

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

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Альметьевск - 2025

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина.

Научный руководитель: **Фаттахов Ирик Галиханович**
доктор технических наук, доцент

Официальные оппоненты: **Савенок Ольга Вадимовна**
доктор технических наук, доцент,
федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II», профессор кафедры
разработки и эксплуатации нефтяных и газовых
месторождений

Пятибратов Петр Вадимович
кандидат технических наук, доцент,
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Российский государственный университет нефти и
газа НИУ имени И. М. Губкина», декан факультета
разработки нефтяных и газовых месторождений

Ведущая организация: Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное объединение «Нефтегазтехнология», г. Уфа

Защита состоится 4 декабря 2025 года в 11 часов 00 минут на заседании диссертационного совета 72.1.021.01, созданного на базе Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, по адресу: 423462, Республика Татарстан, г. Альметьевск, улица Советская, д. 186а, аудитория ба.35.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти www.tatnpi.ru.

Автореферат разослан «__» _____ 2025 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Кабилова Алесия Хатиповна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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 слабодренлируемых 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, возрастает необходимость 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, В. Н. Мартос, Р. Х. Муслимов, Б. Ф. Сазонов, Р. З. Саттаров, В. Н. Щелкачев, И. Н. Хакимзянов, Р. С. Хисамов, А. М. Шавалиев, Н. 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, К. 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 0,094-0,2 мкм²/мПа·с определены аналитические уравнения для расчета коэффициентов A и α зависимости $КИН = A \cdot e^{(-\alpha S^{1,5})}$ 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 использованием 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, 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.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность диссертационной работы, указаны цели, поставленные задачи и методы исследования, сформулированы научная новизна и практическая значимость, отражены положения, выносимые на защиту.

В первой главе выполнен обзор отечественной и зарубежной научно-технической литературы, посвященной планированию размещения проектных скважин на месторождениях на поздней стадии разработки и оценке влияния различных природных и технологических параметров на нефтеизвлечение. На основе анализа литературных источников сформулированы цель и основные задачи исследования.

Во второй главе представлены подходы к выбору оптимальной комбинации вариантов разбуривания множества месторождений компании недропользователя, обеспечивающей достижение наилучших экономических результатов в условиях ограничений.

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. Общая постановка такой оптимизационной задачи может быть представлена в следующем виде:

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

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 $x_{ij} = 0$, $c_{ijt} = (w_1 NPV_{ijt} + w_2 Q_{ijt} + w_3 T_{оптijt})$ – 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 , $T_{оптijt}$ – 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.

Формирование «ковра бурения» для каждого объекта, находящегося в разработке, 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. Недостатком такого подхода 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 задачи.

Для решения задач формирования «ковра бурения» и вариантов разбуривания 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.

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. Начальная плотность сетки скважин выбирается из диапазона 100-1000 м с учетом расчлененности объекта – более плотная сетка для более неоднородных объектов. 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 ограничениям и имеет максимально возможную плотность при заданных начальных условиях.

В предложенной методике основой для выполнения расчетов являются прокси-модели нефтяных месторождений, включающие все продуктивные горизонты, 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.

Методика также предполагает возможность использования в расчетах результатов гидродинамического моделирования (поля остаточных запасов нефти и нефтенасыщенных толщин из адаптированной по истории геолого-гидродинамической модели). Для определения стартовых дебитов нефти и темпов падения добычи проектных скважин предлагается использовать формулу Лысенко В.Д. либо методы машинного обучения для кривых падения Арпса.

Рентабельность бурения проектных скважин определяется соответствием их технико-экономических показателей заданным критериям. Пример значений геолого-технологических и экономических критериев представлен в Таблице 1.

Таблица 1 – 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	

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.).

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.

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 расчлененность 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 разбиения Вороного), которое строится путем отнесения узлов расчетной сетки к ближайшей скважине.

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; 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 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 ограничениям и имеет максимально возможную плотность при заданных начальных условиях.

Расстановка проектных скважин по описанной методике выполняется в зонах локализации остаточных запасов нефти. На Рисунке 1 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).

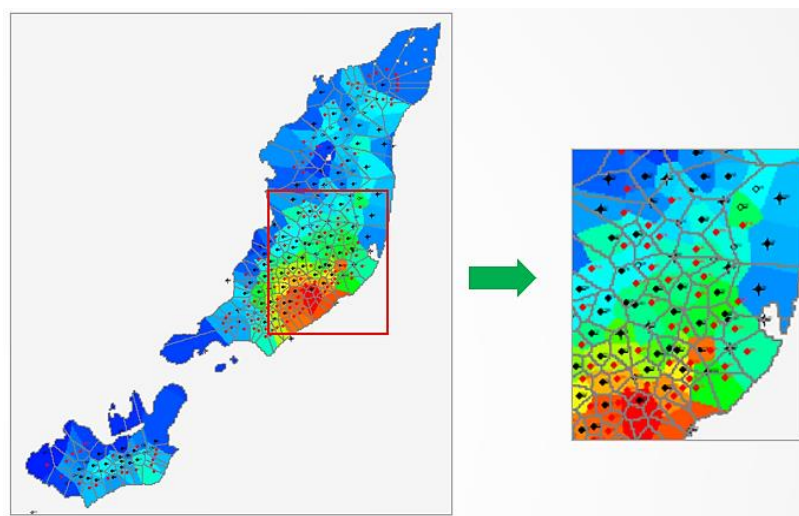


Рисунок 1 – Результат расстановки проектных точек на поле плотности остаточных запасов нефти

После формирования проектной сетки скважин на месторождениях с несколькими этажами нефтеносности выполняется поиск совпадающих в плане проектных точек. В качестве критериев выступают радиус поиска близких в плане проектных точек и допустимое расстояние между объектами приобщения, достаточное для установки оборудования одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). При этом скважине базового горизонта и скважине приобщаемого горизонта присваивается общий номер, после чего выполняется расчет экономических показателей с учетом уменьшения затрат на бурение за счет приобщения скважин и использования технологии ОРЭ.

После формирования перспективного проектного фонда для месторождений выполняется генерация множества сценариев разбуривания (ввода скважин в эксплуатацию). Методика заключается в ранжировании скважин «ковра бурения» по параметрам и распределении по годам периода планирования (в предложенной методике рассматривается период 5 лет). Следует учитывать, что во многих нефтяных компаниях с целью оптимизации движения буровых бригад широко применяется кустовое бурение. 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.

Для ранжирования отдельных проектных скважин могут быть использованы следующие абсолютные показатели: остаточная нефтенасыщенная толщина, прогнозный дебит нефти, чистый дисконтированный доход (ЧДД) на 3, 5, 10, 15 лет, - комплексный параметр.

Расчет комплексного показателя скважинам выполняется по формуле:

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

где: Q – комплексный показатель, Q_i – нормированный параметр, n – количество параметров.

Ранжирование кустов проектных скважин предлагается выполнять по параметрам, учитывающим рентабельность затрат: ИДДЗ, накопленная добыча на 1 скважину, ЧДД на 1 рубль инвестиций, комплексный параметр. Расчет комплексного показателя выполняется аналогично по формуле (2). для каждого варианта списка рангов генерируются следующие пять вариантов распределения по годам: равномерное, методом восходящей лестницы, методом нисходящей лестницы, методом стремянки (вверх-вниз), распределение методом стремянки (вниз- вверх). Сгенерированные сценарии анализируют и удаляют повторяющиеся. 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.

Сформированные таким образом сценарии разработки для каждого месторождения используются для решения оптимизационной задачи многопериодного планирования инвестиций. В результате работы модуля оптимизации для каждого месторождения выбирается единственный сценарий с оптимальной плотностью сетки скважин при заданных ограничениях и целевых функциях.

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», который включает в т.ч. модуль визуализации прокси-модели месторождения в виде полей параметров и системы скважин.

В настоящее время выполняется развитие методик и алгоритмов в части планирования размещения проектных нагнетательных скважин и проектных горизонтальных стволов, а также расчетов полей пластового давления с учетом вводимых проектных скважин.

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. Таким образом, программный комплекс «Epsilon» позволяет автоматизировать процесс рационального размещения проектных скважин вплоть до автоматического режима, выполняемого после задания управляющих параметров без вмешательства человека.

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 формирования «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.

В третьей главе представлены подходы к выбору начального шага сетки при размещении проектных скважин на основе уравнений зависимости КИН от ПСС для различных характеристик неоднородности пласта.

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.

В силу того, что основная доля $\sim 80\%$ разведанных балансовых запасов нефти Республики Татарстан сосредоточена в терригенных коллекторах (кыновско-пашийские отложения терригенного девона и тульско-бобриковские терригенные отложения нижнего карбона) в работе для них выполнено изучение влияния плотности сетки скважин на нефтеизвлечение при различных характеристиках неоднородности пласта. Рассмотрено 40 промысловых объектов, относящихся к тульско-бобриковским и кыновско-пашийским отложениям, выработанность извлекаемых запасов нефти которых превышает 70 %.

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.

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.

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. Для месторождений на поздней стадии, сложенных неоднородными продуктивными пластами и имеющих сложную структуру остаточных запасов нефти, необходимо применять неравномерные (нерегулярные) сетки проектных скважин.

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.

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. Это 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 2.

Для указанных групп оценивалась взаимосвязь плотности сетки скважин и конечного коэффициента извлечения нефти, предусмотренного в проектных документах на разработку анализируемых месторождений, по зависимости $КИН = A \cdot e^{(-\alpha S^n)}$ для $n = 1$ и $1,5$. Коэффициенты A и α определялись по фактическим данным разработки.

Таблица 2 – 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

В первой группе отдельно рассмотрены объекты, относящиеся к кыновско-пашийским и тульско-бобриковским отложениям. В случаях, когда параметры неоднородности изменяются в широком диапазоне, группы объектов дополнительно разделялись на подгруппы по интервалам параметров. Для вертикальной неоднородности при распределении объектов по расчлененности зависимость КИН от ПСС прослеживается более явно и имеет более высокий параметр достоверности аппроксимации, чем при песчанистости.

После проведения серии расчетов для уравнений зависимости КИН от плотности сетки скважин при $n = 1,5$ коэффициент достоверности аппроксимации зависимостей во всех случаях получился выше, чем для уравнений при $n = 1$. Поэтому в последующем анализе используется зависимость $\text{КИН} = A \cdot e^{(-\alpha S^{1,5})}$.

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. Результаты представлены на Рисунке 2 и в Таблице 3.

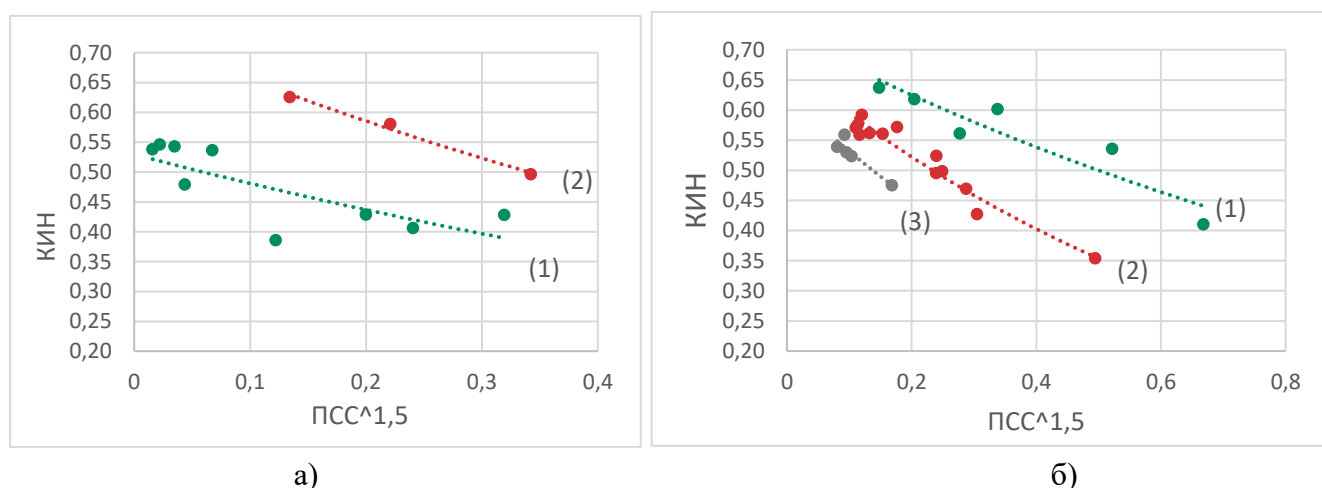


Рисунок 2 - Зависимость КИН от PSS при делении на подгруппы по расчлененности: для первой группы объектов (а); для второй группы объектов (б)

Таблица 3 Статистические зависимости КИН от PSS для групп объектов и интервалов параметров

Группа	Количество объектов, шт.	Диапазон изменения расчлененности/ среднее значение в группе, доли ед.	Зависимость	Примечание
1	9	1,5-4/ 2,3	$\text{КИН} = 0,5297 \cdot e^{(-0,963 \cdot S^{1,5})}$, $R^2 = 0,6145$	Тульско-бобриковские объекты Рисунок 2 а зависимость (1)
1	3	2-3/2,5	$\text{КИН} = 0,7328 \cdot e^{(-1,122 \cdot S^{1,5})}$, $R^2 = 0,988$	Кыновско-пашийские объекты Рисунок 2 а зависимость (2)
2	6	1,5-2,5/ 2,3	$\text{КИН} = 0,7254 \cdot e^{(-0,745 \cdot S^{1,5})}$, $R^2 = 0,8457$	Рисунок 2 б зависимость (1)
2	13	2,5-4/ 3,2	$\text{КИН} = 0,6775 \cdot e^{(-1,301 \cdot S^{1,5})}$, $R^2 = 0,9323$	Рисунок 2 б зависимость (2)
2	5	4-6,2/ 5,2	$\text{КИН} = 0,6249 \cdot e^{(-1,621 \cdot S^{1,5})}$, $R^2 = 0,8496$	Рисунок 2 б зависимость (3)

Для кыновско-пашийских отложений с начальной подвижностью нефти в диапазоне 0,094-0,2 мкм²/мПа·с определены аналитические уравнения для расчета

коэффициентов A и α зависимости $КИН = A \cdot e^{(-\alpha S^{1,5})}$ 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 $y = 0,9584 \ln(x) + 0,0871$.

Предложена номограмма зависимости КИН-ПСС для различных значений расчлененности (1,4, 2, 3, 4, 5, 6), коэффициенты A и α которых рассчитаны по полученным аналитическим зависимостям (Рисунок 3). Зелеными точками отмечены объекты второй группы, красными – кыновско-пашийские объекты первой группы, подписи данных – значения расчлененности.

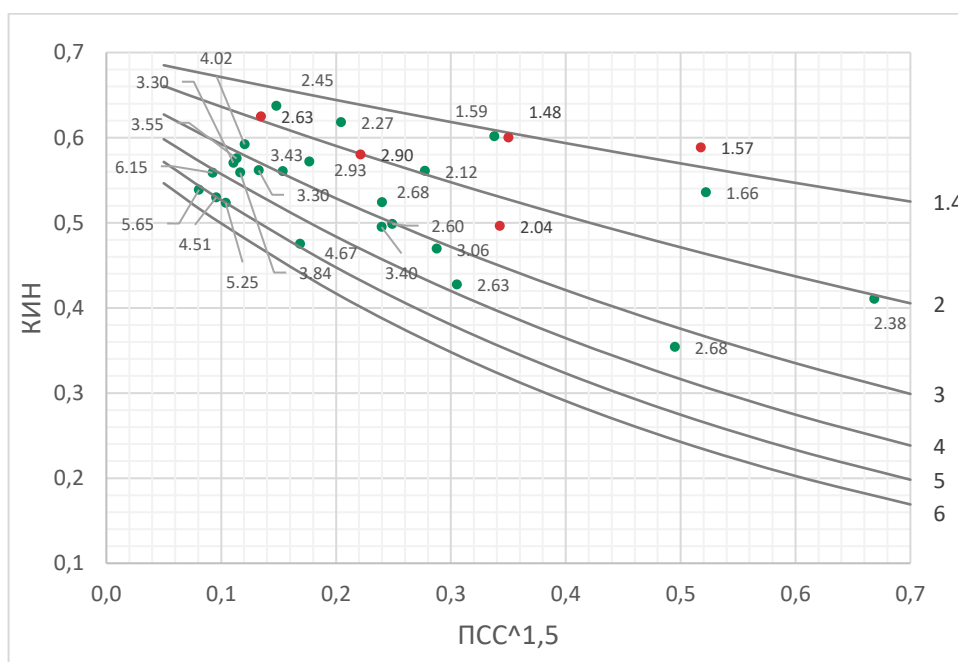


Рисунок 3 – Номограмма зависимости КИН от ПСС для различных значений расчлененности пласта

Выполнено сопоставление утвержденного и рассчитанных по предложенным зависимостям значений КИН анализируемых объектов. Результаты представлены на Рисунке 4. Наибольшие отклонения получены для объектов, имеющих наибольшую плотность сетки скважин во второй подгруппе с расчлененностью 2,5-4. Коэффициент детерминации R^2 составляет 0,81. Таким образом, полученные аналитические зависимости можно считать статистически значимыми.

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 использовать ее в качестве начальной при расстановке проектных скважин.

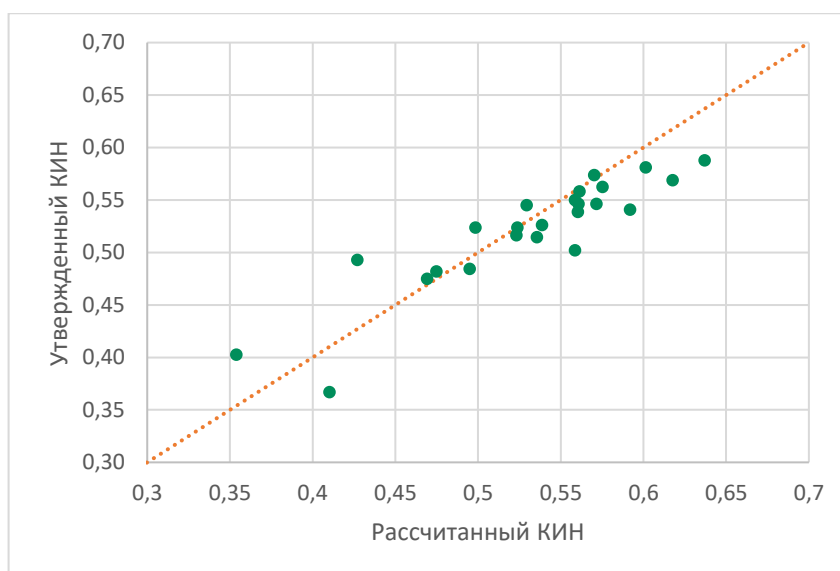


Рисунок 4 – Сопоставление утвержденных и рассчитанных значений КИН

В четвертой главе представлены результаты практического применения методики размещения проектных наклонно-направленных скважин по неравномерной сетке на примере одного из объектов разработки.

Рассматриваемый объект характеризуется следующими геолого-физическими и технологическими показателями: разрабатываемый горизонт кыновско-пашийский, 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 5 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.

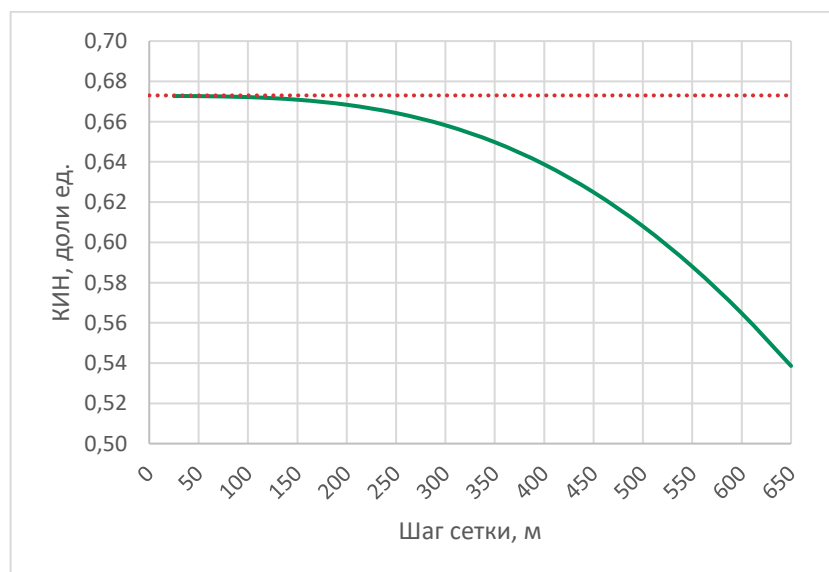


Рисунок 5 – Рассчитанные значения КИН для различных шагов уплотнения

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 1. Результаты расчетов представлены на Рисунке 6.

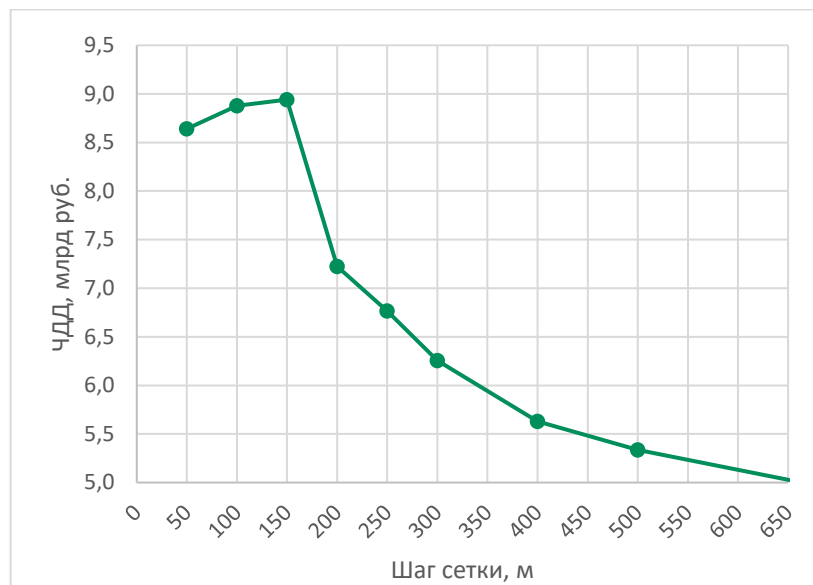


Рисунок 6 – Результаты многовариантных расчетов на прокси-модели

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.

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.

Основное содержание работы изложено в следующих публикациях:

а) статьи в рецензируемых журналах, входящих в перечень ВАК:

1. 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.

2. 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).

3. 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.

4. 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.

5. 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).

6. 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).

7. 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. Фаддеев, А.Ю. Тимофеева // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 3. – С. 74-76.

8. 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.

9. 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.

10. Шарифуллина, М.А. Влияние расчлененности на нефтеизвлечение высоковыработанных терригенных пластов Республики Татарстан / М.А. Шарифуллина, И.Г. Фаттахов, С.Л. Волдавин. – 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).

11. 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.

б) публикации в других научно-технических изданиях:

12. 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.

13. 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).

14. 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.

15. 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).

16. Поиск оптимальных решений по расстановке проектных точек бурения для повышения рентабельности разработки нефтяных месторождений / Ф.М. Латифуллин, А.Ф. Яртиева, 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.

17. 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.

18. 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.

19. 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.

20. Использование программного комплекса «Epsilon» для формирования сценариев разработки и их оптимизации на множестве 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.

21. 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.

в) свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ:

22. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ N 2018611091 Российская Федерация. КИМ Эксперт : N 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.

23. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ N 2018613935 Российская Федерация. Техничко-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.

24. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ N 2019663141 Российская Федерация. Техничко-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.

25. 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».

26. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ N 2020665887 Российская Федерация. Программный комплекс поддержки принятия решений по формированию множества предпочтительных вариантов геолого-технических мероприятий (ввода скважин в эксплуатацию) при разработке нефтяного месторождения : N 2020665114 : заявлено 23.11.2020 : опубликовано 02.12.2020 / Катасев А.С., Катасева Д.В., Аникин И.В., Трегубов В.М., Емалетдинова 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».

27. 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.

28. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ N 2021680490 Российская Федерация. Программный модуль «Поток» : N 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.

29. 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.

30. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ N2022664881 Российская Федерация. Программа для генерации единой прокси-модели месторождения : N 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.

31. 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.

32. 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.

33. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ N 2022669745 Российская Федерация. Программный модуль ПК «Epsilon» для оценки экономической рентабельности бурения проектных скважин и расчета экономических показателей сценариев разработки : N 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.