ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №3 2025
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.06
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

Методика выбора оптимальных реализаций при многовариантном цифровом 3D-моделировании нефтяных залежей

Д.В. Потехин[1], В. Ли[2], С.В. Галкин[3], С.Г. Ашихмин[3], К.А. Черный[3]

[1]ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (Российская Федерация, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)
[2]Китайский нефтяной университет (Китайская Народная Республика, 266580, г. Циндао, Changjiang West Road, 66)
[3]Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

The Method of Choosing Optimal Implementations for Multivariate Digital 3D Modeling of Oil Deposits

Denis V. Potekhin[1], Lei Wang[2], Sergei V. Galkin[3], Sergey G. Ashikhmin[3], Konstantin A. Cherny[3]

[1]LUKOIL-Engineering LLC (3A Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)
[2]China University of Petroleum (66 Changjiang West Road, Qingdao, 266580, People's Republic of China)
[3]Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 04.04.2025. Принята / Accepted: 19.09.2025. Опубликована / Published: 24.10.2025

Ключевые слова:
геологическое 3D-моделирование, запасы нефти, кригинг, геостатистические методы, вариограммный анализ, планирование эксперимента.

Наиболее достоверно учесть степень неопределенности строения нефтяных залежей позволяет многовариантное геологическое 3D-моделирование. При этом актуальной представляется задача выбора оптимальных настроек многовариантного 3D-моделирования, что предполагает подбор критериев, ограничивающих наиболее вероятные реализации геологического строения в межскважинном пространстве на основе неопределенности и существующей неоднородности геологической среды. В результате должна быть построена модель распределения коллекторов в каждой точке 3D-пространства, которая в наибольшей степени соответствует фактическим данным.
Для изучения неоднородности геологического строения месторождений в работе применены методы математического анализа на основе планирования эксперимента. Реализована методология генерации множества литологических кубов с различными рангами вариограмм. Задача оптимизации выбора геологических 3D-моделей сводится к вероятностному ранжированию на основе критериев их сходимости с результатами бурения скважин, данными интерпретации 3D-сейсморазведки, фактической работе скважин и литологической выдержанности коллекторов. Комплексный учет данных критериев на основе аддитивной формулы позволяет рассчитать экстремум ($O_{колл}$) с максимизацией соотношения между полезным сигналом оптимального отклика и помехами.
Возможности практического использования разработанной методологии геологического многовариантного 3D-моделирования показаны на примере оценки запасов реальной залежи нефти. Последовательно обоснован шаг и диапазоны изменения рангов вариограмм, после чего методом кригинга получено 289 реализаций геологической 3D-модели. После расчетов комплексного критерия $O_{колл}$ 49 3D-моделей характеризуются значением более 0,9, что позволяет сузить выборку реализаций.
Для получения итогового оптимального варианта 3D-моделирования проведено осреднение всех реализаций с $O_{колл} > 0,9$ в каждой точке трехмерных кубов литологии. Анализ сгенерированных реализаций показывает, что в связи с низкой плотностью сетки скважин по площади залежи 3D-модели недостаточно хорошо соотносятся с фактическими результатами бурения. В таких условиях кондиционность моделей во многом определяется достоверностью учета данных 3D-сейсморазведки, что значительно лучше реализовано для 3D-моделей с $O_{колл} > 0,9$. Модели с низкими значениями $O_{колл}$ не отражают литологическую выдержанность коллектора и, как следствие, динамику добычи нефти по объекту. Практическим результатом выполненных исследований стал выбор на основе множественных реализаций наиболее реалистичной геологической 3D-модели.

Keywords:
3D geological modeling, oil reserves, kriging, geostatistical methods, variogram analysis, experimental design.

Multivariate geological 3D modeling allows the most reliable consideration of the degree of uncertainty in the structure of oil deposits. At the same time, the task of selecting optimal settings for multivariate 3D modeling seems relevant, which involves the selection of criteria that limit the most probable implementations of the geological structure in the interwell space based on the uncertainty and existing heterogeneity of the geological environment. As a result, a model of reservoir distribution at each point in 3D space should be built that best matches the actual data. To study the heterogeneity of the geological structure of deposits, the work uses mathematical analysis methods based on experiment planning. A methodology for generating a set of lithological cubes with different variogram ranks is implemented. The problem of optimizing the selection of geological 3D models is reduced to probabilistic ranking based on the criteria of their convergence with the results of well drilling, interpretation data of 3D seismic exploration, actual well operation and lithological continuity of reservoirs. A comprehensive accounting of these criteria based on the additive formula allows calculating the extremum (O_{res}) with maximization of the ratio between the useful signal of the optimal response and interference.
The possibilities of practical use of the developed methodology of geological multivariate 3D modeling are shown on the example of estimating the reserves of a real oil deposit. The step and ranges of change in the variogram ranks are consistently substantiated, after which 289 realizations of the geological 3D model are obtained by the kriging method. After calculating the complex criterion O_{res}, 49 3D models are characterized by a value of more than 0.9, which allows narrowing the sample of realizations.
To obtain the final optimal version of 3D modeling, all realizations with $O_{res} > 0.9$ at each point of the three-dimensional lithology cubes are averaged. Analysis of the generated realizations shows that due to the low density of the well grid over the area of the deposit, the 3D models do not correlate well enough with the actual drilling results. In such conditions, the model quality is largely determined by the reliability of 3D seismic data, which is much better implemented for 3D models with $O_{res} > 0.9$. Models with low O_{res} values do not reflect the lithological consistency of the reservoir and, as a consequence, the dynamics of oil production at the site. The practical result of the studies performed was the selection of the most realistic geological 3D model based on multiple implementations.

Потехин Денис Владимирович – кандидат технических наук, начальник управления подсчета запасов Республики Коми (e-mail: Denis.Potekhin@pnn.lukoil.com).
Ли Ванг – PhD, профессор кафедры «Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин» (e-mail: skd996159@sdust.edu.cn).
Галкин Сергей Владиславович – доктор геолого-минералогических наук, профессор, декан горно-нефтяного факультета (тел.: +007 (342) 219 81 18, e-mail: doc_galkin@mail.ru). Контактное лицо для переписки.
Ашихмин Сергей Геннадьевич (ORCID: 0000-0001-7850-3415) – доктор технических наук, профессор кафедры «Маркшейдерское дело, геодезия и геоинформационные системы» (тел.: +007 (342) 219 84 22, e-mail: A_s_g_perm@mail.ru).
Черный Константин Анатольевич (ORCID: 0000-0002-4700-0505) – доктор технических наук, доцент, заведующий кафедрой «Безопасность жизнедеятельности» (тел.: +007 (902) 479 12 11, e-mail: chernyy_k@mail.ru).

Denis V. Potekhin (Author ID in Scopus: 56122662900) – PhD in Engineering, Head of the Reserve Calculation Department of the Komi Republic (e-mail: Denis.Potekhin@pnn.lukoil.com).
Lei Wang (ORCID: 0000-0001-8939-0380) – PhD in Engineering, Professor at the Department of Geophysical Research of Oil and Gas Wells (e-mail: skd996159@sdust.edu.cn).
Sergei V. Galkin (Author ID in Scopus: 36711675500, ORCID: 0000-0001-7275-5419) – Doctor in Geology and Mineralogy, Professor, Dean of the Mining and Oil Faculty (tel.: +007 (342) 219 81 98, e-mail: doc_galkin@mail.ru). The contact person for correspondence.
Sergey G. Ashikhmin (Author ID in Scopus: 6603057955, ORCID: 0000-0001-7850-3415) – Doctor in Engineering, Professor at the Department of Mine Surveying, Geodesy and Geoinformation Systems (tel.: +007 (342) 219 84 22, e-mail: A_s_g_perm@mail.ru).
Konstantin A. Cherny (Author ID in Scopus: 57739104200, ORCID: 0000-0002-4700-0505) – Doctor in Engineering, Associate Professor, Head of the Life Safety Department (tel.: +007 (902) 479 12 11, e-mail: chernyy_k@mail.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Методика выбора оптимальных реализаций при многовариантном цифровом 3D-моделировании нефтяных залежей / Д.В. Потехин, В. Ли, С.В. Галкин, С.Г. Ашихмин, К.А. Черный // Недропользование. – 2025. – Т.25, №3. – С. 166–173. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.5

Please cite this article in English as:
Potekhin D.V., Lei Wang, Galkin S.V., Ashikhmin S.G., Cherny K.A. The Method of Choosing Optimal Implementations for Multivariate Digital 3D Modeling of Oil Deposits. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.3, pp. 166-173. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.5

Введение

В настоящее время при проектировании разработки нефтяных месторождений производственные решения обосновываются на их цифровых двойниках, что предусматривает построение геологических 3D-моделей нефтяных месторождений [1–3]. Построение геологической модели подразумевает выделение в объеме залежи толщин коллекторов с различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и характером насыщения коллекторов. На этапах геологического 3D-моделирования на основе методов интерполяции выполняется прогноз распределения в пространстве распределения проницаемых и плотных пород. При этом строение нефтяных залежей изучается косвенными методами, которые всегда характеризуются неопределенностью как по площади, так и глубине исследований. Исходной информацией для геологических 3D-моделей является комплексная интерпретация данных исследований керна и каротажа [4, 5], а также 3D-сейсморазведки [6–8]. Данные методы характеризуются принципиально различной разрешающей способностью и объемом исследований в 3D-пространстве.

Наиболее достоверно учесть степень неопределенности строения нефтяных залежей позволяет многовариантное геологическое 3D-моделирование [9–11]. Применение вероятностного подхода предусмотрено при аудите запасов углеводородов (УВ) как по международным (SPE/WPC/AAPG), так и по российским отраслевым стандартам [12, 13]. При этом под вероятностным методом оценки УВ понимается статистический анализ геолого-технологических данных разработки, при котором оценка запасов осуществляется по непрерывным кривым распределения. При реализации данного метода неопределенности характеризуют геостатистические параметры: математическое ожидание, дисперсия и вариограмма [14, 15].

Базовой интерполяционной моделью стандартных методов моделирования строения залежей является процедура кригинга (kriging), при которой за критерий оптимальности принимается минимизация ожидаемой квадратичной ошибки отклонения оценочного значения от действительного. Реализованные в современных программных продуктах (IRAP RMS, Petrel, tNavigator и др.) методы петрофизического моделирования позволяют использовать процедуру кригинга, что комплексно учитывает несколько типов исходных данных (скважинные данные, сейсмические атрибуты). Однако данный подход не позволяет исследовать распределение в объеме залежи геологических параметров. С учетом этого для оценки геологической неопределенности в строении моделируемых объектов при 3D-моделировании обычно применяют стохастическое моделирование, цель которого сводится к генерированию различных реализаций геологических параметров [16–18]. При этом анализ применения современных программных продуктов геологического 3D-моделирования [19–21] показывает, что, изменяя настройки интерполяторов, можно получить принципиально различный результат геологического строения залежи. С учетом этого актуальной представляется задача выбора оптимальных настроек многовариантного моделирования. Основой оптимизационных решений при этом является подбор критериев, ограничивающих наиболее вероятные реализации геологического строения на основе анализа погрешностей результатов исследований и их интерпретации.

Технология на основе обработки геостатистической информации позволяет выбрать оптимальные реализации геологической 3D-модели с подсчетом запасов УВ, что позволяет повысить достоверность геологических построений. В результате должна быть построена модель распределения коллекторов в каждой точке 3D-пространства, которая в наибольшей степени соответствует фактическим данным и может быть использована в дальнейшем при геолого-технологическом моделировании.

Постановка задачи. Материалы и методы

Задача геологического 3D-моделирования предполагает нахождение систематической неопределенности, для которой свойства геологического объекта являются однородными, и существует возможность их прогнозирования. Геологическую неоднородность залежи при стандартном подходе связывают со степенью ее изученности сейсмическими исследованиями и глубоким бурением [22–24]. Многовариантное моделирование, помимо этого, также предполагает изучение неопределенности (анизотропии) строения залежи, связанной с настройкой алгоритмов 3D-моделирования на основе геостатистических методов. Для оценки неоднородности характеристик нефтяной залежи может быть рекомендован вариограммный анализ, ключевой характеристикой которого является ранг (радиус) вариограммы.

Задачей такого подхода является установление изменчивости геологической информации в 3D-пространстве залежи: чем меньше ранги вариограмм, тем сильнее изменяются свойства в пространстве и выше неоднородность геологического строения. В современных продуктах при использовании вариограммы ее аппроксимируют одной из стандартных математических моделей, обычно сферической [25]. В части исследования геологических объектов важным является учет анизотропии свойств горных пород в объеме залежи [26], поэтому вариограммы рассчитываются по различным направлениям. На основе направления максимальной вариации данных формируется азимут вариограммного эллипсоида [27–29]. При 3D-моделировании залежей в горизонтальном направлении выбирается главный (R_x) и под прямым углом к нему второстепенный (R_y) радиусы корреляции [30, 31], вариация в вертикальном направлении оценивается радиусом корреляции R_z. Вариограммный анализ достаточно широко применяется при геологическом моделировании строения залежей углеводородов [32–34].

Особенность 3D-моделирования состоит в том, что площадная (горизонтальная) анизотропия всегда многократно превышает вертикальную, что связано с большими расстояниями между скважинами (сотни метров) в сравнении с шагом дискретизации по глубине скважин 0,2 м. При этом известно, что минимально выделяемая толщина коллекторов по каротажу ограничивается 0,3–0,4 м. В связи с этим для снижения количества экспериментов в расчетах целесообразно пренебречь неопределенностью оценки R_z, фактически переходя к двумерной модели вариограммы.

Для достоверной оценки геологического строения необходимо определить размеры рангов вариограмм. Если в спектре преобладает низкочастотная составляющая, то месторождение можно отнести к простому, в противном случае – к сложному [35]. На рис. 1 показан пример зависимости изменения эффективных толщин ($h_{эф}$) от расстояния между скважинами по

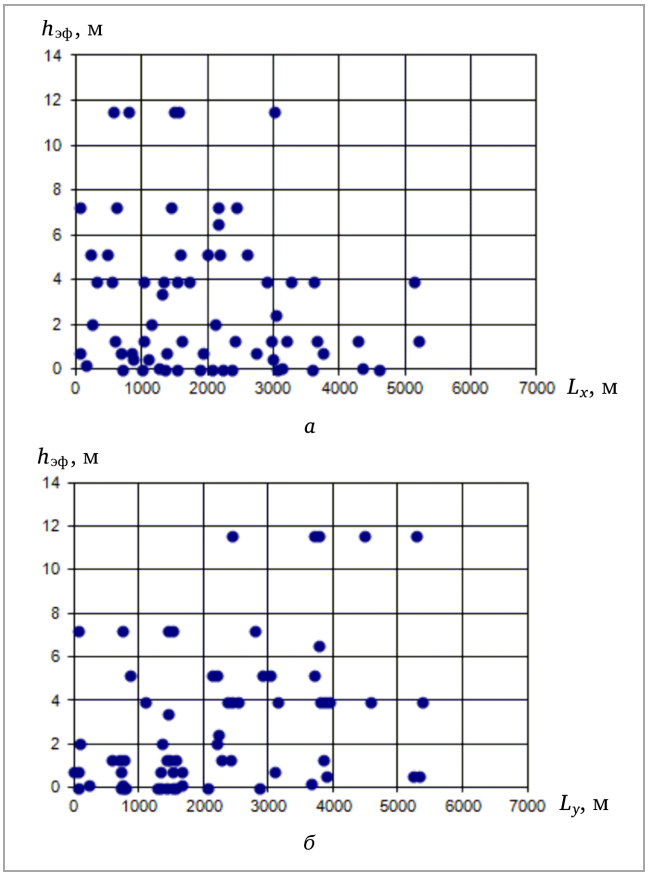


Рис. 1. Распределение значений эффективных толщин в зависимости от расстояний между скважинами по осям X (*а*) и Y (*б*) для нефтяной залежи

осям X и Y для одной из нефтяных залежей Пермского края. Из данных рис. 1 видно, что достоверно определить ранг вариограмм при стандартном подходе без оптимизации данного процесса представляется затруднительным.

Для решения поставленных задач в исследовании применен метод планирования эксперимента, к задачам которого относятся: поиск оптимальных реализаций, выбор аппроксимационных уравнений и наиболее приемлемых гипотез о механизме явлений. Основной задачей при планировании эксперимента предполагается нахождение величины геологической неоднородности, контролирующей существенное изменение геологических параметров в пределах изучаемого объекта. На каждой итерации экспериментов на основе математического аппарата проводится анализ полученных решений [36–38]. Практическая реализация методики планирования эксперимента требует определить количество необходимых испытаний для получения результата с заданной практическими соображениями точностью.

В работе реализована методология генерации множества литологических кубов с различными рангами вариограмм. Применительно к поставленной практической задаче оптимизация сводится к вероятностному ранжированию 3D-реализаций с обоснованием критериев, на основе которых будет оцениваться соответствие сгенерированных 3D-моделей наблюдаемым фактическим результатам в части эффективности подтверждения прогноза бурением и историей работы скважин. Такой подход ранее был реализован авторами в работе [39], где предложен ряд критериев, оценивающих соответствие реализаций 3D-моделей интерпретации 3D-сейсморазведки (P_{sr}), результатам разведочного и эксплуатационного бурения (D_{kv}) и накопленной добыче нефти за историю эксплуатации залежи (Q_{dr}). Формулы для расчета данных оптимизационных критериев имеют следующий вид:

$$P_{sr} = 100 \cdot (\Delta S_{\max}/S + \Delta S_{\min}/S)/2,$$

где S – площадь коллекторов в 3D-модели, $\Delta S_{\max}$ и $\Delta S_{\min}$ – площади коллекторов в 3D-модели, которые выходят за пределы допустимой погрешности 3D-сейсморазведки;

$$D_{kv} = \sum_{i=1}^{n} (H_{ef} - H_{ef}^{m}) / N,$$

где H_{ef} и H_{ef}^{m} – толщины коллекторов в скважинах по данным бурения и 3D-моделирования; N – количество скважин;

$$Q_{dr} = \sum_{i=1}^{n} (\text{НИЗ} - Q_{\text{доб}}),$$

где НИЗ – начальные извлекаемые запасы нефти в радиусе дренирования скважин, $Q_{\text{доб}}$ – накопленная добыча нефти по скважинам [39].

При проведении исследований в данном случае дополнительно предложено введение в расчеты коэффициента литологической (гидродинамической) связанности пласта, который на основе выделения связанных между собой объемов коллекторов характеризует степень однородности залежи [40]. Расчет выполнен по формуле:

$$C_{con} = \sum_{i=1}^{n} M(C_{con}^{m}) - \sum_{i=1}^{n} V_{con},$$

где $M(C_{con}^{m})$ – математическое ожидание количества связанных объемов, V_{con} – объем связанных коллекторов в радиусе дренирования скважин.

Чем больше величина C_{con}, тем лучше выдержанность моделируемых объектов, условия фильтрации к забоям добывающих скважин и, следовательно, в целом более эффективна выработка запасов нефти из пласта.

Для комплексного учета разработанных критериев может быть получен оптимизационный показатель ($O_{\text{колл}}$), который количественно оценивает достоверность каждой реализации с оценкой сходимости геологического строения моделей исходным данным. С целью этого для оптимизационных критериев проведена их нормализация по формулам вида:

$$P_{sr}^{n} = (P_{sr} - P_{sr}^{\min}) / (P_{sr}^{\max} - P_{sr}^{\min}),$$

где P_{sr} – значение критерия для реализации 3D-модели; $P_{sr}^{\max}$ и $P_{sr}^{\min}$ – максимальное и минимальное значения из полной совокупности реализаций.

Комплексный учет нормализованных критериев P_{sr}, D_{kv}, Q_{dr} и C_{con} на основе аддитивной формулы позволяет рассчитать экстремум с максимизацией соотношения между полезным сигналом оптимального отклика и помехами.

Формула для расчета комплексного критерия $O_{\text{колл}}$ для всех реализаций:

$$O_{\text{колл}} = (1 - P_{sr}^{n}) + (1 - D_{kv}^{n}) + (1 - Q_{dr}^{n}) + (1 - C_{con}^{n}),$$

где P_{sr}^{n}, D_{kv}^{n}, Q_{dr}^{n}, C_{con}^{n} – нормализованные оптимизационные критерии.

На рис. 2 в графической форме представлен алгоритм разработанной методики оптимизации геологического 3D-моделирования.

Расчетный показатель $O_{колл}$ комплексно характеризует соответствие каждой реализации 3D-распределения коллекторов принятым оптимизационным критериям. По мере увеличения значений $O_{колл}$ от 0 до 1 повышается соответствие реализации 3D-модели структурному строению залежи. Согласно разработанной методике на основе подбора оптимальных рангов вариограмм R_x и R_y строится многомерная математическая модель поверхности $O_{колл}$. Это позволяет на основе геолого-промысловой информации количественно оценивать достоверность каждой сгенерированной цифровой реализации геологического строения нефтяных залежей и соответственно сократить выборку возможных реализаций.

Результаты

Возможности практического использования, разработанной методологии геологического многовариантного 3D-моделирования проиллюстрируем на примере реального месторождения нефти (эксплуатационный объект Т, Пермский край). Залежи нефти для эксплуатационного объекта Т установлены на 4 локальных поднятиях, диапазон нефтенасыщенных толщин, согласно скважинным данным, распределен от 2 до 4 м, зоны замещения коллекторов отсутствуют. На площади месторождения проведены исследования методом сейсморазведки 3D, добыча на эксплуатационном объекте продолжается более 5 лет. Геолого-технологические условия разработки данного объекта позволяют применить для него разработанную технологию 3D-моделирования.

На первом этапе для практической реализации разработанной методики, исходя из плотности сетки скважин, необходимо обосновать максимальные расстояния пределов рангов вариограмм и оптимальный шаг дискретизации по площадным направлениям R_x (направление запад – восток) и R_y (направление север – юг). Согласно проведенным предварительным экспериментам, а также результатам работы [41], для достоверного учета неопределенностей геологических объектов максимальные величины рангов вариограмм должны примерно соответствовать половине максимального расстояния между скважинами. С учетом этого для моделируемого объекта диапазоны R_x и R_y оценены в 8000 м.

Шаг изменения рангов вариограмм R_x и R_y выбирается также исходя из плотности сетки, при этом не имеет практического смысла делать его детальнее, чем минимальное расстояние между скважинами, которое для рассмотренного объекта составляет 250 м. Для снижения количества опытов и сокращения времени расчетов выполнено три эксперимента с различным шагом R_x/R_y соответственно – 100×100 (6561 опыт), 500×500 (289 опытов), 1000×1000 (81 опыт). На рис. 3 показаны два эксперимента с шагами 100×100 (6561 опыт) и 500×500 (289 опытов).

Для эксперимента с шагом вариограмм 100 м число уровней составило 81, число опытов – 6561; при шаге 500 м число уровней – 16, число опытов – 289. Для оценки необходимого количества моделируемых экспериментов проведено сопоставление между экспериментом с 6561 и 289 опытами. Сравнительные результаты представлены на рис. 4. Установлено, что между рассмотренными сериями экспериментов наблюдается практически полная сходимость.

В целом для результатов 3D-моделирования распределения эффективных толщин с избыточной плотностью в 100 м и шагом рангов вариограмм в 500 м получен коэффициент корреляции $r = 0{,}99$ (см. рис. 4), что можно считать достоверным результатом. Необходимо отметить, что при увеличении шага вариограмм до 1000 м сходимость результатов заметно снижается ($r = 0{,}95$). С учетом проведенных экспериментов

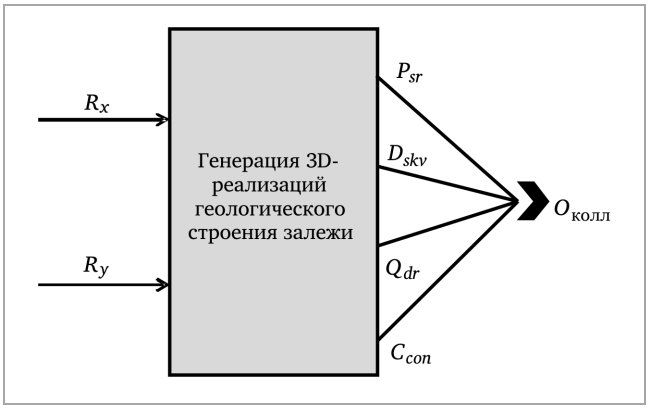


Рис. 2. Алгоритм оптимизации сгенерированных реализаций при многовариантном 3D-моделировании

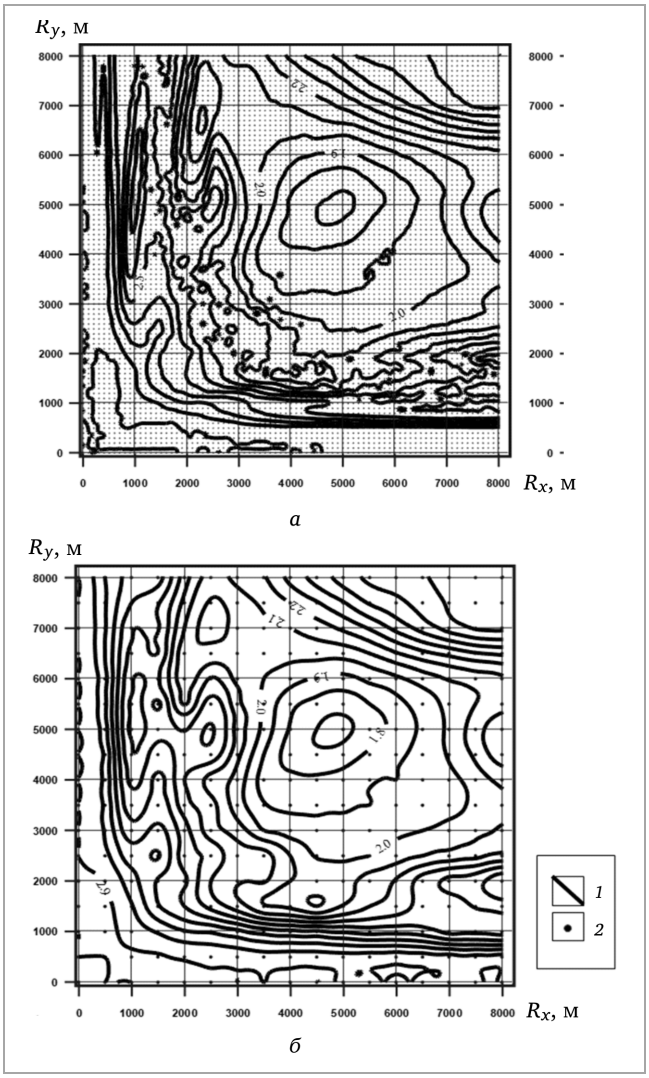


Рис. 3. Поверхность откликов процента отклонений толщин от предельных значений критерия P_{sr} в зависимости от рангов вариограмм (R_x, R_y): *а* – для шага вариограмм 100 м; *б* – для шага вариограмм 500 м: *1* – линии равных значений P_{sr}; *2* – реализации геологической 3D-модели

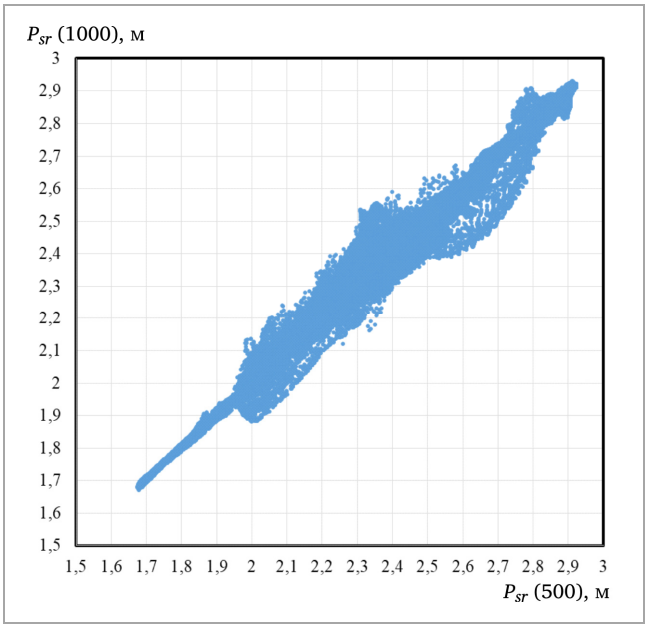


Рис. 4. Сопоставление экспериментов расчетных значений для критерия P_{sr} с шагом вариограмм 100 м (289 опытов) и 500 м (6581 опыт)

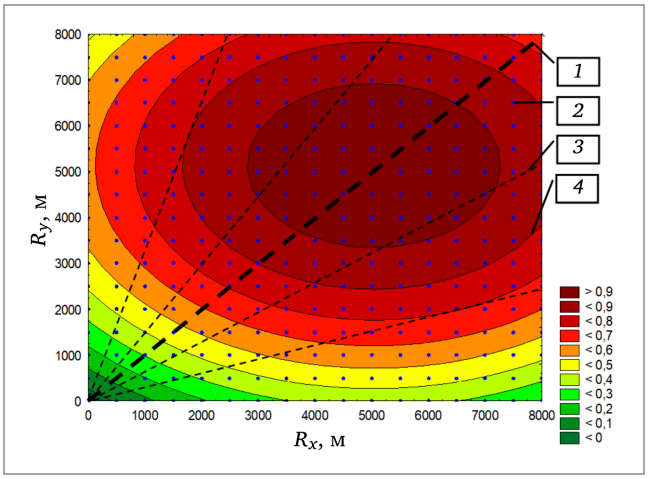


Рис. 5. Номограмма распределения комплексного критерия $O_{колл}$ при многовариантном 3D-моделировании

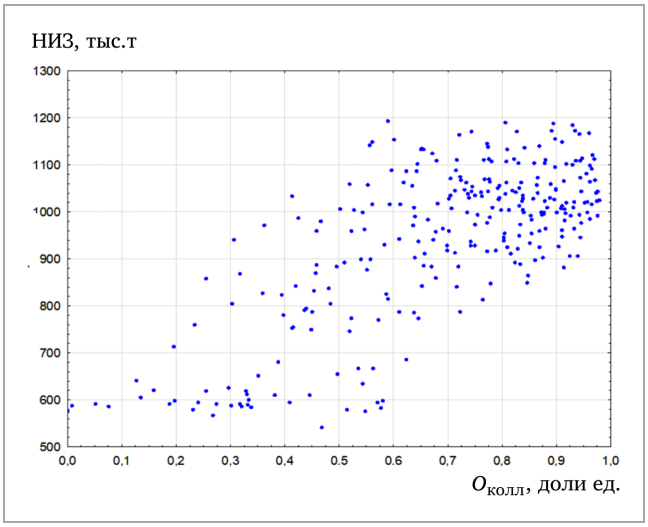


Рис. 6. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти в расчетных реализациях 3D-моделей в зависимости от комплексного критерия $O_{колл}$

оптимальным для рассматриваемого объекта выбран шаг изменения R_x и R_y в 500 м, что позволяет с достаточной точностью охарактеризовать неоднородность геологического строения. Тогда число рекомендованных для моделирования факторов в экспериментах равно 2 (изменение рангов вариограмм по осям *X, Y*), число уровней факторов – 16.

С учетом полученных выше результатов методом кригинга с шагом рангов вариограмм R_x и R_y 500 м в диапазоне до 8000 м получено 289 реализаций 3D-модели. В результате для всех возможных реализаций рассчитаны нормализованные критерии P^n_{sr}, D^n_{kv}, Q^n_{dr}, C^n_{con}. На рис. 5 представлена номограмма распределения комплексного критерия $O_{колл}$ для каждой полученной 3D-модели (точка *2* на рис. 5), которые характеризуются соответствующими настройками рангов вариограмм R_x и R_y. На рис. 5 изолиния *1* соответствует коэффициенту анизотропии, при приближении к которому отклики является изотропным ($R_x = R_y$), изолиния *3* – коэффициентам анизотропии R_x/R_y в соотношении 0,33 и 0,66. Изолиниями 4 отображены равные значения комплексного критерия $O_{колл}$.

Комплексный показатель $O_{колл}$ может рассматривается как критерий достоверности 3D-моделирования, его максимальные значения соответствуют более реалистичным реализациям распределения коллекторов в объеме залежи. При этом в диапазон $O_{колл} > 0,9$ попало 49 из 289 возможных 3D-моделей. Данные реализации лежат в диапазоне R_x от 3500 до 6500 м и R_y от 4000 до 6000 м (см. рис. 5). С целью иллюстрации ширины диапазона расчетных запасов нефти в 3D-моделях установлена зависимость НИЗ от комплексного критерия $O_{колл}$ (рис. 6).

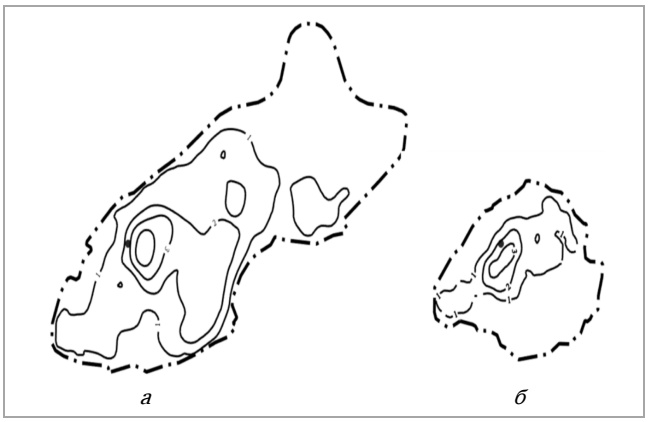
В таблице приведены значения минимальных, средних и максимальных значений НИЗ, попадающие в различные интервалы оценки $O_{колл}$. В целом диапазон изменения запасов в сгенерированных моделях составил от 540,7 до 1194,1 тыс. т. Из данных таблицы видно, что при увеличении достоверности моделей (по мере роста $O_{колл}$) для статистически представительных выборок ($N > 8$) отмечается уменьшение среднеквадратического отклонения (σ) и коэффициента вариации (*W*), что говорит о более точной оценке запасов. Расчетные значения НИЗ наиболее достоверных моделей ($O_{колл} > 0,9$ доли ед.) лежат в относительно узком диапазоне от 881,8 до 1185,6 тыс. т. Для рассмотренного эксплуатационного объекта в целом максимизация критерия $O_{колл}$ лежит в области реализаций геологической модели с более высокими НИЗ.

Для получения результирующего варианта многовариантного 3D-моделирования проведено осреднение наиболее достоверных реализаций с $O_{колл} > 0,9$. При этом в каждой точке 3D-пространства по 49 вариантам кубов литологии рассчитано среднее арифметическое значение. Для рассмотренного объекта использована сетка типа Corner point из 60 160 000 ячеек, имеющая 94 слоя с количеством ячеек по латерали сетки 800×800. Оптимальный вариант распределения нефтенасыщенной толщины в сравнении с менее достоверным вариантом ($O_{колл} < 0,1$ доли ед.) для одного из поднятий месторождения представлен на рис. 7.

Сравнение 3D-реализаций показывает, что в варианте с $O_{колл} < 0,1$ (см. рис. 7, *б*) не только установлено сокращение нефтенасыщенных толщин в пределах контура нефтеносности, но и происходит его значительное стягивание по площади. Это является следствием того, что в данных реализациях при

Распределение значений начальных извлекаемых запасов для реализаций 3D-моделей

Параметр	Интервалы расчетных значений критерия $O_{колл}$									
	0–0,1	0,1–0,2	0,2–0,3	0,3–0,4	0,4–0,5	0,5–0,6	0,6–0,7	0,7–0,8	0,8–0,9	0,9–1
N, шт.	4	6	8	18	21	31	34	52	66	49
$НИЗ_{ср}$, тыс. т	588,3	628,1	649,4	707,2	807,0	870,4	972,9	1017,3	1021,3	1037,3
$НИЗ_{min}$, тыс. т	585,6	590,7	567,6	584,9	540,7	575,9	685,7	788,2	849,6	881,8
$НИЗ_{max}$, тыс. т	591,5	713,4	858,3	971,0	1034,1	1194,1	1153,5	1170,7	1190,5	1185,6
σ, тыс. т	3,0	45,5	103,6	133,9	131,2	189,2	119,3	86,1	81,3	73,3
W, тыс. т	0,5	7,2	16,0	18,9	16,3	21,7	12,3	8,5	8,0	7,1



а *б*

Рис. 7. Схема распределения нефтенасыщенных толщин для реализаций геологических 3D-моделей при различных $O_{колл}$: *а* – в интервале 0,9–1 доли ед.; *б* – в интервале 0–0,1 доли ед.

3D-моделировании в северо-восточной части залежи толщины выше водонефтяного контакта интерпретируются как неколлекторы.

Заключение

В целом анализ сгенерированных реализаций показывает, что в связи с низкой плотностью сетки скважин по площади залежи 3D-модели недостаточно хорошо соотносятся с фактическими результатами бурения (D^n_{kv} = 0,17 при $O_{колл}$ < 0,1; D^n_{kv} = 0,30 при $O_{колл}$ > 0,9). В таких условиях кондиционность моделей во многом определяется достоверностью учета данных 3D-сейсморазведки, что значительно лучше реализовано для 3D-моделей $O_{колл}$ > 0,9 (P^n_{sr} = 0,90), чем для $O_{колл}$ < 0,1 (P^n_{sr} = 0,28). Модели с $O_{колл}$ < 0,1 не отражают динамику добычи нефти по объекту (Q^n_{dr} = 0,03), тогда как для $O_{колл}$ > 0,9 оценка гораздо выше (Q^n_{dr} = 0,70). Литологическая выдержанность коллектора для 3D-моделей $O_{колл}$ > 0,9 также значительно выше (C^n_{con} = 0,90 против C^n_{con} = 0,49).

Практическим результатом выполненных исследований стал выбор на основе множественных реализаций наиболее реалистичной геологической 3D-модели, в комплексе соответствующей результатам бурения, исследованиям методом 3D-сейсморазведки, динамике фактической работы скважин и литологической выдержанности коллекторов. Разработанная технология многовариантного цифрового 3D-моделирования нефтяных залежей позволяет оптимизировать проектные решения при разработке и в перспективе за счет этого увеличить степень извлечения и темпы добычи углеводородов.

Библиографический список

1. Рябчевских, М.Ю. Концептуальная геолого-гидродинамическая модель фаменско-турнейской залежи как инструмент прогнозирования эффективности системы поддержания пластового давления на примере месторождения им. Сухарева / М.Ю. Рябчевских, А.С. Некрасов // Недропользование. – 2023. – № 23 (2). – С. 58–70. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.2.2
2. Li, H. Well log and seismic data analysis for complex pore-structure carbonate reservoir using 3D rock physics templates / H. Li, J. Zhang // Journal of Applied Geophysics. – 2018. – № 151. – P. 175–183.
3. Волосков, Д.С. Построение адаптивных гидродинамических моделей пониженного порядка на основе метода POD-DEIM / Д.С. Волосков, Д.А. Коротеев // Георесурсы. – 2023. – № 25 (4). – С. 69–81. DOI: 10.18599/grs.2023.4.4
4. Прогнозная оценка фильтрационной способности тонкослоистых коллекторов викуловской свиты по результатам исследования керна и ГИС / Т.Г. Исакова, Т.Ф. Дьяконова, А.Д. Носикова, Г.А. Калмыков, А.В. Акиньшин, В.М. Яценко // Георесурсы. – 2021. – № 23 (2). С. 170–178. DOI: 10.18599/grs.2021.2.17
5. Уточнение геологической модели юрских отложений с учетом результатов стохастической инверсии и фациального моделирования / М.А. Никанорова, Е.С. Королев, М.Ю. Шаповалов, Е.Н. Калинин, Н.А. Шадчнев, К.Ю. Бабинов // Георесурсы. – 2023. – № 25 (3). – С. 57–64. DOI: 10.18599/grs.2023.3.8
6. Seismic strategy for predicting highly profitable wells in the fractured-vuggy carbonate reservoirs / P. Yang, Z. Sun, X. Liang, H. Li, G. Dan // Petroleum Exploration and Development. – 2013. – № 40 (4). – P. 537–541.
7. Iturrarán-Viveros, U. Artificial neural networks applied to estimate permeability, porosity and intrinsic attenuation using seismic attributes and well-log data / U. Iturrarán-Viveros, J.O. Parra // Journal of Applied Geophysics. – 2014. – № 107. – P. 45–54.
8. Three-dimensional characterization of micro-fractures in shale reservoir rocks / C. Qi, X. Wang, W. Wang, J. Liua, J. Tuo, K. Liu // Petroleum Research. – 2018. – № 3 (3). – P. 259–268. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2018.08.003
9. Ensemble history matching enhanced with data analytics – a Brown field study / E. Tolstukhin, E. Barrela, A.A. Khrulenko, J. Halotel, V.V. Demyanov // Petroleum Geostatistics. – 2019. – Vol. 2019. – P. 1–5. DOI: 10.3997/2214-4609.201902201
10. On the degree of influence of waterflooding on the oil recovery factor from productive formations of high-viscosity reservoirs X / A. Agzamov, G. Efendiyev, G.Zh. Moldabayeva, A. Syzdykov, R. Suleimenova, Sh. Tuzelbayeva, K. Zaurbekov // Complex Use of Mineral Resources. – 2023. – Vol. 326 (3). – P. 50–58. DOI: 10.31643/2023/6445.28.
11. AL-Obaidi, S.H. A new approach for enhancing oil and gas recovery of the hydrocarbon fields with low permeability reservoirs / S.H. AL-Obaidi, F.H. Khalaf // Petroleum & Petrochemical Engineering Journal. – 2023. – Vol. 7, iss. 2. – P. 1–8. DOI: 10.23880/ppej-16000343.
12. Муслимов, Р.Х. Новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов – движение вперед или вспять? / Р.Х. Муслимов // Георесурсы. – 2016. – № 18 (2). – С. 80–87. DOI: 10.18599/grs.18.2.1
13. Лобанов, Д.С. Опыт применения метода кривых падения добычи при оперативной оценке остаточных запасов нефтяных залежей, находящихся на поздних стадиях разработки / Д.С. Лобанов, С.В. Галкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 12 (384). – С. 46–51. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-12(384)-46-51
14. Klayton, V. Deutsch geostatistical reservoir modeling / V. Klayton. – Oxford university, 2002. – 378 p.
15. Dubrule, O. Geostatistics for seismic data integration in earth models / O. Dubrule. – SEG/EAGE Distinguished Instructor Series, 2005. – Vol. 6. – 296 p.
16. Li, Y. An adaptive Kriging method with double sampling criteria applied to hydrogen preparation case / Y. Li, J. Shi, J. Shen // International Journal of Hydrogen Energy. – 2020. – № 45 (56). – P. 31689–31705.
17. Fuhg, J.N. State-of-the-Art and comparative review of adaptive sampling methods for kriging / J.N. Fuhg, A. Fau, U. Nackenhorst // Archives of Computational Methods in Engineering. – 2021. – № 28 (4). – P. 2689–2747.

18. Varouchakis, E.A. Median polish Kriging and sequential Gaussian simulation for the spatial analysis of source rock data / E.A. Varouchakis // Journal of Marine Science and Engineering. –2021. – № 9 (7). – P. 717–726.
19. Beltiukov, D.A. Creation a permeability array for simulation model of a complex carbonate reservoir with zonal heterogeneity / D.A. Beltiukov, A.A. Kochnev, S.V. Galkin // SOCAR Proceedings. – 2022. – Special Issue № 2. – P. 80–89. DOI: 10.5510/OGP2022SI200747
20. Концептуальное геолого-гидродинамическое моделирование на примере Командиршорской группы месторождений / Д.В. Огородов, А.Л. Южаков, С.В. Ладейщиков, И.С. Сабельников // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 10 (382). – С. 35–41. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-10(382)-35-41
21. Shouri, H. Development of one-dimensional and three-dimensional geomechanical modeling of reservoir rock in oil fields / H. Shouri, K. Shahbazi, M. Abdideh // Modeling Earth Systems and Environment. – 2024. – № 10 (2). – P. 2271–2294.
22. Conceptualizing a dual porosity occurrence in sandstones by utilizing various laboratory methods / D.S. Urakov, S.S. Rahman, S. Tyson, M. Jami, D.Yu. Chudinova, Sh.Kh. Sultanov, Y.A. Kotenev // SOCAR Proceedings. – 2021. – № 2. – C. 8–16.
23. Култышева, С.Н. Эффективность стационарного и нестационарного режимов закачки горячей воды при разработке залежи высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах месторождения республики Коми / С.Н. Култышева, А.В Распопов // Недропользование. – 2023. – Т. 23, № 2. – С. 85–92.
24. Комплексная оценка геологической неоднородности пластовых систем при решении задачи регулирования процесса выработки запасов нефти / Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов, А.В. Чибисов, В.М. Чиликин // Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. – 2024. – Т. 16, № 5. – С. 473–484.
25. Закревский, К.Е. Вариограммный анализ геологических тел / К.Е. Закревский, В.Л. Попов // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 1 (61). – С. 27–31.
26. Особенности учета анизотропии проницаемости в гидродинамической модели / Р.И. Ермеков, В.П. Меркулов, О.С. Чернова, М.О. Коровин // Записки Горного института. – 2020. – Т. 243, № 3. – С. 299–304. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.299.
27. Rogachev, M.K. Technology for preventing the wax deposit formation in gas-lift wells at offshore oil and gas fields in Vietnam / M.K. Rogachev, Van T. Nguyen, A.N. Aleksandrov // Energies. – 2021. – Vol. 14, no. 16. – Article ID 5016. DOI: 10.3390/en14165016.
28. Legkokonets, V.A. Multifactor analysis of well killing operations on oil and gas condensate field with a fractured reservoir / V.A. Legkokonets, Sh.R. Islamov, D.V. Mardashov // Topical issues of rational use of mineral resources: Proceedings of the International Forum-Contest of Young Researchers. London: CRC Press. – 2018. – P. 111–118.
29. Дерюшев, А.Б. Применение многовариантного моделирования при распределении $К_п$ с целью оценки достоверности построения трехмерных литолого-фациальных моделей на примере нижнетиманских отложений Кирилловского месторождения / А.Б. Дерюшев, Д.В. Потехин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 11 (5). – С. 32–38.
30. Litvinenko, V. The role of hydrocarbons in the global energy agenda: The focus on liquefied natural gas / V. Litvinenko // Resources. – 2020. – Vol. 5, no. 9. – Article ID 59. DOI: 10.3390/resources9050059.
31. Pyrcz, M.J. Stochastic surface-based modeling of turbidite lobes / M.J. Pyrcz, O. Catuneanu, C.V. Deutsch // AAPG Bull. – 2005. – Vol. 89, no. 2. – P. 177–191. DOI: 10.1306/09220403112.
32. Опыт моделирования конусов выноса на примере низкопроницаемого участка Приобского месторождения // И.И. Родионова, А.С. Петрук, А.Р. Мухаметов, Э.Р. Галеев, И.Г. Искевич, Д.С. Фазылов, П.С. Мумбер // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 2 (87). – С. 45–50.
33. Сагирова, Л.Р. Влияние параметров вариограммы на куб песчанистости при фациальном моделировании газового месторождения Ямало-Ненецкого авт. окр. / Л.Р. Сагирова, И.И. Боков, Ш.Р. Исламов // Газовая промышленность. – 2022. – № 6 (834). – С. 18–27.
34. Применение кросс-валидации при выборе вариограммы для моделирования куба пористости геологической 3D-модели / Ш.Р. Исламов, Л.Р. Сагирова, И.И. Боков, Г.В. Шелухов // Территория Нефтегаз. – 2023. – № 11–12. – С. 14–23.
35. Оптимизация проектных решений разработки нефтегазовых залежей в условиях высоких геологических неопределенностей / И.А. Калиберов, Т.Э. Топалова, А.Е. Попов [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2024. – № 7 (108). – С. 76–83. DOI 10.24412/2076-6785-2021-7-76-83. – EDN RGPUMC.
36. Ермаков, С.М. Стохастические вычислительные методы и планирование эксперимента / С.М. Ермаков, В.Б. Мелас // Вестник Санкт-Петербургского университета. Математика. Механика. Астрономия. – 2023. – № 10 (68), вып. 2. – С. 187–199. DOI: 10.21638/spbu01.2023.201
37. Осинцева, Е.А. Оптимальное планирование эксперимента на основе Винеровской деградационной модели с ковариатами с использованием условной информационной матрицы Фишера / Е.А. Осинцева, Е.В. Чимитова // Вестник Томского государственного университета. Управление, вычислительная техника и информатика. – 2024. – № 67. – С. 83–93. DOI 10.17223/19988605/67/9
38. Chimitova, E.V. Optimal design of reliability experiment based on the Wiener degradation model with covariates / E.V. Chimitova, E.A. Osintseva // Tomsk State University Journal of Control and Computer Science. – 2022. – № 59. – P. 23–33. DOI: 10.17223/19988605/59/3
39. Потехин, Д.В. Построение 3D-геологических моделей нефтяных залежей на основе метода вероятностных множественных реализаций / Д.В. Потехин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 7 (379). – С. 12–18. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-7(379)-12-18
40. Поднебесных, А.В. Определение коэффициента связности в сложных геологических моделях коллекторов / А.В. Поднебесных, А.Р. Хафизов, Д.Р. Султанов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – № 6 (140). – С. 83–100. DOI: 10.17122/ntj-oil-2022-6-83-100. – EDN IVDIPI.
41. Путилов, И.С. Разработка технологии многовариантного 3Д моделирования с контролем качества реализаций для повышения достоверности геологических моделей / И.С. Путилов, Д.В. Потехин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 15–17.

References

1. Riabchevskikh, M.Iu., Nekrasov A.S. Kontseptual'naia geologo-gidrodinamicheskaia model' famensko-turneiskoi zalezhi kak instrument prognozirovaniia effektivnosti sistemy podderzhaniia plastovogo davleniia na primere mestorozhdeniia im. Sukhareva [Conceptual Geological and Hydrodynamic Model of the Famennian-Tournaisian Reservoir as a Tool for Predicting the Effectiveness of the Reservoir Pressure Maintenance System, using the Example of the Sukhareva Field]. *Nedropol'zovanie*, 2023, no. 23 (2), pp. 58-70. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.2.2
2. Li H., Zhang J. Well log and seismic data analysis for complex pore-structure carbonate reservoir using 3D rock physics templates. *Journal of Applied Geophysics*, 2018, no. 151, pp. 175-183. DOI: 10.1016/j.jappgeo.2018.02.017
3. Voloskov D.S., Koroteev D.A. Postroenie adaptivnykh gidrodinamicheskikh modelei ponizhennogo poriadka na osnove metoda POD-DEIM [Construction of adaptive reduced-order reservoir models based on POD-DEIM approach]. *Georesursy*, 2023, no. 25 (4), pp. 69-81. DOI: 10.18599/grs.2023.4.4
4. Isakova T.G., D'iakonova T.F., Nosikova A.D., Kalmykov G.A., Akin'shin A.V., Iatsenko V.M. Prognoznaia otsenka fil'tratsionnoi sposobnosti tonkosloistykh kollektorov vikulovskoi svity po rezul'tatam issledovaniia kerna i GIS [Predictive assessment of the fluid loss properties of thin-layer reservoirs of Vikulovskaya series based on the results of core and well logs]. *Georesursy*, 2021, no. 23 (2), pp. 170-178. DOI: 10.18599/grs.2021.2.17
5. Nikanorova M.A., Korolev E.S., Shapovalov M.Iu., Kalinin E.N., Shadchnev N.A., Babinov K.Iu. Utochnenie geologicheskoi modeli iurskikh otlozhenii s uchetom rezul'tatov stokhasticheskoi inversii i fatsial'nogo modelirovaniia [Refinement of the geological model of Jurassic deposits accounting the results of stochastic inversion and facies modeling]. *Georesursy*, 2023, no. 25 (3), pp. 57-64. DOI: 10.18599/grs.2023.3.8
6. Yang P., Sun Z., Liang X., Li H., Dan G. Seismic strategy for predicting highly profitable wells in the fractured-vuggy carbonate reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, no. 40 (4), pp. 537-541. DOI: 10.1016/S1876-3804(13)60070-1
7. Iturrarán-Viveros U., Parra J.O. Artificial neural networks applied to estimate permeability, porosity and intrinsic attenuation using seismic attributes and well-log data. *Journal of Applied Geophysics*, 2014, no. 107, pp. 45-54. DOI: 10.1016/j.jappgeo.2014.05.010
8. Qi C., Wang X., Wang W., Liua J., Tuo J., Liu K. Three-dimensional characterization of micro-fractures in shale reservoir rocks. *Petroleum Research*, 2018, no. 3 (3), pp. 259-268. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2018.08.003
9. Tolstukhin E., Barrela E., Khrulenko A.A., Halotel J., Demyanov V.V. Ensemble history matching enhanced with data analytics - a Brown field study. *Petroleum Geostatistics*, 2019, vol. 2019, pp. 1-5. DOI: 10.3997/2214-4609.201902201
10. Agzamov A., Efendiyev G., Moldabayeva G.Zh., Syzdykov A., Suleimenova R., Tuzelbayeva Sh., Zaurbekov K. On the degree of influence of waterflooding on the oil recovery factor from productive formations of high-viscosity reservoirs X. *Complex Use of Mineral Resources*, 2023, vol. 326 (3), pp. 50-58. DOI: 10.31643/2023/6445.28
11. AL-Obaidi S.H., Khalaf F.H. A new approach for enhancing oil and gas recovery of the hydrocarbon fields with low permeability reservoirs. *Petroleum & Petrochemical Engineering Journal*, 2023, vol. 7, iss. 2, pp. 1-8. DOI: 10.23880/ppej-16000343
12. Muslimov R.Kh. Novaia klassifikatsiia zapasov i resursov nefti i goriuchikh gazov - dvizhenie vpered ili vspiat' [The New Classification of Reserves and Resources of Oil and Combustible Gas - Movement Onward or Backward?]. *Georesursy*, 2016, no. 18 (2), pp. 80-87. DOI: 10.18599/grs.18.2.1
13. Lobanov D.S., Galkin S.V. Opyt primeneniia metoda krivykh padeniia dobychi pri operativnoi otsenke ostatochnykh zapasov neftianykh zalezhei, nakhodiashchikhsia na pozdnikh stadiiakh razrabotki [Experience of applying the method of production decline curves when operationally assessing oil deposits residual reserves that are in the late stages of development]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2023, no. 12 (384), pp. 46-51. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-12(384)-46-51
14. Klayton V. Deutsch geostatistical reservoir modeling. Oxford university, 2002, 378 p.
15. Dubrule O. Geostatistics for seismic data integration in earth models. *SEG/EAGE Distinguished Instructor Series*, 2005, vol. 6, 296 p.
16. Li Y., Shi J., Shen J. An adaptive Kriging method with double sampling criteria applied to hydrogen preparation case. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, no. 45 (56), pp. 31689-31705. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.08.174

17. Fuhg J.N., Fau A., Nackenhorst U. State-of-the-Art and comparative review of adaptive sampling methods for kriging. *Archives of Computational Methods in Engineering*. 2021, no. 28 (4), pp. 2689-2747. DOI: 10.1007/s11831-020-09474-6
18. Varouchakis E.A. Median polish Kriging and sequential Gaussian simulation for the spatial analysis of source rock data. *Journal of Marine Science and Engineering*, 2021, no. 9 (7), pp. 717-726. DOI: 10.3390/jmse9070717
19. Beltiukov D.A., Kochnev A.A., Galkin S.V. Creation a permeability array for simulation model of a complex carbonate reservoir with zonal heterogeneity. *SOCAR Proceedings*, 2022, special iss. no. 2, pp. 80-89. DOI: 10.5510/OGP2022SI200747
20. Ogorodov D.V., Iuzhakov A.L., Ladeishchikov S.V., Sabel'nikov I.S. Kontseptual'noe geologo-gidrodinamicheskoe modelirovanie na primere Komandirshorskoi gruppy mestorozhdenii [Conceptual geological-hydrodynamic modeling on the example of the Komandirshor group of fields]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2023, no. 10 (382), pp. 35-41. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-10(382)-35-41
21. Shouri H., Shahbazi K., Abdideh M. Development of one-dimensional and three-dimensional geomechanical modeling of reservoir rock in oil fields. *Modeling Earth Systems and Environment*, 2024, no. 10 (2), pp. 2271-2294. DOI: 10.1007/s40808-023-01907-y
22. Urakov D.S., Rahman S.S., Tyson S., Jami M., Chudinova D.Yu., Sultanov Sh.Kh., Kotenev Y.A. Conceptualizing a dual porosity occurrence in sandstones by utilizing various laboratory methods. *SOCAR Proceedings*, 2021, no. 2, pp. 8-16. DOI: 10.5510/OGP20210200490
23. Kultysheva S.N., Raspopov A.V. Effektivnost' statsionarnogo i nestatsionarnogo rezhimov zakachki goriachei vody pri razrabotke zalezhi vysokoviazkoi nefti v karbonatnykh kollektorakh mestorozhdeniia respubliki Komi [Efficiency of Stationary and Non-Stationary Modes of Hot Water Injection during the Development of High-Viscosity Oil Deposits in Carbonate Reservoirs of the Komi Republic Field]. *Nedropol'zovanie*, 2023, vol. 23, no. 2, pp. 85-92. DOI: 10.15593/2712-8008/2023.2.5
24. Kotenev Iu.A., Sultanov Sh.Kh., Chibisov A.V., Chilikin V.M. Kompleksnaia otsenka geologicheskoi neodnorodnosti plastovykh sistem pri reshenii zadachi regulirovaniia protsessa vyrabotki zapasov nefti [Comprehensive assessment of the geological heterogeneity of reservoir systems in the process of regulating the development of oil fields]. *Nanotekhnologii v stroitel'stve: nauchnyi internet-zhurnal*, 2024, vol. 16, no. 5, pp. 473-484. DOI: 10.15828/2075-8545-2024-16-5-473-484
25. Zakrevskii K.E., Popov V.L. Variogrammnyi analiz geologicheskikh tel [Variogram analysis of geological bodies]. *Ekspozitsiia Neft' Gaz*, 2018, no. 1 (61), pp. 27-31.
26. Ermekov R.I., Merkulov V.P., Chernova O.S., Korovin M.O. Osobennosti ucheta anizotropii pronitsaemosti v gidrodinamicheskoi modeli [Features of permeability anisotropy accounting in the hydrodynamic model]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2020, vol. 243, no. 3, pp. 299-304. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.299
27. Rogachev M.K., Nguyen Van T., Aleksandrov A.N. Technology for preventing the wax deposit formation in gas-lift wells at offshore oil and gas fields in Vietnam. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 16, Article ID 5016. DOI: 10.3390/en14165016
28. Legkokonets V.A., Islamov Sh.R., Mardashov D.V. Multifactor analysis of well killing operations on oil and gas condensate field with a fractured reservoir. *Topical issues of rational use of mineral resources: Proceedings of the International Forum-Contest of Young Researchers*. London: CRC Press, 2018, pp. 111-118.
29. Deriushev A.B., Potekhin D.V. Primenenie mnogovariantnogo modelirovaniia pri raspredelenii Kp s tsel'iu otsenki dostovernosti postroeniia trekhmernykh litologo-fatsial'nykh modelei na primere nizhnetimanskikh otlozhenii Kirillovskogo mestorozhdeniia [Application of multivariant simulation in distribution K_p to assess the accuracy of construction between lithofacies three models by example Nizhnetimanskih deposits, Kirillovskoe field]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 11 (5), pp. 32-38.
30. Litvinenko V. The role of hydrocarbons in the global energy agenda: The focus on liquefied natural gas. *Resources*, 2020, vol. 5, no. 9, Article ID 59. DOI: 10.3390/resources9050059
31. Pyrcz M.J., Catuneanu O., Deutsch C.V. Stochastic surface-based modeling of turbidite lobes. *AAPG Bull.*, 2005, vol. 89, no. 2, pp. 177-191. DOI: 10.1306/09220403112
32. Rodionova I.I., Petruk A.S., Mukhametov A.R., Galeev E.R., Iskevich I.G., Fazylov D.S., Mumber P.S. Opyt modelirovaniia konusov vynosa na primere nizkopronitsaemogo uchastka Priobskogo mestorozhdeniia [Modeling experience of low-permeability reservoirs the case of license block of the Priobskoe field]. *Ekspozitsiia Neft' Gaz*, 2022, no. 2 (87), pp. 45-50. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-45-50
33. Sagirova L.R., Bokov I.I., Islamov Sh.R. Vliianie parametrov variogrammy na kub peschanistosti pri fatsial'nom modelirovanii gazovogo mestorozhdeniia Iamalo-Nenetskogo avtonomnogo okruga [Influence of variogram parameters on the net-to-gross cube in facies modeling of a gas field in the Yamalo-Nenets autonomous okrug]. *Gazovaia promyshlennost'*, 2022, no. 6 (834), pp. 18-27.
34. Islamov Sh.R., Sagirova L.R., Bokov I.I., Shelukhov G.V. Primenenie kross-validatsii pri vybore variogrammy dlia modelirovaniia kuba poristosti geologicheskoi 3D-modeli [Application of Cross-Validation in Selecting the Variogram for Modeling the Porosity Cube of a 3D Geological Model]. *Territoriia Neftegaz*, 2023, no. 11-12, pp. 14-23.
35. Kaliberov I.A., Topalova T.E., Popov A.E. et al. Optimizatsiia proektnykh reshenii razrabotki neftegazovykh zalezhei v usloviiakh vysokikh geologicheskikh neopredelennostei [Field development plan optimization in conditions of high geological uncertainties]. *Ekspozitsiia Neft' Gaz*, 2024, no. 7 (108), pp. 76-83. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-7-76-83. EDN RGPUMC
36. Ermakov S.M., Melas V.B. Stokhasticheskie vychislitel'nye metody i planirovanie eksperimenta [Stochastical computation methods and experimental designing]. *Vestnik Sankt-Peterburgskogo universiteta. Matematika. Mekhanika. Astronomiia*. 2023, no. 10 (68), iss. 2, pp. 187-199. DOI: 10.21638/spbu01.2023.201
37. Osintseva E.A., Chimitova E.V. Optimal'noe planirovanie eksperimenta na osnove Vinerovskoi degradatsionnoi modeli s kovariatami s ispol'zovaniem uslovnoi informatsionnoi matritsy Fishera [Optimal design of experiment based on the Wiener degradation model with covariate using conditional Fisher information matrix]. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Upravlenie, vychislitel'naia tekhnika i informatika*, 2024, no. 67, pp. 83-93. DOI: 10.17223/19988605/67/9
38. Chimitova E.V., Osintseva E.A. Optimal design of reliability experiment based on the Wiener degradation model with covariates. *Tomsk State University Journal of Control and Computer Science*, 2022, no. 59, pp. 23-33. DOI: 10.17223/19988605/59/3
39. Potekhin D.V. Postroenie 3D-geologicheskikh modelei neftianykh zalezhei na osnove metoda veroiatnostnykh mnozhestvennykh realizatsii [Construction of oil reservoirs' 3D geological models based on the method of probabilistic multiple realizations]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2023, no. 7 (379), pp. 12-18. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-7(379)-12-18
40. Podnebesnykh A.V., Khafizov A.R., Sultanov D.R. Opredelenie koeffitsienta sviaznosti v slozhnykh geologicheskikh modeliakh kollektorov [Determination of connectivity coefficient in complex geological models of reservoirs]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov*, 2022, no. 6 (140), pp. 83-100. DOI: 10.17122/ntj-oil-2022-6-83-100. EDN IVDIPI.
41. Putilov I.S., Potekhin D.V. Razrabotka tekhnologii mnogovariantnogo 3D modelirovaniia s kontrolem kachestva realizatsii dlia povysheniia dostovernosti geologicheskikh modelei [Creating technological polivariation 3D modeling with quality control of the models realization for raising reliability]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 1, pp. 15-17.

Финансирование. Исследования выполнены при поддержке Правительства Пермского края, исследовательский проект № СЭД-26-08-08-30 от 24.01.2024.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.