

ОТ ТЕОРИИ К ПРАКТИКЕ: АВТОМАТИЗАЦИЯ ФОРМИРОВАНИЯ БИЗНЕС-КЕЙСОВ УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ НА ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

© Коллектив авторов,
2025



А.А. Прохоров^{1,*}, А.Ф. Мурзакова², А.А. Рыбаковская³, Д.Н. Сазонов¹

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», РФ, Санкт-Петербург

³ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», РФ, Томск

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В статье рассматривается подход к автоматизации формирования бизнес-кейсов уплотняющего бурения на зрелых месторождениях.

Цель. Целью работы является разработка и апробация модуля автоматизированного поиска перспективных зон и размещения проектного фонда скважин («AVNS») для формирования бизнес-кейсов уплотняющего бурения на зрелых месторождениях, позволяющего снизить влияние субъективных факторов и сократить трудозатраты.

Материалы и методы. Разработанный модуль включает этапы предобработки геолого-промышленных данных, построения карты индекса возможности, кластеризации перспективных зон и размещения в них проектных целей, расчета запускных параметров скважин и оценки экономической эффективности. Алгоритмы реализованы с использованием методов машинного обучения, статистического анализа и общераспространенных аналитических подходов. Апробация инструмента проведена на данных более чем 40 объектов разработки.

Результаты. Ретроспективный анализ показал высокую точность рекомендаций, сопоставимую с экспертными решениями, при умеренной полноте охвата. Дополнительно выявлены нереализованные перспективные зоны, отражающие потенциал для дальнейшего разбуривания. Практическим результатом внедрения методики стало сокращение трудозатрат на формирование бизнес-кейсов на 20%.

Заключение. Работа демонстрирует, что автоматизированный подход способен повысить эффективность планирования бурения на зрелых активах, однако требует дальнейшего развития в части повышения качества исходных данных, совершенствования алгоритмов и интеграции с другими системами планирования.

Ключевые слова: уплотняющее бурение, перспективные зоны, ввод новых скважин, машинное обучение, автоматизация бурения, прогноз добычи, оптимизация экономики

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Прохоров А.А., Мурзакова А.Ф., Рыбаковская А.А., Сазонов Д.Н. От теории к практике: автоматизация формирования бизнес-кейсов уплотняющего бурения на зрелых месторождениях. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):167–176. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-167-176>

Статья поступила в редакцию 29.09.2025

Принята к публикации 23.10.2025

Опубликована 26.12.2025

FROM THEORY TO PRACTICE: AUTOMATING THE DEVELOPMENT OF INFILL DRILLING BUSINESS CASES FOR BROWN-FIELDS

Andrey A. Prokhorov^{1,*}, Alina F. Murzakova², Anastasia A. Rybakovskaya³, Dmitry N. Sazonov¹

¹Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

²Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, RF, Saint Petersburg

³National Research Tomsk Polytechnic University, RF, Tomsk

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The article discusses an approach to automating the development of infill drilling business cases for brown fields.

Aim. The aim of the work is to develop and test a module for the automated search for promising zones and placement of the project wells («AVNS») for generating infill drilling business cases at brown fields, which allows to reduce the influence of subjective factors and labor costs.

Materials and methods. The developed module includes the following stages:

- pre-processing of geological and production data;
- constructing an Opportunity Index map;

- clustering of promising target zones and placement of project wells;
- calculating well start-up parameters;
- assessing economic efficiency.

The algorithms are implemented using machine learning methods, statistical analysis, and common analytical approaches. Testing was conducted on data from more than 40 productive formations.

Results. A retrospective analysis showed high accuracy of the recommendations, comparable to expert decisions, with moderate coverage. Furthermore, untapped prospective zones were identified, indicating additional drilling potential. A key practical result was a reduction in labor costs for business case preparation by 20%.

Conclusions. The study demonstrates that an automated approach can enhance the efficiency of drilling planning for brown assets; however, it requires further development in terms of improving input data quality, refining algorithms, and integrating with other planning systems.

Keywords: infill drilling, sweet spots, commissioning of new wells, machine learning, drilling automation, production forecast, economic optimization.

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Prokhorov A.A., Murzakova A.F., Rybakovskaya A.A., Sazonov D.N. From theory to practice: Automating the development of infill drilling business cases for brown-fields. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):167–176. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-167-176>

Manuscript received 29.09.2025

Accepted 23.10.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

В ходе литературного обзора подходов к автоматизации отдельных процессов уплотняющего бурения [1] проанализированы современные методики и лучшие практики, применяемые для повышения эффективности разработки зрелых месторождений. В предыдущей работе основное внимание уделялось анализу методов поиска перспективных зон, оптимизации размещения проектного фонда и экономической оценки проектных решений с использованием технологий машинного обучения и анализа больших данных.

С ЦЕЛЬЮ ФОРМИРОВАНИЯ БИЗНЕС-КЕЙСОВ УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ НА ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РАЗРАБОТАН МОДУЛЬ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПОИСКА ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН И РАЗМЕЩЕНИЯ ПРОЕКТНОГО ФОНДА СКВАЖИН («АВНС»), СОСТОЯЩИЙ ИЗ ЭТАПА ОБРАБОТКИ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ, ПОСТРОЕНИЯ КАРТЫ ИНДЕКСА ВОЗМОЖНОСТИ, КЛАСТЕРИЗАЦИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН И РАСЧЕТА ЗАПУСКНЫХ ПАРАМЕТРОВ СКВАЖИН.

Результаты исследования показали, что, несмотря на значительный прогресс в области автоматизации, ключевой проблемой остается адаптация существующих решений к условиям конкретных активов с ограниченным объемом и специфичным набором данных. В течение года велась разработка программного модуля для автоматизированного поиска зон и скважин на зрелых

месторождениях. Данный инструмент позволил сократить время анализа разработки, ускорить процесс принятия решений и минимизировать влияние субъективных факторов на этапе первичного скрининга.

Однако, как и в любом сложном проекте, остаются задачи, требующие дальнейшего решения. В частности, необходима доработка механизма интеграции модуля с существующими системами планирования, а также повышение точности прогнозирования продуктивности скважин в условиях высокой геологической неопределенности и ограниченной достоверности исходных данных.

ЦЕЛЬ

Цель данной статьи – подвести итоги работы по разработке инструмента, представить методологию его реализации, оценить достигнутые результаты, а также обозначить направления для дальнейшего совершенствования методики. Особое внимание уделяется анализу ограничений текущей реализации и возможным путем их преодоления на основе комбинации аналитических методов и технологий машинного обучения.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

АРХИТЕКТУРА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ

Процесс автоматического подбора кандидатов на уплотняющее бурение включает несколько этапов (рис. 1).



Рис. 1. Блок-схема модуля «AVNS». Составлено авторами
Fig. 1. Block diagram of the “AVNS” module. Prepared by the authors

Ниже приведено краткое описание каждой из составных частей модуля «AVNS» (Автоматический Ввод Новых Скважин).

Исходные данные. Загрузка и предварительная обработка карт (нефтенасыщенная толщина (ННТ), пористость, проницаемость и др.), скважинных данных из NGT, фрак-листов гидравлических разрывов пласта (ГРП), свода геолого-физических характеристик (ГФХ) и экономических параметров. Данные фильтруются, очищаются от некорректных записей, дополняются расчетными показателями и агрегируются для дальнейшего анализа. Автоматическая предобработка скважинных данных предусматривает разделение на горизонтальные и вертикальные стволы, идентификацию многозабойных скважин (МЗС) и боковых стволов (ЗБС) с перераспределением добычи, а также расчет средних параметров работы за ключевые периоды.

Картопостроение. На основе нормализованных данных рассчитываются карты:

- Оценка качества коллектора — среднее между нормированными картами ННТ и проницаемости.
- Оценка потенциала — комбинация дебитов и остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ).
- Оценка рисков — учет обводненности и снижения пластового давления.

Итоговый индекс возможности бурения (Opportunity Index, ОI) рассчитывается как нормированная сумма карт качества коллектора, потенциала и рисков:

$$OI = (reservoir_{score} + potential_{score} - risk_{score})_{norm.}$$

Карты ОИЗ и обводненности. При отсутствии карт обводненности и/или ОИЗ их

расчет выполняется отдельным модулем, реализующим упрощенную модель двухфазной фильтрации с учетом взаимодействия скважин. Для добывающих скважин текущая нефтенасыщенность определяется функцией Баклея — Леверетта по текущей обводненности и относительным фазовым проницаемостям (ОФП), для нагнетательных — равна остаточной. Зоны влияния скважин рассчитываются с учетом их эффективного радиуса, накопленной добычи/закачки и взаимодействия. Карты строятся методом интерполяции с экспоненциальным затуханием влияния, обеспечивая выполнение материального баланса. Для учета горизонтальных стволов и трещин АГРП применяется аддитивный алгоритм распределения влияния.

При отсутствии данных по ОФП реализована опция автоадаптации на основе history matching эталонных скважин, отобранных по статистическим метрикам.

Кластеризация зон. По карте индекса возможности выделяются перспективные участки для бурения с исключением дренируемых действующим фондом зон. Для формирования оптимальных зон применяется алгоритм DBSCAN, объединяющий точки с высоким индексом (выше заданного перцентиля) в кластеры без предварительного указания их количества. Ключевые параметры алгоритма:

- `min_radius` — минимальный радиус кластера, исключающий слишком мелкие участки;
- `sensitivity_quality_drill` — чувствительность к однородности качества зоны (близость к 100% означает, что все точки кластера соответствуют топовому перцентилю).

Результат — связанные зоны с максимальным потенциалом, готовые для размещения проектных скважин с учетом технико-экономических ограничений.

Расположение проектного фонда.

Перспективные зоны заполняются проектными скважинами с учетом минимально рентабельных запасов, определяющих начальное количество проектных скважин (кластеров). Кластеризация методом k-средних разбивает перспективные зоны на области скважин так, чтобы каждая удовлетворяла условиям по запасам и площади. Через центры кластеров проводятся стволы проектных скважин с учетом заданных параметров и параметров скважин окружения. Для исключения пересечений стволов применяется итеративный алгоритм: сдвиг, вращение и сокращение длины ствола. Скважины, не прошедшие проверку на пересечения, удаляются. Результат — базовое расположение проектного фонда с учетом геометрии перспективных зон, границ залежи и запасов.

На **рис. 2** показана последовательность формирования проектного фонда: расчет карты индекса возможности бурения, выделение перспективных кластеров и построение базового расположения проектного фонда.

Учет текущего фонда. Расчет ключевых параметров действующих скважин для их учёта в проектном фонде. Эффективные радиусы скважин определяются через объемы добычи/закачки: для добывающих — через поровое пространство и накопленную добычу нефти (НДН), для нагнетательных — через полезную закачку, компенсирующую отбор нефти (с учетом коэффициентов участия добывающих скважин). Радиусы нормируются на ячейки Вороного для исключения перекрытий зон.

Фактическая проницаемость вычисляется обратным пересчетом через методику рейтинга бурения (РБ): итерационно подбирается значение, при котором расчетный дебит жидкости совпадает с фактическим. Темпы падения дебитов (нефть/жидкость) для скважин аппроксимируются функцией двойного Арпса.

Добыча проектного фонда (ПФ). Стартовые параметры проектных скважин рассчитываются по методике РБ с использованием трех групп данных: свойства пласта (проницаемость, пористость, давление, нефтенасыщенность), параметры скважин и ГРП, свойства флюидов и ОФП (вязкости, плотности, насыщенности). Запасы оцениваются через ячейки Вороного и карты ОИЗ. Для расчета

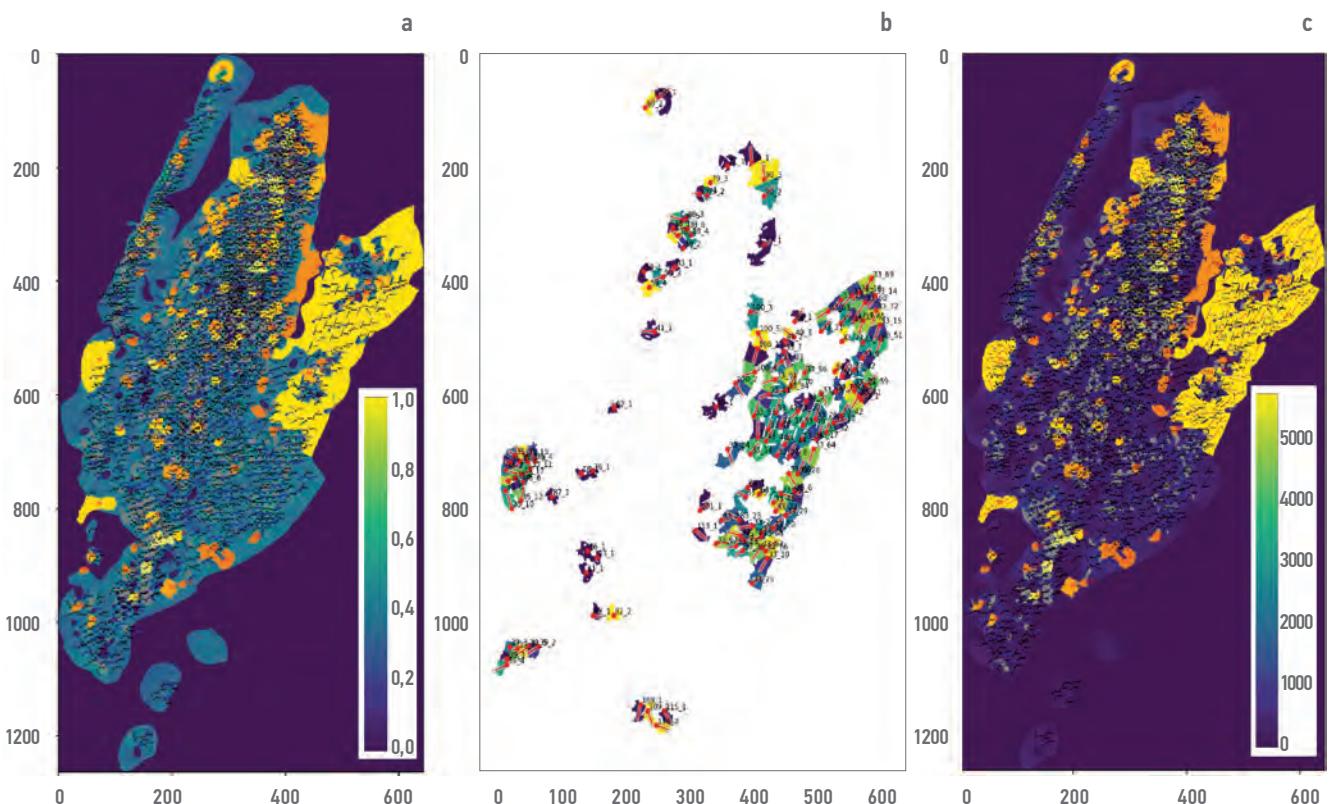


Рис. 2. Визуализация этапов поиска зон и размещения проектных скважин: (а) карта индекса возможности бурения (ОИ) с кластерами перспективных зон; (б) расположение проектного фонда; (в) карта ОИЗ с проектным и фактическим фондом. Составлено авторами
Fig. 2. Visualization of the stages of zone identification and project well placement: (a) map of the opportunity index (OI) with clusters of prospective zones; (b) layout of the planned wells; (c) OI map with the planned and actual wells. Prepared by the authors

профиля добычи проектных скважин применяются средние темпы ближайших скважин-аналогов с контролем обводненности и запасов.

Экономика. Оценка проектных скважин выполняется на основе финансово-экономической модели со следующими ключевыми компонентами: доходы, ОРЕХ, САРЕХ, налоги, амортизация. Итоговые показатели включают денежные потоки и дисконтированные метрики. Модель обеспечивает комплексную оценку экономической эффективности с адаптацией под налоговый режим (ДНС/НДД).

Заключительный этап работы с модулем — это обязательная **оценка** текущего решения **экспертом**, на основе которой производится корректировка параметров, пересчет либо формирование бизнес-кейсов с учетом предложенных кандидатов и зон.

РЕАЛИЗАЦИЯ И АПРОБАЦИЯ

Апробация разработанного алгоритма проводилась на данных 40 нефтяных активов, различающихся по геологическим условиям, степени выработки и объему фактического фонда, что позволило оценить устойчивость алгоритма к изменяющимся условиям и выявить его потенциальные ограничения. Основной вычислительный процесс включает обработку истории работы скважин, динамики пластового и забойного давлений и других ключевых характеристик скважин. Алгоритм предусматривает автоматизированный расчет запускных дебитов и индекса продуктивности (PI) скважин. Одним из ключевых практических преимуществ инструмента является сокращение трудозатрат на подготовку данных и формирование проектных решений. Обычно эти этапы предполагают ручной сбор и обработку информации с использованием несвязанных между собой программ и локальных макросов.

Модуль «АВНС» автоматизирует большинство рутинных операций — от подготовки данных и выделения перспективных зон до размещения проектного фонда и формирования рейтинга бурения. Это позволило снизить время подготовки бизнес-кейсов на 20%, повысив при этом воспроизводимость и прозрачность анализа.

В ходе реализации выявился ряд ограничений, связанных с качеством и аномалиями в исходных данных. Ключевым фактором, влияющим на точность работы инструмента, оказалось качество входных данных. Технически некорректные данные, пропуски в истории работы и ошибки при вводе в БД приводят к значительным погрешностям при расчёте запускных параметров,

коэффициентов проницаемости и, как следствие, к искажению индекса продуктивности. Наибольшее влияние на достоверность расчета ключевых производственных показателей оказывают следующие факторы.

1. Ошибки в данных динамики пластового и забойного давлений:
 - отсутствие систематических замеров;
 - физически невозможные значения (например, забойное давление, превышающее пластовое в добывающих скважинах).
2. Субъективная корректировка производственных показателей:
 - ручное изменение данных по добыче без технического обоснования;
 - экспертное изменение данных для их соответствия плановым показателям и устранения визуальных несоответствий.
3. Другие ошибки в базе данных (БД):
 - некорректный ввод или обработка данных;
 - некорректные карты (границы, размерности);
 - некорректная привязка фактических скважин к объекту;
 - отсутствие единых правил ведения БД на разных активах.

Данные проблемы усиливают зависимость результатов от субъективного человеческого фактора и существенно ограничивают возможность полной автоматизации расчетов. Несмотря на применение алгоритмов предварительной очистки данных и восстановления пропусков в допустимых временных интервалах, масштабы выявляемых аномалий и ошибок указывают на системные проблемы в процессе формирования и ведения исходной базы данных. Для повышения эффективности работы модуля требуется модернизация процессов сбора, валидации и хранения информации, что обеспечит более высокую объективность результатов и снизит зависимость от ручных корректировок.

РЕЗУЛЬТАТЫ

РЕТРОСПЕКТИВНАЯ ОЦЕНКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ИНСТРУМЕНТА

Для оценки эффективности решений, предложенных инструментом, проведен ретроспективный анализ на объектах актива «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Сопоставление выполнялось между фактически пробуренными скважинами и проектным фондом, сформированным модулем «АВНС» (далее — проектный фонд). В качестве примера рассмотрены скважины фактического бурения на объекте

Таблица 1. Ключевые параметры расчета. Составлено авторами
Table 1. Key calculation parameters. Prepared by the authors

| 0,176 mm | Значение | Описание |
|---------------------------|-----------|---|
| min_radius | 300 м | Минимальный радиус зоны бурения |
| sensitivity_quality_drill | 70% | Порог чувствительности к однородности качества зоны |
| percent_top | 40% | Перцентиль лучших точек по индексу возможности |
| init_profit_cum_oil | 30 тыс. т | Условные минимально рентабельные запасы на скважину |
| L | 1000 м | Максимальная длина ствола ПФ |

Месторождения № 1 за трёхлетний период (2023–2025 гг.).

Формирование перспективных зон и проектного фонда осуществлялось на основе карты индекса возможности бурения, построенной с использованием геологических карт и карт разработки (см. раздел «Архитектура автоматизированной системы»), с учетом технологических и экономических ограничений. Значения ключевых параметров, использованных в расчете, представлены в **табл. 1**. Скважины считались совпадающими, если фактический и проектный стволы располагались в пределах 500 м.

АНАЛИЗ ОХВАТА И ПОЛНОТЫ ПРОЕКТНОГО ФОНДА

Для стратегической оценки решения про- ведён анализ полноты охвата зон бурения. Сравнение включало как фактически пробуренные скважины, так и потенциальный фонд, предлагаемый командами ВНС (ввод новых скважин) и заложенный в график эксплуатационного бурения (ГЭБ). Это позволило частично учесть перспективные цели, не реализованные из-за ограничений по времени, доступности буровых станков и приоритизации.

Совокупный фонд:

- всего предложено инструментом — 136 кандидатов;
- фактически пробурено за 2023–2025 гг. — 101 скважина;
- совпадение факта и предложений (в пределах 500 м) — 54 скважины;
- потенциальные пересечения с целями экспертов команд и ГЭБ — 23 цели.

На основе этих данных рассчитаны метрики, отражающие степень согласованности между рекомендациями и фактическим бурением:

- Recall (охват) = 53,5% — чуть более половины фактически пробуренных скважин попало в зоны рекомендаций инструмента;
- Precision (реализация) = 39,7% — около 40% предложенных целей были реализованы в течение трех лет.

Такая статистика отражает специфику планирования: низкий показатель precision в данном случае связан не с низким качеством рекомендаций, а с ограниченной скоростью реализации проектного фонда. Большая часть предложенных целей может являться нереализованным потенциалом. В то же время неполный охват фактического бурения (низкий recall) указывает на необходимость проверки геологической основы и/или корректировки параметров расчёта, совершенствования алгоритма.

Для наглядности построена карта индекса возможности бурения рассматриваемого объекта с фактическим и проектным фондом (рис. 3), а также схема охвата фонда в виде диаграммы Венна (рис. 4), где можно выделить три категории зон.

1. Области совпадений (True Positive TP)

Участки, где фактическое бурение совпало с рекомендациями инструмента (54 скважины, 53,5% фактического бурения).

2. Зоны пропущенных рекомендаций (False Negative FN; синие области)

Зоны, в которых пробурились скважины, но система не предложила целей (47 скважин, 46,5% фактического бурения). Дополнительный анализ показал, что около 40% фактических скважин в таких зонах имели запускной дебит нефти ниже 25 т/сут и, соответственно, относятся к категории «неуспешных». Это указывает на то, что часть расхождений обусловлена объективной фильтрацией слабых целей.

Однако для оставшихся скважин выявлены системные причины расхождений:

- использование различной геологической основы (экспертные команды зачастую работают с актуализированными мониторинговыми картами, в расчете использовались базовые из БД);
- некорректный выбор параметров расчёта (кластеризация, перцентиль и др.);
- недостаточный учёт динамики выработки (неравномерная выработка);

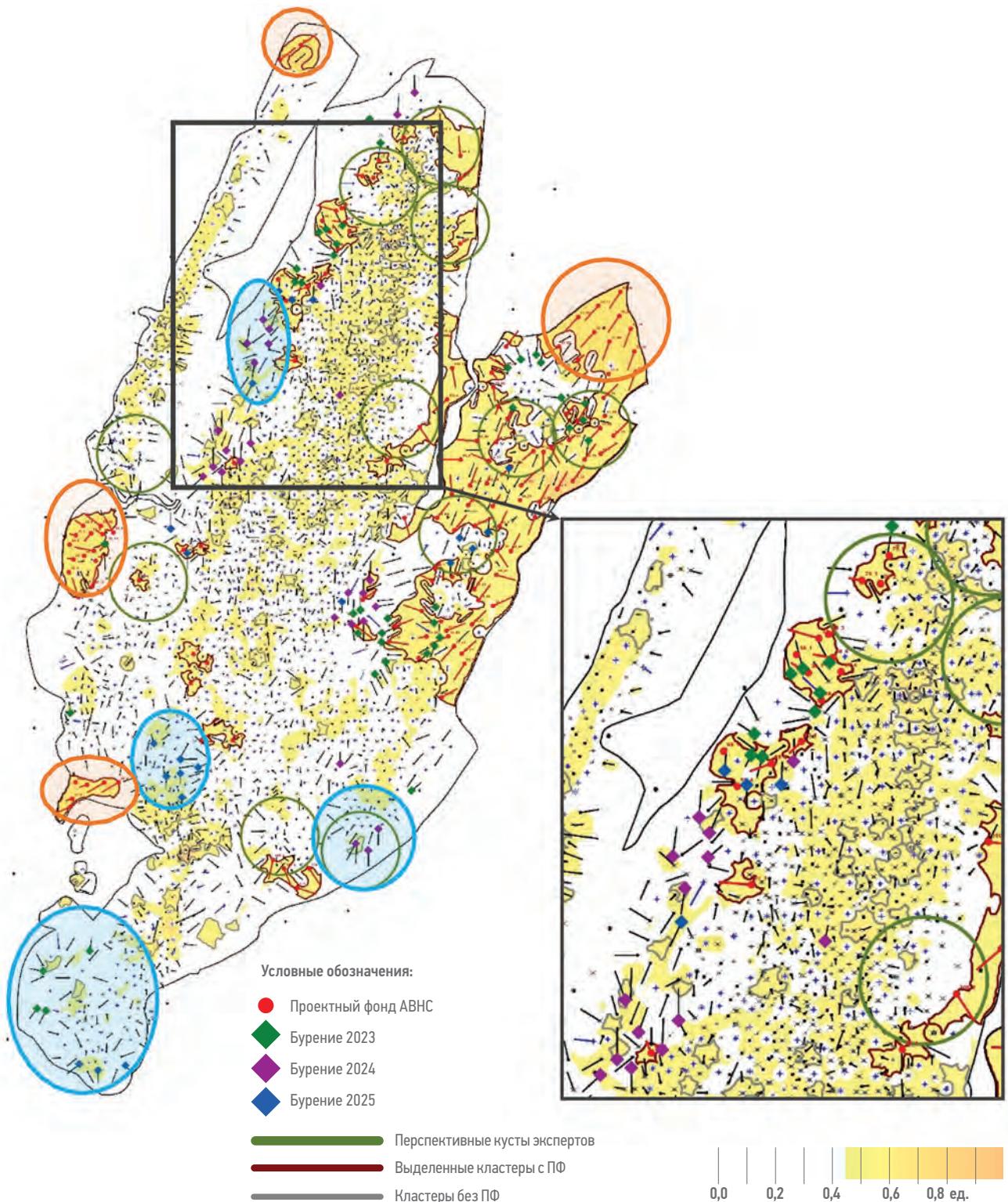


Рис. 3. Карта индекса возможности с фондом скважин: объект Месторождения № 1. Составлено авторами
 Fig. 3. Opportunity Index Map with wells: Object of the Field No. 1. Prepared by the authors

- ограниченный учет локальных технологических ограничений.

3. Нереализованные возможности (False Positive FP; оранжевые области)

Зоны, где инструмент выявил перспективные зоны, но бурение в них не проводилось. Эти зоны отражают как потенциал

для дальнейшего разбуривания, так и участки с повышенными рисками и неопределенностями. Среди причин отсутствия фактического бурения:

- технологические ограничения: необходимость подбора оптимальной технологии добычи;



Рис. 4. Схема охвата фонда в виде диаграммы Венна. Составлено авторами
 Fig 4. A Venn diagram illustrating the coverage of the well stock.
 Prepared by the authors

- геологические неопределённости: близость к краевой воде, высокая неопределённость по подошве, риск обводнения;
- инфраструктурные и логистические сложности: удалённость от фонда, отсутствие подъездных путей.

Такая визуализация и сравнение позволили выявить области систематических расхождений, проанализировать их причины и определить направления для дальнейшего совершенствования инструмента.

Проведённый ретроанализ показал, что:

- оценка качества совпадающих целей подтвердила высокую надёжность рекомендаций, сопоставимую с экспертными подходами;
- оценка охвата фонда выявила, что, несмотря на неполное пространственное совпадение пробуренных и проектных скважин, инструмент формирует пул перспективных зон, часть которых остается вне текущих

планов бурения. Это отражает как потенциал для дальнейшего разбуривания, так и необходимость уточнения исходных данных и параметров алгоритма для повышения полноты охвата.

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА СОВПАДАЮЩИХ ЦЕЛЕЙ

Отдельно проведена качественная оценка совпадающих целей (области совпадений) с использованием confusion matrix (матрица ошибок) [2], построенной на основе классификации скважин на «успешные» и «неуспешные» (табл. 2). В качестве критерия эффективности принят запускной дебит нефти: скважины с дебитом выше 25 т/сут — «успешные», ниже — «неуспешные». Таким образом, качество решения оценивалось на основе двух критериев: пространственное совпадение скважин и достижение порогового дебита нефти.

В результате выделены следующие случаи:

- TP (True Positive) = 22 — пробурены «успешные» скважины, и инструмент также рекомендовал «успешные» скважины;
- TN (True Negative) = 15 — пробурены «неуспешные» скважины, и инструмент предложил «неуспешные» скважины;
- FP (False Positive) = 4 — инструмент рекомендовал «успешные» скважины, но фактически пробуренные оказались «неуспешными»;
- FN (False Negative) = 13 — инструмент предложил «неуспешные» скважины, хотя пробурились «успешные».

Ключевые метрики качества:

Precision (точность) = 84,6% — среди скважин, рекомендованных как «успешные», большинство подтвердилось фактом;
 Recall (полнота) = 62,9% — доля успешных фактических скважин, которые были охвачены рекомендациями инструмента;
 F1-score (баланс между точностью и полнотой) = 72,1% — сбалансированная оценка,

Таблица 2. Матрица ошибок. Составлено авторами
 Table 2. Confusion matrix. Prepared by the authors

| Фактическое бурение | | | | |
|-----------------------|---------------------------|--------------------------|--------------------------|---|
| | «Успешная» скважина | «Неуспешная» скважина | Метрики | |
| Инструмент «АВНС» | «Успешная» скважина | True Positive (TP) 22 | False Positive (FP) 4 | Recall = 0.63 Precision = 0.85 F1-score = 0.72 Specificity = 0.79 Accuracy = 0.71 |
| «Неуспешная» скважина | False Negative (FN) 13 | True Negative (TN) 15 | | |

подтверждающая умеренно высокое качество рекомендаций;
Specificity = 78,9% — система уверенно отсеивает слабые цели, снижая вероятность бурения «неуспешных» скважин;
Balanced Accuracy = 70,9%.

Полученные результаты показывают, что инструмент обеспечивает высокую точность при поиске «успешных» кандидатов ($precision > 80\%$), однако имеет тенденцию к «перестраховке», что выражается в относительно большом числе FN-классификаций и, как следствие, в умеренной чувствительности ($recall = 63\%$). Иными словами, инструмент предлагает «неуспешные» скважины там, где были пробурены успешные скважины. Подобное поведение отражает консервативный характер алгоритма, сопоставимый с экспертными решениями, направленными на минимизацию рисков.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанный модуль «АВНС» демонстрирует высокую практическую эффективность при автоматизации формирования бизнес-кейсов уплотняющего бурения. Апробация на 40 объектах показала, что инструмент способен формировать устойчивые и качественные рекомендации, сопоставимые с экспертными решениями.

Ключевые результаты работы:

- сокращение времени подготовки бизнес-кейсов по бурению на 20%;
- высокая точность рекомендаций при отборе успешных скважин ($precision > 80\%$), что подтверждает надёжность алгоритма;

- выявление дополнительных перспективных зон вне планов текущего бурения, которые формируют путь нереализованных возможностей для дальнейшей разработки.

Вместе с тем инструмент обладает консервативным характером, что выражается в умеренной полноте охвата и указывает на необходимость дальнейшего совершенствования методики.

Ключевые направления развития:

- Повышение качества исходных данных и внедрение многоуровневой системы валидации данных.
- Оптимизация расположения проектного фонда с учётом экономических факторов на основе рассмотренных алгоритмов машинного обучения [3, 4, 5].
- Корректировка карты рисков с учётом удалённости от текущего фонда, неопределенности краевых зон и рисков обводнения.
- Анализ технического состояния скважин и причин достижения/недостижения запускных параметров на карте рисков (ПГИ, ГТМ, факторный анализ).
- Внедрение опций автоустановки, оптимизации количества кустовых площадок, оценки буримости проектных скважин и интеграции с другими системами планирования бурения.

Таким образом, модуль «АВНС» подтвердил свою практическую ценность как инструмент поддержки принятия решений, позволяющий ускорить планирование, снизить зависимость от субъективного фактора и расширить охват перспективных зон.

Список литературы

1. Прохоров А.А. и др. Современные подходы к автоматизации процесса уплотняющего бурения: от поиска зон до оптимизации затрат для месторождений на последних стадиях разработки // Газпром нефть НТЦ. — 2023. — С. 159–172.
2. Bishop C.M. Pattern Recognition and Machine Learning. Springer, 2006. — Рр. 41–45.
3. Litvak M., Gane B., Williams G. Field Development Optimization Technology // Society of Petroleum Engineers, Houston. — 2007. SPE 106426. — Рр. 1–10.
4. Roussennac B. Gijs van Essen Streamlining the Well Location Optimization Process — An Automated Approach Applied to a Large Onshore Carbonate Field // Society of Petroleum Engineers, Dubai, UAE. — 2021. SPE 205913. — Рр. 1–13.
5. Boah E.A., Senyo Kondo O.K., Borsah A.A. Critical Evaluation of Infill Well Placement and Optimization of Well Spacing Using the Particle Swarm Algorithm // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. — 2019. — №. 9 (4).
<https://doi.org/10.1007/s13202-019-0710-1>

References

1. Prokhorov A.A. et al. Modern Approaches to Automating the Infill Drilling Process on Mature Fields: From Selection of Infill Wells Locations to Cost Optimization. *Gazprom Nefть STC*. 2023, pp. 159–172. (In Russ.)
2. Bishop C.M. Pattern Recognition and Machine Learning. Springer. — 2006. — pp. 41–45.
3. Litvak M., Gane B., Williams G. Field Development Optimization Technology. Society of Petroleum Engineers, Houston. 2007. SPE 106426, pp. 1–10.
4. Roussennac B., Gijs van Essen Streamlining the Well Location Optimization Process — An Automated Approach Applied to a Large Onshore Carbonate Field. Society of Petroleum Engineers, Dubai, UAE. 2021. SPE 205913, pp. 1–13.
5. Boah E.A., Senyo Kondo O.K., Borsah A.A. Critical Evaluation of Infill Well Placement and Optimization of Well Spacing Using the Particle Swarm Algorithm. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2019, vol. 9, no. 4.
<https://doi.org/10.1007/s13202-019-0710-1>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.А. Прохоров — оказал экспертную и методологическую поддержку при разработке основных этапов модуля и оценке результатов, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

А.Ф. Мурзакова — реализовала программные модули предобработки геолого-промышленных данных, размещения проектных скважин в перспективных зонах и расчета запускных параметров, активно занималась тестированием и отладкой программы, подготовила текст статьи.

А.А. Рыбаковская — реализовала программные модули построения карты индекса возможностей, кластеризации перспективных зон и оценки экономической эффективности, активно занималась тестированием и отладкой программы, подготовила текст статьи.

Д.Н. Сазонов — оказал экспертную и методологическую поддержку при формировании общей теории алгоритма уплотняющего бурения.

Andrey A. Prokhorov — provided expert and methodological support in developing the main stages of the module and evaluating the results, finally approved the published version of the article.

Alina F. Murzakova — implemented the software modules for preprocessing geological and field data, placing project wells in promising zones, and calculating well start-up parameters; actively participated in program testing and debugging; prepared the text of the article.

Anastasia A. Rybakovskaya — implemented the software modules for building the Opportunity Index map, clustering promising zones, and assessing economic efficiency; actively participated in program testing and debugging; prepared the text of the article.

Dmitry N. Sazonov — provided expert and methodological support in forming the general theory of the infill-drilling algorithm.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Андрей Александрович Прохоров* — менеджер программ, Группа компаний «Газпром нефть»
190121, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3-5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Алина Фанисовна Мурзакова — главный специалист, ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»

Анастасия Андреевна Рыбаковская — главный специалист, ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский томский политехнический университет»

Дмитрий Николаевич Сазонов — руководитель проекта по разработке продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»

Andrey A. Prokhorov* — Program manager,
Gazprom neft company group
3-5, Pochtamtskaya str, 190121,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Alina F. Murzakova — Chief specialist, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University (SPbPU)

Anastasia A. Rybakovskaya — Chief specialist, National Research Tomsk Polytechnic University

Dmitry N. Sazonov — Product development manager, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author