффициенты и получены следующие уравнения кривых:

- Кривая 1: КИН = $0.778 \cdot e^{-0.52S}$;
- Кривая 2: КИН = $0.726 \cdot e^{-0.82S}$;
- Кривая 3: КИН = $0.644 \cdot e^{-1.07S}$;
- Кривая 4: КИН = $0.555 \cdot e^{-1.20S}$;
- Кривая 5: КИН = $0.420 \cdot e^{-2.05S}$.

По результатам анализа авторами сделан вывод, что нефтеизвлечение сильно зависит от коэффициента расчлененности и что наиболее явную зависимость нефтеизвлечения от плотности сетки скважин можно получить при разделении рассматриваемых объектов в группы по степени расчлененности.

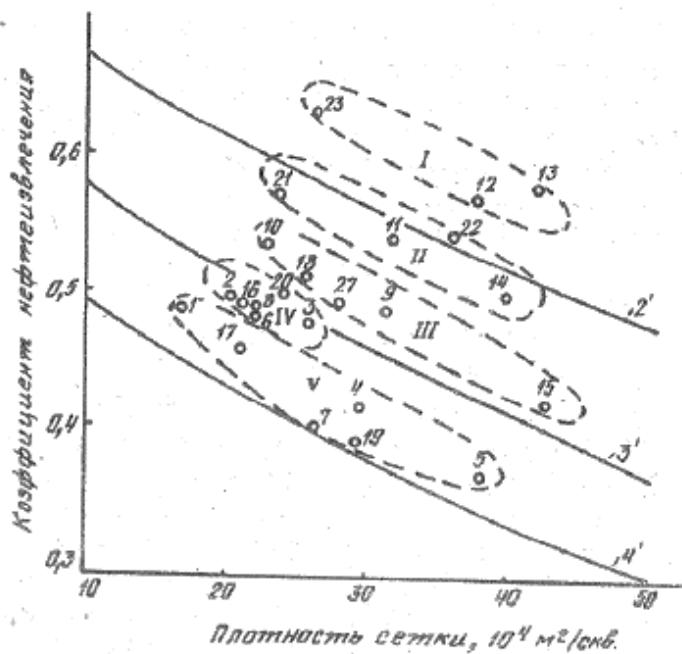


Рисунок 4 – Распределение объектов по расчлененности и ожидаемому нефтеизвлечению (рисунок заимствован из [8])

1.3 Обзор существующих подходов к планированию нерегулярной сетки скважин на месторождениях на поздней стадии разработки

Выбор рациональной плотности сетки скважин может быть сделан по результатам сравнения технико-экономических показателей сеток различной плотности, отличающихся друг от друга только расстоянием между скважинами. Как правило выбирают равномерные «шаблоны» размещения скважин. Такой подход описан в работе [46], в которой проводится исследование по выбору плотности сетки при бурении уплотняющих скважин на примере башкирского яруса Южно-Ржавецкого поднятия Ивинского месторождения. В работе рассмотрено три варианта сеток скважин плотностью от 400x400 до 100x100 м.

Оптимальный вариант выбран путем сравнения технико-экономических показателей (оптимальное соотношение коэффициента извлечения нефти и чистого дисконтированного дохода).

Однако, если пласт имеет сложную структуру и в значительной степени неоднороден, то необходимо применять неравномерные (нерегулярные) сетки проектных скважин.

Ряд исследований в области планирования неравномерных сеток скважин на разрабатываемых объектах посвящен применению методов оптимизации. Так в работе [47] для поиска оптимального размещения скважин предлагается использовать безградиентные генетические алгоритмы, которые ищут решение путем различных способов перебора возможных положений скважин. Для расчетов авторы используют синтетическую цифровую модель нефтяного пласта, состоящего из трех пропластков, которые могут быть насыщены нефтью и водой, диапазон глубин 2,7-2,9 км. Всего модель содержит 12600 ячеек. Требуется расположить 6 добывающих скважин таким образом, чтобы максимизировать накопленную добычу в течение 10 лет.

Поиск оптимальной расстановки скважин осуществляется по следующему алгоритму. На первом шаге выбирается область, в которой предполагается размещение скважины в оптимальной расстановке. Это, например, может быть область с максимальным значением насыщенности нефти. Далее в пределах выбранной области перебираются все возможные положения скважины и выбирается такое, которое обеспечивает максимальную добычу нефти. Положение скважины фиксируется и учитывается при расстановке последующих скважин. Таким образом выполняется расстановка всех скважин. На следующем шаге для каждой скважины перебираются все возможные положения в пределах малой ее окрестности (например, квадратного блока ячеек сетки размером 3x3). Положение остальных скважин не меняется. Если в каком-то из положений значение целевой функции увеличивается, то скважина перемещается в это положение. Последний шаг повторяется в цикле до тех пор, пока за последние n итераций значение целевой функции перестанет меняться либо будет увеличиваться незначительно.

Предложенная методика имеет ряд ограничений. Во-первых, число проектных скважин, которые требуется разместить, должно быть заранее известно. Во-вторых, длительность выполнения расчета из-за перебора различных вариантов размещения скважин достаточно длительное. Так описанная задача даже с учетом применения параллельных вычислений (было запущено 7 параллельных процессов) решена за 6,7 часа.

Авторы работы отмечают, что использование традиционных методов оптимизации, основанных на расчете градиента целевой функции, при поиске оптимального расположения скважин может привести к нахождению локального, но не глобального экстремума, что является некорректным.

В работах [48, 49] задача оптимального размещения добывающих и нагнетательных скважин сформулирована следующим образом. Залежь разбивается на блоки одинакового размера. В случае размещения скважины в блоке ее координаты совпадают с координатами центра блока. Минимальный размер блока (длина стороны квадрата) равна минимальному допустимому расстоянию между скважинами. Число блоков должно превышать количество размещаемых скважин минимум в два раза. Для каждого блока определяется степень его привлекательности для размещения скважины. Например, можно посчитать долю геологических запасов ячейки от суммарных запасов всех ячеек.

Расстановку проектной скважины нужно выполнить таким образом, чтобы в максимальной степени удовлетворить понятие рационального размещения скважины. Для добывающих скважин:

- минимальное расстояние от скважины до любой точки пласта для обеспечения максимального охвата;
- примерное равенство областей дренирования скважин;
- минимальное расстояние между скважиной и наиболее продуктивной частью пласта.

Рациональное размещение нагнетательных скважин:

- минимальное расстояние между нагнетательной и любой добывающей скважинами;

- примерное равенство числа реагирующих добывающих скважин (ближайших) у нагнетательных скважин.

Задача в такой формулировке является полностью целочисленной оптимизационной задачей и решается с применением стандартных алгоритмов дискретной оптимизации (методов целочисленного программирования).

Аналогичная задача описана в работе [50] и для ее решения предложена модель расстановки скважин по неравномерной сетке с использованием методов неявного перебора, наибольшее распространение среди которых имеет метод ветвей и границ.

Ограничением описанных моделей является их чувствительность к размерности данных. Данный подход целесообразно применять для небольших месторождений и залежей, имеющих сложное геологическое строение. Еще одним ограничением является то, что модель определяет рациональное размещение для заранее заданного числа проектных скважин.

В работе [51] для оптимального размещения скважин по неравномерной сетке предложено применение игрового алгоритма Alpha Zero. Данный алгоритм обучения с подкреплением, принадлежащий компании DeepMind (корпорация Google), изначально разработан для игры в го, а позже модифицирован для сеги и шахмат [52]. Алгоритм представляет собой поиск решений по дереву решений Монте-Карло с помощью нейронной сети. Нейронная сеть принимает позицию фигур на доске в качестве входных данных и выводит вектор вероятностей ходов с компонентами для каждого действия и скалярное значение, оценивающее ожидаемый результат игры из этой позиции. AlphaZero обучается этим вероятностям ходов и оценкам значений полностью через самообучение, затем они используются для направления поиска в будущих играх.

Применительно к расстановке скважин предложено использование алгоритма в следующем виде. Каждый узел дерева решения представляет собой состояние. В качестве состояния рассматривают некоторый сектор заданного размера, взятый из гидродинамической модели (ГДМ) залежи, характеризующийся картами свойств (запасы, давление).

Первый сектор (начальное состояние) располагается таким образом, что его центр совпадает с точкой максимальной нефтенасыщенной толщины пласта по ГДМ. Первая проектная точка размещается в центре сектора, который становится корневым узлом дерева решений Монте-Карло. Для каждого состояния алгоритм проводит заданное количество симуляций, которые добавляют новые узлы к дереву решений (чем больше симуляций, тем шире и глубже дерево решений). В ходе симуляций исследуются возможные варианты размещения скважин, вплоть до конца расчета. Среди них выбирается наилучшее расположение проектной скважины, строится новый сектор с центром в новой скважине. Шаги алгоритма повторяются до достижения условия окончания расчета: достижение утвержденного коэффициента извлечения нефти залежи, лимита скважин и лимита шагов попадания проектной точки в водоносную зону залежи. Нейронная сеть при этом учится оценивать сектор и прогнозировать размещение скважины в его пределах. Новые данные для обучения поступают в модель каждые несколько шагов.

Среди зарубежных исследований в области поиска оптимального размещения скважин следует упомянуть работу [53]. Авторы отмечают, что определение оптимального положения проектных скважин является задачей дискретной оптимизации. По этой причине большинство исследований в этой области сосредоточено на использовании неградиентных алгоритмов оптимизации, таких как имитация отжига [54, 55], генетический алгоритм [56, 57, 58], использование нейронных сетей [58, 59]. Все они требуют выполнения большого числа итераций из-за медленной сходимости. По этой причине автор предлагает преобразование задачи дискретной оптимизации в задачу оптимизации с непрерывными переменными. Суть метода заключается в том, чтобы инициировать задачу, разместив скважины в каждой ячейке, где их нет с наложением ограничения в виде максимального общего дебита, который на первом шаге распределяется равномерно между всеми скважинами. Максимизировать предлагается чистую приведенную стоимость (NPV) по отношению к дебитам гипотетических скважин. NPV учитывает стоимость бурения скважин. При этом уменьшение количества

скважин может как увеличить NPV за счет снижения общих затрат на бурение, так и уменьшить за счет сокращения добычи нефти. Таким образом при максимизации NPV дебиты некоторых скважин снижаются до нуля, такие скважины исключаются из расчета. Так как управляющие переменные (дебиты скважин) являются непрерывными, для оптимизации может быть использован метод сопряженного градиента. Аналогичные подходы описаны в работах [60, 61, 62]. Следует отметить преимущество описанного метода, которое заключается в отсутствии необходимости априорного знания оптимального количества скважин.

Как правило информационной основой для решения задачи оптимального размещения скважин выступают гидродинамические модели нефтяных залежей. Использование оптимизационных алгоритмов требует большого количества оценок целевой функции, т.е. многократного запуска симулятора (в режиме прогноза), что в свою очередь приводит к большим вычислительным нагрузкам. Одним из способов сокращения времени расчета является применение для задач оптимизации суррогатных моделей. Суррогатные модели – это упрощенные модели, построенные на основе машинного или глубокого обучения. Они аппроксимируют сложную гидродинамическую модель пласта, обучаясь на основе имитационных данных.

В зарубежной литературе довольно широко раскрыта тема применения суррогатных моделей для решения задач оптимизации в рамках управления разработкой нефтяного месторождения. Отличие публикаций заключается в применяемых алгоритмах машинного обучения и оптимизации.

В работе [63] описана суррогатная регрессионная модель, построенная на основе метода опорных векторов. Для задачи максимизации NPV применен алгоритм наискорейшего подъема. В докладе [64] для аппроксимации взаимосвязи между входными и выходными данными модель строится на основе метода экстремального градиентного бустинга.

Одним из самых популярных методов машинного обучения для суррогатного моделирования является искусственная нейронная сеть (ИНС). В работах [65, 66] авторы предлагают использовать обученную ИНС непосредственно для

оптимизации расположения проектных скважин. В работе [67] описана сверточная нейронная сеть, которая обучена в том числе и на физической информации (времени пролета потока) для повышения точности прогноза. Для оптимизации местоположения скважин в работе применяется алгоритм роя частиц.

Ряд исследователей предлагают включить в процесс обучения сверточных нейронных сетей не только данные, но и физические законы подземной гидродинамики, научные теории, инженерные подходы и т.д. Так в работе [68] подобная модель совместно с генетическим алгоритмом используется для оптимизации количества и размещения скважин.

1.4 Выводы по главе 1

1. Задача оптимальной расстановки проектных скважин, обеспечивающая максимальную выработку запасов, экономическую эффективность с учетом ограничений, связанных с технологическими возможностями, правилами проведения работ, требованиями к охране недр и окружающей среды и т.д., является одной из основных задач проектирования разработки нефтяных месторождений.

2. Для оценки влияния геолого-физических и технологических параметров на показатели вытеснения широко применяются статистические многомерные модели КИН, которые представляют собой результат многофакторного регрессионного анализа.

3. Для нефтенасыщенных пластов, обладающих ярко выраженной зональной неоднородностью и расчлененностью, плотность сетки скважин в значительной степени влияет на коэффициент извлечения нефти. Чем выше неоднородность и прерывистость пласта, тем сильнее это влияние. Влияние также усиливается при вступлении месторождений в позднюю стадию разработки.

4. Для условий месторождений Татарстана зависимость КИН и ПСС с наименьшей погрешностью описывается уравнением $\text{КИН} = A \cdot e^{(-\alpha s^{1,5})}$.

2 МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ФОРМИРОВАНИЮ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРОГРАММЫ ПО НАПРАВЛЕНИЮ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕНИЙ

2.1 Методика поэтапной расстановки проектных наклонно-направленных скважин по неравномерной сетке при заданных критериях рационального размещения

В настоящее время нефтедобывающие компании сталкиваются с задачей оперативной актуализации производственной программы по направлению бурения скважин в условиях внешних ограничений и волатильности конъюнктуры рынка. Для каждого разрабатываемого месторождения требуется определить единственный сценарий разбуривания, позволяющий получить максимальный эффект с учетом ограниченных инвестиционных ресурсов и буровых мощностей.

Возникает задача выбора таких сценариев разбуривания, которые, с одной стороны, сформируют производственную программу и не превысят ограничений, а с другой стороны, обеспечат достижение максимума целевой функции на срок эффекта (чистого дисконтированного дохода или накопленной добычи нефти). В работе [69] показано, что в таком случае решение с применением способов весовой сортировки (ранжирования) нецелесообразно, а наилучший результат получается решением оптимизационной задачи. Общая постановка такой оптимизационной задачи может быть представлена в следующем виде:

$$\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M \sum_{t=1}^T c_{ijt} x_{ij} \rightarrow \max, \quad (19)$$

при ограничениях $\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M z_{ijt} x_{ij} \leq Z_t$ и $\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M k_{ijt} x_{ij} \leq K_t$,

где: $x_{ij} = 1$ означает, что для i -го месторождения выбран j -й вариант разбуривания, иначе $x_{ij} = 0$; $c_{ijt} = (w_1 NPV_{ijt} + w_2 Q_{ijt} + w_3 T_{\text{опт}ijt})$ – комплексная целевая функция; NPV_{ijt} – чистый дисконтированный доход (ЧДД) для i -го месторождения при выборе j -го варианта разбуривания в прогнозном году t ; Q_{ijt} – накопленная добыча нефти для i -го месторождения при выборе j -го

варианта разбуривания в прогнозном году t ; $T_{\text{ОПТ}ijt}$ – интегральный показатель, равный сумме нормированного накопленного ЧДД и нормированного накопленного дисконтированного дохода государства, для i -го месторождения при выборе j -го варианта разбуривания в прогнозном году t ; w_1, w_2, w_3 – весовые коэффициенты для комплексного параметра (сумма должна равняться 1); z_{ijt} – затраты на бурение для i -го месторождения при выборе j -го варианта разбуривания в прогнозном году t ; Z_t – максимальный объем инвестиций для всех месторождений в прогнозном году t ; k_{ijt} – количество вводимых скважин для i -го месторождения при выборе j -го варианта разбуривания в прогнозном году t ; K_t – максимальное допустимое количество скважин для бурения в год t .

Данная задача обладает большой размерностью, т.к. в разработке одновременно находятся сотни месторождений. Для ее решения с применением оптимизационных алгоритмов, для каждого объекта разработки месторождений компании требуется сформировать множество вариантов (сценариев) разбуривания. В работе описана методика генерации сценариев, которая заключается в распределении проектных скважин некоторого оптимального набора («ковра бурения») по годам периода планирования и расчете технико-экономических показателей с учетом очередности ввода скважин в эксплуатацию.

При формировании перспективного проектного фонда для объекта разработки требуется учитывать множество геологических и технологических факторов. Проектные скважины должны располагаться в зонах наибольшей концентрации остаточных запасов, а их прогнозные технико-экономические показатели должны обеспечивать рентабельность бурения. Плотность сетки скважин при этом должна обеспечивать наиболее полную выработку запасов с учетом неоднородности продуктивного пласта. Актуальной задачей является формализация алгоритмов размещения скважин, возрастают необходимость разработки методики расстановки проектных скважин и создания программных инструментов, позволяющих в приемлемые сроки и качественно решить данную задачу.

Формирование «ковра бурения» может быть выполнено на адаптированных по истории геолого-гидродинамических моделях с использованием алгоритмов оптимизации (в т.ч. методов неявного перебора). Кроме того, «ковер бурения» может быть получен по результатам сравнения технико-экономических показателей сеток различной плотности, отличающихся друг от друга только расстоянием между скважинами. В условиях, когда потенциальный проектный фонд требуется оценить для всех объектов, находящихся в разработке, данный подход может стать неприменимым. Его недостатком является необходимость большого количества оценок целевой функции, т.е. многократного запуска симулятора (в режиме прогноза), что в свою очередь приводит к большим вычислительным нагрузкам. Еще одним ограничением такого подходов является его чувствительность к размерности данных.

Для решения задач формирования «ковра бурения» и вариантов разбуривания качественно и в приемлемые сроки в работе предложена методика поэтапной расстановки проектных наклонно-направленных скважин по неравномерной сетке на основе критериев рационального размещения с использованием прокси-модели нефтяных месторождений, которые учитывают длительную историю разработки и содержат информацию о локализации остаточных запасов нефти по пробуренным скважинам. Работы в данном направлении были начаты в 2018 г. в рамках корпоративного проекта по технико-экономической оценке запасов нефти.

Методика поэтапной расстановки наклонно-направленных скважин заключается в расстановке проектных скважин по сетке с начальной плотностью, распределении остаточных запасов по действующим пробуренным и проектным скважинам, оценке технологических и экономических показателей. На основе прогнозных показателей определяется рентабельность и экономическая целесообразность ввода каждой проектной скважины, в результате чего формируется проектный фонд для данного шага (плотности) расчетной сетки скважин. Далее расстановка скважин выполняется для более редких сеток с учетом уже размещенных скважин. В результате формируется неравномерная проектная

сетка скважин, которая удовлетворяет технологическим и экономическим ограничением и имеет максимально возможную плотность при заданных начальных условиях [70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79].

В предложенной методике основой для выполнения расчетов являются прокси-модели нефтяных месторождений, которые содержат информацию о локализации остаточных запасов нефти по пробуренным скважинам и, используя метод материального баланса, позволяют прогнозировать истощение запасов при разработке с учетом планируемых к бурению точек [80, 81, 82].

Оценка ожидаемых запасов проектных скважин выполняется по следующему алгоритму. Для каждой проектной скважины вычисляют ожидаемые геолого-физические параметры: проницаемость, пористость, начальную нефтенасыщенность, начальные нефте- и водонасыщенные толщины. Для этого по каждому пласту удельная площадь дренирования (область разбиения Вороного) проектной скважины проецируется (накладывается) на поле удельных площадей пробуренных скважин (Рисунок 5).

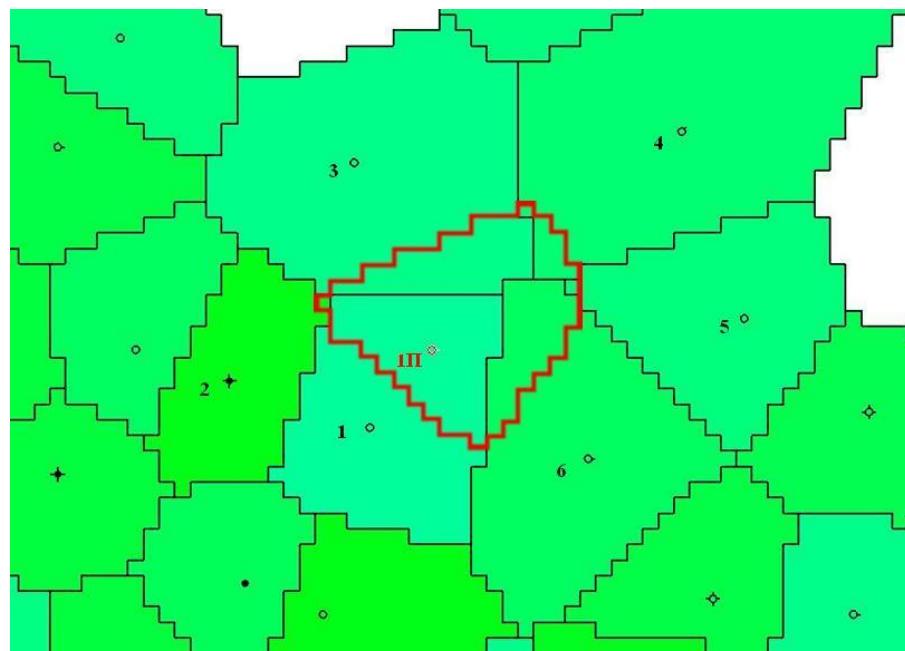


Рисунок 5 – Изменение удельных площадей при уплотнении сетки скважин

По Рисунку 5 видно, что удельная площадь проектной скважины перекрывает часть удельных площадей в общем случае от одной до восьми пробуренных скважин. По каждой из этих пробуренных скважин вычисляются удельные площади, которые отошли бы к проектной после бурения в силу уплотнения сетки.

Геолого-геофизические параметры проектных и пробуренных скважин в пределах удельной площади предполагаются постоянными. Далее ожидаемая начальная нефтенасыщенная толщина проектной скважины вычисляется как средневзвешенное по площадям уплотнения сетки значение нефтенасыщенных толщин пробуренных скважин:

$$h_{\text{пр}} = \frac{\sum u_i h_i}{U_{\text{пр}}}, \quad (20)$$

где $h_{\text{пр}}$ – ожидаемая нефтенасыщенная толщина проектной скважины;
 u_i – площадь участка пересечения удельных площадей проектной и i -ой пробуренной скважины;
 h_i – нефтенасыщенная толщина и i -ой пробуренной скважины;
 $U_{\text{пр}}$ – удельная площадь дренирования проектной скважины.

Ожидаемая водонасыщенная толщина оценивается аналогичным способом. Ожидаемые пористость, проницаемость, начальную нефтенасыщенность вычисляют как средневзвешенные величины параметров по толщинам и площадям уплотнения сетки. Например, для пористости формула расчета будет иметь следующий вид:

$$p_{\text{пр}} = \frac{\sum u_i h_i p_i}{\sum u_i h_i}, \quad (21)$$

где $p_{\text{пр}}$ – ожидаемая пористость проектной скважины;
 p_i – пористость i -ой пробуренной скважины.

После определения геологических параметров выполняется оценка удельных по проектной скважине начальных и остаточных запасов нефти.

Методика также предполагает возможность использования в расчетах результатов гидродинамического моделирования (поля остаточных запасов нефти и нефтенасыщенных толщин из геолого-гидродинамической модели). Остаточные запасы проектной скважины определяются как сумма запасов в пределах зоны дренирования (области разбивания Вороного) по ячейкам сетки поля. Остаточные нефтенасыщенные толщины усредняются в пределах удельной площади.

Следующими прогнозными параметрами являются стартовый дебит нефти и темп падения добычи проектных скважин. Для их определения предлагается

использовать методику Лысенко В.Д. либо методы машинного обучения для кривых падения Арпса [83].

Для первого случая входной (амплитудный) дебит проектных скважин $q_{\text{ампл}}$ определяется по текущим дебитам окружающих скважин по формуле:

$$q_{\text{ампл}} = \frac{\sum w_i q_i}{\sum w_i}, \quad (22)$$

где $w_i = 1/R_i$ – обратное расстояние до i -й пробуренной скважины;

R_i – расстояние до i -й пробуренной скважины;

q_i – дебит i -й пробуренной скважины.

Далее дебит нефти в прогнозном году t приближенно рассчитывается по формуле [84]:

$$q^t = \frac{q_0^t}{Q_0^t + 0.5q_0^t} [Q_0^t - \sum_1^{t-1} q^i], \quad (23)$$

где q^t – годовой дебит нефти в t -ом году;

q_0^t – амплитудный дебит нефти на середину t -го года;

Q_0^t – вырабатываемые к середине t -го года начальные извлекаемые запасы нефти;

q^i – годовой дебит нефти в предшествующие рассматриваемому годы.

Прогноз параметров добычи нефти проектных скважин с использованием методов машинного обучения заключается в следующем – стартовый дебит определяется на основе предсказания регрессионной модели, а темп падения – на основе кривых падения Арпса [83]. Исходными данными для обучающей выборки являются динамические параметры на каждый год анализируемой истории (15-20 лет) по добыче, приведенные к единому условному порядковому году работы, и геолого-физические характеристики добывающих скважин. Машинное обучение следует проводить укрупненно, отдельно для различных типов коллекторов (тульско-бобриковских, кыновско-пашийских и карбонатных) и типов скважин (вертикальных и горизонтальных). Обучение модели для каждого объекта разработки с целью извлечения индивидуальных параметров пластов теоретически допустимо, однако на практике ввиду малого количества наблюдений может привести к переобучению модели и последующему некорректному прогнозу.

Дебит нефти в прогнозном году t рассчитывается по формуле Арпса [85]:

$$q^t = \frac{q_0}{(1+bDt)^{1/b}}, \quad (24)$$

где q_0 – начальный дебит скважины;

b – постоянная Арпса;

D – начальный темп снижения добычи (относительное изменение дебита за единицу времени);

t – время.

Рентабельность бурения проектных скважин определяется соответствием их технико-экономических показателей заданным критериям. Пример значений геолого-технологических и экономических критериев представлен в Таблице 3. В качестве ограничения может также выступать попадание проектной точки в санитарно-защитную и/или водоохранную зону (территория населенных пунктов, лес, акватория реки и т.д.).

Таблица 3 – Классификация критериев подбора скважин

Анализируемый параметр	Критерии подбора	
	терригенный коллектор	карбонатный коллектор
Геологические критерии		
Остаточная нефтенасыщенная толщина, м	> 1,5	> 2
Вероятность вскрытия продуктивного коллектора, доли ед.	> 0,75	> 0,75
Коэффициент охвата заводнением, доли ед.	< 0,8	< 0,7
Остаточные запасы нефти, тыс. т	> 15	> 10
Расстояние до нагнетательной скважины, м	> 300	> 300
Технологические критерии		
Дебит нефти скважины, т/сут	> 0,5	
Обводненность, %	< 98	
Экономические критерии		
Индекс доходности дисконтированных затрат, доли ед.		> 1,05

Расстановка перспективного проектного фонда скважин, удовлетворяющего геолого-техническим и экономическим критериям, по неравномерной сетке – формирование «ковра бурения» – для многопластовых нефтяных месторождений

выполняется отдельно для каждого объекта разработки по следующему алгоритму (Рисунок 6).

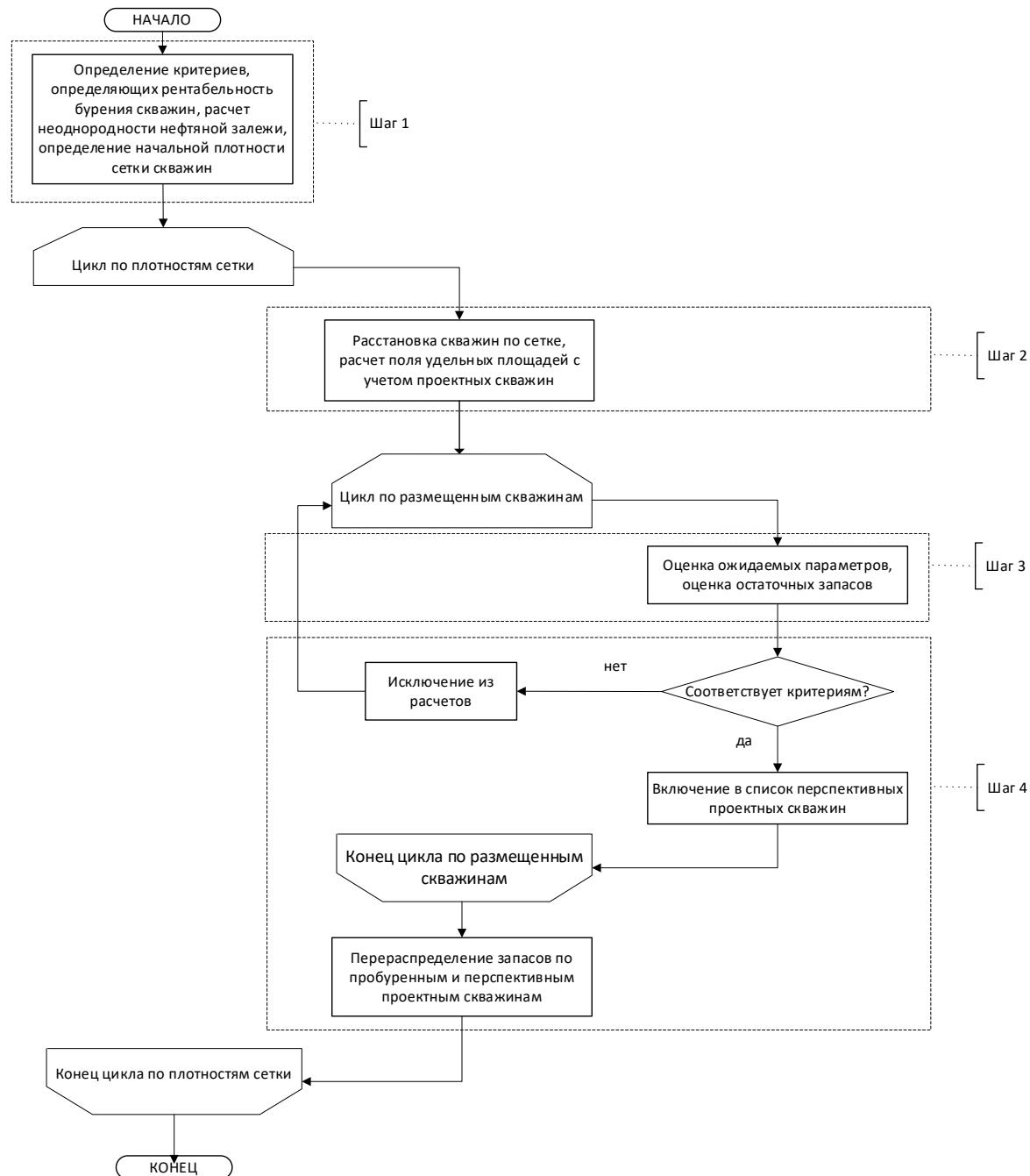


Рисунок 6 – Алгоритм поэтапной расстановки проектных наклонно-направленных скважин по неравномерной сетке при заданных технологических и экономических параметрах

Шаг 1. Задают критерии, определяющие целесообразность бурения проектной скважины, которые представляют собой ограничения на набор геологических, технологических и экономических параметров по скважине: остаточная нефтенасыщенная толщина, остаточные подвижные запасы нефти,

коэффициент охвата заводнением, индекс доходности дисконтированных затрат (ИДДЗ); рассчитывается неоднородность нефтяной залежи и задается начальная плотность сетки скважин.

Шаг 2. Выполняется расстановка проектных скважин по начальной сетке и расчет ожидаемых геологических параметров; осуществляется распределение остаточных запасов нефти по действующим пробуренным и проектным скважинам. Распределение запасов выполняется по полю удельных площадей (областей разбивания Вороного), которое строится путем отнесения узлов расчетной сетки к ближайшей скважине [86].

Шаг 3. Выполняется оценка прогнозных технологических и экономических показателей эксплуатации проектных скважин. Для базового сценария работы пробуренного фонда скважин объектов разработки прогноз темпов падения выполняется с использованием аналитических методов, основанных на характеристиках вытеснения нефти. Оценка стартового дебита и темпов падения годовой добычи нефти проектных скважин может быть выполнен по методике Лысенко В.Д., с использованием статистических методов или методов машинного обучения.

Шаг 4. На основе параметров, полученных на шаге 3, определяется рентабельность и экономическая целесообразность бурения каждой проектной скважины [87]; в расчете остаются только те скважины, прогнозные параметры которых удовлетворяют критериям, определенным на шаге 1. Таким образом формируется проектный фонд для данного шага расчетной сетки скважин. Т.к. часть скважин ввиду нерентабельности была исключена из расчета, выполняется повторное перераспределение остаточных запасов оценка нефти для фонда (пробуренного и проектного) и осуществляется оценка технологических и экономических показателей проектных скважин.

Шаг 5. Выполняется расстановка скважин по следующей уплотняющей сетке скважин, повторяются шаги 3-4. Рекомендован перебор сеток с плотностью 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500, 700, 1000 м. В качестве начальной можно выбрать

любую из приведенных выше плотностей, что приведет к новому варианту размещения проектных скважин.

В результате выполнения алгоритма для каждого объекта разработки нефтяного месторождения формируется неравномерная проектная сетка скважин, которая удовлетворяет технологическим и экономическим ограничением и имеет максимально возможную плотность при заданных начальных условиях.

В рамках данной методики в расчетах можно учитывать проектные точки, уже включенные в инвестиционную программу нефтедобывающей компании, и/или предусмотренные в утвержденных проектно-технологических документах на разработку. Возможны следующие варианты расстановки:

- местоположения проектных скважин из инвестиционной программы фиксируются, дополнительно выполняется расстановка проектных точек по описанному алгоритму; фильтр по геологическим, технологическим и экономическим критериям применяется только к генерируемым проектным точкам;
- местоположения проектных скважин из инвестиционной программы фиксируются на первом шаге расчета; дополнительно выполняется расстановка проектных точек по описанному алгоритму; фильтр по геологическим и экономическим показателям применяется ко всем проектным точкам.

Таким образом, первый вариант позволит гарантировано включить уже утвержденные проектные точки в новую проектную сетку и учесть в расчетах планируемые отборы этих скважин. Второй вариант отсеет утвержденные проектные точки в случае, если они не будут удовлетворять геологическим, технологическим или экономическим критериям в результате ввода дополнительных скважин.

Основная часть нефтяных месторождений представляет собой «пирог» из нескольких продуктивных пластов, которые расположены один под другим. Месторождения с несколькими этажами нефтеносности преимущественно разрабатываются самостоятельными сетками скважин, которые разбуривают отдельно для каждого пласта. При этом такой способ разработки многопластовых

месторождений требует больших капитальных вложений (на бурение большого количества скважин), что приводит к его экономической нерентабельности.

Поэтому при разработке многопластовых месторождений очень часто объединяют несколько продуктивных горизонтов в один эксплуатационный объект, что позволяет сократить, во-первых, капитальные вложения на бурение и обустройство месторождений и, во-вторых, сроки разработки месторождения.

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) пластов многопластовых месторождениях является одним из основных методов регулирования разработки. Технология может применяться для пластов, которые не рекомендуется вырабатывать общим фильтром в силу различия геолого-промышленных параметров. Суть технологии ОРЭ заключается в том, что все продуктивные горизонты или группы горизонтов разбуривают единой сеткой скважин, которые оснащают специальным оборудованием, обеспечивающим одновременное извлечение нефти из каждого пласта на поверхность с заданным технологическим режимом.

Для одновременной разработки нескольких пластов общим фильтром должен выполняться ряд условий:

- физико-химические свойства нефти в объединяемых пластах и их обводненности должны быть одинаковы;
- приток нефти из каждого пласта при допустимом забойном давлении в скважине должен быть достаточен;
- значения пластового давления в объединяемых пластах должны быть близки для исключения перетоков нефти между пластами.

В случаях несоблюдения условий, изложенных выше, многоплановые месторождения разрабатывают методом одновременно-раздельной эксплуатации отдельными скважинами.

Для принятия решения о применении технологии ОРЭ необходимо учитывать степень выработанности запасов, близость контура нефтеносности к скважинам, толщины продуктивных горизонтов и разделяющих их непроницаемых прослоев. Одним из основных технических условий использования раздельной эксплуатации является расстояние между пластами, подлежащих разобщению. С

одной стороны толщина перемычки должна быть достаточной для установки оборудования, с другой стороны эффективность ОРЭ выше, если разница глубин залегания объектов незначительна.

Критериями, определяющими предпосылки для применения установок ОРЭ, являются существенные различия:

- геолого-физических параметров продуктивных горизонтов. Так при применении ОРЭ проницаемость пластов, планируемых для разработки единой сеткой скважин, должна различаться не менее чем на 20 %;
- физико-химических свойств, насыщающих пласт флюидов. Важным параметром, определяющим эффективность использования установок ОРЭ, является различие вязкостей нефти;
- состояния разработки разобщаемых пластов. Метод ОРЭ эффективнее применять для объектов, у которых существенно различаются пластовые давления, обводненности, степени выработанности пластов.

Таким образом, можно заключить, что чем большее различие в геологических, энергетических и потенциальных характеристиках пластов и флюидов, тем эффективнее применение технологии ОРЭ.

После формирования проектной сетки скважин на месторождениях с несколькими этажами нефтеносности выполняется поиск совпадающих в плане проектных точек. Сопоставление ведется последовательно от самого нижнего горизонта. В качестве критериев выступают радиус поиска близких в плане проектных точек и допустимое расстояние между объектами приобщения, достаточное для установки оборудования одновременно-раздельной эксплуатации. Объединению подлежат скважины, удовлетворяющие обоим заданным критериям. При этом скважине базового горизонта и скважине приобщаемого горизонта присваивается общий номер. Следующим шагом является расчет экономических показателей с учетом уменьшения затрат на бурение за счет приобщения скважин и использования технологии ОРЭ.

При описанном подходе скважина, планируемая для внедрения технологии ОРЭ для работы на несколько объектов, будет гарантировано иметь рентабельные

запасы на каждом из приобщаемых горизонтов. Однако, исходя из опыта разработки нефтяных месторождений, можно заметить, что бурение скважины, имеющей нерентабельные запасы на нескольких горизонтах, после внедрения оборудования для одновременно-раздельной добычи может стать экономически целесообразным. Это возможно в том случае, если суммарная добыча с нескольких объектов будет превышать порог рентабельности (критерий по наличию суммарных остаточных запасов).

С целью формирования более плотного экономически рентабельного «ковра бурения» на месторождениях с несколькими этажами нефтеносности, предлагается модифицированная методика расстановки проектных наклонно-направленных скважин, которая учитывает целесообразность применения технологии ОРЭ для скважины в случае нерентабельности варианта с отдельной эксплуатацией объектов.

Методика заключается в последовательной оценке возможности применения технологии ОРЭ для каждого объекта для скважин, которые не удовлетворяют критериям по минимальным остаточным запасам нефти или минимальному значению ИДДЗ. В процессе выполнения расчета предполагается переход от одного объекта разработки к другому, поэтому основой являются единые прокси-модели месторождений, включающие все продуктивные горизонты [88].

Единая прокси-модель месторождения собирается из прокси-моделей объектов разработки и позволяет формировать единый список пробуренных скважин по месторождению (с учетом транзитных), оценить непротиворечивость параметров скважин в разных объектах (годы бурения, альтируды, отметки кровли и подошвы и т.д.), создавать единую расчетную сетку, в случае отсутствия координат транзитных скважин интерполировать их по координатам в выше и ниже лежащих объектах, рассчитывать толщину перемычки между объектами, рассчитывать технологические показатели разработки по месторождению в целом.

Расчет производится, начиная с нижнего продуктивного горизонта, последовательно от плотной сетки размещения скважин до самой редкой по следующему алгоритму (Рисунок 7).

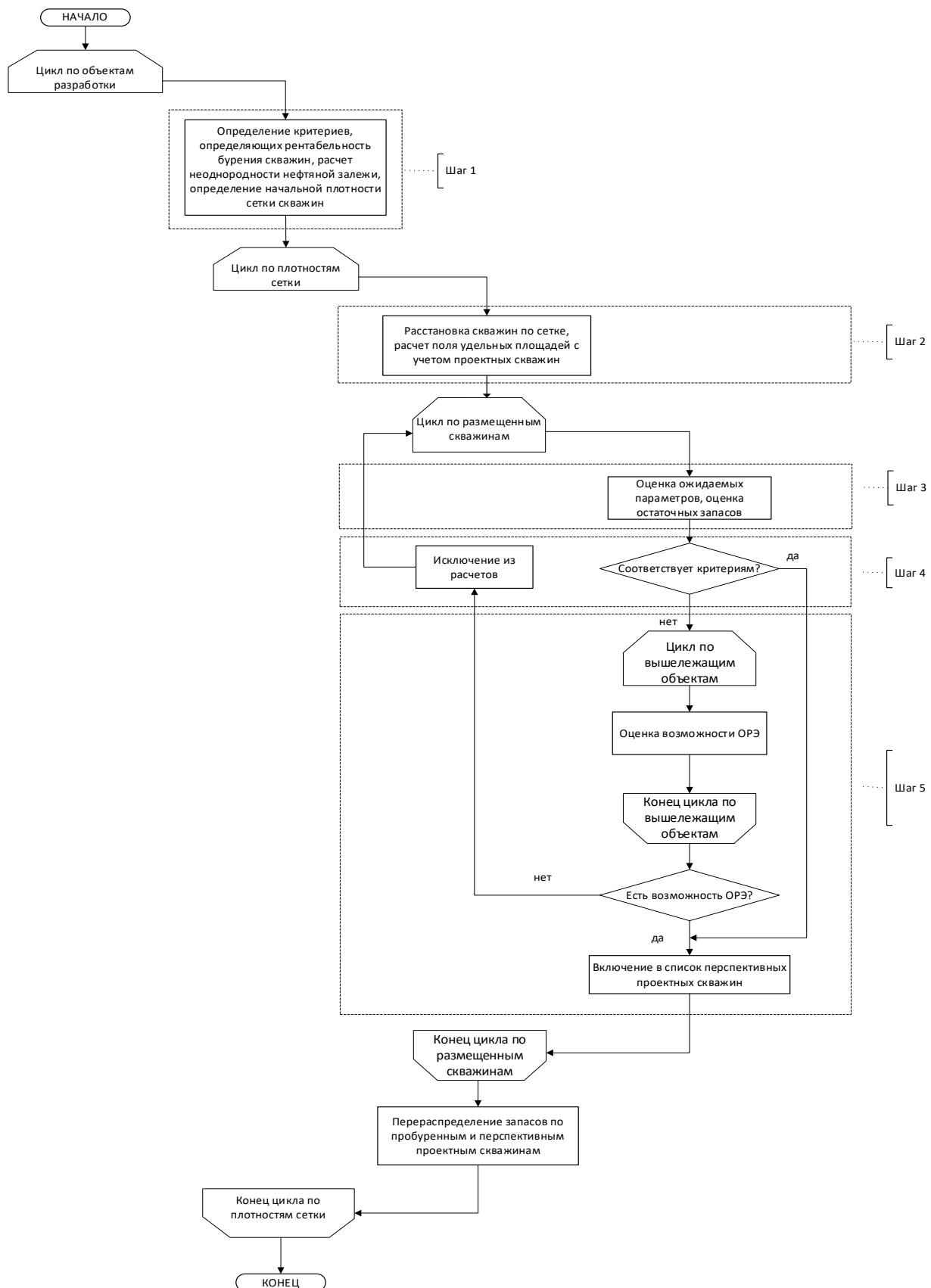


Рисунок 7 – Модифицированный алгоритм поэтапной расстановки проектных наклонно-направленных скважин по неравномерной сетке при заданных технологических и экономических параметрах, учитывающий целесообразность применения технологии ОРЭ для скважины в случае нерентабельности варианта с отдельной эксплуатацией объектов

Шаг 1. Задают критерии, определяющие целесообразность бурения проектной скважины, которые представляют собой ограничения на набор геологических, технологических и экономических параметров по скважине: остаточная нефтенасыщенная толщина, остаточные подвижные запасы нефти, коэффициент охвата заводнением, ИДДЗ; рассчитывается неоднородность нефтяной залежи и задается начальная плотность сетки скважин.

Шаг 2. Выполняется расстановка проектных скважин по начальной сетке и расчет ожидаемых геологических параметров; осуществляется распределение остаточных запасов нефти по действующим пробуренным и проектным скважинам. Распределение запасов выполняется по полю удельных площадей (областей разбивания Вороного), которое строится путем отнесения узлов расчетной сетки к ближайшей скважине.

Шаг 3. Производится оценка прогнозных технологических и экономических показателей эксплуатации проектных скважин.

Шаг 4. На основе параметров, полученных на шаге 3, определяется рентабельность и экономическая целесообразность ввода каждой проектной скважины. При полном соответствии проектной скважины заданным критериям выполняется переход к шагу 6.

Шаг 5. При несоответствии критериям отбора на шаге 4 скважина переходит в разряд кандидата на ОРЭ. Анализируются возможности объединения скважины-кандидата с вышележащими продуктивными горизонтами. Выполняется расчет технологических и экономических показателей совместной эксплуатации скважины на 2-х и более горизонтах. Рассматриваются все возможные варианты комбинирования продуктивных горизонтов работы скважины в режиме ОРЭ, выбирается самый рентабельный по максимальному значению чистого дисконтированного дохода (ЧДД).

Шаг 6. Повторяются шаги 4-5 для всех размещенных проектных точек.

Шаг 7. В результате формируется проектный фонд для данного шага расчетной сетки скважин («ковер бурения»), включающий в себя варианты скважин с ОРЭ, для которых выполняется расчет технико-экономических

показателей в целом по объекту. Осуществляется перераспределение остаточных запасов нефти.

Шаг 8. Выполняется расстановка скважин по следующей уплотняющей сетке скважин, повторяются шаги 2-7. Рекомендован перебор сеток с плотностью 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500, 700, 1000 м. В качестве начальной можно выбрать любую из приведенных выше плотностей. Изменение начальной сетки скважин приведет к новому варианту размещения проектных точек.

2.2 Методика формирования множества сценариев разбуривания нефтяных месторождений, включающая подходы к формированию очередности бурения проектных скважин и учитывающая применение в нефтедобывающих компаниях кустового бурения

После того, как решена задача формирования перспективного проектного фонда для месторождений, становится актуальным вопрос о формировании сценариев разбуривания (ввода скважин в эксплуатацию). Сценарий мгновенного разбуривания месторождения по проектной сетке скважин в силу экономических и технических ограничений не всегда осуществим в действительности. Реальный инвестиционный портфель отличается от идеального наличием компромисса между максимизацией прибыли и ограниченностью ресурсов. При формировании сценариев разработки в первую очередь целесообразно бурить наилучшие по технико-экономическим параметрам скважины. Поэтому актуальным вопросом является подбор критериев ранжирования проектных скважин при формировании очередности бурения для увеличения рентабельности.

Для формирования инвестиционного портфеля предлагается формировать множество сценариев разработки нефтяных месторождений (вариантов ввода проектных скважин) по методике и осуществлять поиск (расчет) оптимального варианта долгосрочной производственной программы бурения в целом по компании с заданными ограничениями по ключевым технико-экономическим показателям [89, 90, 91, 92, 93, 94].

Методика генерации сценариев разбуривания нефтяных месторождений заключается в ранжировании скважин «ковра бурения» по параметрам и распределении по годам периода планирования (в предложенной методике рассматривается период 5 лет).

При планировании очередности ввода проектных скважин следует учитывать, что во многих нефтяных компаниях с целью оптимизации движения буровых бригад широко применяется кустовое бурение. В предложенной методике кустование проектных скважин рекомендовано выполнять с помощью программного обеспечения «Автокустование скважин» [95].

Таким образом, при формировании сценариев разбуривания можно планировать как ввод отдельных скважин, так и кустов. При этом принимается условие, что все скважины, относящиеся к одному кусту, будут пробурены в один год.

На первом этапе для определения порядка ввода выполняется ранжирование. Для ранжирования отдельных проектных скважин могут быть использованы следующие абсолютные показатели:

- остаточная нефтенасыщенная толщина;
- прогнозный дебит нефти;
- ЧДД (на 3, 5, 10, 15 лет);
- комплексный параметр.

Расчет комплексного показателя по проектным скважинам выполняется по формуле:

$$Q = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_i^2}, \quad (25)$$

где: Q – комплексный показатель;

Q_i – нормированный параметр;

n – количество параметров.

Однако, если кусты проектных скважин ранжировать с использованием этих же, но суммарных для куста, параметров, в первую очередь будут выбираться кусты с большими количеством скважин, и как следствие с большими остаточными

толщинами, дебитами и ЧДД. При этом не будет учитываться, насколько доходы покроют затраты на бурение, оборудование и обустройство проектных скважин.

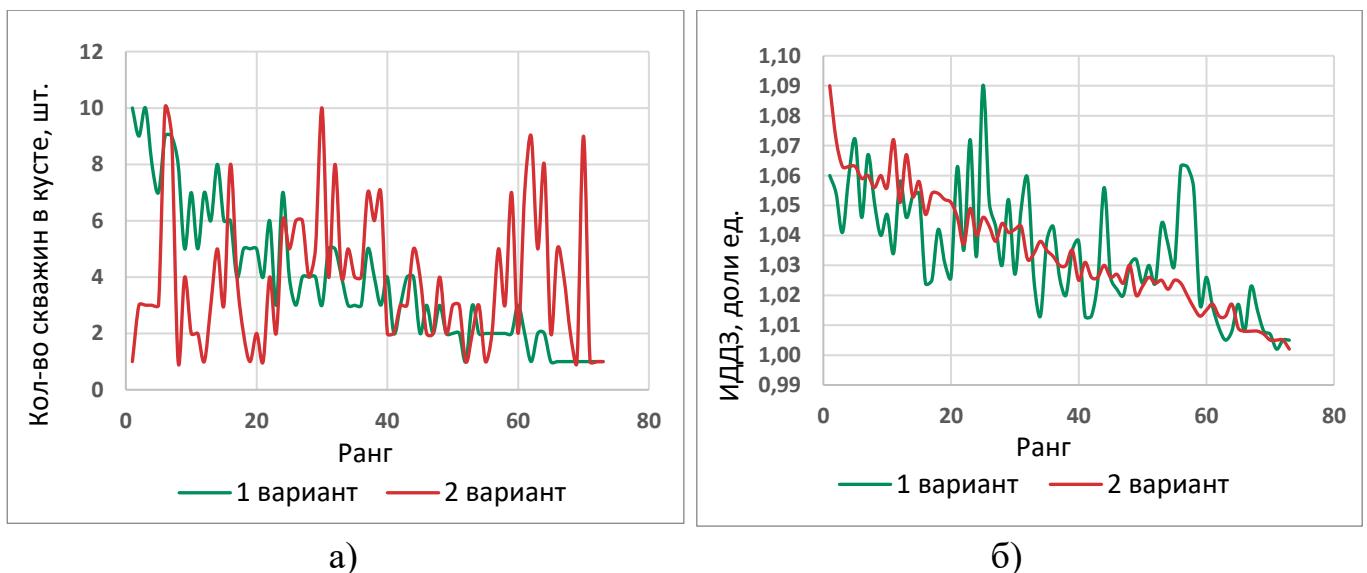
Поэтому ранжирование кустов проектных скважин предлагается выполнять по следующим параметрам, учитывающим рентабельность затрат:

- ИДДЗ;
- накопленная добыча на 1 скважину;
- ЧДД на 1 рубль инвестиций;
- комплексный параметр.

Расчет комплексного показателя выполняется аналогично по формуле (19) [96].

Для сопоставления результатов проведены два варианта ранжирования кустов проектных скважин на примере объекта OF_022 с абсолютными (1 вариант) и удельными (2 вариант) параметрами ранжирования. Всего по объекту программой автокустования сформировано 73 куста из 284 проектных скважин. Максимальное количество скважин в кусте – 10.

На Рисунке 8 построены зависимости количества скважин, значения ИДДЗ, ЧДД и ЧДД на 1 рубль инвестиции кустов от рассчитанного ранга для двух вариантов ранжирования.



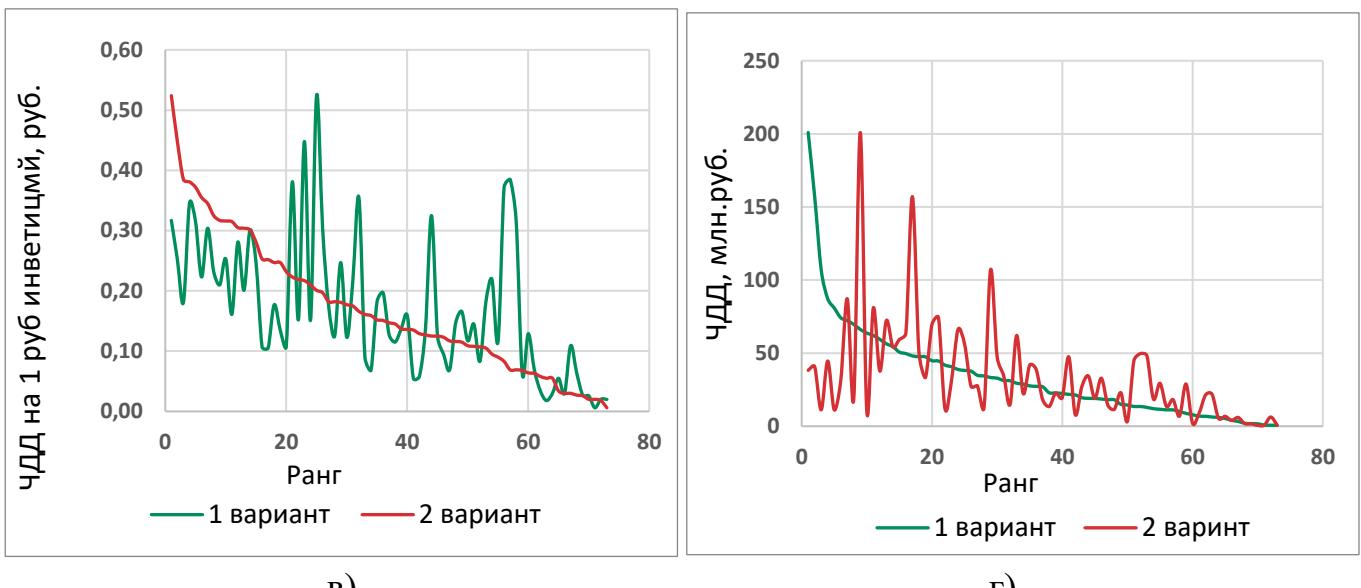


Рисунок 8 – Зависимость параметров куста от рассчитанного ранга а) количество скважин в кусте, б) ИДДЗ, в) ЧДД на 1 руб. инвестиций, г) ЧДД

Как видно из Рисунка 8 (а) для 1 варианта наилучший ранг имеют кусты с наибольшим количеством скважин. Единичные скважины, которые не объединены в кусты, вводятся в последние годы. Для 2 варианта такая корреляция не прослеживается. Наибольший ранг имеют кусты с количеством скважин 1 и 3.

На Рисунке 8 (б, в) представлены параметры ранжирования, отвечающие за рентабельность скважин, и их зависимость от рассчитанного ранга для двух вариантов. Для 2 варианта прослеживается четкая корреляция для нисходящего тренда. Это означает, что наилучший ранг имеют кусты с высокой рентабельностью. Для 1 варианта также характерен нисходящий тренд, но значения параметров имеют сильный разброс и значительно ниже параметров 2 варианта.

На Рисунке 8 (г) прослеживается четкая корреляция параметра ЧДД 1 варианта от рассчитанного ранга. Видно, что наилучший ранг имеют кусты с большими значениями ЧДД. Это указывает на приоритет кустов с большим количеством скважин в кусте. ЧДД – важный параметр, указывающий на доходность скважины, но он не может оценить рентабельность. Для этого лучше применять удельный параметр значения ЧДД на 1 рубль инвестиций или индекс доходности дисконтированных затрат.

Для 2 варианта значения ЧДД намного ниже, но рентабельность выше (что представлено на графиках на Рисунке 8 (б, в). Например, для 2 варианта ЧДД на 1 рубль инвестиций для куста с наилучшим рейтингом превышает значение наилучшего куста по 1 варианту в 3 раза.

Таким образом, ранжирование кустов по ИДДЗ, накопленной добыче на 1 скважину и ЧДД на 1 рубль инвестиций для определения очередности бурения проектных скважин, является более эффективным при заданных ограничениях на инвестиции и количество бурения скважин в год.

Ранжирование скважин и кустов можно также проводить на основе технологий нейронечеткого моделирования (построения и обучения нечетких нейронных сетей) [97].

На следующем этапе формирования сценариев разбуривание выполняется обработка тривиальных случаев при их наличии, когда для месторождения получены один, два или три куста проектных скважин. В случае, когда кустов четыре и более, для каждого варианта списка рангов генерируются следующие пять вариантов распределения по годам:

- равномерное распределение;
- распределение методом восходящей лестницы;
- распределение методом нисходящей лестницы;
- распределение методом стремянки (вверх-вниз);
- распределение методом стремянки (вниз- вверх).

Сгенерированные сценарии анализируют и удаляют повторяющиеся.

Распределение методом восходящей лестницы заключается в последовательном увеличении количества кустов по закону арифметической прогрессии. Шаг восхождения (шаг арифметической прогрессии) определяет скорость ввода кустов. При этом, в первый год вводится минимальное количество, в последний год - максимальное. На Рисунке 9 (а) показан пример распределения кустов по годам с шагом один.

Алгоритм распределения методом нисходящей лестницы аналогичен. Только шаг арифметической прогрессии в этом случае будет отрицательный. В результате

в первый год прогноза вводится максимальное число кустов. В следующие годы – по убыванию. Пример распределения по годам с шагом один представлен на Рисунке 9 (б).

Распределение методом стремянки представляет собой комбинацию двух предыдущих методов. До середины прогнозного периода идет нарастание количества, затем – убывание, как представлено на Рисунке 9 (в), или в обратной последовательности – Рисунок 9 (г).

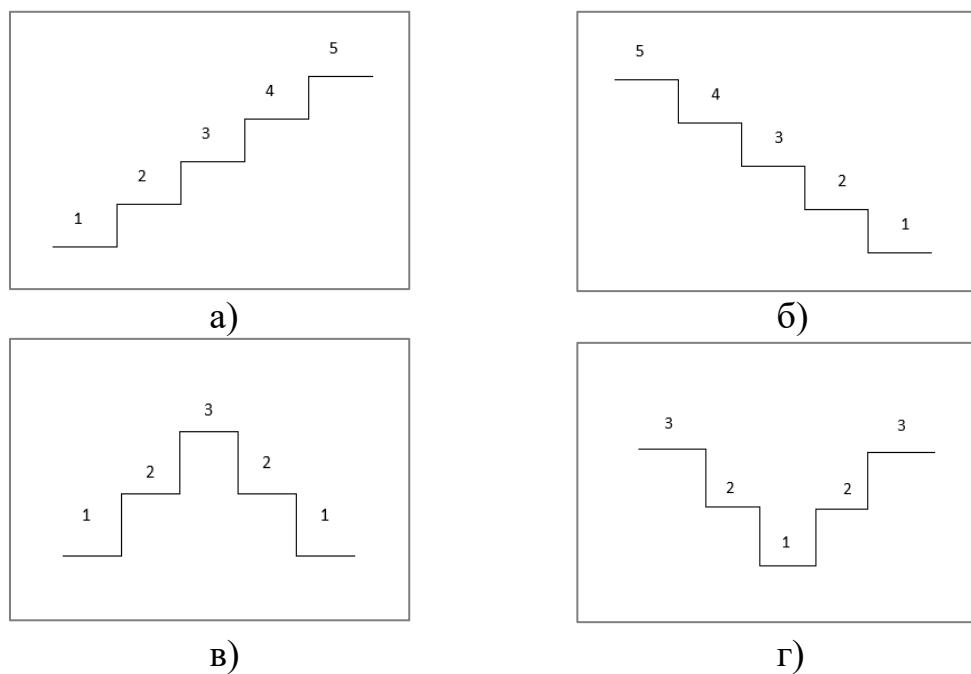


Рисунок 9 – Примеры распределения планируемых кустов на пятилетний прогнозный период методом а) восходящей лестницы, б) нисходящей лестницы, в) стремянки «вверх-вниз», г) стремянки «вниз- вверх»,

Таким образом описанная методика позволяет сформировать такое количество вариантов ввода проектных скважин или кустов (набор множества сценариев разбуривания), которое обеспечивает перебор всех комбинаций ввода кустов/скважин с учетом рангов при различных скоростях ввода.

Для каждого сценария рассчитываются технико-экономические показатели, включая показатели по добычи, динамику фонда скважин, остаточные запасы нефти, доход государства (налоги и отчисления), объем капитальных вложений, ЧДД, ИДДЗ. Технологическими критериями выбытия скважин из разработки являются максимальная обводненность и минимальный дебит скважины.

Сформированные таким образом сценарии разработки для каждого месторождения могут быть использованы для последующего анализа и выбора оптимальных решений при долгосрочном планировании инвестиций для эффективной разработки нефтяных месторождений. При расчете (поиске) оптимального варианта формирования долгосрочной производственной программы бурения задаются ограничениями по ключевым технико-экономическим показателям (например, ограничение на объем инвестиций, количество скважин для бурения в год и т.д.). В качестве целевых функций при можно использовать ЧДД или накопленную добычу нефти.

2.3 Этапы программной реализации и внедрения методик

Задача расстановки проектных скважин для рентабельного вовлечения остаточных запасов нефти представляет собой сложный и трудоемкий процесс, в котором необходимо учитывать множество геологических и технологических параметров. Поэтому для достижения высокой эффективности его выполнения, наряду с формализацией алгоритмов рационального размещения скважин и их ввода в эксплуатацию, крайне важен уровень автоматизации этих методик и алгоритмов.

В данном разделе описаны основные этапы создания автоматизированной системы управления расчетами, позволяющей автоматизировать процесс расстановки скважин, генерации сценариев разработки месторождений, расчета их технико-экономических показателей и оптимизации инвестиционного портфеля по заданным ограничениям и целевым функциям. Все элементы реализованного решения внедрялись в производство по мере их создания, использовались при проектировании разработки месторождений, анализе состояния разработки, принятии управленческих решений.

Методические подходы поэтапной расстановки проектных наклонно-направленных скважин по неравномерной сетке при заданных технологических и экономических критериях и формирования множества сценариев разбуривания

нефтяных месторождений модифицировались и совершенствовались с 2018 г. Первым этапом программной реализации методики было создание в рамках корпоративного проекта программного модуля «Технико-экономическая оценка запасов нефтяного месторождения» [73]. Расчеты выполнялись на 2D прокси-моделях объектов разработки нефтяных месторождений.

На данном этапе спроектирована концепция и архитектура программы, которая включала в себя алгоритмы расстановки проектных наклонно-направленных скважин с учетом геологических и экономических ограничений, многовариантных расчетов планирования бурения по заданным целевым функциям и выработке оптимальных решений в автоматизированном режиме для каждого объекта, модуль визуализации прокси-модели объекта разработки в виде полей параметров и системы скважин [98]. В качестве целевых были определены функции максимизации:

- добычи нефти за период;
- накопленной добычи нефти на конец разработки;
- чистого дисконтированного дохода на рентабельный срок/на конец разработки;
- прибыли до выплаты налогов, процентов и амортизации (EBITDA) на рентабельный срок/на конец разработки;
- рентабельности привлеченного капитала (ROCE) на рентабельный срок/на конец разработки;
- индекса доходности затрат на рентабельный срок/на конец разработки.

При этом, первая версия программа имела ряд существенных упрощений:

- расстановка скважин выполнялась без учета возможности применения на скважинах оборудования ОРЭ;
- при генерации вариантов разбуривания не учитывала возможность кустового бурения (проектные скважины вводились по отдельности);
- распределение проектных скважин по годам прогноза (разбуривания) выполнялось случайным способом по следующему алгоритму: на первом шаге случайно выбирался год ввода скважины. На втором шаге на выбранный год

определялось случайное количество скважин к бурению. На третьем шаге выбирались конкретные скважины для бурения согласно ранее определенному их количеству на выбранный год. При этом проводилась проверка на уникальность скважины. Подобный подход реализовывает упрощенный оптимизатор, позволяющий пространство всевозможных вариантов ввода покрыть равномерно случайно подобранными точками и среди них быстро найти экстремум:

- ограничения на количество скважин для бурения в год и на максимальный объем инвестиций закладывались в пределах каждого объекта разработки;
- поиск оптимального варианта разработки выполнялся в пределах каждого объекта;
- начальный прогнозный дебит проектных скважин определялся как произведение дебита из матрицы эффективности мероприятий и отношения эффективной нефтенасыщенной толщины скважины к средней эффективной нефтенасыщенной толщине по объекту разработки по формуле:

$$q_h = q_{m\phi} \frac{h_{\phi\phi,h}}{h_{cp,h}}, \quad (26)$$

где q_h – начальный прогнозный дебит проектной скважины;

$q_{m\phi}$ – дебит скважины из матрицы эффективности;

$h_{\phi\phi,h}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина проектной скважины;

$h_{cp,h}$ – средняя нефтенасыщенная толщина по объекту разработки.

Матрица эффективности формировалась исходя из истории ранее проведенных геолого-технических мероприятий (годовой дебит, темп падения) по каждому объекту разработки.

В 2019 году разработана и внедрена новая версия программы «Технико-экономическая оценка запасов нефтяного месторождения. Версия 1.1» [76]. Модуль поиска оптимального сценария разработки объекта выведен из функционала программы, а его разработка и развитие приостановлено. В текущей версии программы реализованы первые подходы ранжирования проектных скважин для формирования очередности бурения на основе следующих

параметров: индекс доходности дисконтированных затрат, прогнозная накопленная нефть, прогнозная накопленная жидкость, дебит нефти входной, остаточная нефтенасыщенная толщина на начало прогноза. Оценка прогнозных дебитов проектных скважин и коэффициентов падения добычи заменена на методику Лысенко В.Д. в соответствии с формулами (24) и (25). Начато тестирование модуля, позволяющего объединять проектные скважины одного и того же месторождения, но разных продуктивных пластов в случае их совпадения в общем плане (в заданном радиусе отклонения).

Описанные выше методики и алгоритмы в 2020 г. легли в основу проекта «Создание технологии долгосрочного планирования инвестиций для эффективной разработки нефтяных месторождений на основе высокопроизводительных вычислений и машинного обучения», выполненного ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина совместно с Альметьевским государственным нефтяным институтом в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014-2020 годы» (уникальный идентификатор работ RFMEFI60419X0253). Основным продуктом данного проекта стал программный комплекс (ПК) «Epsilon» [99, 100]. Интерфейс ПК «Epsilon» представлен на Рисунке 10.

В программе дополнительно реализован модуль, позволяющий с применением методов машинного обучения и формулы Арпса (24) прогнозировать начальные дебиты проектных скважин. Отдельным компонентом автоматизированной системы стал модуль, позволяющий на основе методов оптимизации и машинного обучения выбирать для каждого месторождения вариант разработки, обеспечивающий оптимальный сценарий в условиях ограниченности инвестиционных ресурсов в целом по компании. В качестве целевых оставлены функций максимизации накопленной добычи нефти и чистого дисконтированного дохода на 3, 5, 10, 15 лет и период разработки.

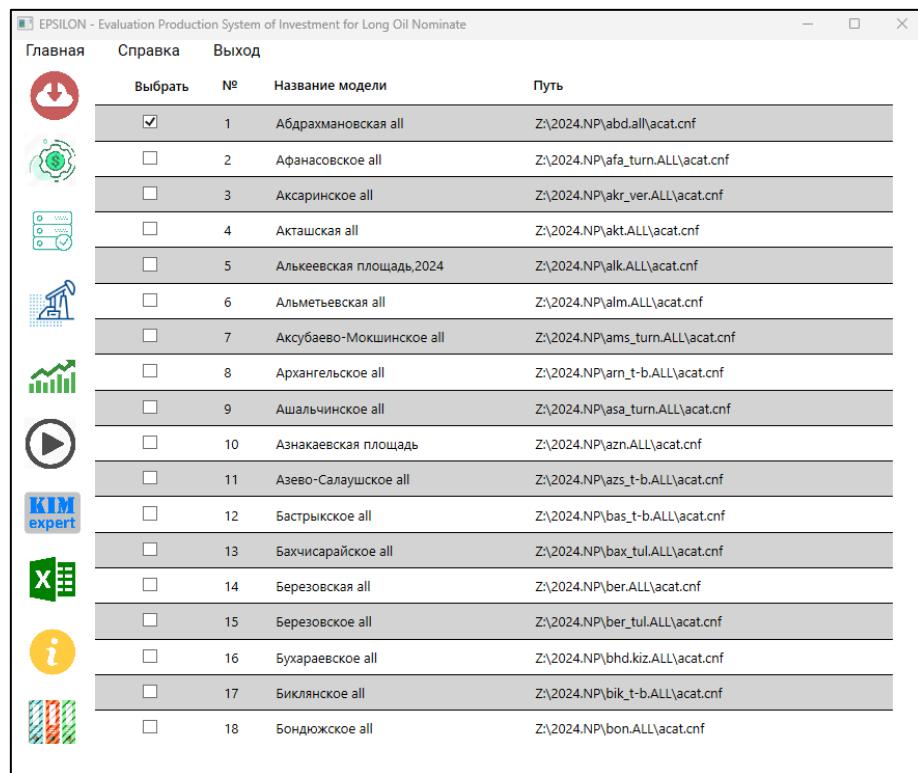


Рисунок 10 – Интерфейс ПК «Epsilon»

С 2021 г. продолжено развитие алгоритмов размещения скважин и генерации сценариев и добавление в программное обеспечение нового функционала, в т.ч. в модуль визуализации [101]. Реализована возможность нанесения на карту распространения параметров прокси-модели следующие слои: «ковер бурения», множество «бракованных» точек по геологическим или экономическим критериям, распределение проектных точек по годам (сценарии разработки), прогнозных накопленных отборов по скважинам (пробуренным и проектным) на круговых диаграммах. Разработаны шаблоны пользовательских отчетных форм. Внесены изменения в экономическую модель, учитывающие отмену льгот по налогу на добычу полезных ископаемых и изменения параметров налога на дополнительный доход.

В 2022 году в методику были внесены существенные изменения [102]:

- для месторождений с несколькими продуктивными горизонтами расстановка проектного фонда выполняется последовательно для каждого объекта разработки с использованием единой прокси-модели месторождения [88]. Единые прокси-модели позволяют учитывать при расстановке транзитный фонд ранее пробуренных скважин на месторождении, что повышает точность расчета;

- учтена возможность применения кустового бурения скважин, выполнена интеграция с программой автоматического кустования скважин [103];
- реализован модуль ранжирования кустов проектных скважин;
- генерация сценариев разработки для месторождения выполняется с учетом ввода кустов проектных скважин и их рангов. Выполнен отказ от случайного распределения кустов/скважин по годам, реализованы только детерминированные варианты распределения с различной скоростью ввода: равномерный, лестница возрастающая, лестница убывающая, стремянка «вверх-вниз», стремянка «вниз-вверх».

С 2023 г. по настоящее время выполняется развитие методики в части планирования размещения проектных нагнетательных скважин и проектных горизонтальных стволов, а также расчетов полей пластового давления с учетом вводимых проектных скважин [104, 105, 106, 107].

В ПК «Epsilon» реализована технология потокового расчета, позволяющая в автоматизированном режиме перебирать прокси-модели месторождений одну за другой из указанного хранилища моделей и выполнять расчет по формированию «ковра бурения» и генерации сценариев разработки по описанным методикам [108]. Таким образом, программный комплекс «Epsilon» позволяет автоматизировать процесс рационального размещения проектных скважин вплоть до автоматического режима, выполняемого после задания управляющих параметров без вмешательства человека.

ПК внедрен в структурных подразделениях ПАО «Татнефть» (приложение А). Результаты расчетов программного комплекса используются:

- при формировании инвестиционной программы по направлению бурения;
- при проектировании разработки месторождений;
- при выполнении аналитических расчетов/оценок, в т.ч. для анализа состояния разработки месторождений, для оценки прироста вовлекаемых запасов при изменении микро-, макроэкономических параметров.

С использованием ПК «Epsilon» выполнена расстановка более 4 тыс. проектных скважин («ковер бурения») для 85 месторождений ПАО «Татнефть».

Экономический эффект от применения ПК «Epsilon» составляет 14 млн руб. Эффектообразующим показателем является дополнительный ЧДД от подобранных в рамках использования ПК «Epsilon» скважин для бурения. Так, в 2024 г. в соответствии с рекомендациями программного обеспечения было пробурено 12 скважин, суммарный годовой прирост нефти по которым составил более 20 тыс. т.

Использование в расчетах прокси-моделей обеспечивает высокое быстродействие. Так, с учетом распараллеливания запуска расчета формирование «ковра бурения» для 85 месторождений, которые включают более 240 объектов разработки, занимает порядка 4 часов (с учетом сбора сводных выходных таблиц). Генерация сценариев разработки для полученного проектного фонда занимает не более 2 часов.

2.4 Выводы по главе 2

1. Задача выбора сценариев разбуривания нефтяных месторождений, которые, с одной стороны, сформируют производственную программу и не превысят ограничений инвестиционных ресурсов и буровых мощностей, а с другой стороны, обеспечат достижение максимума целевой функции на срок эффекта имеет большую размерность. Для ее решения с целью сокращения вычислительных нагрузок в качестве информационной основы предложено использовать упрощенные прокси-модели на основе материального баланса.

2. Предложена методика для размещения проектных наклонно-направленных скважин по неравномерной сетке с учетом влияния неоднородности при заданных технологических и экономических критериях на разрабатываемых месторождениях.

3. Отмечено, что бурение скважины, имеющей нерентабельные запасы на нескольких горизонтах, после внедрения оборудования для одновременно-раздельной добычи может стать экономически целесообразным. Предложена модифицированная методика для размещения проектных наклонно-направленных скважин, которая учитывает целесообразность применения технологии ОРЭ для

скважины в случае нерентабельности варианта с отдельной эксплуатацией объектов.

4. Предложена методика для формирования множества сценариев разбуривания нефтяных месторождений, включающая подходы к формированию очередности бурения проектных скважин и учитываящая применение в нефтедобывающих компаниях кустового бурения.

5. Методические подходы, описанные в главе, модифицировались и совершенствовались с 2018 г. в рамках корпоративных проектов, прикладных научных исследований, в т.ч. с привлечением государственного финансирования. Описанные методики и алгоритмы реализованы в программном комплексе «Epsilon». Всего по теме диссертационного исследования получено 12 свидетельств о регистрации программ для ЭВМ.

6. Программный комплекс «Epsilon» позволяет автоматизировать процесс рационального размещения проектных скважин вплоть до автоматического режима, выполняемого после задания управляющих параметров без вмешательства человека. Использование в расчетах прокси-моделей обеспечивает высокое быстродействие. Так, с учетом распараллеливания запуска расчета формирование «ковра бурения» для 85 месторождений, которые включают более 240 объектов разработки, занимает порядка 4 часов (с учетом сбора сводных выходных таблиц). Генерация сценариев разработки для полученного проектного фонда занимает не более 2 часов, что на несколько порядков меньше выполнения аналогичных расчетов с использованием геолого-гидродинамических моделей

7. С использованием ПК «Epsilon» выполнена расстановка более 4 тыс. проектных скважин («ковер бурения») для 85 месторождений ПАО «Татнефть». Экономический эффект от применения ПК «Epsilon» составляет 14 млн руб. Эффектообразующим показателем является дополнительный ЧДД от подобранных в рамках использования ПК «Epsilon» скважин для бурения.

3 ПОДХОДЫ К ВЫБОРУ НАЧАЛЬНОГО ШАГА СЕТКИ ПРИ РАЗМЕЩЕНИИ ПРОЕКТНЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ УРАВНЕНИЙ ЗАВИСИМОСТИ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ОТ ПЛОТНОСТИ СЕТКИ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА

3.1 Изучение влияния неоднородности продуктивных пластов на взаимосвязь плотности сетки скважин и нефтеизвлечения

Одним из основных начальных параметров методики поэтапной расстановки наклонно-направленных скважин, помимо критериев, определяющих рентабельность бурения скважины, является начальная плотность уплотняющей сетки. В методике рекомендован последовательный перебор сеток различной плотности от более плотной к более редкой. Выбранная начальная плотность существенным образом влияет на полученный вариант размещения проектных скважин. Изменение начального шага сетки будет приводить к формированию нового, отличающегося варианта «ковра бурения».

Для того, чтобы выбрать оптимальный начальный шаг проектной сетки для объекта разработки, требуется выполнить множественные расчеты с различными начальными плотностями и сравнить получаемые «ковры бурения» по параметру ЧДД. Однако, в условиях, когда расчет выполняется для сотен объектов, с целью сокращения количества повторяющихся итераций для выбора начального шага могут быть использованы зависимости КИН от ПСС для данного типа коллекторов.

Выбор оптимальной плотности сетки скважин является важной задачей проектирования разработки, особенно актуальной для уже выработанных нефтяных месторождений, вступивших в позднюю стадию. В рамках многочисленных исследований доказано, что чем выше неоднородность продуктивных пластов, тем значительнее влияние плотность сетки скважин оказывает на величину конечного нефтеизвлечения [9, 17, 109, 110, 111, 112, 113].

В компании Татнефть накоплен большой опыт разработки нефтяных месторождений, который позволяет выполнять сравнительную оценку

эффективности различных систем разработки в схожих геологических и технологических условиях. Стоит отметить, что основная доля разведанных балансовых запасов нефти Республики Татарстан сосредоточена в терригенных коллекторах и составляет $\sim 80\%$, остальная ($\sim 20\%$) – в карбонатных. Основными, с точки зрения промышленной значимости, являются кыновско-пашийские отложения терригенного девона, вторыми – тульско-бобриковские терригенные отложения нижнего карбона [9].

В работе исследованы геолого-физические и технологические данные 40 промысловых объектов Республики Татарстан, относящихся к тульско-бобриковским и кыновско-пашийским отложениям и имеющих выработанность извлекаемых запасов нефти более 70 %. Для данных объектов проанализирован характер влияния неоднородности пласта на взаимосвязь плотности сетки скважин и эффективности системы разработки.

Для оценки влияния параметров на показатели вытеснения широко применяются статистические многомерные модели КИН, которые представляют собой результат многофакторного регрессионного анализа. Для получения уравнения множественной регрессии выбираются наиболее статистически значимые параметры, выделяемые, как правило, методом главных компонент или на основе корреляционного анализа [114, 115].

Использование уже построенных статистических моделей возможно для аналогичных условий, при которых геолого-статистические показатели исследуемых залежей находятся в тех же диапазонах, что и в модели. Важно, чтобы применяемые модели были адаптированы к условиям нефтедобывающего региона.

По результатам многочисленных исследований установлено, что преимущественное влияние на величину нефтеизвлечения оказывают природные факторы, основные из которых: вязкость пластовой нефти, начальная нефтенасыщенность, проницаемость, эффективная нефтенасыщенная толщина, песчанистость, расчлененность, доля запасов водонефтяных зон. При этом удельный вес влияния каждого отдельного параметра на КИН незначительный, а также может меняться с изменением других факторов. В работе рассмотрено

влияние плотности сетки скважин на КИН для различных параметров неоднородности пласта. Дополнительно к перечисленным параметрам в анализ включены характеристики зональной неоднородности пласта: коэффициенты литологической выдержанности, сложности площадного залегания коллекторов. Расчет характеристики вертикальной и зональной макронеоднородности продуктивных пластов выполнен с использованием программного комплекса «Лазурит» [116].

На первом этапе выполнен корреляционный анализ перечисленных параметров и проектных значений КИН. Наименьшее влияние на нефтеизвлечение оказывает величина начальной нефтенасыщенности пласта. Также установлена корреляционная зависимость пар параметров: эффективная нефтенасыщенная толщина и расчлененность пласта, коэффициенты литологической выдержанности и сложности площадного залегания коллекторов. Далее для корректного построения модели в расчетах оставлены коэффициенты расчлененности и литологической выдержанности.

С целью сокращения числа анализируемых параметров может быть использована группировка объектов по комплексному геолого-физическому и/или технологическому параметру. В качестве такого параметра может выступать гидропроводность пласта, коэффициент продуктивности, удельные балансовые запасы на единицу площади, интенсивность системы разработки и др. В работе выполнена группировка объектов по величине начальной подвижности нефти.

Начальная подвижность пластовой нефти рассматриваемых объектов изменяется в пределах от 0,006 до 0,184 $\text{мкм}^2/\text{мPa}\cdot\text{с}$. Для выполнения анализа объекты были разделены на 2 группы по подвижности: в первую группу вошли объекты OF_001-OF_016 (как тульско-бобриковские, так и кыновско-пашийские), во вторую – OF_017-OF_040 (кыновско-пашийские).

Разделение по подвижности позволило сформировать две достаточно однородные группы по параметрам: литологическая выдержанность, начальная нефтенасыщенность, доля запасов водонефтяных зон. Средние значения параметров объектов по группам представлены в Таблице 4.

Таблица 4 – Средние значения параметров по группам терригенных объектов

Параметр	1 группа объектов по начальной подвижности	2 группа объектов по начальной подвижности
Начальная подвижность нефти, $\text{мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$	0,023	0,128
Выработанность извлекаемых запасов, %	80,9	89,4
ПСС, га/скв.	28,5	35,7
Расчлененность, доли ед.	2,111	3,338
Песчанистость, доли ед.	0,611	0,439
Литологическая выдержанность, доли ед.	0,757	0,655
Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,799	0,775
Доля запасов водонефтяных зон, доли ед.	0,16	0,15

По таблице видно, что объекты первой группы менее выработанные и разрабатываются более плотной сеткой.

Характеристика вертикальной неоднородности объектов по группам представлены на графике «Ящик с усами» (Рисунок 11). По графикам видно, что группы сильно различаются по неоднородности: объекты первой группы являются менее неоднородными и при этом имеют больший диапазон изменения параметров неоднородности.

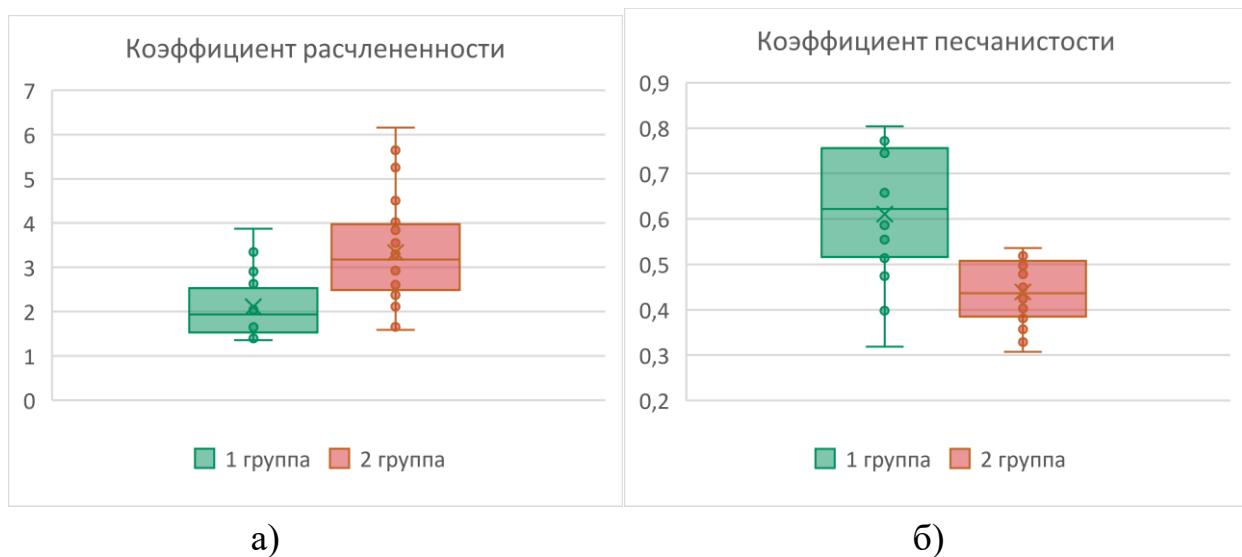


Рисунок 11 – График «Ящик с усами» для 2 групп объектов по параметрам неоднородности а) коэффициента расчлененности, б) коэффициента песчанистости

Так как в первую группу вошли объекты, относящиеся к тульско-бобриковским и кыновско-пашийским отложениям, принято решение об их раздельном рассмотрении ввиду различающихся геолого-физических характеристик.

В случаях, когда параметры неоднородности внутри групп изменяются в широком диапазоне, выполнено дополнительное разделение на подгруппы по интервалам параметров. Так, для 1 группы тульско-бобриковских объектов выделены интервалы песчанистости 0,3-0,7 и 0,7-0,8. Для 2 группы интервалы расчлененности 1,5-2,5, 2,5-4, 4-6,2 и песчанистости 0,3-0,4, 0,4-0,5, 0,5-0,55.

Взаимосвязь плотности сетки скважин и конечного коэффициента извлечения нефти, предусмотренного в проектных документах на разработку анализируемых месторождений, оценивалась по зависимости $KIH = A \cdot e^{(-\alpha S^n)}$ для $n = 1$ и $1,5$. Коэффициенты A и α определялись по фактическим данным разработки. Плотность сетки скважин в расчетах переведена в квадратные километры (Таблица 5, Рисунок 12).

В результате анализа получены коэффициенты A и α уравнения экспоненциальной зависимости конечного КИН от плотности сетки скважин для тульско-бобриковских объектов в диапазоне расчлененности 2-4 доли ед., для кыновско-пашийских объектов в диапазонах расчлененности 1.5-2.5, 2.5-4.0, 4.0-6.2 доли ед. Сводная информация по полученным зависимостям представлена в Таблице 5. Для уравнений при $n = 1,5$ коэффициент достоверности аппроксимации выше, чем для уравнений при $n = 1$. Поэтому в последующем анализе будет использоваться зависимость $KIH = A \cdot e^{(-\alpha S^{1,5})}$.

На Рисунке 12 представлены графики зависимостей КИН от ПСС при $n = 1,5$ для двух групп при разделении объектов в подгруппы по расчлененности и песчанистости соответственно.

Кыновско-пашийские объекты 1 группы оказались в одинаковых диапазонах как по песчанистости, так и по расчлененности, поэтому зависимость КИН от ПСС для них в обоих случаях описывается одинаковыми уравнениями.

Таблица 5 – Статистические зависимости КИН от ПСС для различных групп объектов и интервалов параметров

Группа	Параметр	Коли-чество объектов, шт.	Диапазон изменения параметра/ среднее значение в группе, доли ед.	Зависимость	Примечание
1	расчлененность	9	1,5-4/ 2,3	$\text{КИН} = 0,5581 \cdot e^{(-756 \cdot S)}, R^2 = 0,6705$	-
				$\text{КИН} = 0,5297 \cdot e^{(-0,963 \cdot S^{1,5})}, R^2 = 0,6145$	тульско-бобриковские объекты Рисунок 12 а зависимость (1)
1	расчлененность	3	2-3/2,5	$\text{КИН} = 0,8271 \cdot e^{(-1,026 \cdot S)}, R^2 = 0,9764$	-
				$\text{КИН} = 0,7328 \cdot e^{(-1,122 \cdot S^{1,5})}, R^2 = 0,988$	кыновско-пашийские объекты Рисунок 12 а зависимость (2)
2	расчлененность	6	1,5-2,5/ 2,3	$\text{КИН} = 0,8186 \cdot e^{(-0,791 \cdot S)}, R^2 = 0,8176$	-
				$\text{КИН} = 0,7254 \cdot e^{(-0,745 \cdot S^{1,5})}, R^2 = 0,8457$	Рисунок 12 б зависимость (1)
2	расчлененность	13	2,5-4/ 3,2	$\text{КИН} = 0,7844 \cdot e^{(-1,218 \cdot S)}, R^2 = 0,9111$	-
				$\text{КИН} = 0,6775 \cdot e^{(-1,301 \cdot S^{1,5})}, R^2 = 0,9323$	Рисунок 12 б зависимость (2)
2	расчлененность	5	4-6,2/ 5,2	$\text{КИН} = 0,6891 \cdot e^{(-1,213 \cdot S)}, R^2 = 0,8448$	-
				$\text{КИН} = 0,6249 \cdot e^{(-1,621 \cdot S^{1,5})}, R^2 = 0,8496$	Рисунок 12 б зависимость (3)
1	песчанистость	6	0,7-0,8	$\text{КИН} = 0,5279 \cdot e^{(-0,795 \cdot S)}, R^2 = 0,6429$	-
				$\text{КИН} = 0,524 \cdot e^{(-1,307 \cdot S^{1,5})}, R^2 = 0,673$	тульско-бобриковские объекты Рисунок 12 в зависимость (1)
1	песчанистость	5	0,3-0,7	$\text{КИН} = 0,5475 \cdot e^{(-0,565 \cdot S)}, R^2 = 0,5275$	-
				$\text{КИН} = 0,5255 \cdot e^{(-0,687 \cdot S^{1,5})}, R^2 = 0,4847$	тульско-бобриковские объекты Рисунок 12 в зависимость (2)
1	песчанистость	3	0,6-0,65/ 0,61	$\text{КИН} = 0,8271 \cdot e^{(-1,026 \cdot S)}, R^2 = 0,9764$	-
				$\text{КИН} = 0,7328 \cdot e^{(-1,122 \cdot S^{1,5})}, R^2 = 0,988$	кыновско-пашийские объекты Рисунок 12 в зависимость (3)
2	песчанистость	4	0,5-0,55/ 0,53	$\text{КИН} = 0,7086 \cdot e^{(-0,426 \cdot S)}, R^2 = 0,97281$	-
				$\text{КИН} = 0,6656 \cdot e^{(-0,415 \cdot S^{1,5})}, R^2 = 0,7153$	Рисунок 12 г зависимость (1)
2	песчанистость	10	0,4-0,5/ 0,45	$\text{КИН} = 0,7858 \cdot e^{(-1,235 \cdot S)}, R^2 = 0,9139$	-
				$\text{КИН} = 0,6738 \cdot e^{(-1,295 \cdot S^{1,5})}, R^2 = 0,731$	Рисунок 12 г зависимость (2)
2	песчанистость	8	0,3-0,4/ 0,36	$\text{КИН} = 0,6377 \cdot e^{(-0,572 \cdot S)}, R^2 = 0,8275$	-
				$\text{КИН} = 0,5927 \cdot e^{(-0,563 \cdot S^{1,5})}, R^2 = 0,8448$	Рисунок 12 г зависимость (3)

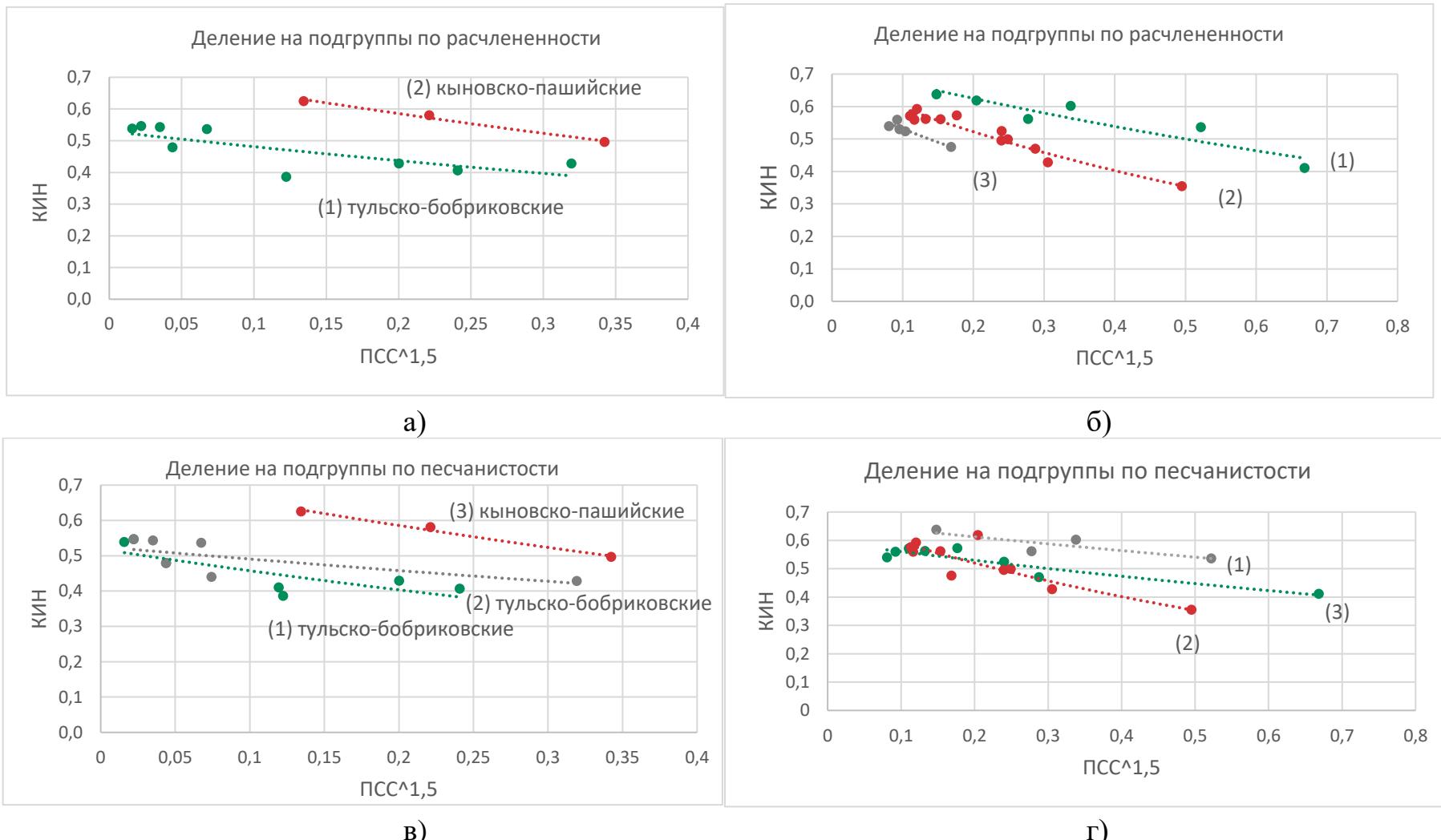


Рисунок 12 – Зависимость КИН от ПСС при делении объектов на подгруппы по неоднородности а) по расчлененности 1 группа объектов, б) по расчлененности 2 группа объектов в) по песчанистости 1 группа объектов г) по песчанистости 2 группа объектов

Наиболее высокий параметр достоверности аппроксимации полученных зависимостей достигается при разделении объектов в подгруппы по расчлененности. Полученные результаты соответствуют выводам, сделанным в работе [8] Диашевым Р.Н. и др. о том, что расчлененность продуктивного пласта в значительной степени влияет на взаимосвязь нефтеизвлечения и ПСС [117].

Тот факт, что распределение объектов по гидропроводности в работе [7] и расчлененности в работе [8] имеет схожий характер, свидетельствует о том, что между этими параметрами есть взаимосвязь [118]. На Рисунке 13 представлен график зависимости расчлененности от нефтенасыщенной толщины пласта (входящей в формулу расчета гидропроводности) для объектов первой и второй группы, анализируемых в рамках проведенного исследования. Коэффициент корреляции Пирсона для этих двух параметров составляет 0,89 и показывает высокую линейную корреляцию.

Аппроксимирующие кривые, полученные в диссертационной работе, для объектов второй группы, разделенных на 3 подгруппы по расчлененности (Рисунок 12 (б)), имеют схожий характер расположения. Так, для менее расчлененных объектов кривая уравнения зависимости более пологая и расположена выше на графике. Очевидно, что коэффициенты A и α уравнения (5) рассматриваемых объектов зависят от расчлененности.

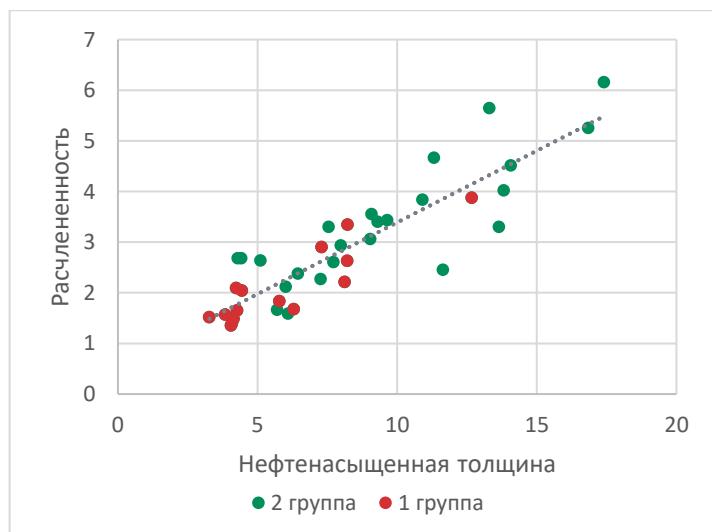


Рисунок 13 – Зависимость расчлененности пласта от нефтенасыщенной толщины

В результате анализа параметров 24 объектов второй группы для коэффициента А определена линейная зависимость от расчлененности вида $y = -0,022x + 0,73$, для коэффициента α логарифмическая зависимость вида $y = 0,9584\ln(x) + 0,0871$.

На Рисунке 14 представлены кривые КИН-ПСС для фиксированных значений расчлененности (1.4, 2, 3, 4, 5, 6), коэффициенты А и α которых рассчитаны по полученным аналитическим зависимостям. Зелеными точками отмечены объекты второй группы, красными – кыновско-пашийские объекты первой группы, подписи данных – значения расчлененности [119].

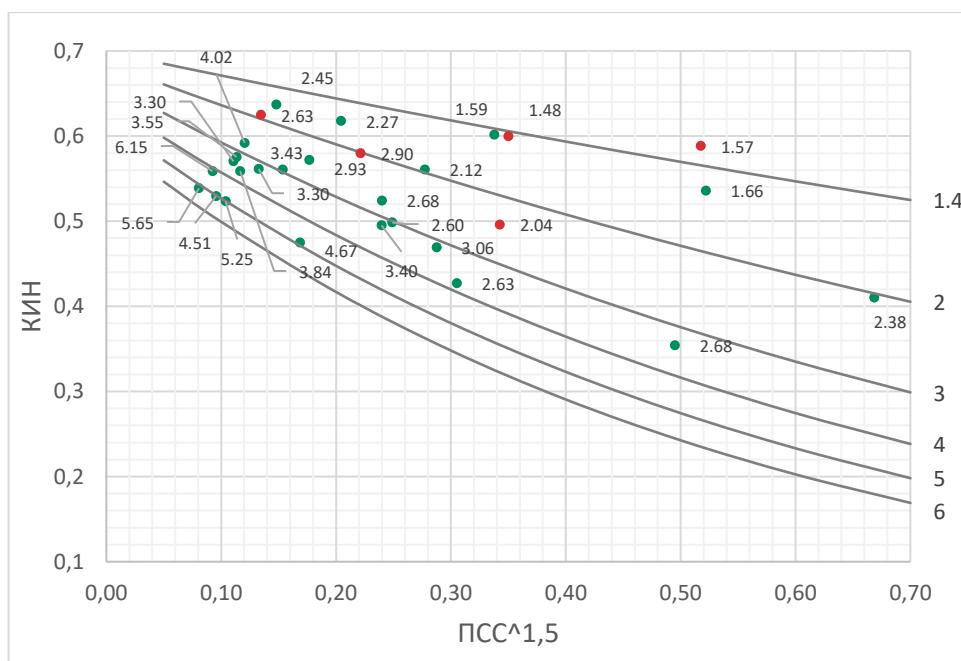


Рисунок 14 – Номограмма зависимости КИН от ПСС

Выполнено сопоставление утвержденного и рассчитанных по предложенным зависимостям значений КИН анализируемых объектов. Результаты представлены на Рисунке 15.

Наибольшие отклонения получены для объектов OF_018 и OF_23, имеющих наибольшую плотность сетки скважин во второй подгруппе с расчлененностью 2,5-4. Для последних коэффициент детерминации R^2 составляет 0,81. Таким образом, полученные аналитические зависимости можно считать статистически значимыми.

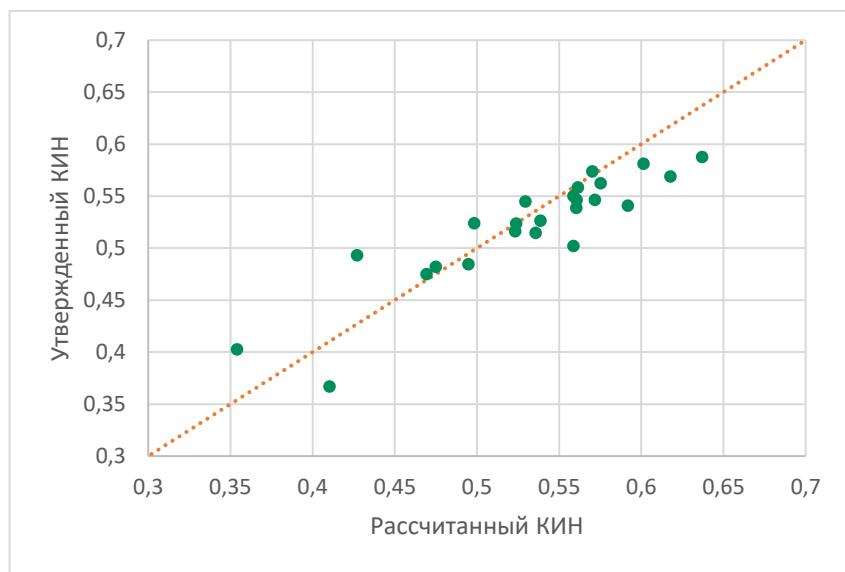
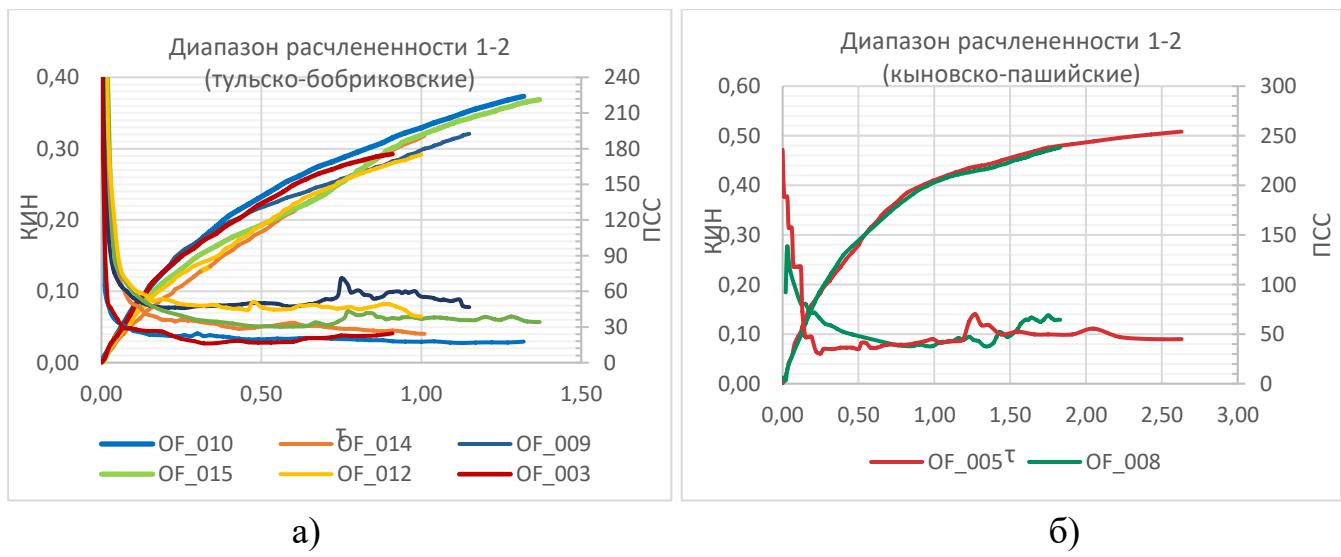


Рисунок 15 – Сопоставление утвержденных и рассчитанных значений КИН

Для того, чтобы сравнить эффективность систем разработки у объектов, находящихся в одинаковых подгруппах по расчлененности, построены и проанализирована графики зависимости нефтеотдачи пласта от кратности промывки (Рисунок 16). Кратность промывки (полнота промывки, τ) пласта представляет собой отношение накопленной добычи жидкости к начальным геологическим запасам нефти объекта. Технологическая эффективность систем разработки месторождений оценивается на основе значения коэффициента нефтеизвлечения при промывке одинакового объема пор [120]. Этот критерий сравнительной оценки, описанный в диссертационной работе Базева В.Ф., позволяет сопоставлять как небольшие, так и крупные по размеру месторождения с разной интенсивностью разработки.



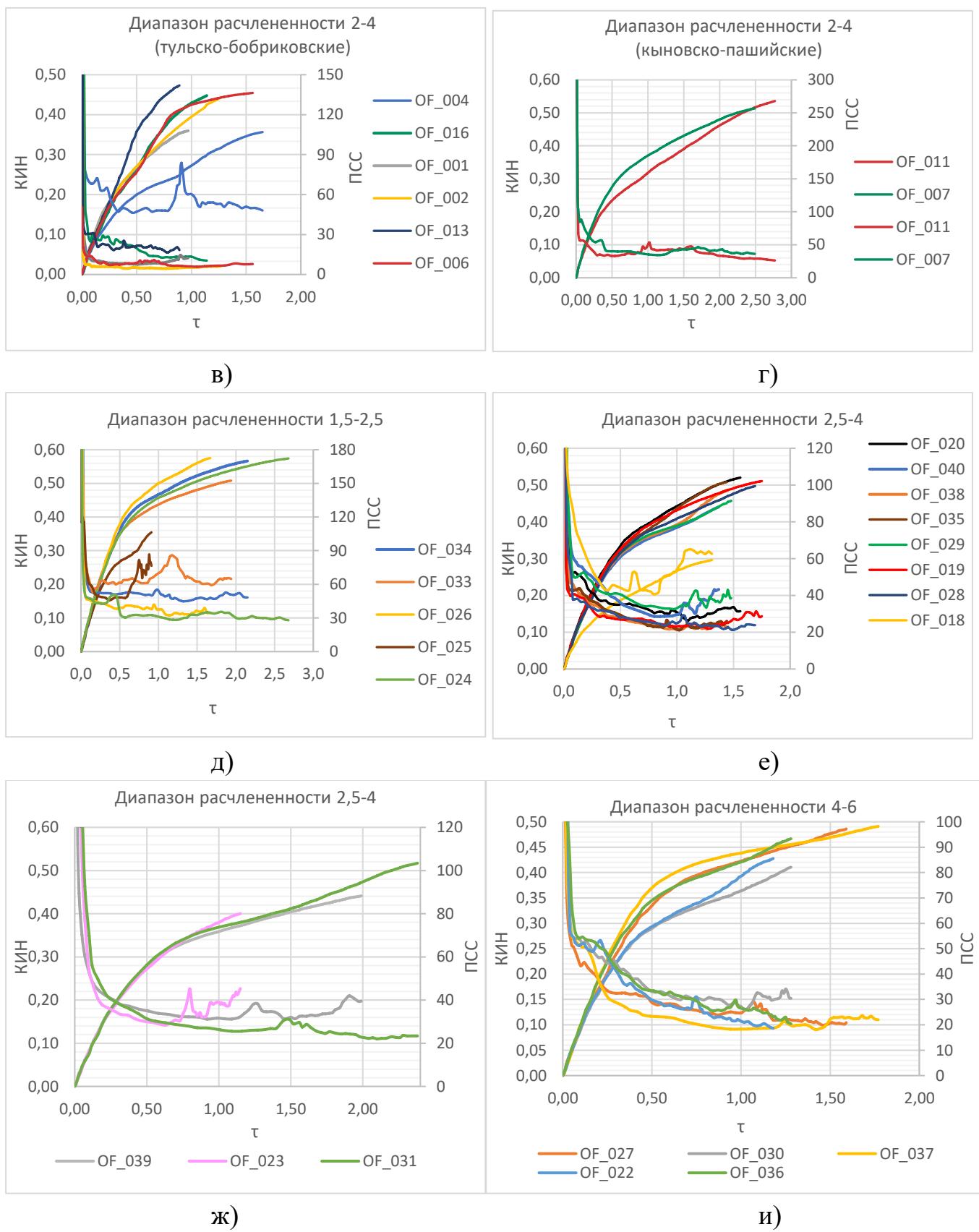


Рисунок 16 – График зависимости КИН от τ а) 1 группа тульско-бобриковские объекты, $K_p 1,5-2$, б) 1 группа кыновско-пашийские объекты, $K_p 1,5-2$, в) 1 группа тульско-бобриковские объекты, $K_p 2-4$, г) 1 группа кыновско-пашийские объекты, $K_p 2-4$, д) 2 группа, $K_p 1,5-2,5$ е) 2 группа, $K_p 2,5-4$, КИН $> 0,3$ при $\tau=0,5$, ж) 2 группа, $K_p 2,5-4$, КИН $< 0,3$ при $\tau=0,5$, и) 2 группа, $K_p 4-6$

По графикам отмечается следующая закономерность. Внутри подгрупп по расчлененности кривые «КИН-кратность промывки» имеют схожий характер в зависимости от того, какой коэффициент нефтеизвлечения был достигнут на рубеже прокачки 0,5 объемов пор, а именно превышает ли он значение 0,3, приблизительно равен ему или существенно ниже.

У объектов, имеющих самые редкие сетки скважин, графики КИН от τ расположены ниже, чем у других объектов в подгруппе (OF_004 Рисунок 16 (в), OF_025, OF_033 Рисунок 16 (д), OF_018 Рисунок 16 (е)), при этом у объектов с меньшей расчлененностью (OF_025, OF_033) КИН при одинаковых значениях τ больше, чем у более расчлененных (OF_004, OF_018).

У сгруппированных объектов прослеживается закономерность: при существенном разбросе плотностей сетки скважин кривые «КИН-кратность промывки» расположены выше у более плотно разбуренных объектов.

В качестве количественной меры макронеоднородность продуктивных пластов в работах [121, 122, 123] предлагают использовать энтропию пласта по расчлененности. Энтропия в теории информации характеризует неопределенность некоторой системы (или дискретной случайной величины) и рассчитывается по формуле Шеннона К.:

$$H(X) = - \sum_{i=1}^n p_i \log (p_i), \quad (27)$$

где $H(X)$ – энтропия системы (случайной величины);

n – количество состояний системы (наблюдений случайной величины);

p_i – вероятность состояния (наблюдения) i .

Энтропия обладает рядом свойств:

- если вероятность одного из состояний равна 1 (состояние достоверно), а вероятности других состояний равны 0 (состояния невозможны), то энтропия такой системы будет равна 0. Продуктивный горизонт, представленный одним монолитным нефтенасыщенным пластом, будет характеризоваться нулевой энтропией;

- энтропия системы, сложенной равновероятными состояниями ($p_1 = p_2 = \dots = p_n = \frac{1}{n}$), принимает максимальное значение и равна логарифму числа состояний. Чем больше в пласте содержится проницаемых пропластков, равновероятных для всех скважин, тем больше будет его энтропия;
- энтропия системы, сложенной несколькими независимыми равновероятными системами, равна сумме энтропий этих систем (свойство аддитивности). Энтропия продуктивного пласта, сложенного двумя пластами, каждый из которых расчленен на несколько проницаемых пропластков, равна сумме энтропий каждого пласта в отдельности.

В качестве основания логарифма в формуле (27) используют числа 2, 10 и экспоненту, при этом единицу измерения энтропии называют бит, хартли и нит соответственно. В Таблице 6 представлена матрица соотношений этих единиц.

Таблица 6 – Матрица соотношения единиц измерения энтропии

Единица измерения	Количество бит	Количество хартли	Количество нит
1 бит	1	0,301	0,693
1 хартли	3,222	1	2,302
1 нит	1,443	0,434	1

В работе [124] рекомендовано использовать для расчетов единицу энтропии нит, т.е. формулу (28):

$$H = - \sum_{i=1}^n p_i \ln (p_i), \quad (28)$$

В работе [125] отмечено, что с помощью энтропии можно оценивать расчлененность пласта не только по данным о вероятностях вскрытия скважинами различного числа пропластков, но и по доле эффективной толщины каждого прослоя в средней эффективной толщина пласта. Таким образом, если в формуле (20) вероятность p_i заменить на соотношение $\frac{h_{i\text{пр}}}{h_{\text{пл}}}$, то принципиальных изменений в схеме расчета энтропии не произойдет (в т.ч. будет обеспечено соблюдение свойств энтропии). Формула (28) будет иметь следующий вид:

$$H = - \sum_{i=1}^n \frac{h_{i\text{пр}}}{h_{\text{пл}}} \ln \frac{h_{i\text{пр}}}{h_{\text{пл}}}, \quad (29)$$

где $h_{i\text{пр}}$ – эффективная толщина i -го пропластика;

$h_{\text{пл}}$ – средняя эффективная толщина пласта;

n – число пропластков в пласте.

При сравнении макронеоднородности двух и более пластов эффективнее вместо обычного коэффициента расчлененности использовать энтропию расчлененности, т.к. она позволит количественно оценить качество неоднородности. Например, для двух скважин, вскрывших по 3 пропластика, толщины которых соответственно равны 1, 1,5, 7,5 и 2, 3, 5 м, коэффициент расчлененности будет одинаковым и равен 3 долям ед. Однако, если использовать формулу (21) энтропии скважин будут соответственно равны 0,7307 и 1,0297 нит. Полученный результат свидетельствует о том, что неоднородность первой скважины почти в полтора раза меньше неоднородности второй при одинаковом коэффициенте расчлененности. Действительно, чем больше доля одного пропластика в общей толщине пласта, тем он однороднее.

Для всех объектов первой и второй группы рассчитаны значения энтропии расчлененности по формуле (29) и представлены на графике «Ящик с усами» (Рисунок 17).

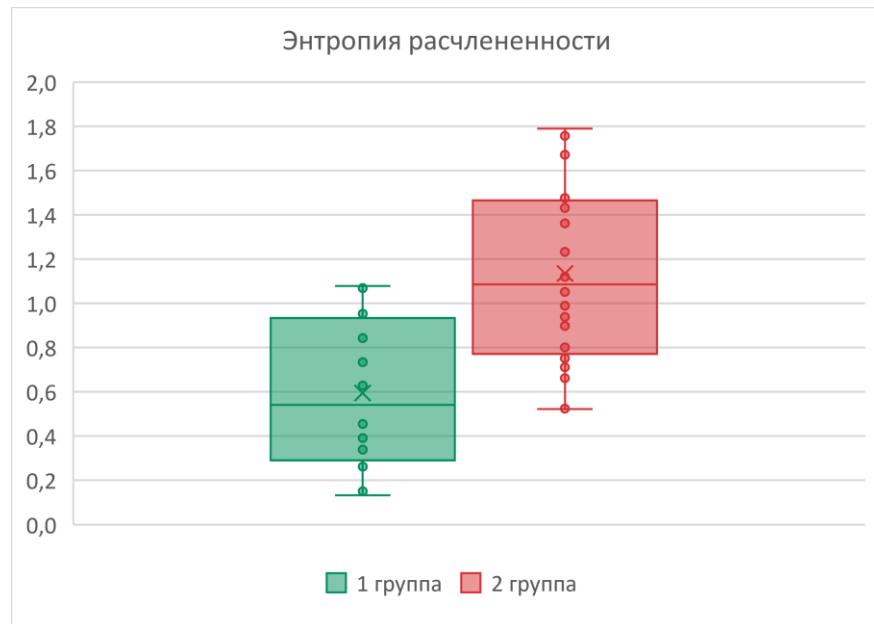


Рисунок 17 – График «Ящик с усами» по параметру энтропия расчлененности для 2 групп объектов

На Рисунке 18 представлен график зависимости энтропии расчлененности от расчлененности объекта.

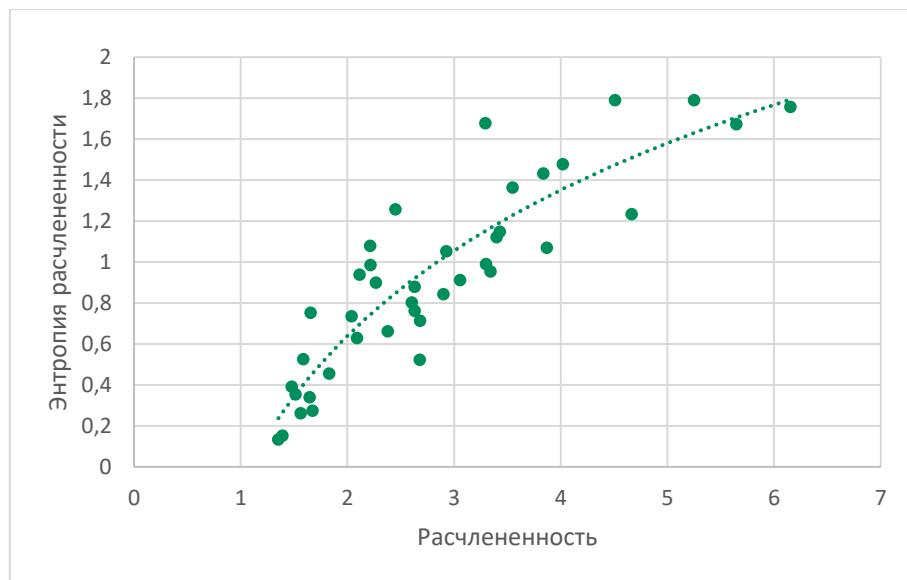


Рисунок 18 – Зависимость энтропии расчлененности от коэффициента расчлененности

На Рисунке 19 представлены графики зависимостей КИН от ПСС для двух групп при разделении объектов в подгруппы по энтропии расчлененности. Из анализа исключены объекты первой группы, энтропия которых меньше 0,4 доли ед. (по причине того, что влияние неоднородности на взаимосвязь КИН и ПСС наиболее значительно для сильно неоднородных объектов).

Для первой группы тульско-бобриковские (Рисунок 19 (а), кривая 1) и кыновско-пашийские (Рисунок 19 (а), кривая 2) объекты рассмотрены отдельно. Характер зависимости КИН от ПСС для объектов по сравнению с оценкой по расчлененности не изменился.

Для объектов второй группы (Рисунок 19 (б)) выделены интервалы энтропии: 0,5-0,75 (кривая 1), 0,76-0,9 (кривая 2), 1-1,5 (кривая 3), 1,6-1,8 (кривая 4). Подгруппы объектов имеют непересекающееся разделение. Преобладающие тренды зависимостей имеют более резкое падение по сравнению с оценкой по расчлененности и в области плотных сеток скважин перестают отвечать граничным условиям, т.к. значения КИН становятся больше единицы.

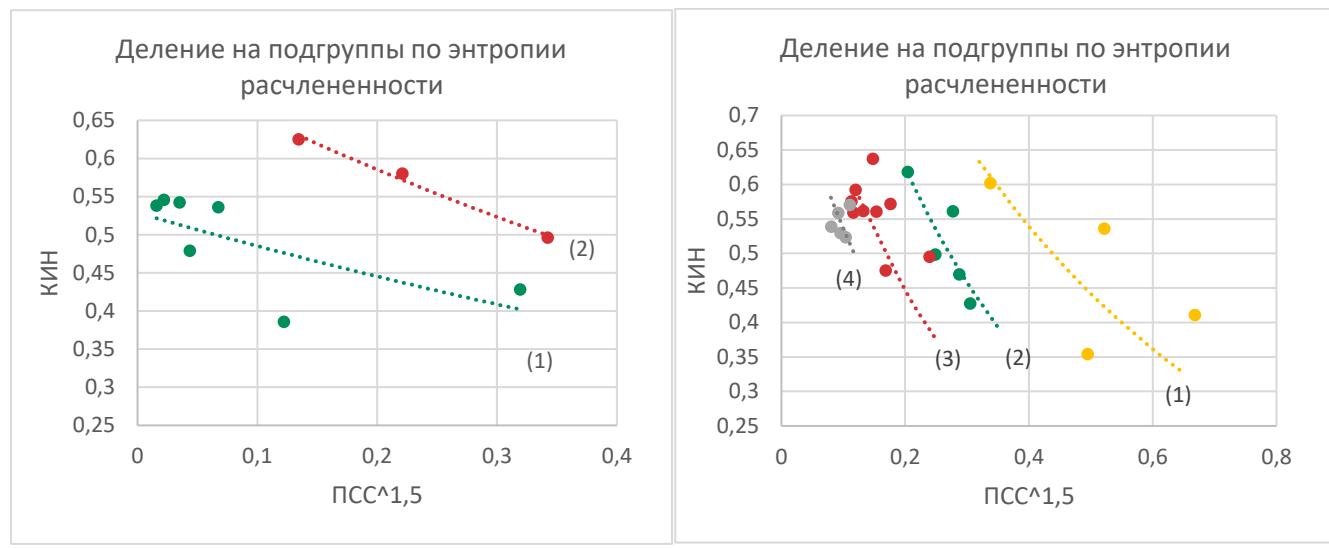


Рисунок 19 – Зависимость КИН от ПСС при разделении на подгруппы по энтропии расчлененности а) для первой группы объектов, б) для второй группы объектов

Выполненное исследование позволяет оценить влияние неоднородности на нефтеизвлечение для терригенных высоковыработанных коллекторов. Однако, в настоящее время существенно возрастает роль карбонатных отложений по мере развития геологоразведки. На долю таких коллекторов приходится более 60 % перспективных и прогнозных запасов Республики Татарстан. По этой причине дополнительно выполнен анализ влияния расчлененности карбонатных пластов на взаимосвязь плотности сетки скважин и конечного нефтеизвлечения.

Основные геологические запасы нефти карбонатных коллекторов Татарстана сосредоточены в турнейских, башкирских, верейских отложениях карбона на глубине 650-1692 м. Залежи нефти имеют пластовый и массивный тип [9]. В работе рассмотрено 26 объектов разработки, относящихся к верейским, башкирским и турнейским отложениям.

Объекты разделены на 3 группы по начальной подвижности нефти:

- с подвижностью менее $0,001 \text{ мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$;
- с подвижностью приблизительно равной $0,001 \text{ мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$;
- с подвижностью более $0,001 \text{ мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$ (но не более $0,008 \text{ км}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$).

Параметры объектов по группам представлены в Таблице 7.

В результате предложенной группировки в первую группу вошли объекты турнейского яруса, во вторую – объекты верейского горизонта, в третью – верейского горизонта и башкирского яруса. По таблице видно, что наиболее выработанными являются турнейские объекты 1 группы. Они разрабатываются наиболее плотными сетками скважин.

Таблица 7 – Диапазоны изменения параметров по группам карбонатных объектов

Группа	Количество объектов	Параметр	min	mid	max
1	11	Начальная подвижность нефти, мкм ² /мПа·с	0,00002	0,0002	0,0005
		Выработанность извлекаемых запасов, %	22,7	49,1	74,4
		ПСС, га/скв.	7,7	20,5	39,0
		Расчлененность, доли ед.	1,8	3,9	5,5
2	6	Начальная подвижность нефти, мкм ² /мПа·с	0,0007	0,0009	0,0014
		Выработанность извлекаемых запасов, %	22,3	36,0	50,8
		ПСС, га/скв.	10,8	24,4	44,0
		Расчлененность, доли ед.	1,8	2,8	3,4
3	9	Начальная подвижность нефти, мкм ² /мПа·с	0,002	0,003	0,008
		Выработанность извлекаемых запасов, %	20,0	29,6	41,7
		ПСС, га/скв.	9,5	34,3	88,1
		Расчлененность, доли ед.	1,7	3,4	5

Взаимосвязь плотности сетки скважин и конечного коэффициента извлечения нефти, предусмотренного в проектных документах на разработку анализируемых месторождений, оценивалась по зависимости КИН = $A \cdot e^{(-\alpha s^{1,5})}$.

Расчлененность объектов в 1 и 3 группе имеет широкий диапазон изменения. Для 1 группы карбонатных объектов выделены интервалы расчлененность 2-4,5, 4,5-5,5, для 3 группы интервалы 2-3, 3-5. На Рисунках 20-22 приведены графики зависимостей КИН от ПСС для трех групп карбонатных объектов.

По Рисунку 20 видно, что разделение объектов в подгруппы по расчлененности не существенно сказывается на характере зависимости. Четкого

разделения подгрупп объектов на графике не наблюдается. Зависимость КИН от ПСС для объектов первой группы можно описать уравнением $y = 0,3508 \cdot e^{-2,028x}$ с достоверностью аппроксимации $R^2 = 0,702$.

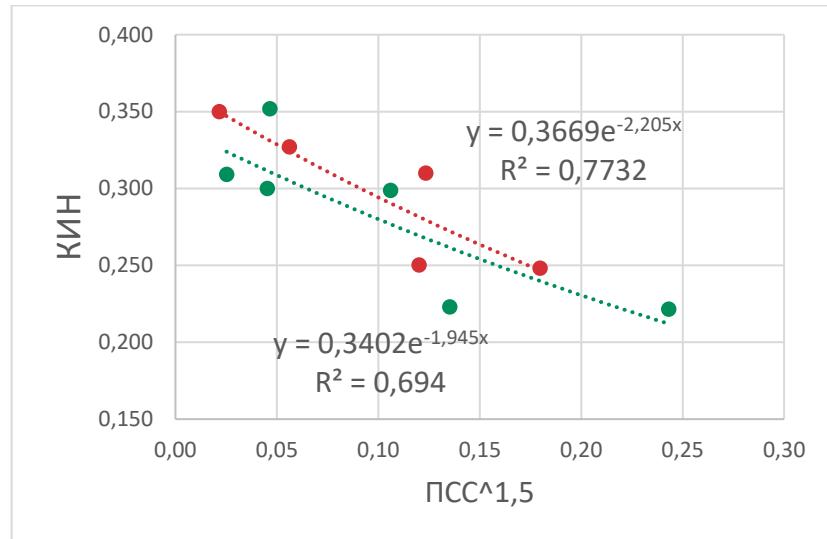


Рисунок 20 – Зависимость КИН от ПСС для 1 группы карбонатных объектов

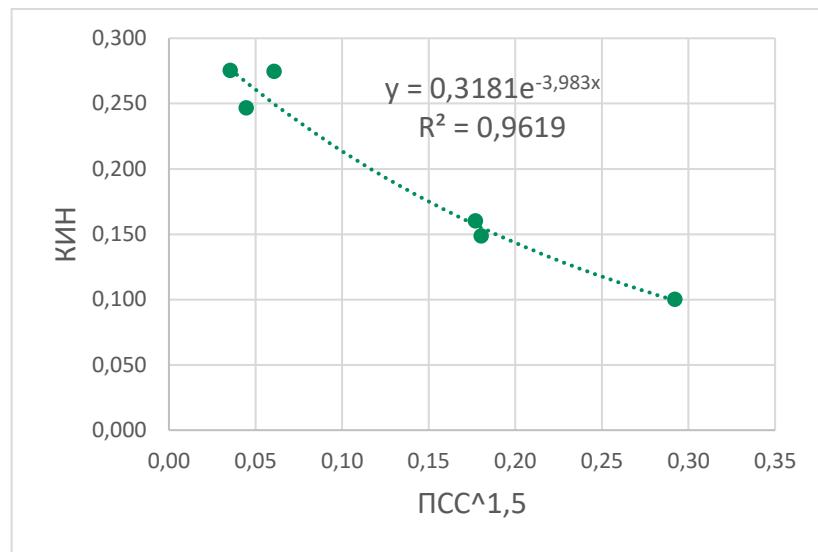


Рисунок 21 – Зависимость КИН от ПСС для 2 группы карбонатных объектов

Для объектов верейского горизонта с начальной подвижностью нефти $\sim 0,001$ $\text{мкм}^2/\text{мPa}\cdot\text{с}$ и диапазоне расчлененности 2-3 доли ед. уравнение зависимости КИН от ПСС имеет вид $y = 0,3181 \cdot e^{-3,983x^{1,5}}$, достоверность аппроксимации $R^2 = 0,9619$. Кривая имеет более выраженный характер падения ($\alpha = -3,983$), при более редких сетках скважин достигаются большие значения КИН.

Как видно по Рисунку 22 подгруппы объектов, выделенные по расчлененности, имеют непересекающееся разделение на графике зависимости

КИН от плотности сетки скважин. Для менее расчлененных объектов (расчлененность от 2 до 3 долей ед.) кривая уравнения зависимости расположена выше на графике и имеет вид $y = 0,3138 \cdot e^{-0,5x^{1,5}}$ с достоверностью аппроксимации $R^2 = 0,9653$. Для более расчлененных объектов кривая зависимости описывается уравнением $y = 0,2557 \cdot e^{-0,988x}$, $R^2 = 0,8052$.

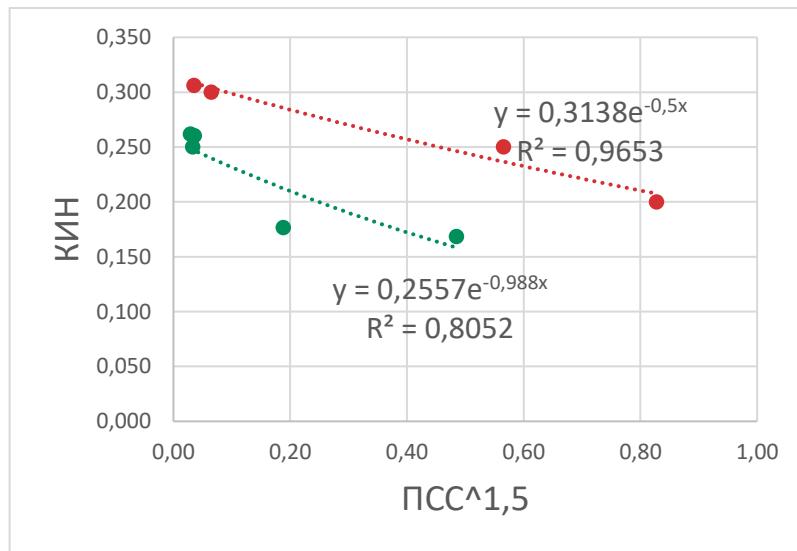


Рисунок 22 – Зависимость КИН от ПСС для 3 группы карбонатных объектов

3.2 Выводы по главе 3

1. Предложен подходы к выбору начального шага сетки при размещении проектных скважин на основе уравнений зависимости нефтеизвлечения от плотности сетки для различных характеристик неоднородности пласта. Это позволяет сократить количество перебираемых вариантов сеток различной плотности и повторяющихся итераций расчета.

2. Для изучения влияния расчлененности продуктивного пласта на взаимосвязь нефтеизвлечения и плотности сетки скважин предложено разделение объектов, относящихся к тульско-бобриковским и кыновско-пашийским отложениям и имеющих выработанность извлекаемых запасов нефти более 70 %, на 2 группы по величине начальной подвижности нефти. Рассмотрено 4 основных параметра неоднородности – коэффициенты расчлененности, песчанистости, литологической выдержанности, сложности площадного залегания коллекторов.

Дополнительно объекты обеих групп разделены на подгруппы по интервалам параметров неоднородности. Для 1 группы тульско-бобриковских объектов выделены интервалы песчанистости 0,3-0,7 и 0,7-0,8. Для 2 группы интервалы расчлененности 1,5-2,5, 2,5-4, 4-6 и песчанистости 0,3-0,4, 0,4-0,5, 0,5-0,55.

3. Определены коэффициенты A и α зависимости $KIH = A \cdot e^{(-\alpha \cdot S^{1,5})}$ для групп объектов в различных диапазонах расчлененности и песчанистости.

4. Определены аналитические уравнения для расчета коэффициентов A и α зависимости $KIH = A \cdot e^{(-\alpha S^{1,5})}$ от параметра расчлененности в диапазоне расчлененности 1,4-6,5. Для коэффициента A определена линейная зависимость вида $y = -0,022x + 0,73$, для коэффициента α логарифмическая зависимость вида $y = 0,9584 \ln(x) + 0,0871$. Построена номограмма зависимости КИН от ПСС для значений расчлененности пласта от 1,4 до 6,5.

5. Показано, что для сравнения анализируемых объектов по степени неоднородности при использовании энтропии расчлененности подгруппы объектов, выделенные по данному параметру, имеют непересекающееся разделение на графике зависимости нефтеизвлечения от ПСС. Однако, в области плотных сеток скважин перестают отвечать граничным условиям, т.к. значения КИН становятся больше единицы.

6. Для карбонатных коллекторов установлено влияние расчлененности на характер взаимосвязи КИН и ПСС для объектов верейского горизонта и башкирского яруса с выработанностью извлекаемых запасов в диапазоне 20-42 %, начальной подвижностью нефти 0,001-0,008 $\text{мкм}^2/\text{мPa}\cdot\text{с}$, расчлененностью 2-5 доли ед.

7. По представленным в данной главе зависимостям для терригенных кыновско-пашийских отложений можно оценить плотность сетки скважин, которая обеспечивает максимальный прирост КИН на 1 га уплотнения и выбрать ее в качестве начальной при расстановке проектных скважин.

4 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ РАЗРАБОТАННЫХ МЕТОДИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ

4.1 Результаты применения методики поэтапной расстановки проектных наклонно-направленных скважин по неравномерной сетке и формирования множества сценариев разбуривания на примере одного из месторождений Татарстана

Разработанная методика размещения проектных скважин и формирования сценариев их разбуривания является универсальной и может быть применена как для объектов с терригенными коллекторами, так и для карбонатных коллекторов. Отличаться будут только значения критериев, определяющих целесообразность бурения проектной скважины, и стоимости бурения. Например, для скважин, планируемых к бурению на горизонты среднего и нижнего карбона, можно предусмотреть бурение скважин малого диаметра, что значительно удешевляет стоимость скважины.

Ниже приведены результаты применения методики на примере одного из месторождений Татарстана с несколькими горизонтами нефтеносности, включающих терригенные и карбонатные типы коллекторов.

Прокси-модель месторождения включает 3 продуктивных горизонта:

- карбонатные верейские отложения;
- карбонатные отложения башкирского яруса;
- терригенные кыновско-пашийские отложения.

Геолого-физические и технологические показатели объектов представлены в Таблице 8.

Верейский объект характеризуется наименьшей расчлененностью, разрабатывается наиболее плотной сеткой скважин. Башкирский ярус наименее выработанный, обладает наибольшей расчлененностью и средними начальными нефтенасыщенными толщинами. Кыновско-пашийский объект наиболее

выработанный, разрабатывается наименьшей по плотности сеткой скважин, обладает наилучшими условиями для разработки запасов.

Таблица 8 – Геолого-физические и технологические показатели объектов

Параметр	Верейский горизонт	Башкирский ярус	Кыновско-пашийский горизонт
Начальная подвижность нефти, $\text{мкм}^2/\text{сПа}\cdot\text{с}$	0,002	0,001	0,029
Средняя начальная нефтенасыщенная толщина, м	3,8	12,4	8,2
Расчлененность, доли ед.	1,7	5,8	2,6
Плотность сетки скважин, га/скв.	5,5	14,8	26,3
Выработанность извлекаемых запасов, %	23,5	15,1	85,8

В соответствии с зависимостями, полученными во второй главе, минимальные плотности сетки скважин для достижения проектного КИН по объектам составляют: для верейского 13,3 га/скв., для башкирского – 8,0 га/скв., для кыновско-пашийского – 23,8 га/скв. За исключением верейского горизонта по эксплуатационным объектам есть потенциал по уплотнению.

Для расчета заданы значения критериев, определяющих целесообразность бурения проектной скважины, в соответствии с приведенными в Таблице 7 (параграф 3.1). Начальный шаг сетки скважин для объектов среднего карбона составляет 150 м, для кыновско-пашийского – 200 м; расчет прогнозных дебитов и коэффициентов падения проектных скважин задан с использованием модуля машинного обучения. Результат выполнения этапов расчета по предложенному алгоритму (Рисунок 18) представлен в Таблице 9.

Итого в результате работы алгоритма выполнено размещение 131 проектной скважины: 130 на кыновско-пашийском горизонте и 1 на башкирском ярусе (Таблица 9 колонка 5). Полученный результат согласуется с выводом, сделанным по результатам оценки плотности сетки скважин объектов.

По кыновско-пашийскому горизонту выполнено уплотнение сетки до 11,8 га/скв. По таблице видно (колонка 4), что башкирский объект обладает потенциалом по размещению скважин с точки зрения запасов, однако ввод этих скважин

является нерентабельным по экономическим критериям. Верейский объект потенциалом по размещению скважин практически не обладает, т.к. уже разрабатывается плотной сеткой скважин. Как видно по колонке 3 на оставшейся площади нефтеносности удается разместить не более 50 дополнительных скважин. Практически все они не проходят отбор по количеству приходящихся на них запасов.

Таблица 9 – Результат выполнения этапов алгоритма расстановки проектных наклонно-направленных скважин по неравномерной сетке

Объект	Шаг сетки	Количество размещенных проектных скважин	Количество проектных скважин, прошедших проверку по геологическим критериям	Количество проектных скважин, прошедших проверку по экономическим критериям
Верейский	150	50	2	0
	200	11	4	0
	250	3	1	0
	300	1	1	0
	350	0	0	0
	400	0	0	0
	500	0	0	0
	700	0	0	0
Башкирский	150	340	89	2
	200	127	82	1
	250	34	30	1
	300	19	17	1
	350	5	6	1
	400	1	2	1
	500	0	1	1
	700	0	1	1
Кыновско-пашийский	200	347	188	123
	250	80	151	130
	300	53	144	130
	350	29	136	130
	400	15	134	130
	500	6	131	130
	700	0	130	130

Расстановка проектных скважин по описанной методике выполняется в зонах локализации остаточных запасов нефти. На Рисунке 23 красными точками показаны размещенные проектные скважины относительно пробуренного фонда (черные точки) на поле плотности остаточных запасов (где красным цветом отмечены области наибольшей концентрации запасов, синим – наименьшей).

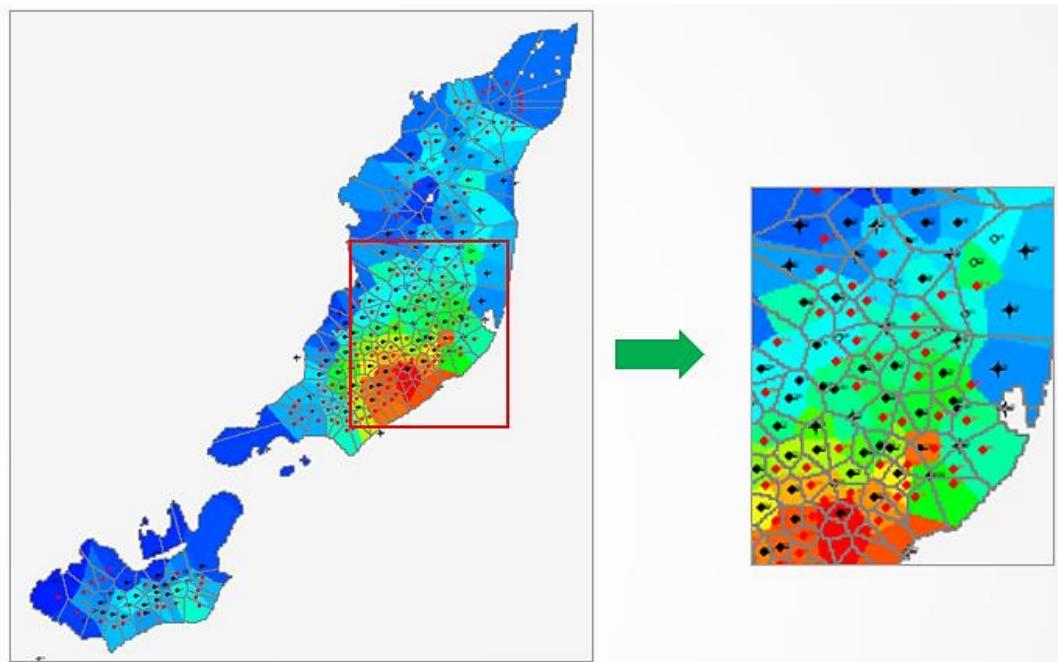


Рисунок 23 – Результат расстановки проектных точек на поле плотности остаточных запасов нефти

Далее, в соответствии с методикой для размещенных скважин проанализирована возможность применения технологии ОРЭ. Кандидатов не найдено ввиду отсутствия проектных скважин для совмещения на вышележащих горизонтах.

По результатам автоматического кустования для «ковра бурения» сформировано 29 кустов, которые включают в себя от 2 до 7 проектных наклонно-направленных скважин (Рисунок 24). 13 проектных скважин, размещенных на кыновско-пашийский горизонт, попали в санитарно-защитную зону и были исключены из дальнейшего расчета.

Кусты могут включать в себя скважины, планируемые к бурению на разные горизонты. Так, куст с порядковым номером 23 сформирован из 5 скважин, в т.ч. единственной скважины, размещенной на башкирский ярус.

Далее выполнено ранжирование кустов проектных скважин по 4 параметрам (параграф 3.2): ИДДЗ, накопленная добыча на 1 скважину, ЧДД на 1 руб. инвестиций, комплексный. Результаты ранжирования представлены на Рисунке 25. По рисунку видно, что кусты получили схожие ранги по разным критериям. Наивысший ранг имеют кусты с порядковыми номерами 22, 3, 17. Наихудший (самый большой) ранг у куста с порядковым номером 25.

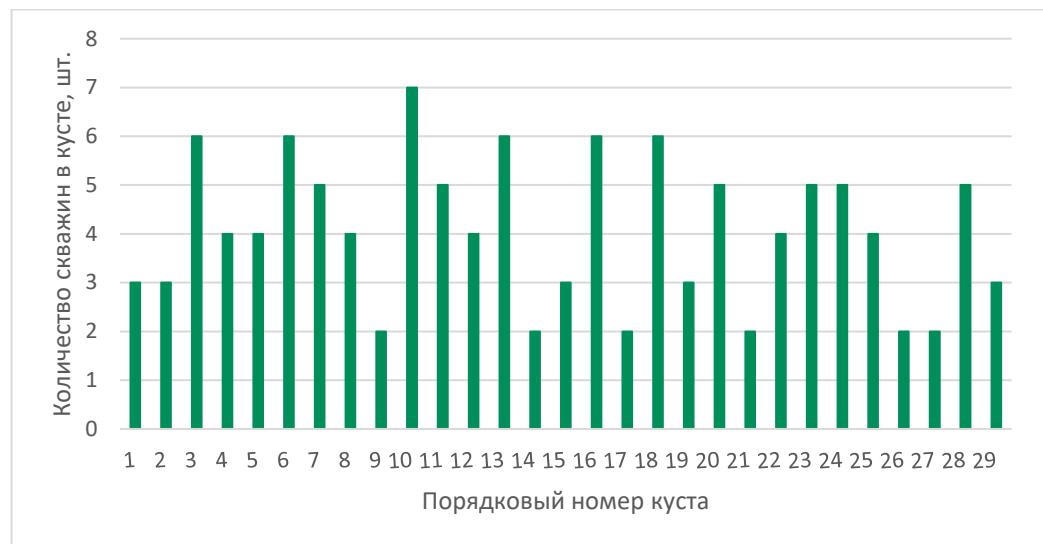


Рисунок 24 – Распределение проектных скважин по кустам

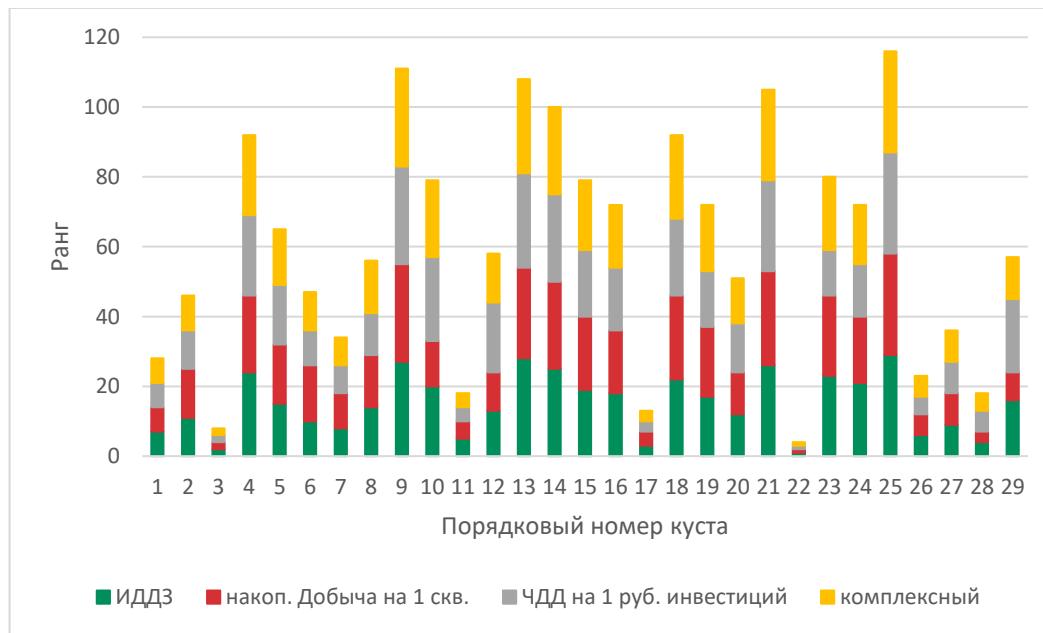


Рисунок 25 – Ранжирование кустов проектных скважин

Далее кусты проектных скважин распределены по годам в соответствии с их рангами 4-мя детерминированными способами, описанными в параграфе 3.2. Длительность планирования в расчете составляет 5 лет. В Таблице 10 представлен

пример формирования сценария разбуривания для параметра ранжирования ИДДЗ, распределение – равномерное.

Таблица 10 – Формирование сценариев ввода кустов проектных скважин по годам планирования

Номер сценария	Количество вводимых кустов/ скважин по годам					
	1	2	3	4	5	всего
1	1/	1/	1/	1/	1/	5/
	4	6	2	5	5	22
2	2/	2/	2/	2/	2/	10/
	10	7	7	8	8	40
3	3/	3/	3/	3/	3/	15/
	12	12	10	14	12	60
4	4/	4/	4/	4/	4/	20/
	17	15	16	15	19	82

Всего по представленной методике сформировано 70 вариантов разбуривания кустов проектных скважин. На завершающем этапе выполнен поиск повторяющихся сценариев разработки, в результате которого удалено 2 повтора. Итого для месторождения сгенерировано 68 сценариев бурения дополнительных скважин. В Таблице 11 представлены количества вариантов ввода кустов по объектам разработки на период планирования.

Таблица 11 – Количество проектных скважин, кустов и вариантов их ввода

Объект	Количество проектных скважин	Количество кустов	Количество вариантов ввода кустов	Количество исключенных из расчета скважин
Верейский	-	-	-	-
Башкирский	1	1	32	-
Кыновско-пашийский	130	29	68	13

4.2 Выбор начального шага расстановки проектных скважин на примере кыновско-пашийского объекта

В данном параграфе на примере кыновско-пашийского объекта рассматриваемого месторождения представлены результаты подбора начального шага расстановки проектных скважин по методике. Рассматриваемый объект

характеризуется следующими геолого-физическими и технологическими показателями: начальная подвижность нефти $0,029 \text{ мкм}^2/\text{мПа}\cdot\text{с}$, средняя начальная нефтенасыщенная толщина 8,2 м, расчлененность 2,6 доли ед., текущая плотность сетки скважин 26,3 га/скв., выработанность извлекаемых запасов 85,8 %.

На Рисунке 26 представлены значения КИН, рассчитанные по предложенным зависимостям для данной расчлененности с различными начальными шагами сетки. По графику видно, при начальном шаге 150 м расчетное значение КИН выходит на плато и дальнейшее уплотнение не дает прирост нефтеизвлечения. Шаг 150 м может быть принят в качестве начального шага уплотнения.

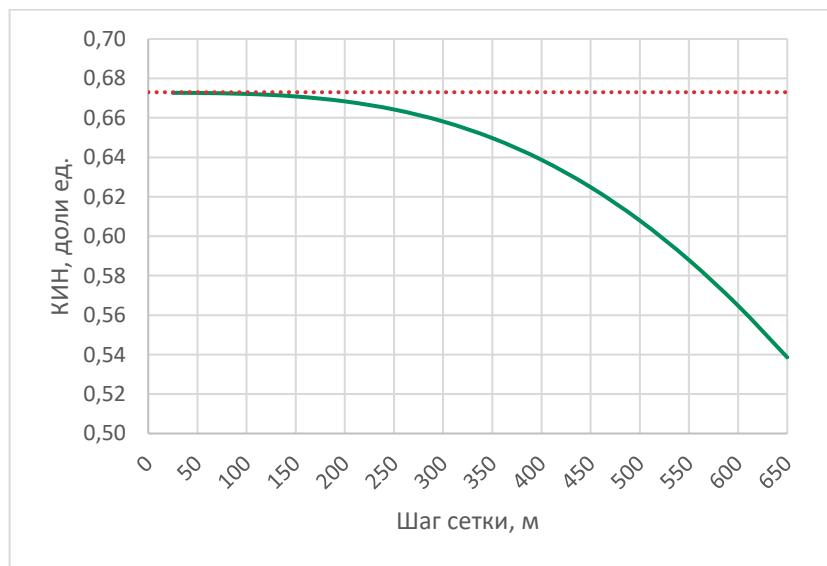


Рисунок 26 – Рассчитанные значения КИН для различных шагов уплотнения

Далее с использованием разработанного программного обеспечения выполнены многовариантные расчеты расстановки проектных скважин по неравномерным сеткам с различными начальными плотностями. Пороговые значения критериев, определяющих целесообразность бурения, соответствуют значениям, приведенным в Таблице 3 (параграф 2.1). Результаты расчетов представлены на Рисунке 27.

Максимальное значение ЧДД получено для варианта с начальным шагом 150 м, что соответствует аналитическим расчетам с использованием номограммы. Таким образом, проведенные расчеты демонстрируют обоснованность применения

зависимостей, полученных в третьей главе, для определения начального шага уплотнения.

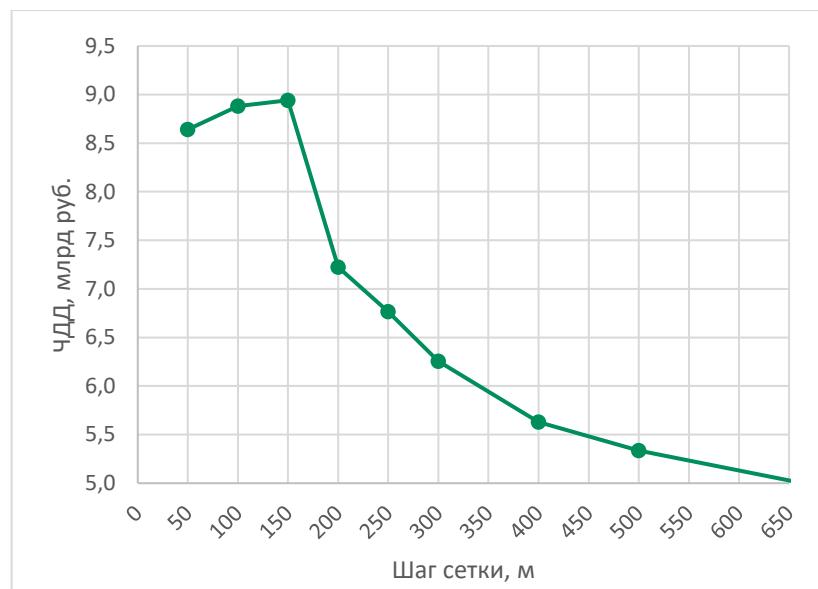


Рисунок 27 – Результаты многовариантных расчетов на прокси-модели

4.3 Анализ чувствительности формирования «ковра бурения» проектных скважин к изменению входных параметров расчета

В данном параграфе представлены результаты анализа чувствительности формирования «ковра бурения» проектных скважин на рассматриваемом месторождении к изменению входных параметров расчета.

В первую очередь на результаты формирования перспективного проектного фонда влияют значения критериев, определяющих целесообразность бурения проектной скважины. В рассматриваемой методике основным отсеивающим фактором по геологическим параметрам выступают остаточные запасы нефти, приходящиеся на проектную скважину, по экономическим – значение ИДДЗ скважины на рентабельный период работы.

Первый расчет выполнен для «отсекающего» значения ИДДЗ проектных скважин равного 1,0 доли ед. (снижение ИДДЗ от базового варианта на 5%). Индекс доходности дисконтированных затрат определяется как отношение суммы дисконтированных денежных притоков к сумме дисконтированных денежных

оттоков. По этой причине в задачах долгосрочного планирования ИДДЗ проектной скважины, равный 1,0 доли ед., говорит о ее рентабельности.

Базовым вариантом принимается расчет, выполненный в параграфе 4.1 с минимальным ИДДЗ равным 1,05 доли ед. и начальным шагом сетки 200 для кыновско-пашийского объекта и 150 м для карбонатных объектов. На Рисунке 28 на диаграмме Торнадо представлено изменение количества размещаемых скважин для двух вариантов.

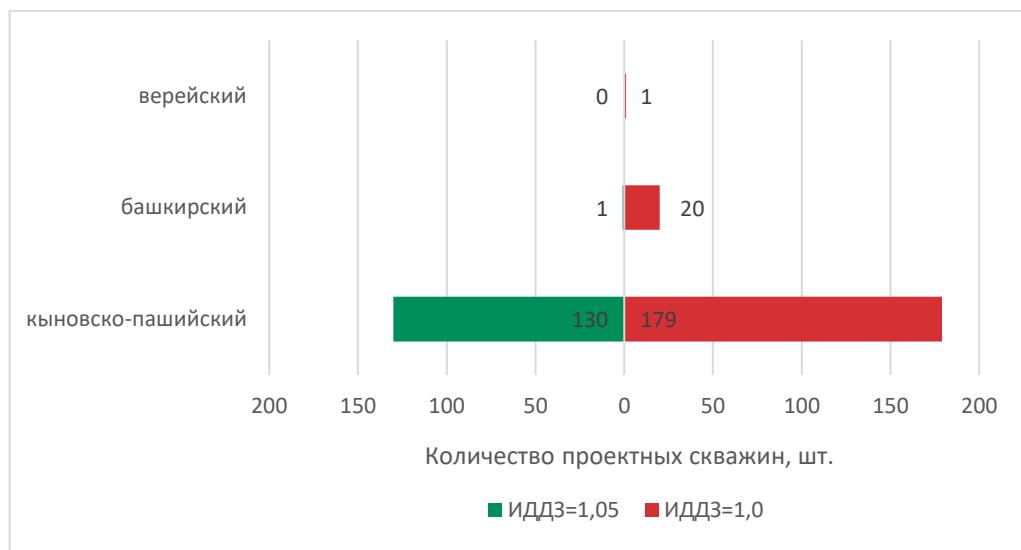


Рисунок 28 – Изменение количества проектных скважин при уменьшении порогового значения ИДДЗ на 5 %

По диаграмме видно, что на башкирском и кыновско-пашийском объектах удалось разместить дополнительно 19 и 49 скважин соответственно. По верейскому горизонту дополнительно выбрана 1 скважина, т.к. объект разрабатывается плотной сеткой скважин и вероятной причиной отбраковки скважин является недостаточное количество запасов. В дальнейшем анализе верейский объект представлен не будет.

На Рисунке 29 для двух вариантов «ковра бурения» по объектам представлены прогнозные итоговые значения ИДДЗ варианта с учетом добычи действующего добывающего фонда пробуренных скважин и планируемых к бурению проектных скважин. На графике видно, что добавленные проектные скважины снизили эффективность варианта по сравнению с базовым, однако вовлекли дополнительные запасы в разработку.

Следующий расчет выполнен для варианта уменьшения на 20 % минимального количества остаточных запасов нефти, приходящихся на каждую проектную скважину. Результаты представлены на Рисунке 30. По кыновско-пашийскому объекту дополнительно размещено 14 скважин. По башкирскому проектный фонд не поменялся.

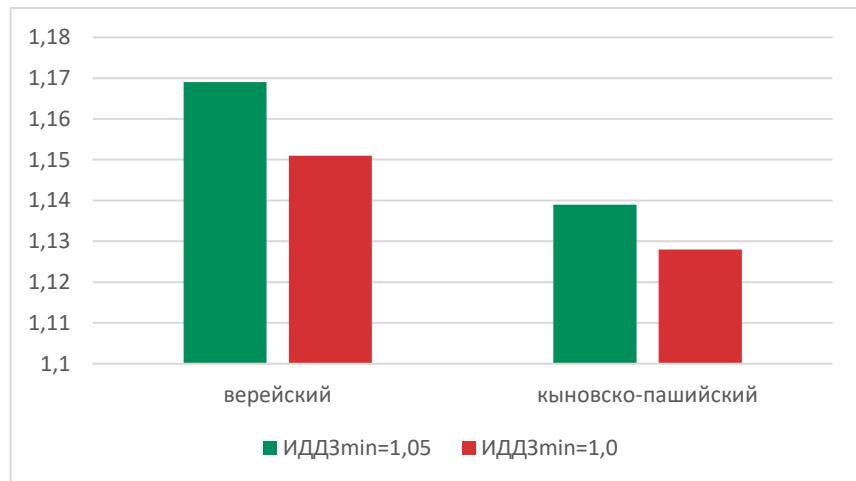


Рисунок 29 – Изменение ИДДЗ для двух вариантов «ковра бурения» при уменьшении порогового значения ИДДЗ проектных скважин на 5 %

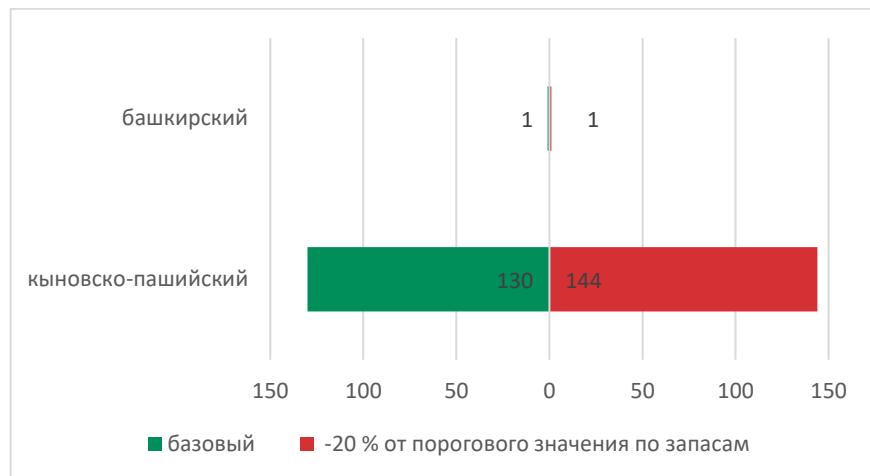


Рисунок 30 – Изменение количества проектных скважин при уменьшении минимальной допустимой величины остаточных запасов проектных скважин на 20 %

Можно сделать вывод о том, что для сильно выработанных объектов количество размещаемых рентабельных проектных скважин более чувствительно к изменению минимального допустимого значения ИДДЗ, чем остаточных запасов нефти.

Рассмотренные выше параметры являются управляющими для формирования перспективного проектного фонда бурения. Следующая группа входных параметров расчета, которая оказывает значительное влияние на рентабельность проектных скважин, а значит и на плотность «ковра бурения», включает в себя: текущие макроэкономические параметры (стоимость нефти, курс доллара), ставка дисконтирования, действующие налоговые условия (в т.ч. наличие льгот на разработку отдельных видов запасов), затраты на бурение скважин. Данной группой параметров невозможно управлять, а значит нельзя установить оптимальные для разработки значения этих параметров. Однако, можно выполнить сценарные расчеты и оценить чувствительность «ковра бурения» и риски рентабельного вовлечения запасов в разработку.

На Рисунках 31-32 представлено количество размещаемых рентабельных проектных скважин для вариантов изменения стоимости нефти и курса доллара на 10 % соответственно.

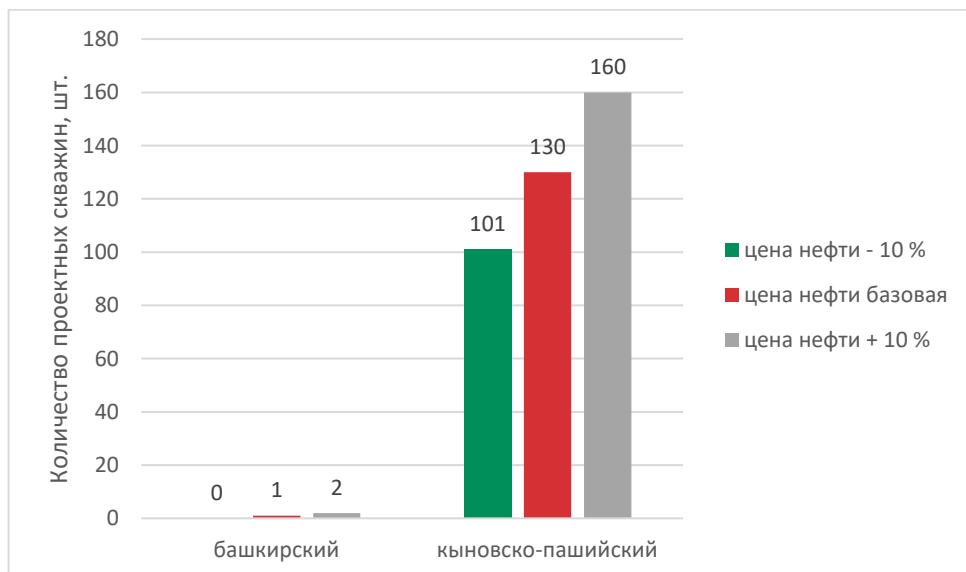


Рисунок 31 – Количество размещаемых проектных скважин для вариантов изменения цен на нефть на 10 %

По диаграммам видно, что изменение макроэкономических параметров существенно влияет на количество размещаемых скважин. С использованием программного комплекса «Epsilon» можно выполнять сценарные расчеты, оценивать различные варианты изменения макроэкономических показателей –

благоприятные и риск-сценарии – и на основе полученных оценок формировать стратегию разработки активов нефтяной компании.

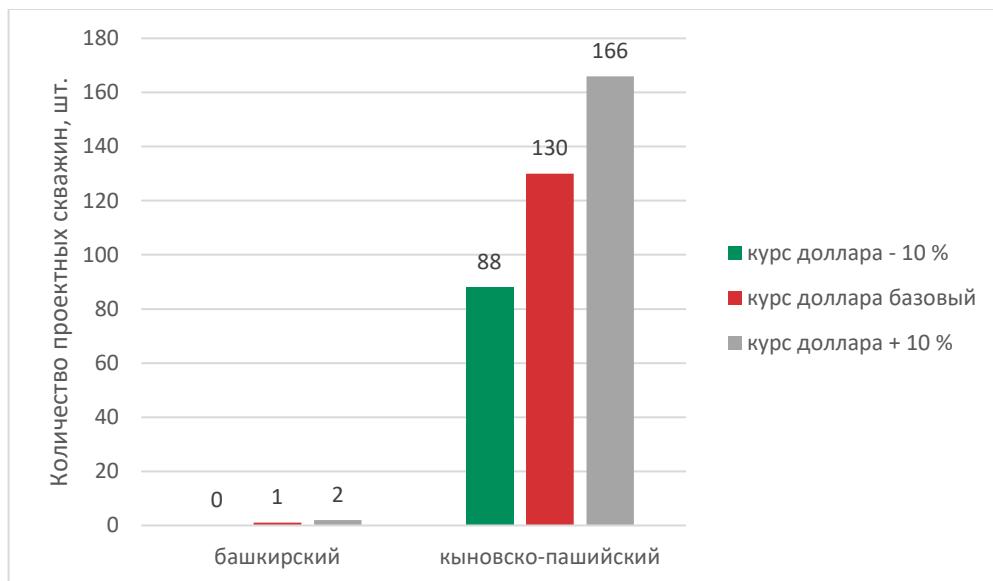


Рисунок 32 – Количество размещаемых проектных скважин для вариантов изменением курса доллара на 10 %

4.4 Выводы по главе 4

1. Разработанная методика размещения проектных скважин и формирования сценариев их разбуривания является универсальной и может быть применена как для объектов с терригенными коллекторами, так и для карбонатных коллекторов.

2. Проведены многовариантные расчеты, которые демонстрируют обоснованность применения: зависимостей, полученных в третьей главе, для определения начального шага уплотнения, неравномерных сеток скважин для получения максимального значения ЧДД.

3. Входные параметры расчета существенно влияют на формирование потенциального фонда проектных скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам работы сформулированы следующие основные выводы:

1. Проанализированы существующие подходы к планированию сетки скважин и производственных программ бурения на разрабатываемых месторождениях (в т. ч. на поздней стадии) в условиях ограничений.
2. Разработана и внедрена методика оптимального размещения проектных наклонно-направленных скважин, которая заключается в поэтапной расстановке на прокси-моделях скважин по неравномерной сетке с учетом неоднородности продуктивных пластов при заданных геолого-технологических и экономических критериях рациональности бурения. Использование в расчетах прокси-моделей, которые содержат информацию о локализации остаточных запасов нефти, обеспечивает высокое быстродействие.
3. Разработана и внедрена методика формирования множества сценариев разбуривания нефтяных месторождений, включающая подходы к ранжированию скважин и учитывающая применение в нефтедобывающих компаниях кустового бурения, которая заключается в распределении проектных скважин по годам периода планирования детерминированными способами и расчете технико-экономических показателей сценариев с учетом очередности ввода скважин в эксплуатацию.
4. Для тульско-бобриковских и кыновско-пашийских продуктивных горизонтов месторождений Татарстана с извлекаемыми запасами, выработанными более 70 %, исследовано влияние неоднородности пластов на взаимосвязь нефтеизвлечения и ПСС. Для кыновско-пашийских отложений построена номограмма зависимости КИН от ПСС для значений расчлененности пласта от 1,4 до 6,5 доли ед.
5. Описаны подходы к выбору начального шага сетки при размещении проектных скважин на основе уравнений зависимости КИН от ПСС для различных характеристик неоднородности пласта.

6. Экономический эффект от использования ПК «Epsilon» при планировании объемов бурения и подборе проектных скважин составляет 14 млн руб.

7. Перспектива дальнейшего развития ПК «Epsilon» состоит в развитии методики в части планирования размещения проектных нагнетательных скважин и проектных горизонтальных стволов, а также расчетов полей пластового давления с учетом вводимых проектных скважин для определения зон размещения очагов заводнения.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящей диссертации применяются следующие сокращения и обозначения:

ИДДЗ – индекс доходности дисконтированных затрат

ИНС – искусственная нейронная сеть

КИН – коэффициент извлечения нефти

ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация

ПАО – публичное акционерное общество

ПК – программный комплекс

ПСС – плотность сетки скважин

ЧДД – чистый дисконтированный доход

ЭВМ – электронная вычислительная машина

NPV – чистая приведенная стоимость

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Оптимизация плотности сетки скважин с целью повышения эффективности разработки нефтяных месторождений / П.Д. Алексеев, В.Е. Гавура, В.З. Лапидус [и др.] ; Учеб.-метод. и науч.-произв. центр "Светочъ". – М., 1993. – 136 с.
2. Закиров, С.Н. Анализ проблемы "Плотность сетки скважин – нефтеотдача" / С.Н. Закиров. – М. : Грааль, 2002. – 314 с.
3. Щелкачев, В.Н. Влияние на нефтеотдачу плотности сетки скважин и их размещения / В.Н. Щелкачев // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 6. – С. 26-30.
4. Щелкачев, В.Н. О подтверждении упрощенной формулы, описывающей влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу / В.Н. Щелкачев // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 1. – С. 30-33.
5. Крылов, А.П. Экономически допустимое разрежение сетки скважин с точки зрения нефтеотдачи / А.П. Крылов // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 6. – С. 28-30.
6. Лысенко, В.Д. Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко, Э.Д. Мухарский. – М. : Недра, 1975. – 175 с.
7. Мартос, В.Н. Влияние геологических и технических факторов на коэффициент нефтеотдачи / В.Н. Мартос, А.И. Куренков, В.С. Ключарев, К.И. Коваленко // Геология нефти и газа. – 1982. – № 4. – С. 1-4.
8. Влияние плотности сетки скважин на нефтеизвлечение на примере месторождений Татарии / Р.Н. Дияшев, Р.Г. Абдулмазитов, Р.Г. Рамазанов [и др.]. – М. : ВНИИОЭНГ, 1990. – 56 с. – (Нефт. пром-сть. Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений : Обзор. информ. / ВНИИОЭНГ).
9. Бакиров, И.М. Развитие систем разработки нефтяных месторождений с применением заводнения в различных геолого-физических условиях : автореф. дис. ... док. техн. наук: 25.00.17 / И.М. Бакиров ; ТатНИПИнефть ОАО "Татнефть"; науч. конс. д-р техн. наук, проф. Р.Р. Ибатуллин. – Уфа, 2012. – 48 с.

10. Владимиров, И.В. Влияние плотности сетки скважин на коэффициент извлечения нефти низкопроницаемого коллектора при разных режимах течениях нефти / И.В. Владимиров, Д.Т. Абильхаиров, Э.М. Альмухаметова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 3 (109). – С. 56-63.
11. Акрамов, Б.Ш. Исследование влияния плотности сетки скважин на коэффициент нефтеизвлечения на примере месторождений Узбекистана / Б.Ш. Акрамов, Н.У. Каржаубаев, А.Ф. Кодиров // Проблемы современной науки и образования. – 2024. – № 6. – С. 5-9.
12. Малышева, Ю.Г. Исследование влияния плотности сетки скважин на КИН карбонатных коллекторов башкирского яруса на примере опытных участков месторождений Татарстана / Ю.Г. Малышева, И.Н. Хакимзянов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2019 : сб. тр. Междунар. науч.-техн. конф., Октябрьский, 29 марта 2019 г. : в 2 т. – Уфа : УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 147-152.
13. Денисов, В.И. Анализ влияния плотности сетки скважин на разработку нефтяных месторождений / В.И. Денисов, Д.А. Астапова // «Нефть и газ – 2022» : тез. докл. 76-ой междунар. молодеж. науч. конф., Москва, 25-29 апр. 2022 г. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина., 2022. – Т. 1. – С. 138-139.
14. Хайитов, О.Г. Оценка степени влияния плотности сетки скважин на коэффициент нефтеизвлечения подгазовых нефтяных залежей / О.Г. Хайитов, Н.К. Набиева, Ш.Н. Махмудов // Горный журнал. – 2013. – № 6. – С. 46-50.
15. Валеев, А.С. Геолого-статистический анализ процесса нефтеизвлечения месторождений Когалымского региона / А.С. Валеев, А.Ю. Егорова // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения : сб. науч. тр. – Уфа : Монография, 2018. – Вып. 7 (12). – С. 22-28.
16. Лобанов, Д.С. Разработка моделей оперативного прогноза остаточных извлекаемых запасов на различных стадиях разработки нефтяных залежей Пермского края : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 2.8.4 / Д.С. Лобанов ; ПНИПУ ; науч. рук. С.В. Галкин. – Пермь, 2024. – 22 с.

17. Ибатуллин, Р.Р. Теоретические основы процессов разработки нефтяных месторождений. Ч. 1. Системы и режимы разработки : курс лекций / Р.Р. Ибатуллин – Альметьевск : Альметьевский государственный нефтяной институт, 2007. – 92 с.
18. Абдулмазитов, Р.Г. Оценка потерь нефти от разряжения сетки скважин / Р.Г. Абдулмазитов, Г.Г. Емельянова, В.Е. Гавура [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 3. – С. 21–25.
19. Муслимов, Р.Х. Экспериментальная разработка Бавлинского нефтяного месторождения / Р.Х. Муслимов, Э.И. Сулейманов, Р.Г. Абдулмазитов, А.И. Иванов // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 12. – С. 28–30.
20. Бавлинский промышленный эксперимент - оценка результатов спустя 60 лет / И.Н. Хакимзянов, Р.С. Хисамов, А.В. Лифантьев, Р.И. Шешдиров, В.Ш. Мухаметшин // Решение Европейского союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливно-энергетического комплекса России : материалы Междунар. науч.-практ. конф., Казань, 31 авг.-1 сент. 2021 г. – Казань : Ихлас, 2021. – С. 341-344.
21. Каримов, М.Ш. Геологопромысловые исследования при проведении промышленного эксперимента по изучению влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 04.00.17 / М.Ш. Каримов ; БашНИПИнефть ; науч. рук. д-р геол.-минерал. наук, проф. Э.М. Халимов. – Уфа, 1973. – 16 с.
22. Промышленный эксперимент на Ново-Хазинской площади Арланского месторождения – 60 лет спустя / И.А. Фаизова, А.Ш. Гарифуллина, В.Ш. Мухаметшина [и др.] // SOCAR Proceedings, – 2023. – №. 1 – С. 107-116.
23. Искандеров, М.А. К вопросу размещения скважин / М.А. Искандеров. – Баку : АН АзССР, 1966. – 64 с.
24. Максет, М. Физические основы добычи нефти / М. Максет ; сокр. и перераб. пер. с англ. М.А. Геймана. – М. ; Л. : Гостоптехиздат, 1953. – 607 с.

25. Щелкачев, В.Н. Анализ современного состояния нефтедобычи и разработки нефтяных месторождений США / В.Н. Щелкачев. – М. : Госинти, 1961. – 116 с.
26. Van Everdingen, A.F. A Proposal to Improve recovery Efficiency / A.F. van Everdingen, H.S. Kriss // Journal of Petroleum Technology. – 1980. – Vol. 32, № 7. – P. 1164–1168.
27. Holm, L.W. Infill Drilling vs. Tertiary Oil Recovery vs. More Imports / L.W. Holm // Journal of Petroleum Technology. – 1980. – T. 32, № 7. – P. 1169–1174.
28. Gould, T.L. Infill Drilling for Incremental Recovery / T.L. Gould, A.M. Sam Sarem // Journal of Petroleum Technology. – 1989. – T. 41, № 3 – P. 229–237.
29. Ching, H.W. Infill Drilling Enhances Waterflood Recovery / H.W. Ching, B.A. Laughlin; M. Jardon // Journal of Petroleum Technology. – 1989. – T. 41, № 3. – P. 1088–1095.
30. Муслимов, Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН) : учеб. пособие / Р.Х. Муслимов. – Казань : Фэн, 2014. – 750 с.
31. Вахитов, Г.Г. Нефтяная промышленность России: вчера, сегодня, завтра. Опыт разработки месторождений углеводородов в 1950-2008 гг. / Г.Г. Вахитов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : ВНИИОЭНГ, 2008. – 311 с.
32. Хисамов, Р.С. Особенности геологического строения и разработки многопластовых нефтяных месторождений / Р.С. Хисамов. – Казань : Мониторинг, 1996. – 288 с.
33. Пулькина, Н.Э. Изучение неоднородности продуктивных пластов : учеб. пособие / Н.Э. Пулькина, С.В. Зимина. – Томск : Изд-во Томского политехн. ун-та, 2012. – 79 с.
34. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология : учеб. пособие для вузов / В.Г. Каналин, С.Б. Вагин, М.А. Токарев [и др.]. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 2006. – 372 с.

35. Справочник по нефтепромысловой геологии / А.Н. Петровская, Ю.И. Марьенко, Н.В. Манчева [и др.] ; под ред. Н.Е. Быкова [и др.]. – М. : Недра, 1981. – 525 с.
36. Газизов, А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки / А.А. Газизов. – М. : Недра, 2002. – 639 с.
37. Саттаров, Р.З. Исследование выработки прерывистых пластов с применением гидроразрыва на основе геостохастического моделирования : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Р.З. Саттаров ; ТатНИПИнефть ; науч. рук. д-р техн. наук А.В. Насыбуллин. – Бугульма, 2014. – 24 с.
38. Методические указания по геолого-промышленному анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений : РД 153-39.0-110-01 : дата введения с 01.03.2002 г. / В.Ф. Базив, Б.Т. Башев, Ю.Е. Батурина [и др.] ; ФГУ "Экспертнефтегаз". – М., 2002. – 119 с.
39. Специальные вопросы разработки нефтегазовых месторождений : метод. указания к практическим занятиям / сост. Д.Г. Подопригора, С.В. Мигунова. – СПб, 2019. – 70 с.
40. Основы промысловой геологии и разработки месторождений нефти и газа. Методическое руководство к выполнению лабораторных работ / сост. Н.Г. Нургалиева, Р.К. Тухватуллин, Р.Ф. Вафин. – Казань, 2006 – 72 с.
41. Истомин, С.Б. Учет литологической макронеоднородности при цифровом геологическом моделировании месторождений нефти и газа : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.10 / С.Б. Истомин ; РГГРУ ; науч. рук. И.А. Мараев. – М., 2009. – 25 с.
42. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России : в 2-х т. Т. 2. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция / отв. ред. В.Е. Гавура. – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – 349 с.
43. Хуснуллин, М.Х. Метод оптимизации плотности сетки скважин / М.Х. Хуснуллин, Э.Н. Халабуда, Р.Х. Муслимов // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 11. – С. 31-35.

44. Лифантьев, А.В. Учет неоднородности пластов по проницаемости при компьютерном проектировании разработки нефтяных месторождений : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / А.В. Лифантьев ; ТатНИПИнефть ; науч. рук. д-р техн. наук А.В. Насыбуллин. – Бугульма, 2014. – 22 с.
45. Шавалиев, А.М. Оптимизация плотности сетки скважин на Ромашкинском месторождении / А.М. Шавалиев, С.А. Соловьев, Н.Х. Шаяхметова // Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений : тр. / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1988. – Вып. 62. – С. 19-24.
46. Оптимальная плотность сетки скважин при бурении уплотняющих скважин для повышения коэффициента нефтеизвлечения / И.Н. Хакимзянов, Д.Т. Киямова, Р.И. Шешдиров, Г.М. Багаутдинов, И.П. Новиков // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений : материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина, 7-8 сент. 2016 г., г. Казань : в 2 т. – Казань : Ихлас, 2016. – Т. 2. – С. 132-136.
47. Андреева, А.И. Метод оптимальной расстановки скважин при разработке нефтяного месторождения / А.И. Андреева, А.А. Афанасьев // Вестник Московского университета. Серия 1: Математика. Механика. – 2021. – № 2. – С. 52-56.
48. Ермолаев, А.И. Модели формирования вариантов размещения скважин на залежах нефти и газа : учеб. пособие / А.И. Ермолаев ; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – М., 2010. – 96 с.
49. Ермолаев, А.И. Оптимизация размещения скважин на нефтяных залежах на основе алгоритмов целочисленного программирования / А.И. Ермолаев, Б.А. Абдикадыров // Проблемы управления. – 2007. – № 6. – С. 45-49.
50. Пучковский, С.А. Модификация метода ветвей и границ для решения задачи оптимальной расстановки скважин на залежах нефти и газа / С.А. Пучковский // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 6. – С. 33-37.

51. О применении алгоритма ALPHA ZERO для оптимизации размещения нерегулярной сетки добывающих скважин / К.Н. Майоров, Д.С. Чебкасов, Д.В. Антипин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 3. – С. 76-79.
52. Silver, D. A general reinforcement learning algorithm that masters chess, shogi, and Go through self-play / D. Silver, T. Hubert, J. Schrittwieser [et al.] // Science. – 2018. – Vol. 362. – P. 1140-1144.
53. Optimal well placement using an adjoint gradient / K. Zhang, G. Li, A.C. Reynolds [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2010. – Vol. 73, № 3-4. – P. 220-226.
54. Beckner, B.L. Field development planning using simulated annealing — optimal economic well scheduling and placement / B.L. Beckner, X. Song // Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 22-25, 1995. – DOI: <https://doi.org/10.2118/30650-MS>.
55. Norrena, K. Automatic determination of well placement subject to geostatistical and economic constraints / K. Norrena, C. Deutsch // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada, November 4-7, 2002. – DOI: <https://doi.org/10.2118/78996-MS>.
56. Bittencourt, A.C. Reservoir development and design optimization / A.C. Bittencourt, R.N. Horne // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 5-8, 1997. – DOI: <https://doi.org/10.2118/38895-MS>.
57. Ozdogan, U. Optimization of well placement under timedependent uncertainty / U. Ozdogan, R.N. Horne // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2006. – Vol. 9, № 2. – P. 135-145. – DOI: <https://doi.org/10.2118/90091-PA>.
58. Yeten, B. Optimization of nonconventional well type, location and trajectory / B. Yeten, L.J. Durlofsky, K. Aziz // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, September 29 - October 2, 2002. – DOI: <https://doi.org/10.2118/77565-MS>.
59. Centilmen, A. Applications of neural networks in multiwell field development / A. Centilmen, T. Ertekin, A.S. Grader // SPE Annual Technical

Conference and Exhibition, Houston, Texas, October 3-6, 1999. – DOI: <https://doi.org/10.2118/56433-MS>.

60. Adjoint-based wellplacement optimization under production constraints / M. Handels, M.J. Zandvliet, D.R. Brouwer, J.D. Jansen // SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, U.S.A., February 26-28, 2007. – DOI: <https://doi.org/10.2118/105797-MS>.

61. Adjoint-based well-placement optimization under production constraints / M.J. Zandvliet, M. Handels, G.M. van Essen [et al.] // SPE Journal. – 2008. – Vol. 13, № 4 – P. 392-399. – DOI: <https://doi.org/10.2118/105797-PA>.

62. Sarma, P. Efficient well placement optimization with gradientbased algorithm and adjoint models / P. Sarma, W.H. Chen // SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, February 25-27, 2008. – DOI: <https://doi.org/10.2118/112257-MS>.

63. Guo, Z. Robust life-cycle production optimization with a supportvector-regression proxy / Z. Guo, A.C. Reynolds // SPE Journal. – 2018. – Vol. 23, № 6 – P. 2409–2427. – DOI: <https://doi.org/10.2118/191378-PA>.

64. Machine learning-based optimization of well locations and WAG parameters under geologic uncertainty / A. Nwachukwu, H. Jeong, A. Sun [et al.] // SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, April 14-18, 2018. – DOI: <https://doi.org/10.2118/190239-MS>.

65. Centilmen, A. Applications of neural networks in multiwell field development / A. Centilmen, T. Ertekin, A.S. Grader // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, October 3-6, 1999. – DOI: <https://doi.org/10.2118/56433-MS>.

66. Yeten, B. Optimization of nonconventional well type, location, and trajectory / B. Yeten, L.J. Durlofsky, K. Aziz // SPE Journal. – 2003. – Vol. 8, № 3 – P. 200-210. – DOI: <https://doi.org/10.2118/86880-PA>.

67. Kim, J. Robust optimization of the locations and types of multiple wells using CNN based proxy models / J. Kim, H. Yang, J. Choe // Journal of Petroleum Science

and Engineering. – 2020. – Vol. 193. – P. 107424. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107424>.

68. Efficient well placement optimization based on theory-guided convolutional neural network / N. Wang, H. Chang, D. Zhang [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208. – P. 109545. – DOI:10.1016/j.petrol.2021.109545.

69. Денисов, О.В. Совершенствование процессов мониторинга и регулирования разработки нефтяных месторождений на основе статистических, оптимизационных и нейросетевых алгоритмов : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / О.В. Денисов ; ТатНИПИнефть ПАО "Татнефть" им. В.Д. Шашина ; науч. рук. д-р техн. наук, проф. А.В. Насыбуллин. – Бугульма, 2019. – 25 с.

70. Создание программного модуля для технико-экономической оценки запасов нефти ПАО "Татнефть" / Ф.М. Латифуллин, Рам.З. Саттаров, С.В. Смирнов, А.А. Ризванов, Р.Р. Хафизов, М.А. Шарифуллина // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО "Татнефть". – М. : Нефтяное хозяйство, 2018. – Вып. 86. – С. 49-57.

71. Оптимизация размещения проектных скважин с использованием программного модуля для технико-экономической оценки запасов нефтяных месторождений / А.В. Насыбуллин, Д.А. Разживин, Ф.М. Латифуллин, Рам.З. Саттаров, С.В. Смирнов, Р.Р. Хафизов, М.А. Шарифуллина. – Текст : электронный // Нефтяная провинция : сетевое науч. изд. – 2018. – № 4. – С. 163-174. – URL: http://docs.wixstatic.com/ugd/2e67f9_4cc6391aa88d4ba18effd2bcc96e0481.pdf (дата обращения 25.08.2025).

72. Шарифуллина, М.А. Разработка программного модуля для технико-экономической оценки запасов нефтяных месторождений ПАО «Татнефть» / М.А. Шарифуллина, Р.Р. Хафизов. – Текст : электронный // Молодежная научно-практическая конференция института «ТатНИПИнефть»: Секция № 1 «Геология, разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений» в 2018 г. – Бугульма, 2018. – 10 с. – URL: <http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2018/geol/024.pdf> (дата обращения: 25.08.2025).

73. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ N 2018613935 Российская Федерация. Технико-экономическая оценка запасов нефтяного месторождения : N 2018611139 : заявлено 07.02.2018 : опубликовано 27.03.2018 / Латифуллин Ф.М., Саттаров Рам.З., Смирнов С.В., Ханипов М.Н., Хафизов Р.Р., Шарифуллина М.А. ; правообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

74. Поэтапная оптимизация расстановки проектных скважин по неравномерной сетке с использованием программного модуля технико-экономической оценки запасов месторождений / Е.Ю. Звездин, М.И. Маннапов, А.В. Насыбуллин, Рам.З. Саттаров, М.А. Шарифуллина, Р.Р. Хафизов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 7. – С. 28-31.

75. Поиск оптимальных решений по расстановке проектных точек бурения для повышения рентабельности разработки нефтяных месторождений / Ф.М. Латифуллин, А.Ф. Яртиев, Рам.З. Саттаров, М.А. Шарифуллина, Р.Р. Хафизов, Е.В. Бутусов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО "Татнефть". – М. : Нефтяное хозяйство, 2019. – Вып. 87. – С. 44-51.

76. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ N 2019663141 Российская Федерация. Технико-экономическая оценка запасов нефтяного месторождения. Версия 1.1 : N 2019661964 : заявлено 01.10.2019 : опубликовано 10.10.2019 / Латифуллин Ф.М., Саттаров Рам.З., Смирнов С.В., Хафизов Р.Р., Шарифуллина М.А. ; правообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

77. Создание информационно-программного инструмента долгосрочного планирования инвестиций для эффективной разработки нефтяных месторождений / А.В. Насыбуллин, Рам.З. Саттаров, Ф.М. Латифуллин, О.В. Денисов, А.В. Чирикин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 128-131.

78. Разработка технологии долгосрочного планирования инвестиций для эффективной разработки нефтяных месторождений на основе высокопроизводительных вычислений и машинного обучения / А.В. Насыбуллин,

Рам.З. Саттаров, Ф.М. Латифуллин, О.В. Денисов, А.В. Чирикин // Вестник НЦБЖД. – 2020. – № 4. – С. 146-154.

79. Использование машинного обучения и методов оптимизации при долгосрочном планировании геолого-технических мероприятий в программном комплексе *Epsilon* / А.В. Насыбуллин, А.А. Дьяконов, М.И. Маннапов, Рам.З. Саттаров, Р.Р. Хафизов, В.С. Тимофеев, А.В. Фаддеенков // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 7. – С. 48-51.

80. Экспресс-оценка на АРМ "ЛАЗУРИТ" геологических рисков и остаточных запасов нефти по планируемым к бурению проектным скважинам / Р.С. Хисамов, А.В. Насыбуллин, Ф.М. Латифуллин, С.В. Смирнов, М.А. Чернова // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО "Татнефть". – М. : Нефтяное хозяйство, 2015. – Вып. 83. – С. 117-123.

81. Чернова, М.А. Оценка на АРМ «ЛАЗУРИТ» геологических рисков по планируемым к бурению проектным скважинам на объектах разработки НГДУ / М.А. Чернова. – Текст : электронный // Молодежная научно-практическая конференция института «ТатНИПИнефть»: Секция № 1 «Геология, разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений». – Бугульма, 2015. – 4 с. – URL: <http://10.2.1.52/upload/sms/2015/geol/021.pdf> (дата обращения: 25.08.2025).

82. Латифуллин, Ф.М. Использование пакета программ АРМ геолога «ЛАЗУРИТ» для геолого-технологического моделирования и планирования геолого-технических мероприятий в ПАО «Татнефть» / Ф.М. Латифуллин, Рам.З. Саттаров, М.А. Шарифуллина // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 6. – С. 40-43.

83. Применение методов машинного обучения при планировании бурения скважин на объектах разработки нефтяного месторождения / Б.Г. Ганиев, А.В. Насыбуллин, Рам.З. Саттаров, В.С. Тимофеев, А.В. Фаддеенков, А.Ю. Тимофеева // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 7. – С. 23-27.

84. Лысенко, В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко – М. : Недра, 1987. – 247 с.

85. Силаев, К.О. Методы для анализа кривых падения добычи, применяемые в топливно-энергетической сфере / К.О. Силаев, А.Н. Силаева // Экономика и социум. – 2016. – № 9. – С. 543-546.
86. Латифуллин, Ф.М. Развитие методов анализа разработки крупных многопластовых нефтяных месторождений с длительной историей на основе системы автоматизированного проектирования : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Ф.М. Латифуллин ; ТатНИПИнефть ; науч. рук. д-р техн. наук Р.Т. Фазлыев. – Бугульма, 2004. – 24 с.
87. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022669745 Российской Федерации. Программный модуль ПК «Epsilon» для оценки экономической рентабельности бурения проектных скважин и расчета экономических показателей сценариев разработки : № 2022668910 : заявлено 17.10.2022 : опубликовано 25.10.2022 / Маннапов М.И., Вафин А.Р., Саттаров Рам.З., Хафизов Р.Р., Ханипов М.Н., Шарифуллина М.А. ; правообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.
88. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2022664881 Российской Федерации. Программа для генерации единой прокси-модели месторождения : № 2022664003 : заявлено 27.07.2022 : опубликовано 05.08.2022 / Латифуллин Ф.М., Саттаров Рам.З., Хафизов Р.Р., Шарифуллина М.А. ; правообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.
89. Создание технологии автоматизированной генерации сценариев разработки месторождения и выбора оптимальных вариантов на основе высокопроизводительных вычислений и машинного обучения / Ф.М. Латифуллин, Рам.З. Саттаров, М.А. Шарифуллина, Р.Г. Гирфанов, О.В. Денисов, А.В. Чирикин // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО "Татнефть". – М. : Нефтяное хозяйство, 2020. – Вып. 88. – С. 87-95.
90. О методике автоматизированной генерации сценариев разработки длительно эксплуатируемого нефтяного месторождения / Р.С. Хисамов, Б.Г. Ганиев, И.Ф. Галимов, А.В. Насыбуллин, Рам.З. Саттаров, М.А. Шарифуллина // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 7. – С. 22-25.

91. Long-term investment planning methodology for oilfield development efficiency / B.G. Ganiev, A.V. Nasybullin, I.I. Mannanov, D.R. Khayarova, F.M. Latifullin, R.Z. Sattarov, M.A. Sharifullina, R.R. Khafizov. – Text : electronic // EurAsian Journal of BioSciences : refereed electronic journal. – 2020. – Vol. 14, № 2. – P. 4945-4952. – UPL: <https://web.archive.org/web/20220123222207/http://ejobios.org/download/long-term-investment-planning-methodology-for-oilfield-development-efficiency-8173.pdf> (дата обращения: 25.08.2025).

92. Автоматизированная генерация сценариев разработки нефтяных месторождений и выбор оптимальных вариантов на основе высокопроизводительных вычислений и машинного обучения / Р.Р. Хафизов, Ф.М. Латифуллин, Рам.З. Саттаров, М.А. Шарифуллина // Решение Европейского союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливно-энергетического комплекса России : материалы Междунар. науч.-практ. конф., Казань, 31 авг.-1 сент. 2021 г. – Казань : Ихлас, 2021. – С. 348-351.

93. Инструменты долгосрочного планирования инвестиций для эффективной разработки нефтяных месторождений на основе высокопроизводительных вычислений и машинного обучения / Р.Р. Хафизов, М.А. Шарифуллина, Рам.З. Саттаров, В.В. Емельянов, М.И. Маннапов // Перспективы развития нефтегазовых компаний России в современных условиях : материалы Междунар. науч.-практ. конф. – Казань : Астор и Я, 2023. – С. 402-403.

94. Создание программного инструмента долгосрочного планирования бурения и ввода скважин в разработку нефтяных месторождений на основе высокопроизводительных вычислений и машинного обучения / Р.Р. Хафизов, М.И. Маннапов, А.Р. Вафин, Рам.З. Саттаров, М.А. Шарифуллина, М.Н. Ханипов // Повышение эффективности сопровождения нефтегазовых активов : сб. докл. IV Междунар. науч.-практ. конф. – Сыктывкар : Коми республиканская типография, 2022. – С. 53-59.

95. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020616438 Российской Федерации. Программный комплекс автоматического

кустования скважин : № 2020615603 : заявлено 09.06.2020 : опубликовано 17.06.2020 / Ахметов Н.А., Бояров Ф.Г., Васютин В.А., Гильманов Р.С., Гилаев Д.М, Закиев, А.Р., Ибрагимов И.С., Каримов С.М., Кухаркин Т.А., Муртазин Д.К., Нургалиев А.Р., Сахаутдинов Р.В., Судаков В.А, Шевченко Д.В., Яруллин А.Д. ; правообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

96. Подбор показателей ранжирования при формировании очередности бурения проектных скважин в программе *Epsilon* / М.И. Маннапов, В.В. Емельянов, А.В. Насыбуллин, Рам.З. Саттаров, М.А. Шарифуллина, М.Ф. Латифуллина // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 7. – С. 18-21.

97. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020665887 Российской Федерации. Программный комплекс поддержки принятия решений по формированию множества предпочтительных вариантов геолого-технических мероприятий (ввода скважин в эксплуатацию) при разработке нефтяного месторождения : № 2020665114 : заявлено 23.11.2020 : опубликовано 02.12.2020 / Катасев А.С., Катасева Д.В., Аникин И.В., Трегубов В.М., Емалетдина Л.Ю., Шайхразиева Л.Р., Гирфанов Р.Г., Денисов О.В, Лазарева Р.Г., Латифуллин Ф.М., Саттаров Рам.З., Хафизов Р.Р., Чирикин А.В., Шарифуллина М.А., Насыбуллин А.В., Хаярова Д.Р., Шакирзянов Р.М. ; правообладатель ГБОУ «АГНИ».

98. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018611091 Российской Федерации. КИМ Эксперт : № 2017662303 : заявлено 29.11.2017 : опубликовано 23.01.2018 / Сахабутдинов Р.З. Ганиев Б.Г., Насыбуллин А.В., Латифуллин Ф.М., Саттаров Рам.З., Смирнов С.В., Шарифуллина М.А. ; правообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

99. Использование программного комплекса «*Epsilon*» для формирования сценариев разработки и их оптимизации на множество месторождений ПАО «Татнефть» / Р.Р. Хафизов, М.И. Маннапов, Т.С. Усманов, А.Р. Вафин, Р.З. Саттаров, М.А. Шарифуллина, М.Н. Ханипов // Геология и недропользование. – 2022. – № 5. – С. 162-167.

100. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ N 2020661783 Российская Федерация. Estimating Performance of System Investment in Long-term Oil production using Neuronet (Epsilon) : N 2020619328 : заявлено 19.08.2020 : опубликовано 01.10.2020 / Насыбуллин А.В., Гирфанов Р.Г., Денисов О.В., Лазарева Р.Г., Латифуллин Ф.М., Саттаров Рам.З., Хафизов Р.Р., Чирикин А.В, Шарифуллина М.А. ; правообладатель ГБОУ ВО «АГНИ».

101. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ N 2021680284 Российская Федерация. Epsilon 1.1. : N 2021669156 : заявлено 29.11.2021 : опубликовано 08.12.2021 / Латифуллин Ф.М., Саттаров Рам.З., Хафизов Р.Р., Шарифуллина М.А. ; правообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

102. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ N 2022666813 Российская Федерация. Epsilon 2.0 : N 2022665627 : заявлено 24.08.2022 : опубликовано 07.09.2022 / Латифуллин Ф.М., Саттаров Рам.З., Хафизов Р.Р., Шарифуллина М.А. ; правообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

103. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ N 2022665540 Российская Федерация. AW_client : N 2022665050 : заявлено 13.08.2022 : опубликовано 17.08.2022 / Шарифуллина М.А. ; правообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

104. Планирование размещения проектного фонда горизонтальных скважин в программном комплексе «Epsilon» / М.И. Маннапов, В.В. Емельянов, Рам.З. Саттаров, М.А. Шарифуллина, Ф.Ф. Латифуллин. – Текст : электронный // Нефтяная провинция : рец. науч. изд. сетевого распространения. – 2023. – № 2. – С. 137-149. – URL: <https://vkro-raen.com/files/008/331/879/8331879/original/34-9-M.I.Mannapov.pdf> (дата обращения: 25.08.2025).

105. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ N 2022665678 Российская Федерация. Модуль расстановки проектного нагнетательного фонда скважин при заданном множестве вариантов : N 2022664014 : заявлено 27.07.2022 : опубликовано 18.08.2022 / Латифуллин Ф.М.,

Саттаров Рам.З., Хафизов Р.Р., Шарифуллина М.А. ; правообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

106. Поиск проектных точек для размещения нагнетательных скважин в программном комплексе Epsilon / Ф.М. Латифуллин, М.А. Шарифуллина, Ф.Ф. Латифуллин, В.С. Тимофеев, А.В. Фаддеенков, А.Ю. Тимофеева // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 3. – С. 74-76.

107. Развитие методики размещения проектных нагнетательных скважин в программном комплексе EPSILON / М.И. Маннапов, А.В. Насыбуллин, В.В. Емельянов, Ф.М. Латифуллин, Рам.З. Саттаров, М.А. Шарифуллина // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 9. – С. 17-21.

108. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021680490 Российская Федерация. Программный модуль «Поток» : № 2021669134 : заявлено 29.11.2021 : опубликовано 10.12.2021 / Латифуллин Ф.М., Саттаров Рам.З., Смирнов С.В., Хафизов Р.Р., Шарифуллина М.А. ; правообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

109. Абдулмазитов, Р.Г. Повышение эффективности разработки залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами : автореф. дис. ... док. техн. наук: 25.00.17 / Р.Г. Абдулмазитов ; ТатНИПИнефть. – Уфа, 2004. – 52 с.

110. Муслимов, Р.Х. Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии / Р.Х. Муслимов, Р.Г. Абдулмазитов. – Казань : Таткнигоиздат, 1989. – 136 с.

111. Бочаров, В.А. Разработка нефтяных пластов при вытеснении нефти водой в условиях проявления начального градиента давления : автореф. дис. ... док. техн. наук: 05.15.06 / В.А. Бочаров ; ВНИИнефть. – Москва, 1998. – 36 с.

112. Гавура, В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений / В.Е. Гавура. – М. : ВНИОЭНГ, 1995. – 494 с.

113. Гавура, В.Е. Геологические основы повышения эффективности разработки и нефтеотдачи нефтяных и нефтегазовых месторождений : автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук: 04.00.17 / В.Е. Гавура ; ВНИИнефть. – Москва, 1996. – 65 с.

114. Кожакин, С.В. Статистическое исследование нефтеотдачи месторождений Урало-Поволжья, находящихся в поздней стадии разработки / С.В. Кожакин // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1972. – №7, – С. 6-11.
115. Акимов, И.А. Разработка статистических моделей для определения конечного коэффициента извлечения нефти из недр (на примере территории Пермского края) : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.12 / И.А. Акимов ; Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2007 – 21 с.
116. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009616218 Российская Федерация. Автоматизированное рабочее место геолога «ЛАЗУРИТ» (АРМ геолога «ЛАЗУРИТ») : № 2009612612 : заявлено 29.05.2009 : опубликовано 11.11.2009 / Ахметзянов Р.Р., Ибатуллин Р.Р., Латифуллин Ф.М., Насыбуллин А.В., Смирнов С.В. ; правообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.
117. Шарифуллина, М.А. Изучение влияния неоднородности продуктивных пластов на взаимосвязь нефтеизвлечения и плотности сетки скважин для месторождений на поздней стадии разработки / М.А. Шарифуллина, И.Г. Фаттахов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2025. – № 8. – С. 62-67.
118. Насыбуллин, А.В. Исследование макронеоднородности пластов терригенных девонских отложений Ромашкинского месторождения / А.В. Насыбуллин, Ф.М. Латифуллин, Рам.З. Саттаров // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО "Татнефть". – М. : Нефтяное хозяйство, 2015. – Вып. 83. – С. 128-131.
119. Шарифуллина, М.А. Влияние расчлененности на нефтеизвлечение высоковыработанных терригенных пластов Республики Татарстан / М.А. Шарифуллина, И.Г. Фаттахов, С.Л. Волдвин. – Текст : электронный // Нефтяная провинция : рец. науч. изд. сетевого распространения. – 2025. – № 2. – С. 76-88. – URL: <https://vkro-raen.com/files/010/805/088/10805088/original/42-6-M.A.Sharifullina.pdf> (дата обращения: 25.08.2025).

120. Базив, В.Ф. Геологопромысловые основы управления отбором жидкости и режимами нефтяных залежей при их заводнении : автореф. дис. док. геол.-минерал. наук: 25.00.17 / В.Ф. Базив. – М., 2008. – 48 с.
121. Гутман, И.С. Геостатистика в промыслово-геологических исследованиях : учеб. / И.С. Гутман, И.Ю. Балабан – М. : РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. – 154 с.
122. Дементьев, Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии : учеб. пособие / Л.Ф. Дементьев. – М.: Недра, 1983. – 189 с.
123. Токарев М.А. О применении энтропии как количественной характеристики геологической неоднородности при геолого-промышленном анализе нефтяных месторождений / М.А. Токарев, В.Ш. Мухаметшин // Проблемы использования химических средств и методов увеличения нефтеотдачи пластов : тез. докл. пятой респ. межотрасл. науч.-практ. конф. – Уфа, 1980. – С. 107-110.
124. Дементьев, Л.Ф. Применение информационных технологий в нефтепромысловой геологии / Л.Ф. Дементьев, Е.А. Хитров, Ю.В. Шурубор ; ПермНИПИнефть. – Пермь : Перм. кн. изд-во, 1974. – 155 с. – (Труды / ПермНИПИнефть ; Вып. 10).
125. Чоловский, И.П. Геолого-промышленный анализ при разработке нефтяных месторождений / И.П. Чоловский. – М. : Недра, 1977. – 208 с.

СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА

Рисунок 1 Структурные уровни геологической неоднородности.....	С. 22
Рисунок 2 Вертикальная макронеоднородность на геологическом профиле горизонта.....	С. 23
Рисунок 3 Латеральная макронеоднородность на карте распространения коллекторов.....	С. 24
Таблица 1 Типы терригенных пластов платформенных областей по степени геологической неоднородности.....	С. 28
Таблица 2 Группы объектов месторождений Татарстана, находящихся в наиболее поздней стадии разработки.....	С. 29
Рисунок 4 Распределение объектов по расчлененности и ожидаемому нефтеизвлечению.....	С. 30
Рисунок 5 Изменение удельных площадей при уплотнении сетки скважин.....	С. 40
Таблица 3 Классификация критериев подбора скважин.....	С. 43
Рисунок 6 Алгоритм поэтапной расстановки проектных наклонно-направленных скважин по неравномерной сетке при заданных технологических и экономических параметрах.....	С. 44
Рисунок 7 Модифицированный алгоритм поэтапной расстановки проектных наклонно-направленных скважин по неравномерной сетке при заданных технологических и экономических параметрах, учитывающий целесообразность применения технологии ОРЭ для скважины в случае нерентабельности варианта с отдельной эксплуатацией объектов.....	С. 50
Рисунок 8 Зависимость параметров куста от рассчитанного ранга.....	С. 54
Рисунок 9 Примеры распределения планируемых кустов на пятилетний прогнозный период.....	С. 57
Рисунок 10 Интерфейс ПК «Epsilon».....	С. 62

Таблица 4 Средние значения параметров по группам терригенных объектов	C. 69
Рисунок 11 График «Ящик с усами» для 2 групп объектов по параметрам неоднородности	C. 69
Таблица 5 Статистические зависимости КИН от ПСС для различных групп объектов и интервалов параметров.....	C. 71
Рисунок 12 Зависимость КИН от ПСС при делении объектов на подгруппы по неоднородности.....	C. 72
Рисунок 13 Зависимость расчлененности пласта от нефтенасыщенной толщины.....	C. 73
Рисунок 14 Номограмма зависимости КИН от ПСС для различных значений расчлененности пласта.....	C. 74
Рисунок 15 Сопоставление утвержденных и рассчитанных значений КИН.....	C. 75
Рисунок 16 График зависимости КИН от τ	C. 75
Таблица 6 Матрица соотношения единиц измерения энтропии.....	C. 78
Рисунок 17 График «Ящик с усами» по параметру энтропия расчлененности для 2 групп объектов.....	C. 79
Рисунок 18 Зависимость энтропии расчлененности от коэффициента расчлененности.....	C. 80
Рисунок 19 Зависимость КИН от ПСС при разделении на подгруппы по энтропии расчлененности.....	C. 80
Таблица 7 Диапазоны изменения параметров по группам карбонатных объектов.....	C. 82
Рисунок 20 Зависимость КИН от ПСС для 1 группы карбонатных объектов.....	C. 82
Рисунок 21 Зависимость КИН от ПСС для 2 группы карбонатных объектов.....	C. 83

Рисунок 22 Зависимость КИН от ПСС для 3 группы карбонатных объектов.....	C. 83
Таблица 8 Геолого-физические и технологические показатели объектов.....	C. 87
Таблица 9 Результат выполнения этапов алгоритма расстановки проектных наклонно-направленных скважин по неравномерной сетке....	C. 88
Рисунок 23 Результат расстановки проектных точек на поле плотности остаточных запасов нефти.....	C. 89
Рисунок 24 Распределение проектных скважин по кустам.....	C. 90
Рисунок 25 Ранжирование кустов проектных скважин.....	C. 90
Таблица 10 – Формирование сценариев ввода кустов проектных скважин по годам планирования.....	C. 91
Таблица 11 Количество проектных скважин, кустов и вариантов их ввода	C. 91
Рисунок 26 Рассчитанные значения КИН для различных шагов уплотнения.....	C. 92
Рисунок 27 Результаты многовариантных расчетов на прокси-модели.....	C. 93
Рисунок 28 Изменение количества проектных скважин при уменьшении порогового значения ИДДЗ на 5 %.....	C. 94
Рисунок 29 Изменение ИДДЗ для двух вариантов «ковра бурения» при уменьшении порогового значения ИДДЗ проектных скважин на 5 %.....	C. 95
Рисунок 30 Изменение количества проектных скважин при уменьшении минимальной допустимой величины остаточных запасов проектных скважин на 20 %.....	C. 95
Рисунок 31 Количество размещаемых проектных скважин для вариантов изменением цены на нефть на 10 %.....	C. 96
Рисунок 32 Количество размещаемых проектных скважин для вариантов изменением курса доллара на 10 %.....	C. 97

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(обязательное)

Акты внедрения программного комплекса «Epsilon»

Форма документа № Р-2

Акт об использовании программы для ЭВМ № 2020661783

«____» 20__ г.

СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»

(наименование организации)

Регистрационный номер патента/свидетельства № 2020661783 от 01.10.2020 г.

Название: Estimating Performance of System Investment in Long-term Oil production using Neuronet (Epsilon)

№ договора/заказ-наряд 05.604.21.0253

Использовано с «05» марта 2021 г. в СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»

(где использовано в соответствии с формулой изобретения)

Руководитель предприятия /
 начальник департамента разработки
 месторождений СП «Татнефть-
 Добыча» ПАО «Татнефть»

Подпись

Ганиев Б.Г.
 Ф.И.О.

Члены комиссии:

Главный специалист ОРИС ЦГР ПАО
 «Татнефть»

Подпись

Габсаттаров Ф.Ф.
 Ф.И.О.

Ответственное лицо подразделения –
 начальник отдела - заместитель
 начальника УРМ по перспективному
 планированию департамента
 разработки месторождений СП
 «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»

Подпись

Маннапов М.И.
 Ф.И.О.

«____» 20__ г.

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020661783

**Estimating Performance of System Investment in Long-term
Oil production using Neuronet (Epsilon)**

Правообладатель: *Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт» (РУ)*

Авторы: *Насыбулли Арслан Валерьевич (РУ), Гирфанов Руслан Габдульянович (РУ), Денисов Олег Владимирович (РУ), Лазарева Регина Геннадьевна (РУ), Латифуллин Фарит Миннеахметович (РУ), Саттаров Рамиль Зайтунович (РУ), Хафизов Рафаэль Ринатович (РУ), Чирикин Александр Владимирович (РУ), Шарифуллина Мария Александровна (РУ)*

Заявка № 2020619328

Дата поступления 19 августа 2020 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 01 октября 2020 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ИЗМЕНЕНИЕ

в свидетельство о государственной регистрации
программы для ЭВМ

№ 2020661783

Государственная регистрация отчуждения
исключительного права по договору

Лицо(а), передающее(ие) исключительное право: **Государственное
бюджетное образовательное учреждение высшего
образования**

«Альметьевский государственный нефтяной институт» (RU)

Приобретатель(и): **Публичное акционерное общество «Татнефть»
им. В.Д. Шашина (RU)**

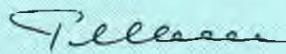
Правообладатель(и): **Публичное акционерное общество «Татнефть»
им. В.Д. Шашина (RU)**

Дата и номер государственной регистрации отчуждения исключительного
права: **4 марта 2021 г. № РД0356807**



Запись внесена в Реестр программ
для ЭВМ **4 марта 2021 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев

Лист согласования к документу № 2747-ПТННЧ(750) от 30.07.2021

Инициатор согласования: Шарифуллина М.А. Заведующая лабораторией отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых систем

Согласование инициировано: 29.07.2021 16:15

Лист согласования			Тип согласования: смешанное	
N°	ФИО, должность	Передано на визу	Срок согласования	Результат согласования
Тип согласования: последовательное				
1	Саттаров Равиль З., Заведующий лабораторией отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых систем	29.07.2021 - 16:15		Согласовано 29.07.2021 16:54:58
2	Габсаттаров Ф.Ф., Главный специалист Отдела развития интеллектуальной собственности	29.07.2021 - 16:54		Согласовано 29.07.2021 17:19:41
3	Маннапов М.И., Начальник отдела перспективного планирования разработки месторождений- заместитель начальника УРМ по перспективному планированию	29.07.2021 - 17:19		Согласовано 30.07.2021 09:04:36
Тип согласования: последовательное				
4	Усманов Т.С. / Шавалиев М.А., Начальник отдела разработки нефтяных месторождений	30.07.2021 - 09:04		Подписано 30.07.2021 09:52:43 (Шавалиев М.А.)
5	Ганиев Булат Галиевич, Начальник департамента разработки месторождений "Татнефть-Добыча"	30.07.2021 - 09:52		Подписано 30.07.2021 15:52:02

Форма документа № Р 2

Утверждена приказом по Учетной политике ПАО «Татнефть»

**Акт об использовании РИД № 2021680284
«20» января 2022г.**

(наименование организации)

Регистрационный номер патента/свидетельства 2021680284 от 29.11.2021 г.

Название: Epsilon 1.1

Использовано с 10.01.2022 г.

На объектах : На 12 рабочих местах института «ТатНИПИнефть»

(где использовано в соответствии с формулой изобретения)

Директор
института «ТатНИПИнефть»

подпись

Заятов М.М.

ФИО

Члены комиссии

Главный специалист ОРИС
Центра технологического
развития ПАО «Татнефть»

подпись

Габсаттаров Ф.Ф.

ФИО

Заведующий лабораторией
ОРИТиМПС
института «ТатНИПИнефть»

подпись

Сагтаров Рав.З.

ФИО

20.01.2022

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021680284

Epsilon 1.1.

Правообладатель: **Публичное акционерное общество
«Татнефть» имени В.Д. Шашина (RU)**

Авторы: **Латифуллин Фарит Миннеахметович (RU),
Саттаров Рамиль Зайтунович (RU), Хафизов Рафаэль
Ринатович (RU), Шарифуллина Мария Александровна
(RU)**

Заявка № 2021669156

Дата поступления **29 ноября 2021 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **08 декабря 2021 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 0x02A5CFBC00B1ACF59A40A2F08092E9A118
Владелец Ильин Григорий Петрович
Действителен с 15.01.2021 по 15.01.2035

Г.П. Ильин



Лист согласования к документу № 155-ПТННЧ(750) от 21.01.2022

Инициатор согласования: Шарифуллина М.А. Заведующая лабораторией отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых систем
Согласование инициировано: 20.01.2022 10:46

Лист согласования			Тип согласования: смешанное	
№	ФИО, должность	Передано на визу	Срок согласования	Результат согласования
Тип согласования: последовательное				
1	Саттаров Равиль З., Заведующий лабораторией отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых систем	20.01.2022 - 10:46		Согласовано 20.01.2022 15:28:00
2	Габсаттаров Ф.Ф., Главный специалист Отдела развития интеллектуальной собственности	20.01.2022 - 15:28		Согласовано 20.01.2022 15:44:36
3	Баров Ю.Н. / Габсаттаров Ф.Ф., Главный специалист Отдела развития интеллектуальной собственности	20.01.2022 - 15:44		Согласовано 20.01.2022 15:44:40 (Габсаттаров Ф.Ф.)
4	Ратникова Е.А., Инженер 2 категории АУП	20.01.2022 - 15:44		Согласовано 20.01.2022 15:50:58
5	Залятов М.М., Директор института "ТатНИПИнефть"	20.01.2022 - 15:50		Подписано 21.01.2022 10:28:26

Форма документа № Р 2

Утверждена приказом по Учетной политике ПАО «Татнефть»

Акт об использовании РИД № 2022666813
«10» октября 2022г.Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть им. В.Д. Шашина

(наименование организации)

Регистрационный номер патента/свидетельства 2022666813 от 24.08.2022 г.

Название: Epsilon 2.0

Использовано с 10.10.2022 г.

На объектах : На 12 рабочих местах института «ТатНИПИнефть»

(где использовано в соответствии с формулой изобретения)

Директор
института «ТатНИПИнефть»

подпись

Залятов М.М.
ФИО

Члены комиссии

Главный специалист ОРИС
Центра технологического
развития ПАО «Татнефть»

подпись

Габсаттаров Ф.Ф.
ФИОЗаведующий лабораторией
ОРИТИМПС
института «ТатНИПИнефть»

подпись

Саттаров Рав.З.
ФИО

10.10.2022

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2022666813

Epsilon 2.0

Правообладатель: **Публичное акционерное общество
«Татнефть» имени В.Д. Шашина (RU)**

Авторы: **Латифуллин Фарит Миннеахметович (RU),
Саттаров Рамиль Зайтунович (RU), Хафизов Рафаэль
Ринатович (RU), Шарифуллина Мария Александровна
(RU)**

Заявка № 2022665627

Дата поступления 24 августа 2022 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 07 сентября 2022 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 68b680077e14e40f0a94edb24145d5c7
Владелец: Зубов Юрий Сергеевич
Действителен с 21.03.2022 по 26.05.2023

Ю.С. Зубов

Лист согласования к документу № 4110-ПТННЧ(750) от 10.10.2022

Инициатор согласования: Шарифуллина М.А. Заведующая лабораторией отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых систем
Согласование инициировано: 10.10.2022 10:29

Лист согласования			Тип согласования: смешанное	
№	ФИО, должность	Передано на визу	Срок согласования	Результат согласования
Тип согласования: последовательное				
1	Саттаров Равиль З., Заведующий лабораторией отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых систем	10.10.2022 - 10:29		Согласовано 10.10.2022 14:15:27
2	Габсаттаров Ф.Ф., Главный специалист Отдела развития интеллектуальной собственности	10.10.2022 - 14:15		Согласовано 10.10.2022 14:47:10
3	Баров Ю.Н., Начальник Отдела развития интеллектуальной собственности	10.10.2022 - 14:47		Согласовано 10.10.2022 15:59:43
Тип согласования: последовательное				
4	Ратникова Е.А., Инженер 2 категории АУП	10.10.2022 - 15:59		Согласовано 10.10.2022 16:07:36
5	Залятов М.М., Директор института "ТатНИПИнефть"	10.10.2022 - 16:07		Подписано 10.10.2022 16:53:37