

УДК 550.834.05, 550.8.056, 550.8.053

DOI 10.47148/0016-7894-2025-4-77-87

Оперативное сопровождение бурения, мониторинг запасов углеводородов и построение геологических моделей на основе технологии искусственного интеллекта

© 2025 г. | А.В. Пинчук, Е.А. Пылев, Е.Е. Поляков, И.В. Чурикова, М.А. Творогов, Д.Н. Крылов, В.М. Пищухин

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Развилка, Россия; A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru, E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru, E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru, I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru, M_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru, D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru, V_Pischukhin@vniigaz.gazprom.ru

Поступила 09.04.2025 г.

Доработана 17.06.2025 г.

Принята к печати 25.07.2025 г.

Ключевые слова: месторождение; нейронные сети; горизонтальная скважина; сейсморазведка; бурение; сейсмогеологическая модель; куб литологии; коллектор; прогноз эффективных толщин; подсчет запасов.

Аннотация: В статье описаны особенности и этапы комплексной интерпретации сейсморазведки и ГИС по методике нейронных сетей при эксплуатационном бурении с целью прогноза оптимального положения каждой добывающей скважины с горизонтальным окончанием в кусте на базе непрерывно адаптирующийся геологической модели целевых горизонтов. Рассмотрены примеры и оценка достоверности реализации нейросетевой технологии прогноза при эксплуатационном бурении. Средняя достоверность прогноза эффективных толщин коллекторов по результатам бурения скважин составила 0,7 долей ед. Приведены критерии выбора оптимального направления бурения скважин. Описана альтернативная комплексная нейросетевая технология построения геологической модели изучаемого месторождения. На практических примерах доказано, что неоднородность строения коллекторов в межскважинном пространстве невозможно восстановить интерполяционными методами при стандартных построениях геомодели, в отличие от нейросетевой геомодели. Показано преимущество нейросетевой геологической модели над интерполяционной, которое проявляется в деталях и закономерных фациальных трендах по латерали и толщине коллекторов. Уровень неоднородности по латерали составляет от одной ячейки – 50 м и более, по глубине (по эффективной толщине) – 5–7 м. Полученные выводы и рекомендации подтверждены последующим бурением 70 эксплуатационных скважин.

Для цитирования: Пинчук А.В., Пылев Е.А., Поляков Е.Е., Чурикова И.В., Творогов М.А., Крылов Д.Н., Пищухин В.М. Оперативное сопровождение бурения, мониторинг запасов углеводородов и построение геологических моделей на основе технологии искусственного интеллекта // Геология нефти и газа. – 2025. – № 4. – С. 77–87. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-77-87.

Real-time drilling support, hydrocarbon reserves monitoring and geological modeling based on artificial intelligence technology

© 2025 | A.V. Pinchuk, E.A. Pylev, E.E. Polyakov, I.V. Churikova, M.A. Tvorogov, D.N. Krylov, V.M. Pishchukhin

Gazprom VNIIGAZ, Razvilka, Russia; A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru, E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru, E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru, I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru, M_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru, D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru, V_Pischukhin@vniigaz.gazprom.ru

Received 09.04.2025

Revised 17.06.2025

Accepted for publication 25.07.2025

Key words: field; neural network; horizontal well; seismic exploration; drilling; geoseismic model; lithology volume; reservoir; net thickness prediction; reserves assessment.

Abstract: This paper presents the methodology and stages of integrated seismic and well log data interpretation using neural network approaches in development drilling, which is aimed at predicting the optimal placement of each production well with horizontal sidetrack in a well pad on the basis of geological model that is being continuously history matched in the target horizons. Examples and reliability assessment of implementation of neural network prediction technology in development drilling are considered. Based on drilling results, the average accuracy of predicting net reservoir thicknesses reached 0.70. The paper outlines criteria for determining the optimal direction of well drilling. An alternative integrated neural network-based approach to building geological model of the studied reservoir is presented. Practical case studies confirm that interpolation methods in conventional geomodelling fail to reproduce reservoir heterogeneity in the interwell space, whereas neural network-based models allow doing this. The advantages of the neural network-based geological model over the interpolation approach are demonstrated, particularly in capturing details and consistent facies trends both laterally and in reservoir section. The level of heterogeneity is on the order of one grid cell – 50 m or more laterally, and 5 to 7 m vertically (in terms of effective thickness). The conclusions and recommendations obtained are confirmed by subsequent drilling of 70 development wells.

For citation: Pinchuk A.V., Pylev E.A., Polyakov E.E., Churikova I.V., Tvorogov M.A., Krylov D.N., Pishchukhin V.M. Real-time drilling support, hydrocarbon reserves monitoring and geological modeling based on artificial intelligence technology. *Geologiya nefi i gaza*. 2025;(4):77–87. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-77-87. In Russ.

Введение

Применение методов машинного обучения в последние годы стало одним из главных направлений развития в различных областях науки. Базовая универсальность алгоритмов и относительная схожесть задач позволяют использовать методы машинного обучения в самых разных областях исследований, в том числе для интерпретации скважинных и сейсмических данных при изучении нефтегазовых объектов.

На месторождениях со сложнопостроенными коллекторами применение традиционных методов сейсморазведки оказывается малоэффективным [1, 2], в отличие от нейросетевого анализа. Особенно это относится к территориям Восточной Сибири, где на сейсмических разрезах в целевых интервалах наблюдаются сложные волновые поля, характеризующиеся трудно поддающейся интерпретации интерференционной записью, обусловленной чередованием тонкослоистых литологических разностей, отличающихся сложной геометрией и резкими изменениями упругих свойств, а также наложением различного рода помех, которые не всегда удается полностью подавить. В таких случаях в практике современных геологических исследований на нефть и газ применяются нейросейсмические инверсии трасс в псевдоакустические и иные петрофизические аналоги.

К таким сложным объектам относится и рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) в вендских отложениях Восточной Сибири. В целевом интервале терригенных отложений отмечается переслаивание различных по составу песчаников, алевролитов, аргиллитов, акустическая контрастность которых резко переменчива по площади исследований.

Комплексная интерпретация данных ГИС и сейсморазведки при помощи нейросетевых технологий представляет собой технологию решения обратной задачи, инструментами которой являются обучение искусственного интеллекта непосредственно на кривых интерпретации ГИС, поиск нелинейных многомерных корреляционных зависимостей и последующая трансформация атрибутов сейсмической трассы в литологический код [2, 3]. Такая интерпретация включает: интерпретацию ГИС для прогноза коллекторов, литотипов и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС); комплексную интерпретацию данных сейсморазведки и бурения (классификация по литотипам) в районе кустового бурения по методике нейронных сетей с обучением; построение адаптивных кустовых моделей продуктивных горизонтов; оценку достоверности прогноза по скважинам в пределах участка исследований.

Опыт изучения вендских отложений показал, что каждый продуктивный горизонт НГКМ представляет собой полифациальный комплекс с выраженной вертикальной и латеральной неодно-

родностью отложений, обладающих различными ФЕС. Сложное строение продуктивных горизонтов, обусловленное динамикой осадконакопления, не может быть детализировано в полной мере на локальной площади без адаптации прогнозной сейсмогеологической модели в процессе бурения и интеграции дополнительной информации при интерпретации данных.

Интерпретация результатов сейсморазведки по методике нейронных сетей при эксплуатационном бурении заключается в подготовке предбуровых секторных сейсмогеологической и геологической моделей для предоставления рекомендаций по оптимальному направлению бурения пилотного ствола скважины, а также поэтапного процесса адаптации этих моделей в процессе эксплуатационного бурения. Последовательный анализ рассчитанных кубов литологии заключался в построении карт эффективных толщин коллекторов, оценке латеральной выдержанности продуктивных пластов, прогнозе оптимальных направлений (азимута) бурения пилотных и горизонтальных стволов скважин. Этот подход послужил основой методики создания как локальной, так и интегральной прогнозной литологической модели вендских отложений.

Интегральная модель НГКМ рассчитывалась по нейросетевой технологии сразу для всего месторождения по трем продуктивным горизонтам (1, 2, 3-му) и проверялась контрольными точками традиционных интерполяционных геологических моделей оперативных подсчетов запасов (ОПЗ 2022 г., ОПЗ 2024 г.). Преимущество интегральной нейросетевой модели над интерполяционной прослеживается в деталях и закономерных фациальных вариациях по латерали и толщине коллекторов, при этом равномерная изученность по площади и глубине достигается не только плотностью бурения, но и полнотой покрытия территории и кратностью 3D-сейсморазведки. Разрешенность картины распределения коллекторов в разрезе НГКМ составила по латерали от одной ячейки (50 м и более), а по глубине — 5–7 м, что в принципе соответствует возможностям современной 3D-сейсморазведки. Этот результат в альтернативном подсчете запасов УВ был достигнут лишь за счет использования нейронных сетей по разработанной технологии.

Перспективы применения нейросетевой технологии в конфигурации, опробованной авторами статьи, затрагивают практически всю последовательность геолого-разведочных работ на нефть и газ. Уже на этапе бурения первых разведочных скважин при наличии проведенных площадных исследований 3D-сейсморазведкой с достаточной кратностью (не менее 120) появляется возможность выявить принципиальную геологическую модель месторождения, закартировать геологические структуры по лучшим коллекторам, оценить их характер насыщения. Это позволяет оптимально провести расстановку следующих разведочных скважин и оценить запасы УВ после бурения каждой

из них. Таким образом, разведка и доразведка месторождения проводятся в условиях регулируемого инженерного мониторинга без пропуска залежей и с минимумом пустых скважин

Примеры и оценка достоверности реализации нейросетевой технологии при эксплуатационном бурении

В условиях геологической неопределенности НГКМ до бурения эксплуатационных скважин оперативно (последовательно по каждой кустовой скважине) в течение 3 лет освоения месторождения по данным комплексной интерпретации 3D-сейсморазведки и ГИС по алгоритмам нейронных сетей выполнялся *локальный* прогноз распространения коллекторов. Результаты прогноза представлялись по району проектного эксплуатационного куста и пробуренных вблизи разведочных скважин в виде:

- закартированной зоны коллекторов в районе проектной траектории горизонтальной скважины и/или пилотного ствола;

- локальных кустовых 2D и 3D геологических нейросетевых моделей районов пробуренных кустов эксплуатационных скважин и разведочных;

- рекомендаций по оптимизации азимутов бурения текущей проектной эксплуатационной скважины.

Рекомендации и прогнозные параметры (кровля вскрытия пласта, эффективные толщины по стволу проектной скважины и абсолютные толщины по прогнозной карте толщин) вносились в приложения к проектам на строительство каждой эксплуатационной скважины.

Анализ проектных траекторий скважин позволил снизить риски, связанные с наличием и мощностью коллектора, в процессе эксплуатационного бурения. Существует прямая зависимость успешного освоения скважины от значения суммарной эффективной толщины вскрытых коллекторов при бурении эксплуатационных скважин, в связи с чем прогноз эффективной толщины ($H_{эф}$) в межскважинном пространстве (нейросетевое моделирование) приобретает особую важность, так как из-за высокой неоднородности разреза методы интерполяции толщин между пробуренными ранее скважинами могут привести к выбору неправильного азимутального направления горизонтального ствола эксплуатационной скважины.

Рассмотрим в качестве примера эксплуатационное бурение в пределах южной части месторождения, для которой были построены и после бурения регулярно обновлялись нейросетевые сейсмогеологические модели продуктивных горизонтов.

Предварительно были построены обобщенные нейросетевые модели, охватывающие юго-восточную часть НГКМ. Эти модели отражают значительную неоднородность продуктивных отложений венда (рис. 1), различия распространения и,

соответственно, генезиса коллекторов. На картах эффективных толщин НГКМ, построенных по нейросетевым моделям, для 1-го горизонта в данной части НГКМ наблюдается локальное распространение коллекторов, для 2-го и 3-го горизонтов отмечается существенная неоднородность распределения коллекторов, что связано с генезисом осадкообразования терригенных отложений НГКМ, изменяющихся от прибрежно-морских, в обстановках приливно-отливной равнины и прилегающих мелководных участках шельфа до континентальных, в обстановках временных потоков аллювиально-пролювиального комплекса.

Далее для каждого проектного и разбуриваемого куста строились и по результатам бурения каждой следующей скважины последовательно обновлялись локальные сейсмогеологические модели, а также выполнялся прогноз глубины вскрытия кровли продуктивного горизонта и эффективной толщины.

В качестве примера разработанной нейросетевой технологии рассмотрим последовательность сейсмогеологических моделей, являющихся результатом адаптации (переобучения) исходной предбуровой модели куста Х9 размером 20 × 14 км после бурения каждой скважины, а также сопоставление прогнозных и фактических эффективных толщин для горизонтальных скважин. Последовательность бурения скважин куста Х9 следующая:

- скв.Х1-п — пилотный ствол;
- скв.Х1-г — горизонтальный ствол;
- скв.Х2-п — пилотный ствол;
- скв.Х2-г — горизонтальный ствол;
- скв.Х3-п — пилотный ствол;
- скв.Х3-г1 — горизонтальный ствол;
- скв.Х3-г2 — горизонтальный ствол.

Последовательность уточнения нейросетевых моделей после бурения пилотных и горизонтальных скважин по прогнозным картам эффективных толщин от первоначальной скв. Х1-г до конечной горизонтальной Х3-г2 представлена на рис. 2.

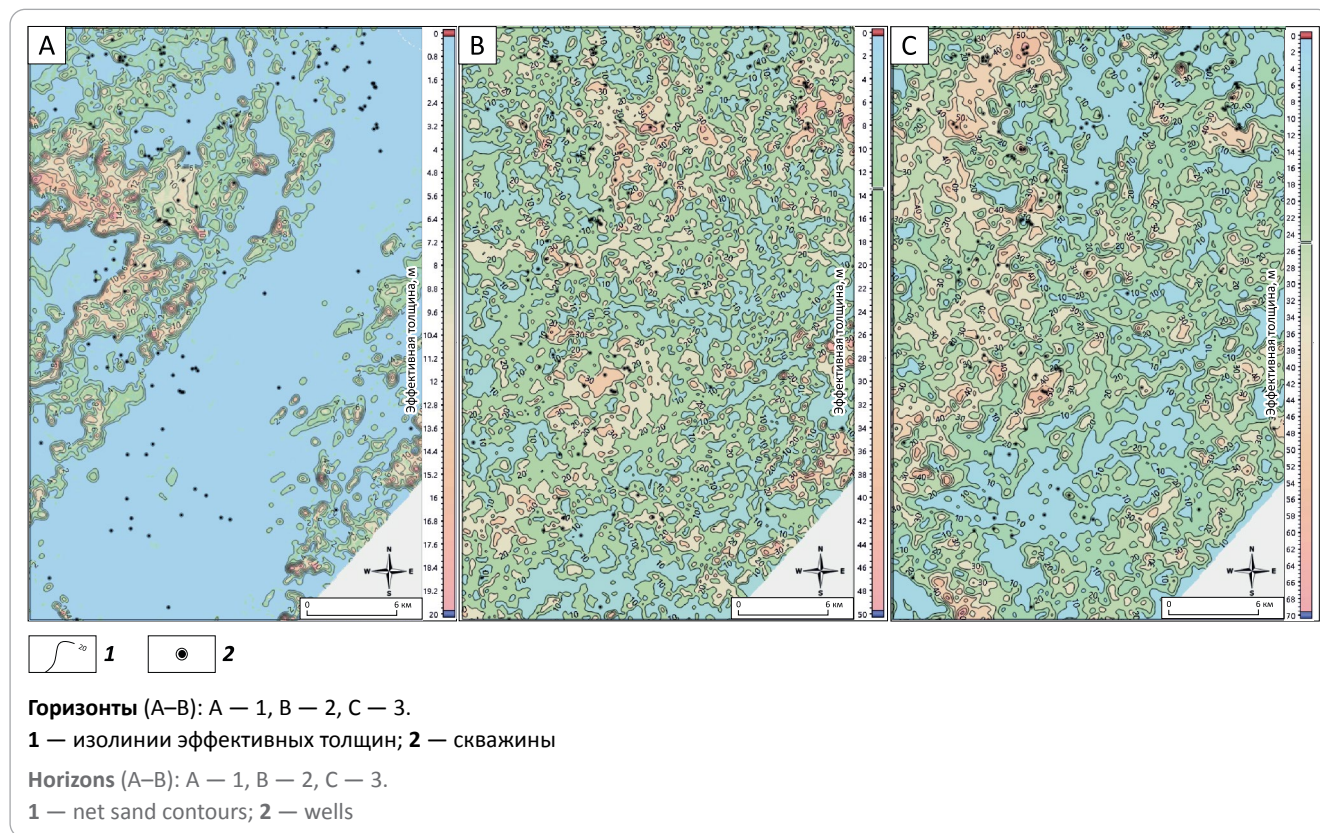
Сравнительный анализ карт эффективных толщин (сумма толщин коллекторов — песчаников и гравелитов — из куба литологии без коррекции по скважинам) и сейсмогеологических разрезов демонстрирует достаточную устойчивость полученную на первоначальном этапе сейсмогеологической модели. Зоны уменьшенных и увеличенных эффективных толщин детализируются и незначительно уточняются при сохранении общей конфигурации основных песчаных тел в условиях высокой неоднородности 2-го горизонта.

Для каждого обновления сейсмогеологической модели КГС Х9 выполнена оценка достоверности прогноза эффективных толщин вдоль стволов скважин (рис. 2.), составившая 0,76–0,94 доли ед.



Рис. 1. Карты эффективных толщин продуктивных горизонтов юго-восточной части НГКМ по нейросетевой модели

Fig. 1. Net sand maps of pay horizons obtained using Artificial Neural Network Model, south-eastern part of oil, gas, and condensate field



Оценка достоверности прогноза по результатам создания нейросетевого моделирования выполнялась на основе расчета модуля взвешенной относительной ошибки определения эффективных толщин, который является симметричным и наименее чувствительным к искажениям числового ряда показателем

$$E = \frac{\sum_{i=1}^n |H_{эф}^{факт}(i) - H_{эф}^{прогноз}(i)|}{\sum_{i=1}^n H_{эф}^{факт}(i)},$$

где E — модуль взвешенной абсолютной ошибки прогноза, доли ед.; $H_{эф}^{факт}$ — фактическая эффективная мощность коллектора, м, $H_{эф}^{прогноз}$ — прогнозная эффективная мощность коллектора, м. Достоверность прогноза (D) определялась из уравнения

$$D = 1 - E.$$

Дополнительным критерием контроля качества созданных кустовых нейросетевых моделей может служить коэффициент корреляции фактической эффективной толщины по ГИС и прогнозной эффективной толщины по НС-модели в точках бурения вертикальных скважин (поисковых, разведочных и пилотных).

Средняя достоверность прогноза эффективных толщин коллекторов по 70 стволам эксплуатационных скважин 1, 2, 3-го горизонтов НГКМ с учетом текущей изученности составила 0,7, средний коэффициент корреляции — 0,76.

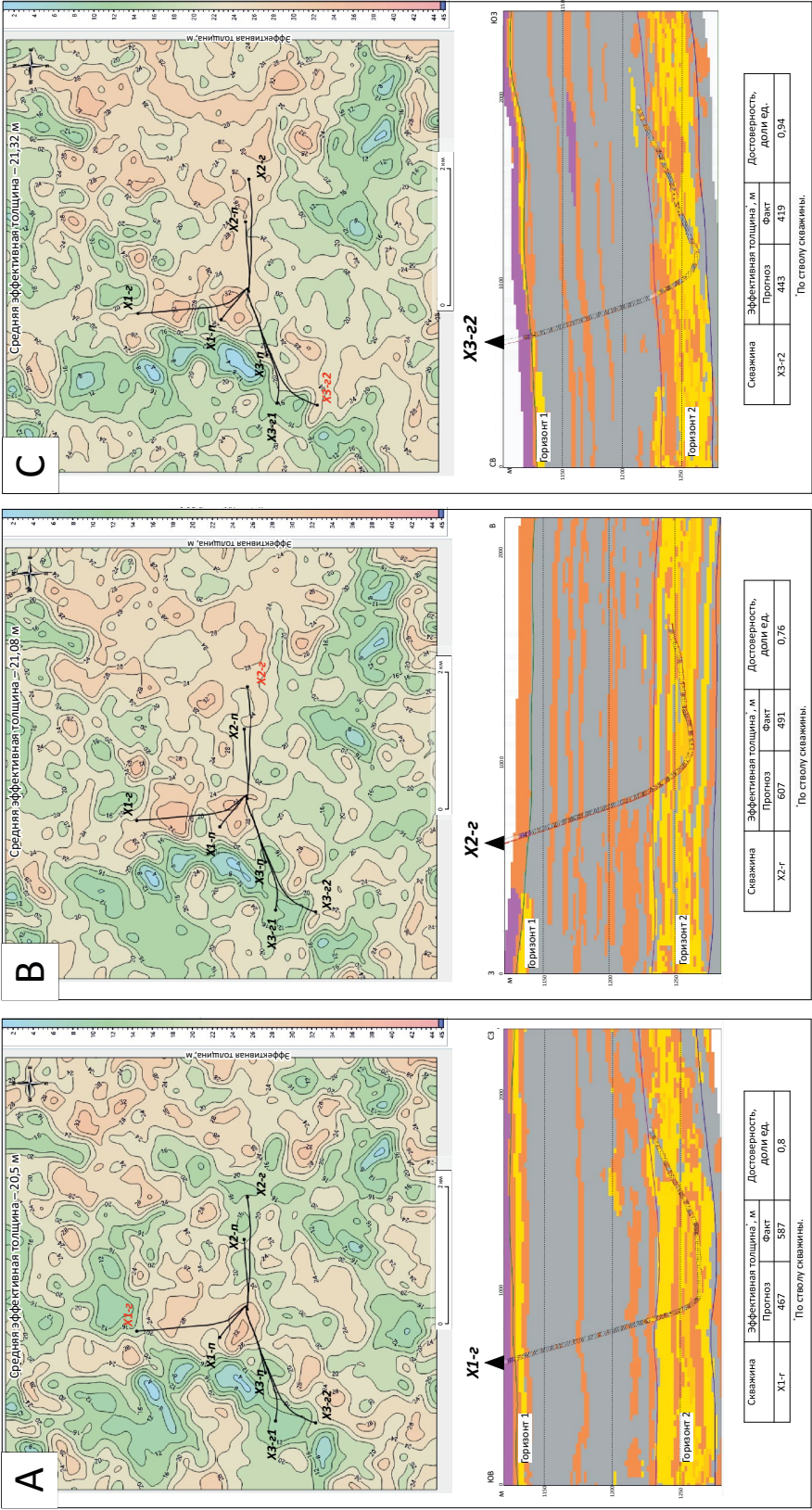
Для 10 % нейросетевых моделей были получены результаты прогноза более низкого качества, что связано с объективными причинами:

- расположение скважин в области пониженной кратности сейсмических данных (≤ 80);
- наличие зон неоднородности верхней части разреза и галогенно-карбонатного комплекса, не учтенных при обработке данных МОГТ-3D;
- некорректность глубинно-скоростной модели с учетом артефактов и скоростных аномалий, которые не обусловлены геологическими причинами в продуктивном интервале вендских отложений;
- малые эффективные толщины пласта, составляющие порядка 1–2 шагов дискретизации данных МОГТ-3D (4–8 м);
- значительное изменение фактической траектории скважины по данным геонавигации относительно проектной траектории (прогноз выполняется по проектной траектории).

Из анализа результатов практического прогнозирования кубов литологии по многочисленным данным кустового эксплуатационного бурения выявлена общая закономерность — **достоверность НС-прогноза по выбранным азимутам проектных скважин зависит от геологической неоднородности в пределах выбранных секторов кустового бурения**. Эффективные толщины по проектному азимуту в прогнозных моделях изменяются при



Рис. 2. Последовательность создания нейросетевых моделей для горизонтальных эксплуатационных скважин КГС Х9
Fig. 2. Evolution of Artificial Neural Network Model for KGS Х9 horizontal development wells: sequential modelling results



накоплении информации в пределах ближайшего окружения пробуренных скважин и стремятся к стабильной величине и неизменной межскважинной модели. *Это свидетельствует о значительной зависимости достоверности прогнозов от плотности исходной информации, которая вблизи стволов пробуренных скважин существенно выше, чем в целом по объему и площади модели, представленной в виде карт эффективных толщин.*

Результат сравнительного анализа подтверждения геологических построений с применением алгоритмов нейронных сетей на основе сопоставления разрезов литотипов предбуровой модели и модели после бурения скважины показан на рис. 3.

Геологическая информативность нейросетевых моделей оценивалась также путем сопоставления со стандартными геологическими моделями (рис. 4).

Критерии выбора направления (азимута) бурения

Выбор направления бурения горизонтальных скважин осуществлялся по двум признакам — наличию максимальных эффективных толщин и более высокой доли коллекторов с улучшенными ФЕС. Для выделения коллекторов с улучшенными ФЕС на основе сопоставления дебитов газа и средних значений пористости по керну для НГКМ было обосновано граничное значение $K_{\text{п}} = 10\%$, при котором получают устойчивые рентабельные дебиты. При этом коллекторы в эксплуатационных скважинах НГКМ выделялись на основе количественных критериев, установленных по керну и ГИС (ГДК): граничных значений пористости ($K_{\text{пгр}}$), составляющих 3,9, 4, 6,5 % соответственно для 1, 2, 3-го горизонтов.

Для выбора оптимального направления бурения скважин для проектных кустов строились детальные карты эффективных общих толщин коллекторов ($K_{\text{п}} > K_{\text{пгр}}$), эффективных толщин коллекторов с улучшенными ФЕС ($K_{\text{п}} > 10\%$) и коллекторов с ухудшенными ФЕС ($K_{\text{п}} < 10\%$). Приоритетность выбранных направлений оценивалась по результатам ранжирования направлений по объему коллекторов.

Методика выбора оптимального направления заключается в анализе объема газонасыщенных коллекторов и отношения коллекторов с улучшенными ФЕС ($K_{\text{п}} > 10\%$) к общему объему коллекторов в пределах блока 1×2 км, расположенного в рассматриваемом направлении бурения проектной скважины. Пример выбора альтернативных азимутов бурения показан на карте эффективных толщин (рис. 5).

Пример методики выбора перспективных направлений по результатам нейросетевого моделирования (НСМ) показан в табл. 1 (цветом выделено наиболее перспективное направление для первой эксплуатационной скважины с максимальным значением объема газонасыщенных коллекторов и

отношением коллекторов с улучшенными ФЕС ($K_{\text{п}} > 10\%$) к общему объему коллекторов. Вопрос о целесообразности бурения следующих скважин решается после обновления нейросетевой модели по результатам бурения первой скважины.

Комплексное геологическое моделирование

Комплексное геологическое моделирование (КГМ) — это последовательное комплексирование результатов разномасштабных геологических моделей:

- прогнозной нейросетевой геологической модели;
- стандартной интерполяционной геологической модели.

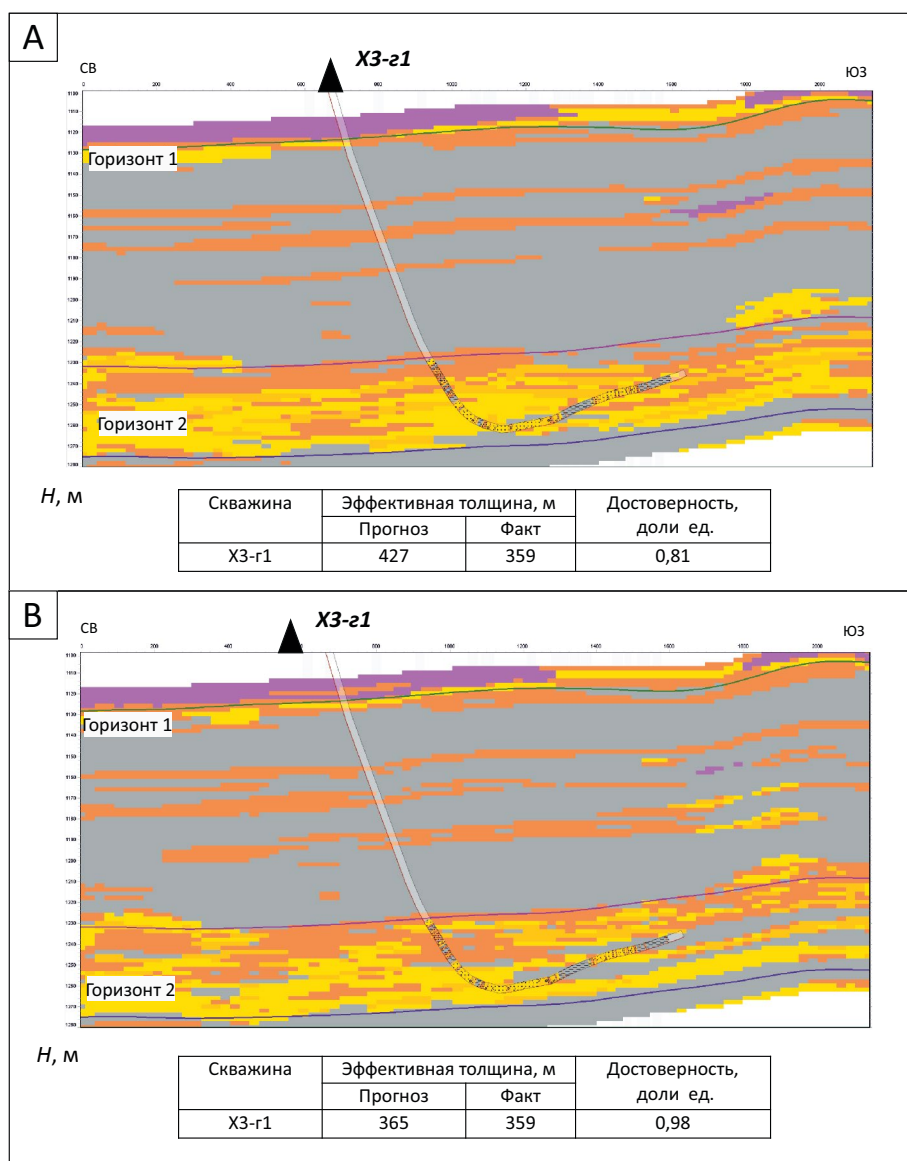
Результаты нейросетевого моделирования (НСМ) позволяют получить геологическую модель месторождения с равномерной изученностью по толщине коллекторов, однако разрешение такой модели обусловлено глубиной залегания и детальностью 3D-сейсморазведки кратностью более 80 при размерах бина 25×25 м. Практически для условий рассматриваемого НГКМ эти значения близки к погрешностям 5–7 м по глубине и в пределах зоны Френеля по латерали. Стандартное интерполяционное геологическое моделирование для НГКМ производилось исходя из погрешностей ГИС в разведочных и эксплуатационных скважинах по глубине 0,1–0,4 м с разрешением $(0,12–0,22) \times (200 \times 200)$ м.

Рассмотрим разработанную технологию КГМ на примере НГКМ. По 1, 2, 3-му горизонтам НГКМ была построена НСМ по литологическому составу [4]. Параметр литологического состава рассчитывался на основе комплексной интерпретации данных ГИС, эффективные толщины выделялись по качественным и количественным критериям [4]. Литологическая модель содержит индексы литотипов пород, которые для моделирования были преобразованы в бинарные показатели — коллектор (1) и неколлектор (0). Далее по результатам НСМ проведено КГМ.

Расчет куба литологии производился по результатам осреднения скважинных данных на ячейки (Block Wells) с использованием горизонтального и вертикального трендов. В качестве горизонтального (2D) тренда использованы карты толщин коллекторов, рассчитанные для каждого продуктивного горизонта из куба литологии, полученного в результате нейросетевого моделирования. В качестве вертикального (1D) тренда применялся ГСР по осредненным скважинным данным. Из полученного куба литологии рассчитаны карты эффективных толщин продуктивных 1, 2, 3-го горизонтов, затем карты эффективных газонасыщенных толщин, объемы газонасыщенных пород, произведен расчет запасов «сухого» газа и сопоставлен с подсчетными параметрами, принятыми в последнем оперативном подсчете запасов — ОПЗ 2024.

Фрагменты карты эффективных газонасыщенных толщин по НСМ, КГМ и стандартной геологи-

Рис. 3. Сравнение нейросетевых сейсмогеологических моделей для скв. ХЗ-г1 (А — предбуровой, В — после бурения)
Fig. 3. Comparison of geoseismic Artificial Neural Network Models for ХЗ-г1 well (А — before drilling, В — after drilling)



ческой моделям (ОПЗ 2024) 2-го горизонта с наличием кустов эксплуатационных скважин НГКМ приведены на рис. 4.

Выполненная интерпретация результатов сейсморазведки и ГИС по методике нейронных сетей по имеющемуся фонду эксплуатационных и разведочных скважин позволила детализировать геологическое строение изучаемых отложений НГКМ.

На основе построенной трехмерной интегральной КГМ выполнен альтернативный подсчет запасов (ПЗ) «сухого» газа нефтегазоконденсатного месторождения. Расчет запасов выполнялся по залежам 1, 2, 3-го горизонтов, при этом все подсчетные параметры, кроме объемов газонасыщенных пород, не менялись относительно стандартного ПЗ. В табл. 2 приведено обобщение выполненной оцен-

ки по горизонтам и в целом по месторождению. Уменьшение запасов «сухого» газа по месторождению относительно ОПЗ составило 13,1 %.

Различие запасов «сухого» газа по НСМ относительно традиционной интерполяционной модели ОПЗ увеличивается от 1-го горизонта к 3-му и составляет для 1-го горизонта — 0,1 %, для 2-го — 14,9 %, для 3-го — 24,6 %. Это обусловлено учетом построениями по НСМ неоднородности распространения коллекторов в межскважинном пространстве, увеличивающейся с глубиной по разрезу от 1-го горизонта к 3-му. Увеличение неоднородности для продуктивных горизонтов с глубиной обосновано независимо по данным ГИС. Расхождение запасов по нейросетевой и традиционной моделям вниз по разрезу также связано с умень-



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 4. Фрагмент карты эффективных газонасыщенных толщин по границе локальной модели хамакинского горизонта куста X9
Fig. 4. Fragment of net gas thickness map for the edge of the local model of Khamakinsky horizon, X9 well cluster

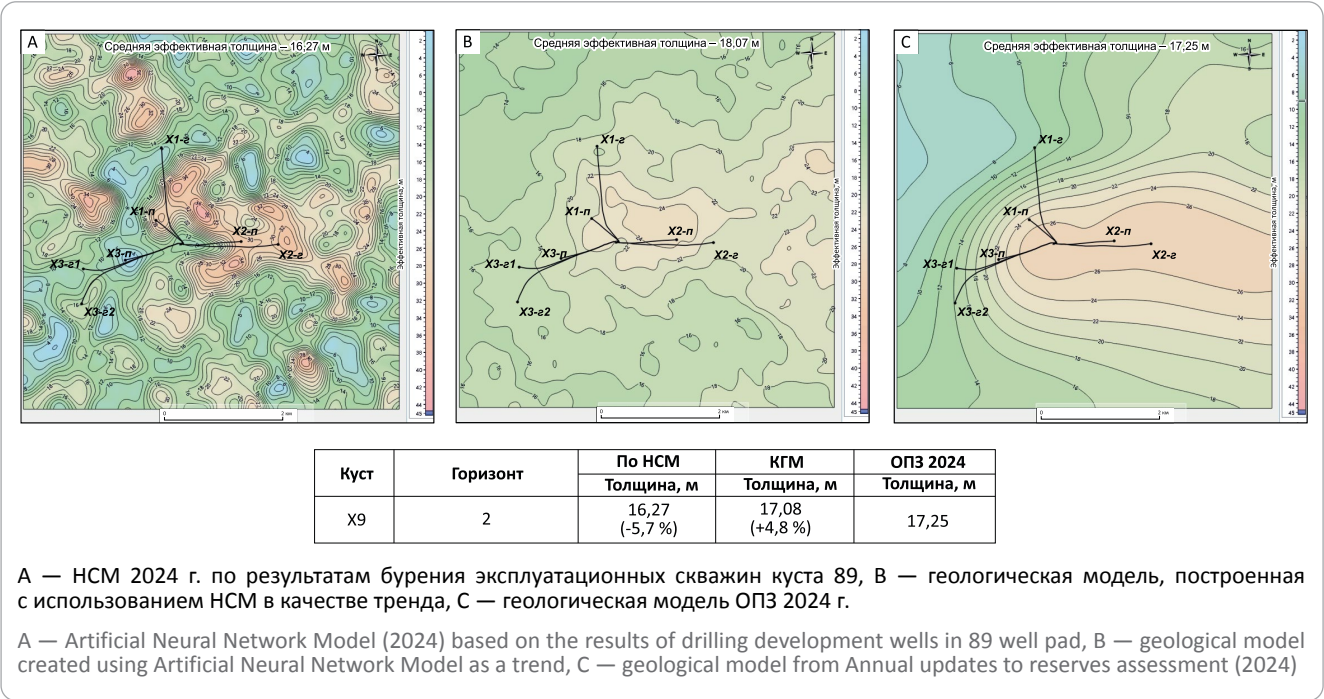
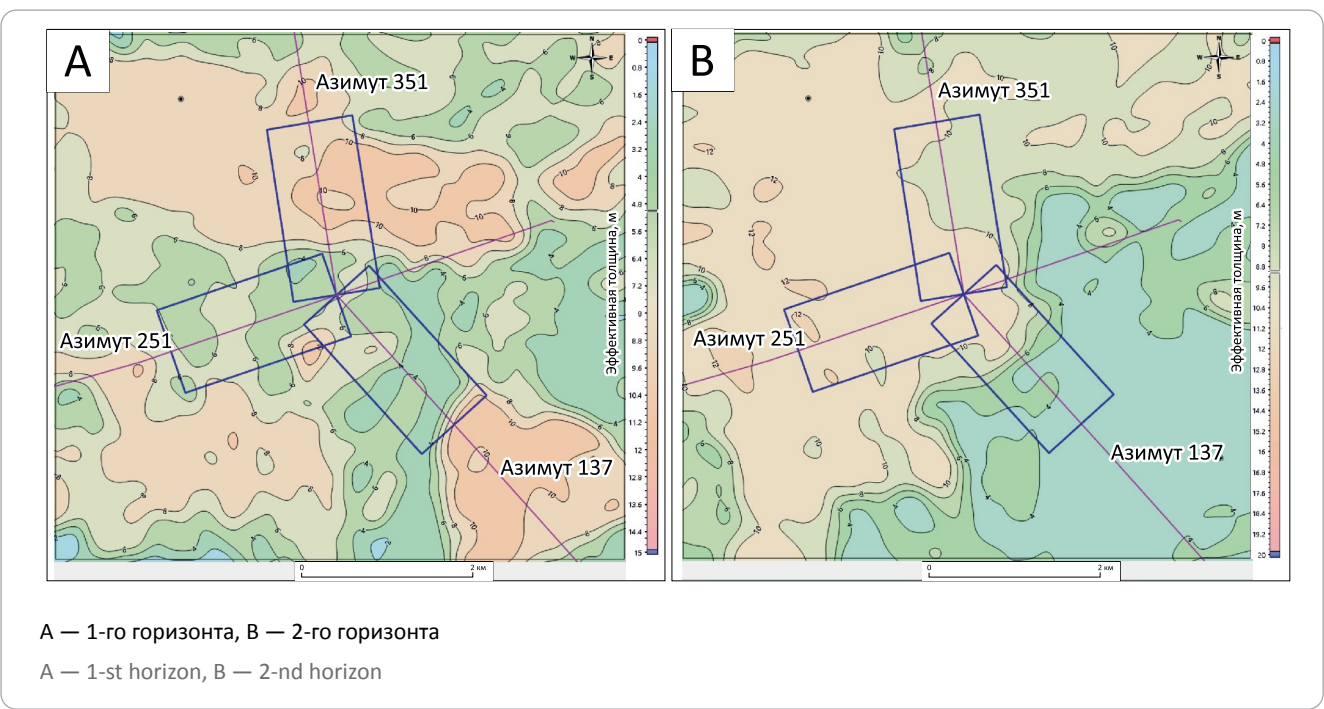


Рис. 5. Анализ оптимальных направлений бурения эксплуатационных скважин в пределах КГС Х6 на основе карт эффективных толщин
Fig. 5. Analysis of optimal drilling direction for development wells within KGS X6 on the basis of net sand maps



шением числа скважин, вскрывающих нижние горизонты залежей 1, 2, 3-го горизонтов. Объясняется это осреднением по большому объему эффективных толщин при традиционном интерполяционном способе в системах моделирования (сплайн-интерполяции, крайгинг и др.) в условиях как увеличения неоднородности строения горизонтов, так и умень-

шения изученности этих горизонтов (сокращение числа скважин, вскрывших горизонт). В системах традиционного геомоделирования, после того как структурная поверхность по опорному горизонту и карты общей толщины (изохоры) построены, отредактированы и выверены, полностью воссоздается структурный каркас. Для этого используется метод

Табл. 1. Сопоставление прогнозных объемов газонасыщенных пород по перспективным азимутам в пределах 1-го блока размером 1 × 2 км

Tab. 1. Comparison of gas saturated rock predicted volumes calculated along promising azimuths within the 1-st block × 2 km

Куст	Горизонт	Азимут	Объем газонасыщенных пород, м ³		Процент коллекторов $K_n > 10$
			Всего	$K_n > 10 \%$	
Х6	1	351	190 962 500	12 556 250	65,8
	2	351	23 670 000	9 103 750	38
	1	137	10 821 250	8 895 000	82
	2	137	13 120 000	3 716 250	28
	1	251	13 413 750	9 083 750	68
	2	251	23 802 500	9 128 750	38

Табл. 2. Разница между запасами «сухого» газа по интегральной нейросетевой модели и представленными при ОПЗ 2024 г. (по горизонтам и месторождению)

Tab. 2. Difference between the dry gas reserves obtained using Artificial Neural Network Model and Annual updates to reserves assessment, 2024 (by individual horizons and the field as a whole)

	Горизонт			Всего по НГКМ
	1-й	2-й	3-й	
Различие запасов относительно запасов по ОПЗ, %	-0,11	-14,9	-24,6	-13,1

схождения (наращивания толщин). Его принцип состоит в прибавлении карты общих толщин (изохоры) к опорной поверхности, если моделируемая поверхность залегает ниже опорной, и в вычитании, если моделируемая поверхность находится выше опорной.

Интерполяция по скважинам и метод схождения сглаживают неоднородности и систематически увеличивают с глубиной объем коллекторов, который по НС-модели имеет равную изученность практически на всей территории месторождения и зависит только от качества данных сейсморазведки, которое тоже может влиять на оценки объемов за счет случайных помех, особенно в краевых частях съемки, в зонах развития соляных структур и траппового магматизма, разломов и пониженной кратности сейсмической съемки.

Далее по результатам НСМ проводилось стандартное КГМ, с использованием трендов распространения коллекторов в межскважинном пространстве по НСМ и параметров, принятых в ОПЗ.

Расхождение геологических запасов «сухого» газа между результатами КГМ и ОПЗ 2024 представлено в табл. 3.

Отмеченное (см. табл. 3) закономерное систематическое увеличение запасов по горизонтам относительно ОПЗ (по всему месторождению — 6,7 %) обусловлено «заполнением» при комплексном геологическом моделировании всего пространства прогнозируемых коллекторов более грубой сетки НС 3D-модели (по вертикали от 2 м), «пластинами» толщиной 0,12–0,22 м. Таким образом, в КГМ производится взаимный учет как неоднородности коллекторов, увеличивающейся с глубиной по горизонтам (уменьшение запасов по НСМ относительно стандартной ГМ ОПЗ), так и практически полного заполнения КГМ (в соответствии с разрешением ГИС), прогнозируемыми коллекторами (увеличение запасов относительно НСМ) и компенсацией неучета влияния неоднородности.

Впервые в отечественной практике подсчета запасов опробована и обоснована альтернативная комплексная нейросетевая технология построения геологической модели месторождения, которая адекватно отображает распределение геологических запасов газа месторождения. Полученная оценка в 6,7 % в целом по месторождению полностью коррелируется с результатами ПЗ 2015 г., ОПЗ 2022 г., ОПЗ 2024 г. и в то же время представ-

Табл. 3. Различие запасов «сухого» газа по КГМ, построенной на основе НСМ, с представленными при ОПЗ 2024 г. (по горизонтам и месторождению)

Tab. 3. Difference between the dry gas reserves obtained using Integrated Geological Model created on the basis of Artificial Neural Network Model and Annual updates to reserves assessment, 2024 (by individual horizons and the field as a whole)

Различие запасов «сухого» газа относительно ОПЗ 2024 г, %	Горизонт			Всего по НГКМ
	1-й	2-й	3-й	
Различие по ГМ, %	12,5	11,2	-5,2	6,7

ляется наиболее достоверной из-за равномерной изученности всего объема месторождения за счет применения нейросетевого атрибутивного моделирования 3D-сейсморазведки.

Методика прогноза распространения коллекторов с улучшенными ФЕС в настоящее время совершенствуется. По результатам практического применения методики сделан вывод о целесообразности использования в качестве тренда при построении геологической модели месторождения для подсчета запасов карты эффективных толщин по нейросетевой модели, а при построении локальных моделей для целей эксплуатационного бурения — куба литологии.

Выводы

1. Разработана и успешно применена при эксплуатационном бурении при освоении НГКМ технология оперативного использования нейросетевой геомодели для оптимизации выбора азимутального направления горизонтальных скважин.

2. Средняя достоверность прогноза эффективных толщин коллекторов по результатам бурения скважин (с учетом текущей изученности) составила 0,7.

3. Установлена существенная зависимость достоверности предбурового НС-прогноза от погрешностей в структурных построениях по выбранным азимутам направлений проектных скважин, а также от степени геологической неоднородности в пределах выбранных направлений и траекторий скважин.

4. Неоднородность строения коллекторов в межскважинном пространстве невозможно восстановить интерполяционными методами при стандартных построениях геомодели, в отличие от НС-геомодели.

5. Преимущество интегральной нейросетевой модели по сравнению с интерполяционной прослеживается в деталях и закономерных фациальных вариациях по латерали и толщине коллекторов. Уровень неоднородности по латерали составляет от одной ячейки — 50 м и более, по глубине (по эффективной толщине) — 5 м.

6. Методика ранжирования перспективных направлений бурения горизонтальных скважин по объему коллекторов заключается в анализе объема газонасыщенных коллекторов и отношения коллекторов с улучшенными ФЕС ($K_{\text{п}} > 10\%$) к общему объему коллекторов в пределах блока 1×2 км, расположенного в рассматриваемом направлении бурения проектных скважин.

7. Впервые в практике оценки запасов опробована новая комплексная технология построения геологической модели месторождения, которая адекватно отображает распределение геологических запасов газа. Полученная оценка в 6,7 % в целом по месторождению полностью согласуется с результатами ПЗ 2014 г., ОПЗ 2022 г., ОПЗ 2024 г. и в то же время представляется наиболее достоверной из-за равномерной изученности всего объема месторождения за счет применения нейросетевого атрибутивного моделирования 3D-сейсморазведки.

Литература

1. Ольшева Т.В., Егоров А.С., Орешкова М.Ю. Улучшение сейсмического изображения на этапе интерпретации для решения задач сейсмофациального анализа // Геология нефти и газа. — 2023. — № 6. — С. 81–95. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-81-95.
2. Ольшева Т.В., Жуковская Е.А. Способ прогнозирования морфометрических параметров русловых тел (палеоканалов): патент РФ № 2672766. — 2018.
3. Маларова Т., Копенкин Р. Технология нейронной инверсии для прогноза свойств резервуаров по сейсмическим данным [Электронный ресурс] // Химсталькон — Режим доступа: <https://www.himstalcon.ru/articles/tehnologiya-neyronnoy-inversii-dlya-prognoza-svoystv-rezervuarov-po-seysmicheskim-dannym?ysclid=mdpuddj35b517766724> (дата обращения 19.03.2025).
4. Пинчук А.В., Пылев Е.А., Поляков Е.Е., Творогов М.А., Чурикова И.В. Оптимизация кустового бурения на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении по данным совместного анализа сейсмических атрибутов и ГИС с применением алгоритмов нейронных сетей // Геология нефти и газа. — 2022. — № 2. — С. 17–30. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-17-30.

References

1. Ol'neva T.V., Egorov A.S., Oreshkova M.Yu. Improvement of seismic image in interpretation stage for the purposes of seismic facies analysis. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(6):81–95. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-81-95. In Russ.
2. Ol'neva T.V., Zhukovskaya E.A. Sposob prognozirovaniya morfometricheskikh parametrov ruslovykh tel (paleokanalov) [Method for predicting morphometric parameters of channel bodies (paleochannels)]: Patent RF № 2672766. 2018.
3. Malyarova T., Kopenkin R. Tekhnologiya neyronnoi inversii dlya prognoza svoystv rezervuarov po seysmicheskim dannym [Neural inversion technology for predicting reservoir properties based on seismic data.]. *Khimstal'kon*. Available at: <https://www.himstalcon.ru/articles/tehnologiya-neyronnoy-inversii-dlya-prognoza-svoystv-rezervuarov-po-seysmicheskim-dannym?ysclid=mdpuddj35b517766724> (accessed 19.03.2025).
4. Pinchuk A.V., Pylev E.A., Polyakov E.E., Tvorogov M.A., Churikova I.V. Optimisation of cluster drilling based on integrated seismic attributes and well log data analysis using neural network algorithms: Chayandinsky oil and gas condensate field. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(2):17–30. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-17-30. In Russ.

Информация об авторах

Пинчук Анатолий Владиславович

Главный специалист

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

142717 Московская обл., Видное, п. Развилка,
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

e-mail: A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru

Пылев Евгений АнатольевичКандидат географических наук, и. о. заместителя
генерального директора по науке, начальник центра развития

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

142717 Московская обл., Видное, п. Развилка,
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

e-mail: E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru

Поляков Евгений ЕвгеньевичДоктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

142717 Московская обл., Видное, п. Развилка,
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

e-mail: E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru

Чурикова Ирина Владимировна

Начальник лаборатории

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

142717 Московская обл., Видное, п. Развилка,
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

e-mail: I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru

Творогов Михаил Анатольевич

Главный специалист

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

142717 Московская обл., Видное, п. Развилка,
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

e-mail: M_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru

Крылов Дмитрий Николаевич

Доктор технических наук,

главный научный сотрудник

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

142717 Московская обл., Видное, п. Развилка,
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

e-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru

Пищухин Василий МихайловичКандидат технических наук, Академик академии наук при-
кладной радиоэлектроники, член-корреспондент Российской
академии естественных наук по секции нефти и газа, ведущий
научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,142717 Московская обл., Видное, п. Развилка,
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

e-mail: V_Pischukhin@vniigaz.gazprom.ru

SPIN: 4175-1144

Information about authors

Anatolii V. Pinchuk

Chief Specialist

Gazprom VNIIGAZ,

15, str. 1 Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe,
Moscow region, 142717, Russia

e-mail: A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru

Evgenii A. PylevCandidate of Geographic Sciences, Acting Deputy General
Director for Science, Head of the Development Center

Gazprom VNIIGAZ,

15, str. 1 Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe,
Moscow region, 142717, Russia

e-mail: E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru

Evgenii E. PolyakovDoctor of Geologo-Mineralogical Sciences,
Chief Researcher

Gazprom VNIIGAZ,

15, str. 1 Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe,
Moscow region, 142717, Russia

e-mail: E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru

Irina V. Churikova

Head of Laboratory

Gazprom VNIIGAZ,

15, str. 1 Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe,
Moscow region, 142717, Russia

e-mail: I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru

Mikhail A. Tvorogov

Chief Specialist

Gazprom VNIIGAZ,

15, str. 1 Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe,
Moscow region, 142717, Russia

e-mail: M_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru

Dmitrii N. Krylov

Doctor of Technical Sciences,

Chief researcher

Gazprom VNIIGAZ,

15, str. 1 Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe,
Moscow region, 142717, Russia

e-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru

Vasilii M. PishchukhinCandidate of Technical Sciences, Academician of the Academy of
Sciences of Applied Radio Electronics, Corresponding Member of
Russian Academy of Natural Sciences in the Oil and Gas Section,
Leading Resercher at Gazprom VNIIGAZ,15, str. 1 Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe,
Moscow region, 142717, Russia

e-mail: V_Pischukhin@vniigaz.gazprom.ru

SPIN: 4175-1144