

Научная статья / Original research article

УДК 550.8

DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-41-54>

EDN: XJWGHT



Построение трехмерных геологических моделей с использованием вероятностного подхода для вовлечения неучтенных запасов

Н. Р. Марданов*, П. Н. Страхов, О. А. Богданов, Е. Е. Поляков, А. А. Коноваленко

Российский Университет дружбы народов (РУДН) имени Патриса Лумумбы, Москва, Российская Федерация

**mardanov.nick@yandex.ru*

Аннотация. Поиск и разведка неучтенных запасов — одна из ключевых задач современной нефтегазовой отрасли, требующая оптимального распределения бюджетных ресурсов. Цель статьи — повысить достоверность оценок при минимальных инвестициях по сравнению с традиционными методами бурения новых скважин путем использования вероятностной модели при создании трехмерных геологических моделей. Произведено построение вероятностных моделей для исследуемых месторождений на основе фильтрационных и емкостных данных, полученных при бурении с выносом керна. В методику включена авторская технология аппроксимации и интерполяции данных, использующая стохастические распределения для обновления кривых и расчета свойств пористости с учетом вероятностной оценки. Объемным методом выполнен подсчет запасов для исходного и модифицированного наборов кубов, после чего проведена количественная оценка отношения общих запасов нефти, полученных при вероятностном моделировании, к исходным результатам. Качественная оценка распределения разницы в объемах запасов осуществлена путем сравнения карт линейных запасов, сформированных в рамках вероятностного и классического подходов. Практическая значимость методики заключается в повышении точности оценки неучтенных геологических запасов и снижении затрат на доразведку, а также позволяет оптимизировать стратегию разработки месторождений, что особенно актуально при ограниченном финансовом ресурсе и необходимости быстрого выхода на экономически эффективные показатели.

Ключевые слова: подсчет запасов, вероятностная модель, аппроксимация, интерполяция, качественная оценка, количественная оценка, стохастическое распределение, керн, пористость, проницаемость

Для цитирования: Марданов Н. Р., Страхов П. Н., Богданов О. А., Поляков Е. Е., Коноваленко А. А. Построение трехмерных геологических моделей с использованием вероятностного подхода для вовлечения неучтенных запасов. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(4):41–54. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-41-54> EDN: XJWGHT

3D-geological modelling using probabilistic approach to involve unaccounted reserves

Nikita R. Mardanov*, Pavel N. Strakhov, Evgenii E. Polyakov, Oleg A. Bogdanov, Anton A. Konovalenko

RUDN University, Moscow, Russian Federation

**mardanov.nick@yandex.ru*

Abstract. Prospecting and exploration of uncounted resources is one of the key challenge for the oil and gas industry, requiring optimal allocation of budgetary funds. This article aims to enhance the reliability of reserve estimates while reducing investment compared with traditional exploratory drilling methods, by using a probabilistic model in constructing three-dimensional geological models. The authors developed probabilistic models for the studied fields using porosity and permeability data obtained from core samples. The methodology includes an original approximation techniques and interpolation of data based on stochastic distributions to update well-log curves and estimate reservoir properties under probabilistic conditions. The researchers calculated hydrocarbon reserves for both the original and the probabilistic geological models using the volumetric method. Next, they compared the total oil reserves obtained from the probabilistic models with those calculated from the original models. To evaluate the spatial distribution of the differences, authors compared linear reserve map generated by the probabilistic and conventional approaches. The proposed methodology enhances the accuracy of estimating uncounted geological reserves, reduces the need for additional exploration drilling, and supports more efficient field development planning, particularly under budgetary constraints.

Keywords: reserves estimation, probabilistic model, approximation, interpolation, qualitative assessment, quantitative assessment, stochastic distribution, core, porosity, permeability

For citation: Mardanov N. R., Strakhov P. N., Polyakov E. E., Bogdanov O. A., Konovalenko A. A. 3D-geological modelling using probabilistic approach to involve unaccounted reserves. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(4):41–54. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-41-54>

Введение

На сегодняшний день российские и зарубежные компании-недропользователи заинтересованы в извлечении максимальной выгоды в денежном эквиваленте с уменьшением общих расходов на производство. В такие моменты приходится обращаться к уже разведанным месторождениям, запасы которых ранее не были вовлечены в процесс разработки [1, 2]. Именно поэтому как на территории Российской Федерации, так и за ее пределами вопрос неучтенных геологических запасов стоит максимально остро ввиду плотной концентрации внимания компаний-недропользователей на старых фондах месторождений [3–5]. Так как поиски и разведка новых месторождений осложнены сопутствующими затратами, в несколько раз превышающими расходы на доразведку, в ситуациях нестабильного экономического и геополитического положения приходится концентрировать внимание на открытых ранее залежах [6, 7]. Этим и обуславливается актуальность вопроса неучтенных геологических запасов старых фондов [8].

Сами по себе неучтенные запасы можно рассматривать как потенциальный резерв наращивания базы углеводородного сырья в пределах того или иного региона [9]. Исследования показывают, что в пределах некоторых регионов открытые неучтенные запасы углеводородов превышают геологические [10]. Тем не менее для обнаружения таких объемов по-прежнему необходимы немалые вложения на бурение новых скважин как разведочного, так и эксплуатационного типов. Помимо бурения новых скважин, общая сумма расходов на уточнение информации лежит на про-

ведении геофизических исследований скважин (ГИС), гидродинамических исследований скважин, бурении скважин для отбора керна с последующим анализом в лаборатории и прочих точечных исследованиях пласта.

В статье предлагается рассмотреть неучтенные запасы как потенциальный предмет для исследования без крупных вложений в сравнении с бурением новых скважин и прочими исследованиями.

Материалы и методы

В качестве материалов использованы фильтрационные и емкостные данные, полученные в результате отбора керна по уже пробуренным скважинам некоторых месторождений Западной Сибири, а также модели, использованные для подсчета запасов.

Метод исследования подразумевает собой формирование вероятностной модели, на базе которой производится построение обновленных целевых кубов для трехмерного моделирования с последующим сравнением как количественных запасов, так и качественных, с получением результирующих карт линейных запасов.

Результаты и обсуждение

Вероятностные модели

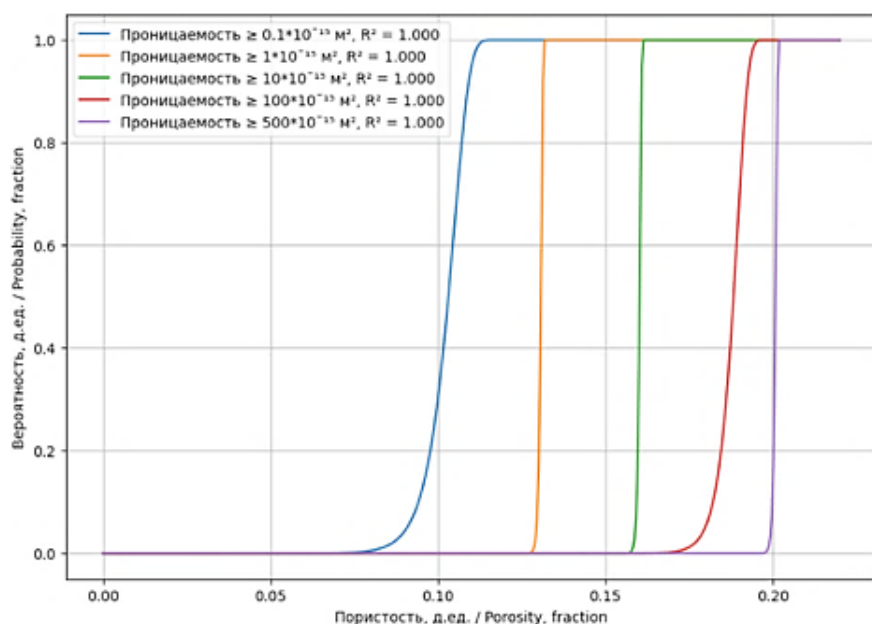
Для построения вероятностной модели использовались данные по пористости и проницаемости, полученные с вынесенного из скважин керна. Предварительно перед обработкой фильтрационно-емкостных данных для каждого месторождения было произведено распределение пород-коллекторов на классы [11]. Таким образом, из указанной выше классификации на исследуемой территории преобладают 3-й (от 100 до $500 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$), 4-й (от 10 до $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$), 5-й (от 1 до $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$) и 6-й (от 0,1 до $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$).

После разделения коллекторов на классы для удобной визуализации необходимо получить пороговые значения проницаемости, вероятность превышения которых будет учитываться в графическом представлении вероятностной модели [12]. Наборы данных будут разделены на следующие диапазоны по проницаемости в $0,1\text{--}1\,000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (2–6 классы); $1\text{--}1\,000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (2–5 классы); $10\text{--}1\,000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (2–4 классы); $100\text{--}1\,000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (2–3 классы); $500\text{--}1\,000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (2 класс). Визуально данные графики будут напоминать зависимость экспоненциального вида, схожую формой с аппроксимацией Гомпертца (формула 1) [13, 14]. Смысл данных кривых в том, что рассчитывается вероятность получения коллектора в ячейке выбранного класса с конкретным значением пористости.

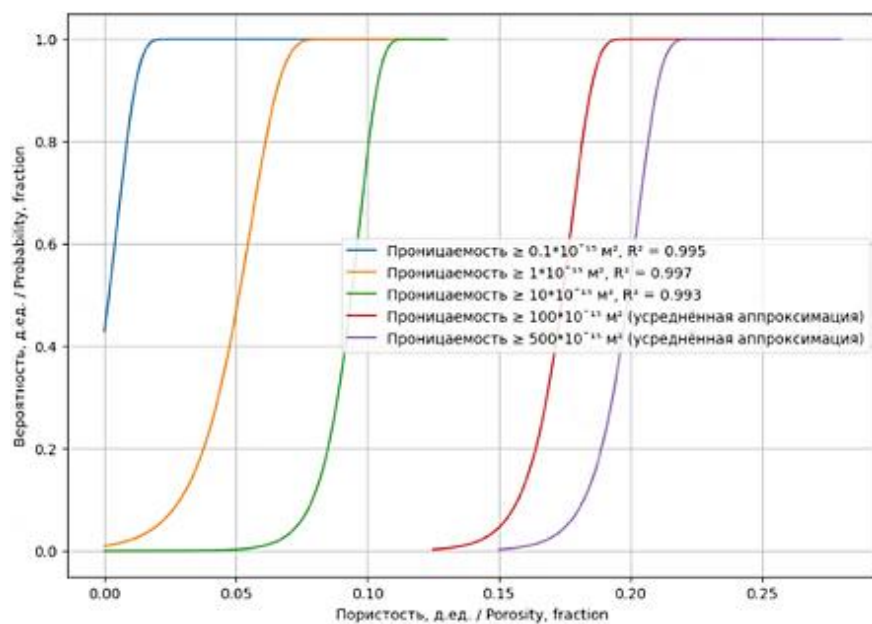
$$P_k = 1 - \exp[-\exp(A \cdot \Phi_k + B)], \quad (1)$$

где P_k — вероятность отнесение образца к коллектору, д. ед.; Φ_k — пористость, определенная по керну, д. ед.; A , B — коэффициенты пропорциональности.

Модель сырого вида будет представлять собой ломаную кривую, неинформативную в контексте использования при построении трехмерной геологической модели. Для решения этой проблемы был использован авторский метод аппроксимации и интерполяции данных.



А



Б

Рис. 1. Пример вероятностной модели: А — без интерполяции; Б — с интерполяцией
Fig. 1. Probabilistic model: А — without interpolation example; В — with interpolation example

Аппроксимация представляет собой сглаживание кривой и приведение ее к экспоненциальному виду из формулы 1. При получении вероятности отнесения образца из определенного диапазона значений проницаемости к коллектору рассматривается набор точек пористости. Именно пара значений фильтрационно-емкостных параметров создает необходимый и достаточный набор данных для получения вероятности (рис. 1А).

Интерполяция же представлена для месторождений, у которых отсутствуют данные по тому или иному классу. При исследовании нередко приходится работать с усеченным набором данных (например, когда проницаемость не больше $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). Тем не менее для составления общего правила для месторождения залежи или определенного участка необходимо иметь полную картину. Для этого применяется интерполяция, в рамках которой для каждого успешного класса, не обделенного данными, коэффициенты корреляции рассчитываются таким образом, чтобы общая функция имела квадратичное отклонение максимально близким к 1. Статистически такая функция будет иметь наиболее приближенный тренд к фактическим данным. После сбора информации вычисляются средние «положительные» коэффициенты, тем самым усредняя геометрию всех уже построенных графиков в рамках месторождения. Путем построения графика от нулевых или высоковероятных точек (равняющихся единице) проводится аппроксимирующая кривая, тем самым давая прогноз поведения вероятностной модели в случае обнаружения коллекторов с более высокой проницаемостью (рис. 1Б).

Трехмерные геологические модели

Одним из главных принципов построения трехмерной геологической модели с вовлечением неучтенных запасов в контексте этого исследования выступает применение вероятностной модели. Тем не менее зачастую при построении куба литологии на основе результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) доля коллектора отсекается по граничному значению по пористости [15, 16], в то время, как на участках с неколлектором кривая зануляется. Этот подход помогает не учитывать данные в пределах неколлектора, поскольку они неинформативны, а при интерполяции кубов емкостных параметров и насыщенности должен учитываться лишь коллектор.

Так, для применения вероятностной модели в попытке учета невовлеченных при подсчете запасов необходимо представить данные в неколлекторе в том числе. На этом этапе требуется представить каждую ячейку не в качестве единичного значения, а как гистограмму значений пористости. Тогда будет правомерно использование стохастического разброса значений пористости в диапазоне, который заканчивается на граничном значении отнесения ячейки сетки к коллектору.

Учитывая вышеупомянутую гипотезу, можно создать стохастический куб в зоне неколлектора, значения которого будут от 0 до граничного значения пористости в принятом диапазоне отнесения к неколлектору. Более того, необходимо условие, чтобы статистически свойство представляло собой нормальное распределение. Для формирования такого свойства задаются параметр среднего арифметического и среднеквадратичное отклонение, которые в совокупности помогают выполнить разброс значений по свойству с заданным распределением в конкретном диапазоне (рис. 2) [17]. После этого необходимо получить результирующее свойство пористости, в котором значения в коллекторе будут исходными, а значения в неколлекторе — полученными стохастическим распределением.

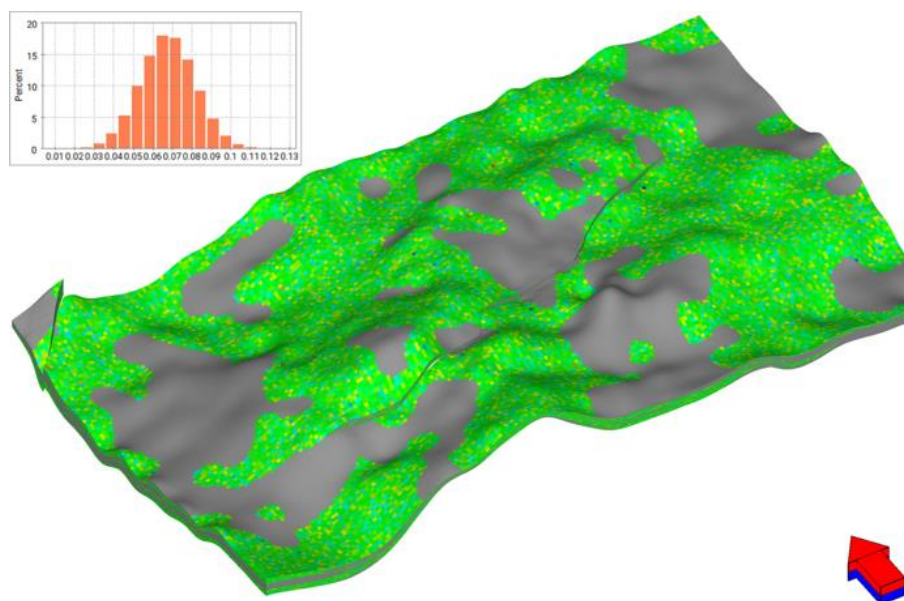


Рис. 2. Пример куба стохастического нормального распределения пористости в зоне неколлектора

Fig. 2. Stochastic normal distribution porosity model in non-reservoir zone

Аналогичные преобразования необходимо выполнить и для куба проницаемости. Разница будет лишь в том, что стоит придерживаться лог-нормального распределения значений при построении. Более того, в данном случае диапазон для формирования нового свойства стохастического распределения будет представлять собой весь диапазон значений проницаемости, так как здесь нет строго отсечения при формировании куба литологии.

Таким образом, получатся два свойства стохастического распределения в неколлекторе для пористости и проницаемости. Их необходимо объединить с исходными кубами фильтрационных и емкостных свойств по дискретной логике куба литологии. После этого с полученных свойств

снимаются логи результирующих пористости и проницаемости, которые будут использованы в арифметической логике. На данном этапе ключевым моментом является сохранение шага снятия кривых с исходных логов пористости и проницаемости.

При помощи полученных вышеобновленных кривых и вероятностной модели необходимо вычислить новую кривую литологии, которая будет включать в себя вероятностные неучтенные запасы [18]. Для этого с использованием калькулятора для каждого класса прописываются условия, в которых соблюдаются строгие условия класса по проницаемости и условие с предельным порогом пористости из вероятностной модели, в котором вероятность получения коллектора не равна 0 (рис. 1). На выходе получаем обновленную кривую литологии для каждой скважины, вскрывающей часть пласта с моделируемой сетки. Пример приведен на рисунке 3, где «LITHO_OLD», «PORO_OLD» и «PERM_OLD» — исходные кривые, а «LITHO_NEW», «PORO_NEW» и «PERM_NEW» — обновленные кривые с использованием вероятностного подхода. Эти кривые ГИС используются для построения новых целевых кубов литологии, пористости и нефтенасыщенности.

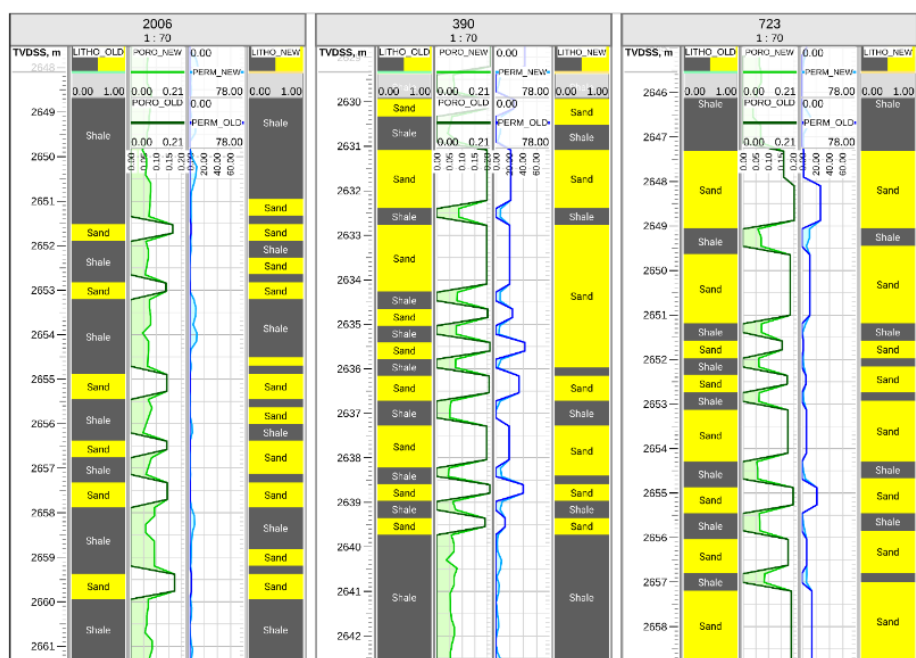


Рис. 3. Пример сравнения исходных кривых РИГИС с вероятностными
Fig. 3. Original well-log curves versus probabilistic updates

Для последующих построений задействуется традиционная логика формирования трехмерной геологической модели — осреднение новых

кривых ГИС на ячейку сетки, а после интерполяция данных свойств [19]. Для осреднения кривых использовалась арифметическая логика получения так называемых Blocked Wells. Что касается интерполяции свойств, то для правомерности сравнения последующих запасов необходимо использовать расчеты в одинаковых условиях, но для разных полученных осредненных значений кривых на ячейку сетки. Для этого задавались одинаковые шаги интерполяции. В случае с осреднением значений пористости и нефтенасыщенности на сетке было необходимо использование различных исходных кубов литологии в качестве фильтра: исходного и построенного по вероятностной модели. Примеры визуального различия полученных кубов литологии приведены на рисунке 4.

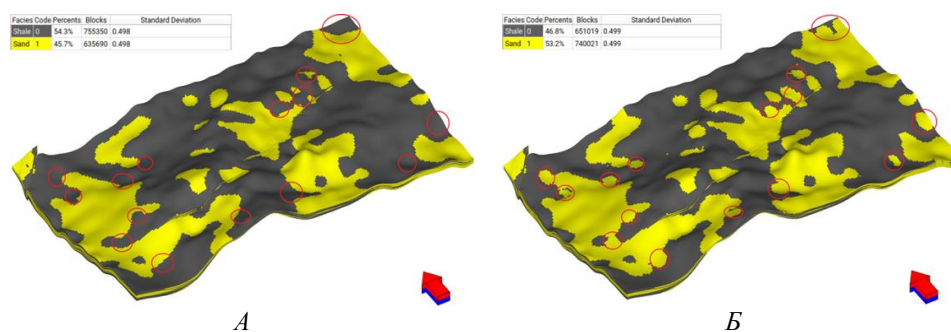


Рис. 4. Примеры визуального различия полученных кубов литологии:

A — оригинальный куб литологии; Б — куб литологии с учетом вероятностного наличия коллектора

Fig. 4. Resulting lithology models: A — original lithology cube; B — stochastic realization with reservoir probability

Подсчет запасов, количественная и качественная оценки

В конечном итоге рассчитывались запасы на трехмерной сетке объемным методом как для исходных кубов, так и для обновленных, с заданием идентичных прочих настроек. С полученных кубов запасов нефти вычисляются общие запасы нефти для каждого отдельно в численном формате, а затем высчитывается отношение обновленных запасов нефти к исходным для количественной оценки [20].

Что касается качественной оценки изменчивости динамики распределения запасов, то использовался подход получения линейных запасов для каждого куба запасов нефти. Для этого полученные объемным методом запасы были поделены на площадь залежи и тем самым сформировали карты распространения запасов как для исходных данных (рис. 5А), так и для полученных вероятностным методом (рис. 5Б). Из этих карт вычисляется разница, где уменьшаемое — карта вероятностных запасов, вычитаемое — карта исходных запасов, а разность — результирующая карта разницы линейных запасов (рис. 5В). Таким образом, может быть произведена качественная оценка дифференциации разности запасов.

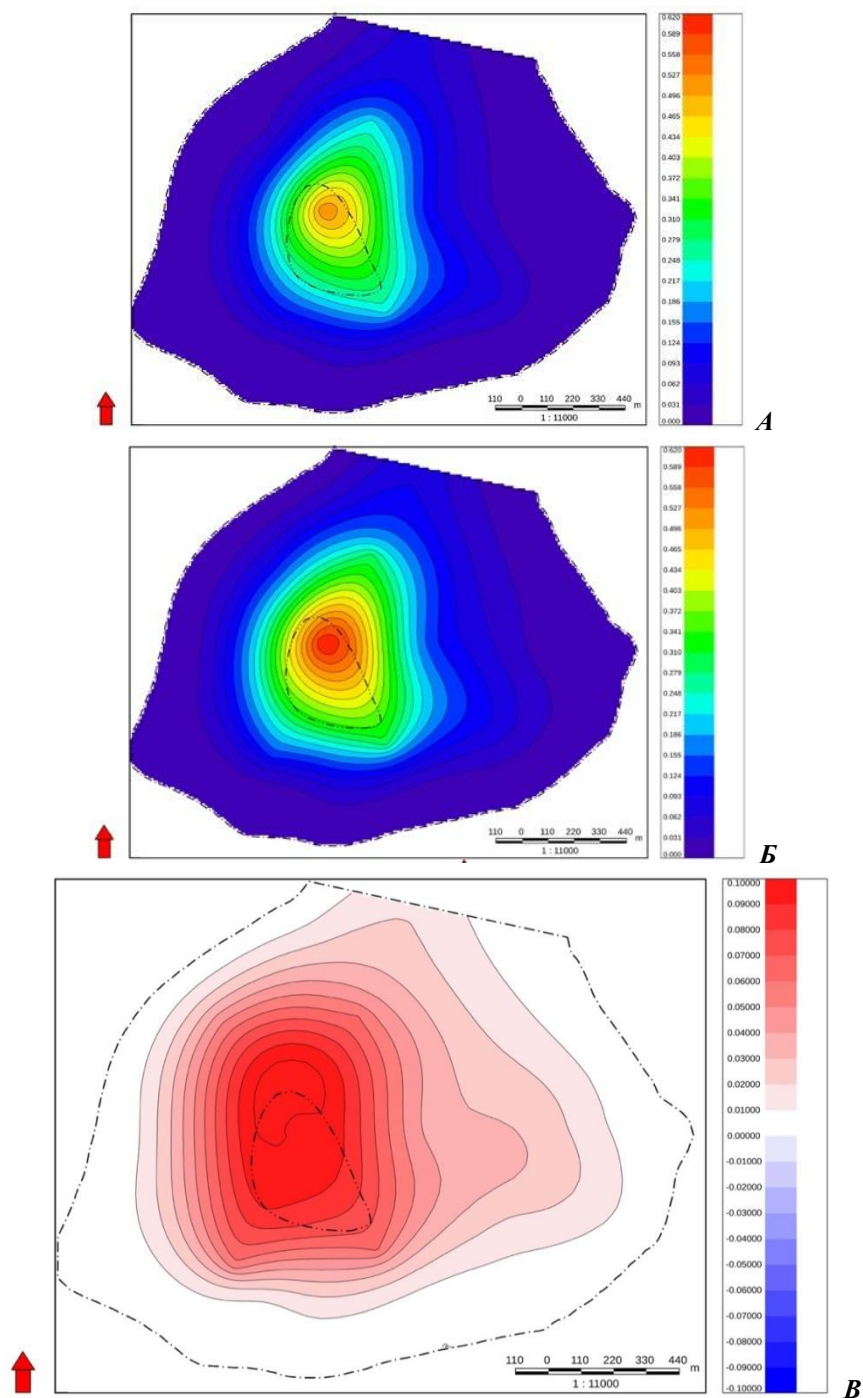


Рис. 5. Карты распространения запасов: А — карта фактических линейных запасов; Б — карта вероятностных линейных запасов;
В — карта разницы линейных запасов

Fig 5. Maps of oil reserve distribution: A — original linear oil reserves;
B — probabilistic linear oil reserves; C — difference map of linear oil reserves

Данным алгоритмом был оценен прирост запасов для 10 месторождений с продуктивными отложениями васюганской и тюменской свит (табл. 1).

Таблица 1. Сводная информация по сравнению вероятностных запасов с фактическими
Table 1. Probabilistic versus original reserve estimates

Условное обозначение месторождения	Комплекс моделируемых отложений	Отношение вероятностных запасов к фактическим, %
I	васюганская свита	21,48
II	тюменская свита	14,56
III	васюганская свита	7,12
IV	тюменская свита	16,63
V	тюменская свита	14,66
VI	васюганская свита	7,84
VII	васюганская свита	16,96
VIII	васюганская свита	28,20
IX	тюменская свита	9,48
X	тюменская свита	12,73

Заключение

В конечном итоге разработанная и опробованная вероятностная модель отнесения ячейки трехмерной геологической сетки к коллектору позволяет вовлечь коллекторы, распределенные на различные классы по проницаемости, в подсчет запасов.

Для создания правомерных построений и дальнейших сравнений произведено восстановление ключевых свойств фильтрационной модели с получением рангов интерполяции по трем осям. Более того, при помощи вероятностной модели, построенной по фактическим данным керна, сформированы свойства с вероятностными ячейками-коллекторами.

Для оценки проделанной работы были посчитаны и сравнены геологические запасы двух моделей каждого рассматриваемого месторождения — исходной и с применением вероятностного подхода. В работе приведено как количественное расхождение по запасам при помощи таблицы с отношением вероятностных запасов к фактическим, так и качественное распределение разницы в линейных запасах.

Вклад авторов

Марданов Н. Р.: сбор и анализ материалов; проведение исследования; теоретический анализ данных; разработка методологии; создание иллюстраций; написание статьи.

Страхов П. Н.: формулирование идеи и цели исследования; разработка методологии; теоретический анализ данных; научное редактирование.

Поляков Е. Е.: научное редактирование.

Богданов О. А.: научное редактирование.

Коноваленко А. А.: научное редактирование; создание иллюстраций

Authors' contribution

Nikita R. Mardanov: collection and analysis of study materials; study; theoretical data analysis; methodology; creating illustrations; writing.

Pavel N. Strakhov: formulation of idea and aim of study; methodology; theoretical data analysis; scientific editing.

Evgenii E. Polyakov: scientific editing.

Oleg A. Bogdanov: scientific editing.

Anton A. Konovalenko: scientific editing; creating illustrations

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests. The authors declare no conflict of interests.

Список источников

1. Рыбьяков А. Н., Скоробогатов В. А., Хабибуллин Д. Я. Крупнейшие, гигантские и уникальные месторождения углеводородов Сибири и Дальнего Востока России. Сколько еще не открыто и где? *Вести газовой науки*. 2023;1(53):278–293.
2. Рыбьяков А. Н., Скоробогатов В. А., Хабибуллин Д. Я. Поиски и открытия месторождений углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии в XX-XXI веках. Итоги. Проблемы. Риски. Перспективы. *Вести газовой науки*. 2023;1(53):34–48.
3. Дмитриевский А. Н., Скибицкая Н. А., Гафаров Н. А., Бурханова И. О., Большаков М. Н., Доманова Е. Г. [и др.]. Трудноизвлекаемый резерв газовой части нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки по газу, жидким нефтяным углеводородам, битуминозным компонентам, редким, редкоземельным и благородным металлам. *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2023;3(42):34–48. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art3>
4. Валидов М. Ф., Ахметзянов Н. Р., Шуматбаев К. Д. Особенности распределения залежей нефти в нижнекаменноугольных отложениях на территории южно-татарского свода Республики Татарстан. *Вестник Академии наук Республики Башкортостан*. 2025;54(1): 41–47. <https://doi.org/10.24412/1728-5283-2025-1-41-47>
5. Логинов Д. С. Геоинформационный аспект систематизации архива геолого-геофизических данных: проблемы и пути решения. *Вестник СГУГИТ (Сибирского государственного университета геосистем и технологий)*. 2023; 28(5):113–124. <https://doi.org/10.33764/2411-1759-2023-28-5-113-124>
6. Турабаева А. В., Белкина В. А. Геологическое строение пласта Ю2/1 Сургутского свода в целях уточнения перспектив нефтеносности и обоснования геолого-разведочных работ. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. 2021;1(1):30–39. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2021-1-30-39>
7. Арсеньев А. А., Александров В. М., Леонтьев Д. С. Перспективы нефтегазоносности Курганской области. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. 2021;3(3):9–24. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2021-3-9-24>
8. Шумко В. С., Мамчистова Е. И., Кузовлев С. С. Оценка извлекаемых запасов нефти с применением интегральных характеристик вытеснения на основе вероятностной методики. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. 2021;2(2):78–88. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2021-2-78-88>
9. Галиева Е. Р., Отмас А. А., Боровинских А. П. Залежи в низкопроницаемых карбонатных коллекторах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, их запасы и прогнозная ресурсная оценка. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2015;10(4):1–20. https://doi.org/10.17353/2070-5379/42_2015

10. Бескопильный В. Н., Халецкий А. В., Рыбалко И. П. Потенциал добычи углеводородов из полукolleкторов традиционных месторождений Беларуси. *Доклады Национальной академии наук Беларуси*. 2013;57(4):110–113.
11. Ханин А. А. *Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение*. Москва: Недра; 1969. 366 с.
12. Страхов П. Н., Маркелова А. А. Вероятностная оценка проницаемости отложений верхней части Тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района // *Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования*. 2022;23(3):224–231. <http://doi.org/10.22363/2312-8143-2022-23-3-224-231>
13. Павленко В. Н., Хрыкина М. А. Описание динамики технологических коэффициентов на основе использования кривой Гомпертца. *Вестник Челябинского государственного университета*. 2006;5:78–81. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/opisanie-dinamiki-tehnologicheskikh-koeffitsientov-na-osnove-ispolzovaniya-krivoy-gomperts>
14. Чумаченко С. А. Гладкие аппроксимации в $C[0, 1]$. *Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Математика. Механика. Информатика*. 2020;3(3):326–342. <https://doi.org/10.18500/1816-9791-2020-20-3-326-342>
15. Токарева К. М. Трёхмерная цифровая геологическая модель верхне-среднеюрских отложений Шеркент-Рубойинского участка (Республика Узбекистан). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2023;18(1):1–17. https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2023
16. Абакуров В. Р., Южаков А. Л., Сабельников И. С. Создание комплексной трёхмерной геологической модели Восточно-Сарутаюского месторождения на основе обновленных сейсмических данных. В сб.: *Геология в развивающемся мире: сборник научных трудов по материалам XVI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Пермь, 13–14 апреля 2023*. Пермь: Изд-во ПГНИУ; 2023:92–98.
17. Глушаков А. А., Пивоваров Д. Е., Афанаскин И. В. Математическая модель для анализа разработки нефтяных месторождений с нелинейной зависимостью пористости и проницаемости от давления в рамках концепции ячеек заводнения. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2024;7(391):52–57. URL: <https://journal.gubkin.ru/journals/geology/2024/7-391/52-57/>
18. Лебедев М. В., Лаптей А. Г. Фациальное моделирование как инструмент исследования на разных этапах нефтегазоразведочных работ. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2025;12(408):5–12. URL: <https://journal.gubkin.ru/journals/geology/2025/12-408/5-12/>
19. Ладейщиков С. В., Селетков И. А., Подосенов А. Е., Фадеев А. П. Повышение достоверности трёхмерной геологической модели на примере месторождения с очень сложным геологическим строением. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2024; 10(394):29–36. URL: <https://journal.gubkin.ru/journals/geology/2024/10-394/29-36/>
20. Пустовой Д. А., Хафизов С. Ф. Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородов Ямальской нефтегазоносной области с применением модели распределения Парето. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2025;20(3):1–20. https://www.ngtp.ru/rub/2025/36_2025.html EDN: OETYNB

References

1. Rybyakov A. N., Skorobogatov V. A., Khabibullin D. Ya. The biggest, gigantic and unique hydrocarbon fields in Siberia and at the Far East of Russia. How many of them are still going to be discovered and where? *Vesti Gazovoy Nauki*. 2023;1(53):278–293. (In Russ.).
2. Rybyakov A. N., Skorobogatov V. A., Khabibullin D. Ya. Searching and discovering hydrocarbon fields in sedimentary basins of Northern Eurasia in 20th–21st centuries. Outcomes. Challenges. Risks. Prospects A. N. *Vesti Gazovoy Nauki*. 2023;1(53):34–48. (In Russ.).

3. Dmitrievsky A. N., Skibitskaya N. A., Gafarov N. A., Burkhanova I. O., Bolshakov M. N., Domanova E. G.[et al.]. Hard-to-recover reserves of gas, liquid petroleum hydrocarbons, bituminous components, rare, rare-earth and noble metals of the gassaturated part of oil and gas condensate and gas condensate fields at the late stage of development. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2023;3(42):34–48. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art3>
4. Validov M. F., Ahmetzjanov N. R., Shumatbaev K. D. Features of oil reservoir distribution in lower carboniferous deposits in the south tatar arch of the Republic of Tatarstan. *Herald of the academy of sciences of the Republic of Bashkortostan*. 2025;54(1): 41–47. <https://doi.org/10.24412/1728-5283-2025-1-41-47>
5. Loginov D. S. Geoinformation aspect of the systematization of geological and geophysical data archive: problems and solutions. *Vestnik SSUGT (Siberian state university of geosystems and technologies)*. 2023;28(5):113–124. <https://doi.org/10.33764/2411-1759-2023-28-5-113-124>
6. Turabaeva A. V., Belkina V. A. Geological structure of J2/1 layer of the Surgut arch in order to clarify the prospects of oil potential and justify geological exploration. *Oil and Gas Studies*. 2021;(1):30–39. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2021-1-30-39>
7. Arsenyev A. A., Alexandrov V. M., Leontiev D. S. Petroleum potential of Kurgan region. *Oil and Gas Studies*. 2021;(3):9–24. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2021-3-9-24>
8. Shumko V. S., Mamchistova E. I., Kuzovlev S. S. Estimating recoverable oil reserves using integral displacement characteristics based on probabilistic methodology. *Oil and Gas Studies*. 2021;(2):78–88. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2021-2-78-88>
9. Galieva E. R., Otmas A. A., Borovinskikh A. P. Deposits in low-permeability carbonate reservoirs of Timan-Pechora province - their resource and reserves assessment. *Neftegasovaâ geologiya. Teoriâ i praktika*. 2015;10(4):1–20. (In Russ.). https://doi.org/10.17353/2070-5379/42_2015
10. Beskopylny V. N., Haletski A. V., Rybalko I. P. Potential of hydrocarbon production from the tight reservoirs of Belarusian conventional fields. *Doklady of the national academy of sciences of Belarus*. 2013;57(4):110–113. (In Russ.).
11. Khanin, A. A. *Oil and Gas Reservoir Rocks and Their Study*. Moscow: Nedra; 1969. (In Russ.).
12. Strakhov P. N., Markelova A. A. Probabilistic assessment of the permeability of the deposits of the upper part of the Tyumen suite of the Shaim oil and gas region. *RUDN Journal of Engineering Research*. 2022;23(3):224–231. (In Russ.). <http://doi.org/10.22363/2312-8143-2022-23-3-224-231>
13. Pavlenko V. N., Khrykina M. A. Description of the dynamics of technological coefficients based on the use of the Gompertz curve. *Bulletin of Chelyabinsk state university*. 2006;5:78–81. (In Russ.). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/opisanie-dinamiki-tehnologicheskikh-koeffitsientov-na-osnove-ispolzovaniya-krivoy-gompertsa>
14. Chumachenko S. A. Smooth Approximations in $C[0, 1]$. *Izvestiya of saratov university. Mathematics. Mechanics. Informatics*. 2020;3(3):326–342. (In Russ.). <https://doi.org/10.18500/1816-9791-2020-20-3-326-342>
15. Tokareva K. M. 3D digital geological model of the upper-middle jurassic section of the Sherkent-Ruboyi area (Republic of Uzbekistan). *Neftegasovaâ geologiya. Teoriâ i praktika*. 2023;18(1):1–17. (In Russ.). https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2023
16. Abakarov V. R., Yuzhakov A. L., Sabelnikov I. S. Creation of a complex three-dimensional geological model of the vostochno-sarutayuskoye field based on updated seismic data. In: *Geology in the Developing World: Collection of Scientific Papers based on the materials of the XVI International Scientific and Practical Conference of Students, Postgraduate Students, and Young Scientists*. Perm, April 13–14, 2023. Perm: PGNIU Publishing House; 2023:92–98. (In Russ.).

17. Glushakov A. A., Pivovarov D. E., Afanaskin I. V. Mathematical model for analyzing the development of oil fields with a nonlinear dependence of porosity and permeability on pressure within the frames of water-flooding cells concept. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2024;7(391):52–57. (In Russ.). URL: <https://journal.gubkin.ru/journals/geology/2024/7-391/52-57/>
18. Lebedev M. V., Laptey A.G. Facies modeling as a research instrument at different stages of oil and gas exploration work. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2025;12(408):5–12. URL: <https://journal.gubkin.ru/journals/geology/2025/12-408/5-12/>
19. Ladeyshchikov S. V., Seletkov I. A., Podosyonov A. E., Fadeev A. P. Reliability increase of a three-dimensional geological model using the example of a deposit with a very complex geological structure. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2024; 10(394):29–36. (In Russ.). URL: <https://journal.gubkin.ru/journals/geology/2024/10-394/29-36/>
20. Pustovoy D. A., Khafizov S. F. Quantitative assessment of hydrocarbon resources in the Yamal petroleum province using the pareto distribution. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2025;20(3):1–20. (In Russ.). https://www.ngtp.ru/rub/2025/36_2025.html EDN: OETYNB

Информация об авторах / Information about the authors

Марданов Никита Русланович, аспирант, Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Москва, mardanov.nick@yandex.ru. ORCID: <http://orcid.org/0009-0009-4460-9620>

Nikita R. Mardanov, Postgraduate Student, Patrice Lumumba Peoples' Friendship University of Russia, Moscow, mardanov.nick@yandex.ru. ORCID: <http://orcid.org/0009-0009-4460-9620>

Страхов Павел Николаевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Российский университет дружбы народов (РУДН) имени Патриса Лумумбы, Москва. ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-4033-6647>

Pavel N. Strakhov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Patrice Lumumba Peoples' Friendship University of Russia, Moscow. ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-4033-6647>

Поляков Евгений Евгеньевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Российский университет дружбы народов (РУДН) имени Патриса Лумумбы, Москва

Evgenii E. Polyakov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Patrice Lumumba Peoples' Friendship University of Russia, Moscow

Богданов Олег Александрович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Российский университет дружбы народов (РУДН) имени Патриса Лумумбы, Москва

Oleg A. Bogdanov, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Patrice Lumumba Peoples' Friendship University of Russia, Moscow

Коноваленко Антон Алексеевич, аспирант, Российский университет дружбы народов (РУДН) имени Патриса Лумумбы, Москва

Anton A. Konovalenko, Postgraduate Student, Patrice Lumumba Peoples' Friendship University of Russia, Moscow

Поступила в редакцию / Received 19.01.2026

Поступила после рецензирования / Revised 11.03.2026

Принята к публикации / Accepted 15.04.2026