

УДК 550.834.05, 550.8.056, 550.8.053

DOI 10.31087/0016-7894-2022-2-17-30

## Оптимизация кустового бурения на Чайядинском нефтегазоконденсатном месторождении по данным совместного анализа сейсмических атрибутов и ГИС с применением алгоритмов нейронных сетей

© 2022 г. | А.В. Пинчук, Е.А. Пылев, Е.Е. Поляков, М.А. Творогов, И.В. Чурикова

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Видное, Россия; A\_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru; E\_Pylev@vniigaz.gazprom.ru; E\_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru; M\_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru; I\_Churikova@vniigaz.gazprom.ru

Поступила 04.08.2021 г.

Доработана 30.08.2021 г.

Принята к печати 11.10.2021 г.

**Ключевые слова:** Чайядинское нефтегазоконденсатное месторождение; геологическая модель; хамакинский и талахский горизонты; скважины; прогноз распределения литотипов; литология; коллектор; нейронные сети; классификация; атрибутный анализ; сейсмические атрибуты; куб литологии.

**Аннотация:** Чайядинское нефтегазоконденсатное месторождение является одним из крупнейших в России. Основные газовые залежи находятся в ботубинском, хамакинском и талахском продуктивных горизонтах венда. Месторождение приурочено к крупной неантиклинальной ловушке в северо-восточной части Непского свода и характеризуется довольно сложным геологическим строением, в связи с чем возникает большое число вопросов при его освоении. Для оптимизации кустового бурения и повышения эффективности разработки Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения выполнен прогноз и уточнено распространение коллекторов и их литологическая принадлежность в пределах еще не разбуренных эксплуатационных кустов скважин с настройкой по пробуренным скважинам. В статье рассмотрена методика комплексирования выделенных по данным ГИС литотипов с данными сейсморазведки на основе применения инновационного алгоритма нейронных сетей. Дано описание разработанной авторами статьи новой методики построения локальных прогнозных геологических моделей, которая включает: переинтерпретацию данных ГИС в эксплуатационных скважинах, комплексную интерпретацию данных сейсморазведки и бурения по методике обучающихся нейронных сетей, построение адаптивных геологических кустовых моделей продуктивных горизонтов Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения. В результате получены кубы литологии с учетом скважинных данных и кубы вероятностей выделенных литологических разностей. Представлено сравнение полученных кубов литологии с результатами геологического моделирования при подсчете запасов. Отмечается более дифференцированное распределение литологических разностей по разрезу продуктивных горизонтов и, как следствие, — более дифференцированные карты эффективных толщин. Использование предложенного инструмента позволит уточнить распределение зон с улучшенными коллекторскими свойствами для оптимизации размещения кустов добывающих скважин и повысить эффективность разработки терригенных отложений венда Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Для цитирования: Пинчук А.В., Пылев Е.А., Поляков Е.Е., Творогов М.А., Чурикова И.В. Оптимизация кустового бурения на Чайядинском 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.

## Optimisation of cluster drilling based on integrated seismic attributes and well log data analysis using neural network algorithms: Chayandinsky oil and gas condensate field

© 2022 | A.V. Pinchuk, E.A. Pylev, E.E. Polyakov, M.A. Tvorogov, I.V. Churikova

Gazprom VNIIGAZ, Vidnoye, Russia; A\_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru; E\_Pylev@vniigaz.gazprom.ru; E\_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru; M\_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru; I\_Churikova@vniigaz.gazprom.ru

Received 04.08.2021

Revised 30.08.2021

Accepted for publication 11.10.2021

**Key words:** Chayandinsky oil and gas condensate field; geological model; Khamakinsky and Talakhsky horizons; well; prediction of lithotype occurrence; lithology; reservoir; neural network; classification; attribute analysis; seismic attribute; lithology cube.

**Abstract:** Chayandinsky oil, gas and condensate field is one of largest in Russia. The main gas accumulations are found in the Vendian Botubinsky, Khamakinsky, and Talakhsky pay horizons. The field is confined to the large non-structural trap in the north-eastern part of the Nepsy Arch; the field has a rather complicated geological structure that causes numerous

challenges in its development. With the purpose to optimise cluster drilling and improve the efficiency of the Chayandinsky oil, gas and condensate field development, prediction of reservoir occurrence was carried out, and their lithological membership within the yet undrilled development well clusters was updated with adjustments based on the wells drilled. The authors discuss the methodology for integration of lithotypes identified from well log data with seismic data, which is based on application of an innovative neural network algorithm. They present the new method of building the predicted local geological models, which is created by them, including the following: re-interpretation of well log data from development wells; integrated interpretation of seismic and drilling data using the method of trainable neural networks; creating adaptive geological cluster models of pay horizons in the Chayandinsky oil, gas and condensate field. The results were lithology cubes accounting for wells data and probability cubes for identified lithological varieties. Comparison of the obtained lithology cubes with geological modelling results being a part of reserves assessment is presented. The authors note a more differentiated distribution of lithological varieties across the section of pay horizons and, as a consequence, more differentiated maps of net thicknesses. The use of the proposed tool will make it possible to update the distribution of zones with better reservoir properties with the purpose of optimizing the placement of production well clusters and increasing the development efficiency of Vendian terrigenous deposits in the Chayandinsky oil, gas and condensate field.

*For citation: 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.*

## Введение

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории Ленского и Мирнинского улусов (районов) Республики Саха (Якутия) и входит в зону первоочередного освоения в районе нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан и газопровода «Сила Сибири». Месторождение открыто в 1980 г., скважина-первооткрывательница — 751. В 2019 г. месторождение введено в промышленную разработку. С точки зрения нефтегазогеологического районирования месторождение находится в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, в тектоническом отношении оно приурочено к северо-восточной части Непско-Пеледуйского свода Непско-Ботуобинской антеклизы. Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов венда. По геологическому строению месторождение относится к очень сложным. Результаты обработки сейсморазведочных данных 3D показали наличие более 20 тектонических блоков, которые контролируют залежи ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов. Продуктивный разрез характеризуется аномально низкими пластовыми давлениями и температурами. Пластовая температура колеблется от 9 °С (ботуобинский горизонт) до 11 °С (талахский). Пластовое давление в коллекторах продуктивных горизонтов ниже условного гидростатического и изменяется от 12,9–13,5 МПа — для хамакинского и 11,5–12,1 МПа — для талахского горизонта. В настоящее время на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении пробурено 210 эксплуатационных скважин в газовой части месторождения [1–8], их успешное освоение зависит от сложных геолого-технологических условий.

Для повышения эффективности разработки Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в условиях сложного геологического строения авторами статьи были рассмотрены возможности комплексирования методики выделения литотипов по ГИС с данными сейсморазведки в

контексте локального уточнения кустовых геологических моделей на основе применения инновационного алгоритма нейронных сетей для прогноза распространения коллекторов и их литологической принадлежности по данным сейсморазведки в пределах еще не разбуренных (проектных) эксплуатационных кустов скважин (с постоянным дообучением алгоритма по новым пробуренным скважинам).

## Методика прогноза коллекторов по комплексу ГИС – сейсморазведка

Трехмерная геологическая модель, построенная с соблюдением соответствующих инструкций и регламентов для подсчета запасов УВ в целом по продуктивным пластам месторождения, учитывает результаты бурения скважин, тектоническую модель и поверхности горизонтов, полученные в результате интерпретации данных сейсморазведки. Так как в геологической модели поверхности строятся методами интерполяции, а при отсутствии данных — экстраполяции, погрешность прогноза положения коллекторов в межскважинном пространстве по стандартной геологической модели является более высокой. Применение атрибутов отраженных волн, зарегистрированных при сейсморазведке 3D для уточнения распространения тел коллекторов различного литологического состава в межскважинном пространстве, позволяет:

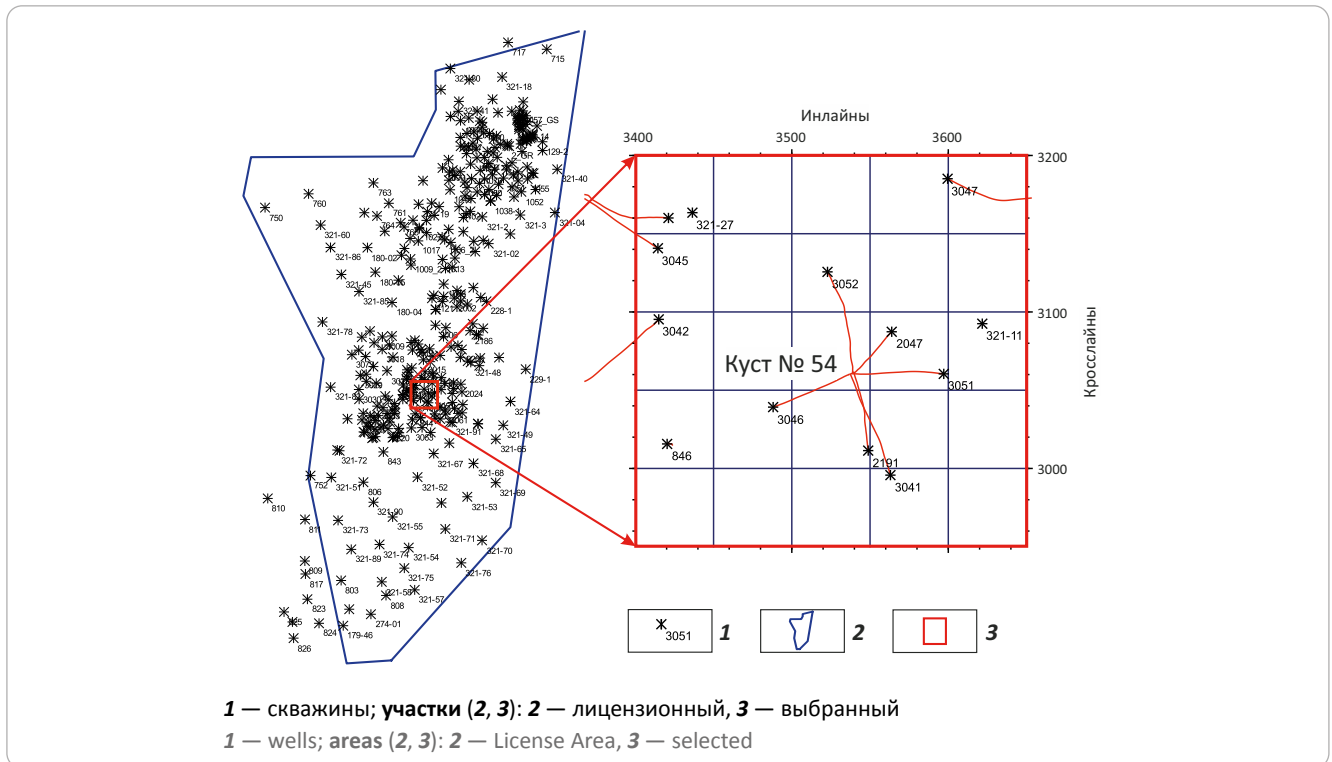
- максимально приблизить моделируемое геологическое строение залежей в районах кустового бурения к реальному;

- выполнить локальный прогноз коллекторов в районах проектных скважин для оптимизации их бурения и получения максимальных дебитов при освоении;

- уточнить геологическую 3D-модель месторождения для подсчета запасов и гидродинамического моделирования.

Для решения этих задач авторами статьи была разработана методика построения локальных прогнозных геологических моделей в выбранном районе (рис. 1), состоящая из следующих этапов:

**Рис. 1.** Выбранный участок комплексной переинтерпретации сейсморазведки и ГИС — район куста добывающих скважин 54  
**Fig. 1.** The selected area of integrated re-interpretation of seismic and well log data: area of the development well cluster #54



1) переинтерпретация ГИС в эксплуатационных скважинах для прогноза коллекторов на основе методики выделения литотипов, галитизации и неоднородности по фильтрационно-емкостным свойствам [9];

2) комплексная интерпретация данных сейсморазведки и бурения (классификация по литотипам) по методике обучающихся нейронных сетей в районе пробуренного куста скважин 54;

3) построение адаптивных геологических кустовых моделей продуктивных горизонтов (хамакинский, талахский) Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения по пробуренным эксплуатационным скважинам на основании результатов комплексной интерпретации сейсморазведки и ГИС;

4) оценка достоверности прогноза по скважинам в пределах участка исследований, которые не были включены в обучающую совокупность.

Для комплексной интерпретации данных сейсморазведки 3D и скважинной информации был использован алгоритм «Демократической ассоциации нейронных сетей» (Democratic Neural Network Association — DNNA) [10–12]. Ряд простых нейронных сетей, работающих параллельно, идентифицирует шаблоны в данных, которые используются для создания нелинейных связей между литотипами в скважинах и набором сейсмических атрибутов до суммирования и/или после суммирования. Исходными данными являются литологические кривые (обязательное условие), сейсмические атрибуты до

суммирования и/или после суммирования. Результатом комплексной интерпретации являются кубы фаций и вероятностей, литологические каротажи в точках скважин или карты.

Для работы использован следующий набор исходных данных: сейсмические данные (40 км<sup>2</sup>) — временной куб PSTM с шагом дискретизации 1 мс в районе куста скважин 54, скважинные данные по 13 скважинам и результаты интерпретации — временные и глубинные поверхности отражающих горизонтов. Скважины были увязаны с данными сейсморазведки в целевом интервале. Для преобразования временных кубов в глубинные была построена толстослоистая скоростная модель с постоянной по вертикали интервальной скоростью между опорными отражающими горизонтами. В ходе подготовки данных ГИС под задачи сейсмического моделирования был проанализирован массив данных по 13 скважинам Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в районе куста скважин 54. В результате проведенной интерпретации ГИС в изучаемом разрезе выделено 27 литотипов. Для более корректного прогноза литотипов по площади с учетом сейсмических данных вышеуказанные литотипы были объединены по литологическому признаку в 6 основных литотипов: песчаники, гравелиты, засоленные породы (с содержанием галита > 5%), плотные разности (неколлекторы), аргиллиты и доломиты (таблица; рис. 2).

Подготовка локальной прогнозной литологической модели состояла из следующих этапов.

**Таблица.** Сопоставление литотипов, выделенных по ГИС и используемых для расчетов  
**Table.** Comparison of lithotypes identified from well log data with those used in calculations

Порядковый номер	Коллектор / неколлектор	Литотип		Класс
		по ГИС и керну	для обучения	
1	Коллектор	Песчаник крупнозернистый	Песчаник	1
2		Песчаник среднезернистый		
3		Песчаник мелкозернистый		
4		Песчаник мелко- и среднезернистый		
5		Песчаник глинистый		
6		Песчаник крупнозернистый засоленный (содержание галита < 5 %)		
7		Песчаник среднезернистый засоленный (содержание галита < 5 %)		
8		Песчаник мелкозернистый засоленный (содержание галита < 5 %)		
9		Песчаник мелко- и среднезернистый засоленный (содержание галита < 5 %)		
10		Песчаник глинистый засоленный (содержание галита < 5 %)		
11	Неколлектор	Гравелит	Гравелит	2
12		Гравелит засоленный (содержание галита < 5 %)		
13	Неколлектор	Карбонатизированный песчаник	Неколлектор	3
14		Карбонатизированный гравелит		
15		Песчаник глинистый		
16		Песчаник мелко- и среднезернистый		
17		Песчаник мелкозернистый		
18		Песчаник мелкозернистый засоленный (содержание галита > 5 %)		
19		Песчаник глинистый засоленный (содержание галита > 5 %)		
20		Гравелит		
21		Гравелит засоленный (содержание галита > 5 %)		
22		Неколлектор		
23	Аргиллит с прослоями алевролита			
24	Аргиллит с прослоями песчаника			
25	Алевролит глинистый			
26	Неколлектор	Доломит	Доломит	5
27		Засоленные интервалы без разделения по литологии (содержание галита > 5 %)		

### 1. Анализ главных компонент

Перед проведением атрибутивной классификации был выполнен анализ главных компонент для уменьшения избыточности данных и их зашумленности в многоатрибутном наборе данных. На первом этапе использовалось 38 атрибутов. Сейсмические атрибуты были стандартизированы.

После анализа матрицы ряд атрибутов с коэффициентом сходимости более 0,6 был исключен из дальнейших расчетов (рис. 3). Всего было оставлено 23 атрибута и произведен повторный расчет главных компонент.

Было рассчитано 23 компоненты, кумулятивный вклад 19 первых из них составил 95,3 %. Кубы этих 19 компонент были использованы для классификации (рис. 4).

### 2. Подготовка данных для классификации

На первом этапе классификации выполнено масштабирование (upscaling) исходной литологической кривой для исключения тонких прослоев (< 1 м).

Полученные в результате фильтрации кривые литологии (upscaled) с заданным шагом 2 м (extracted) переданы на следующий этап — обучение.

### 3. Обучение нейронной сети

После создания обучающего набора из входных данных по нему выполняется процесс обучения, чтобы сформировать набор нейронов, представляющих данные. Эти нейроны (в данном случае это наборы атрибутов в точке пространства с определенными координатами) используются в качестве основы для классификации. Вначале выполнена стабилизация — к обучающему набору данных в позициях скважин, который может не полностью представлять сейсмические данные в областях, удаленных от скважин, добавлены дополнительные сейсмические данные по сети с шагом 10 инлайнов/кросслайнов. Затем проведено многократное тестирование нескольких параметров обучения в различных сочетаниях, наиболее значимые из которых — число итераций, минимальное и максимальное значение альфа. Диапазон значений альфа



Усл. обозначения к рис. 2

Legend for Fig. 2

**Песчаник (1–3):** **1** — крупнозернистый, **2** — среднезернистый, **3** — мелкозернистый; **4** — гравелит; **5** — песчаник глинистый; **6** — алевролит глинистый; **песчаник засоленный (7, 8):** **7** — крупнозернистый, **8** — мелкозернистый; **9** — гравелит засоленный; **10** — засоленные породы; **11** — газонасыщенность; **12** — водонасыщенность; **для обучения (13–17):** **13** — песчаник, **14** — гравелит, **15** — неколлектор, **16** — аргиллит/алевролит, **17** — засоленная порода

**Sandstone (1–3):** **1** — coarse-grained, **2** — medium-grained, **3** — fine-grained; **4** — gravelstone; **5** — argillaceous sandstone; **6** — argillaceous siltstone; **saline sandstone (7, 8):** **7** — coarse-grained, **8** — fine-grained; **9** — saline gravelstone; **10** — saline rocks; **11** — gas saturation; **12** — water saturation; **for training (13–17):** **13** — sandstone, **14** — gravelstone, **15** — non-reservoir, **16** — claystone/siltstone, **17** — saline rock

**Рис. 3.** Фрагмент матрицы анализа сходимости атрибутов

**Fig. 3.** Fragment of matrix of attribute convergence analysis

Атрибуты	1-SMB	2-HR-SMB	3-EIG	4-HR-EIG	5-InsPFA	6-SpecD_10.00 [Hz]_1	7-SpecD_14.95 [Hz]_2	8-SpecD_22.36 [Hz]_3	9-SpecD_33.44 [Hz]_4	10-SpecD_50.00 [Hz]_5	11-Amp-Wei_L Polarity	12-Amp-Weighted Inst Freq	13-Amp-Weighted Inst Phase	14-Apparent Polarity	15-Average Frequency	16-Cosine of Inst Phase	17-Differentiation	18-Dominant Frequency	19-Envelope Derivative	20-Hilbert Transform	21-Instanta_celeration	22-Instantaneous Bandwidth	23-Instantaneous Frequency	24-Instantaneous Phase	25-Instantaneous Q	26-Integrat... Amplitude	27-Integration	28-Relative... Impedance	29-Relief	30-RMS Amplitude	31-RMS Frequency	32-Second Deriv of Envelope	33-Signal Envelope	Коэффициент СХОДИМОСТИ	
1-SMB	1	0.86	0.55	0.44	-0.02	0.17	0.22	0.27	0.31	0.28	-0.12	0.36	0	-0.1	-0.06	0.01	0	-0.05	-0.01	0	-0.01	-0.25	0.04	0.01	0	-0.08	0.01	0.01	-0.02	0.41	-0.03	-0.12	0.41		0.8
2-HR-SMB	0.86	1	0.49	0.45	-0.01	0.12	0.16	0.19	0.22	0.21	-0.09	0.28	0	-0.08	-0.06	0.01	0	-0.04	-0.01	0	0	-0.21	0.04	0.01	0	-0.05	0.01	0.01	-0.01	0.32	-0.04	-0.11	0.31		0.6

определяет расстояние, на которое нейроны перемещаются в направлении каждой выборки (или от нее), добавленной к набору нейронов в ходе одной итерации. Число вариантов прогноза ограничивается параметрами вычислительной системы и разумными временными рамками.

На этапе обучения данные вдоль траектории каждой скважины классифицируются с применением окончательного набора нейронов. Используется три метода классификации, в каждом из них задается параметр, определяющий набор нейронов, который будет служить для определения фации, при свайваемой выборке.

Полученные в результате тестирования кривые литологии сравнивались с исходными кривыми (рис. 5). Критерием тестирования было такое оптимальное сочетание параметров, при котором прогнозные кривые литологии по скважинам максимально совпадали с исходными по ГИС, но при этом в межскважинном пространстве соответствовали общепринятой в подсчете запасов геологической концепции строения объекта. Тестовые скважины не используются в обучении, поэтому качество реконструкции в этих скважинах является хорошим критерием для определения качества прогноза вдали от скважин, используемых в процессе обучения.

Рис. 4. Примеры компонентных кубов  
Fig. 4. Examples of component cubes

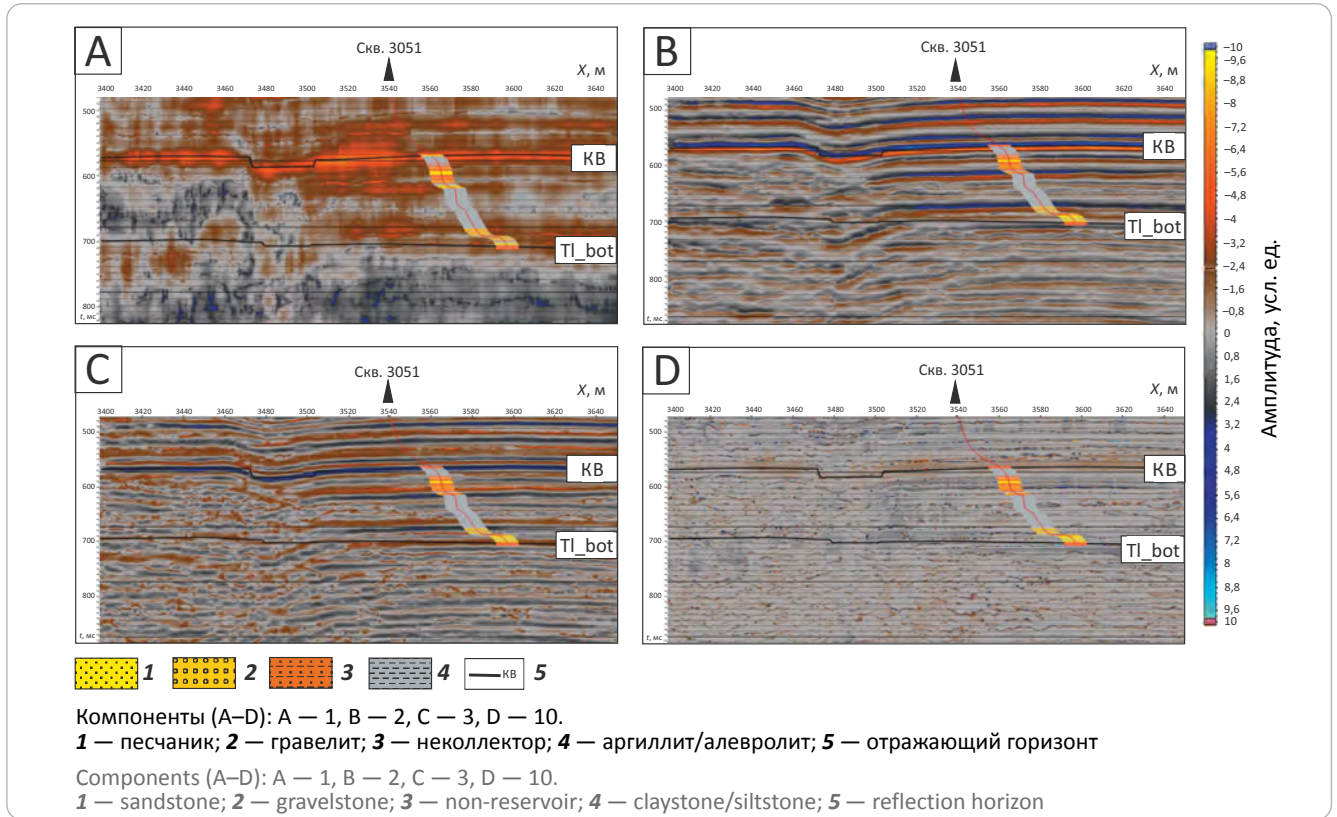


Рис. 5. Пример тестирования значений параметра  $\alpha_{max}$  на этапе обучения нейронной сети — скв. 3041  
Fig. 5. Example of testing the values of  $\alpha_{max}$  parameter in the stage of neural net training — 3041 well

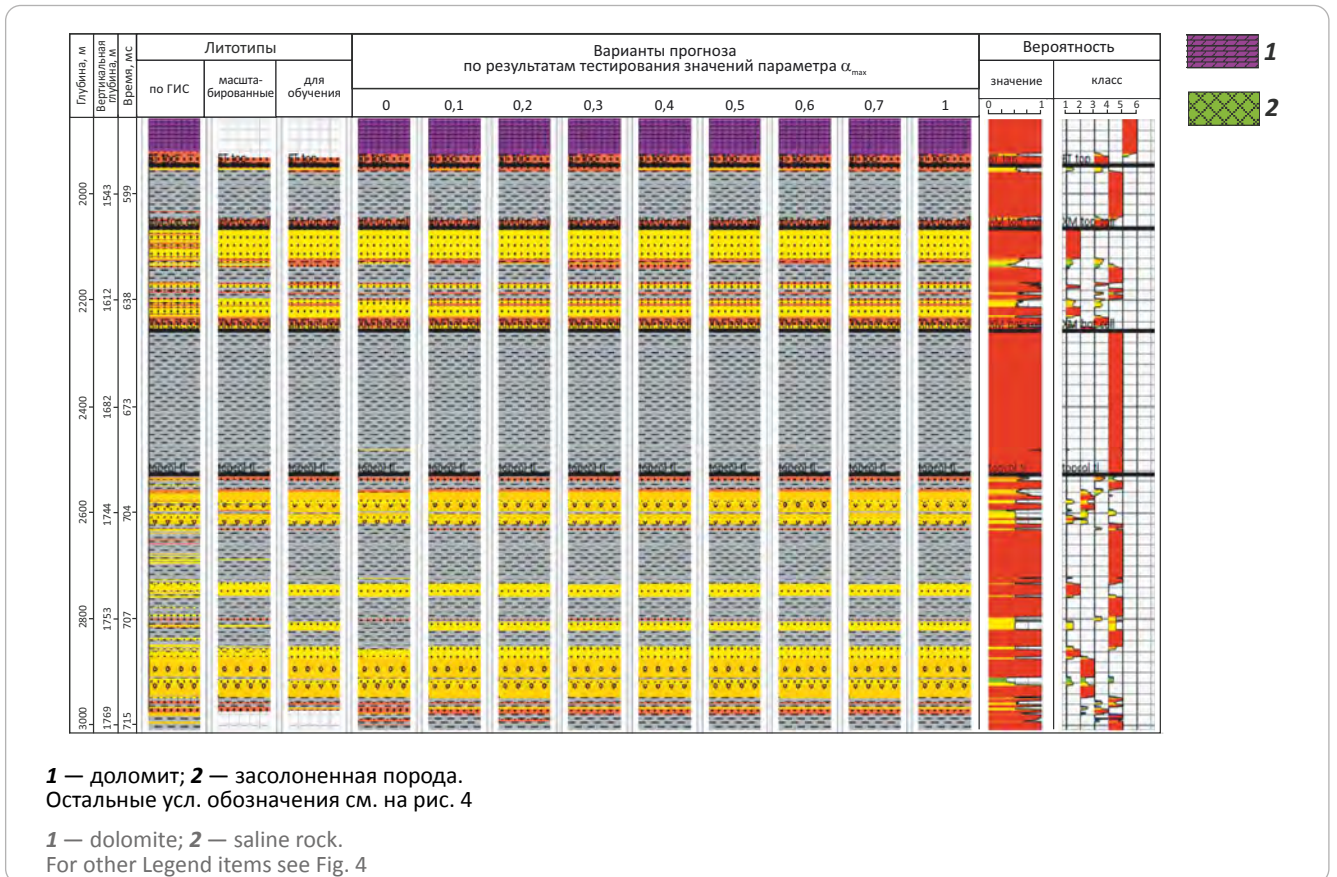
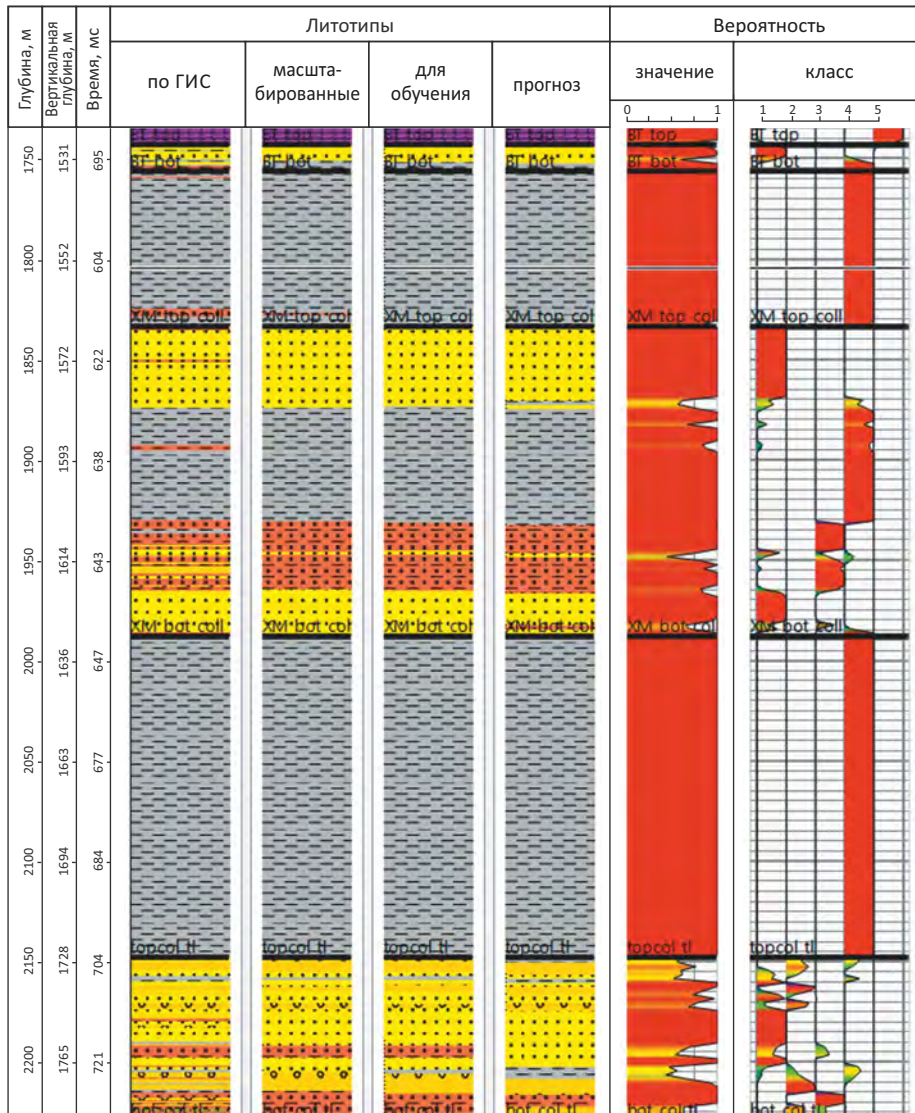




Рис. 6. Результаты обучения нейронной сети — скв. 2047  
 Fig. 6. Results of neural network training — 2047 well



Усл. обозначения см. на рис. 4, 5

For Legend see Fig. 4, 5

Выбор окончательного варианта параметров обучения производился на основе совместного анализа различных коэффициентов корреляции по скважинам и визуальной оценки разрезов скважин и кубов литологии. В связи с тем, что в расчетах участвовали в основном наклонно-направленные и горизонтальные скважины, привязка которых к временному разрезу затруднена и неоднозначна, авторами статьи были выполнены расчеты как во временной области, так и в глубинной. Средний коэффициент корреляции по скважинам оказался равным 83 % во временной области и 93 % в глубинной, коэффициент Мэтьюза составил 0,71 и 0,91 соответственно. Коэффициент корреляции Мэтьюза использован для оценки качества прогноза, значения которого изменяются в диапазоне от -1 до +1, где значение +1

означает идеальный прогноз, 0 — прогноз не лучше случайного, -1 указывает на большое расхождение между прогнозом и фактическими данными.

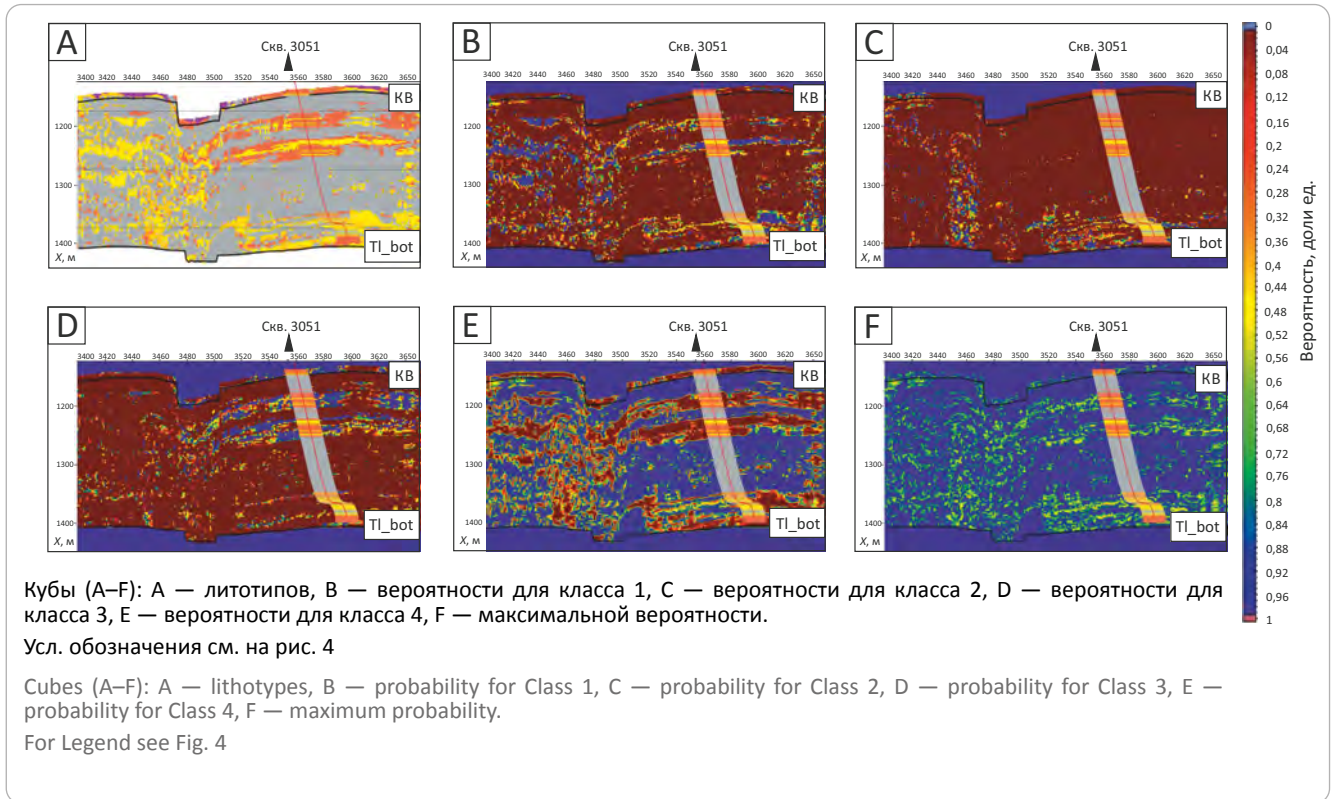
По результатам тестирования выбирается вариант параметров, при котором прогнозный литотип скважин лучше всего соответствует литологическому составу по ГИС, при этом распределение литотипов в межскважинном пространстве максимально соответствует представлению авторов о геологическом строении объекта (рис. 6, см. рис. 5).

#### 4. Классификация и сглаживание

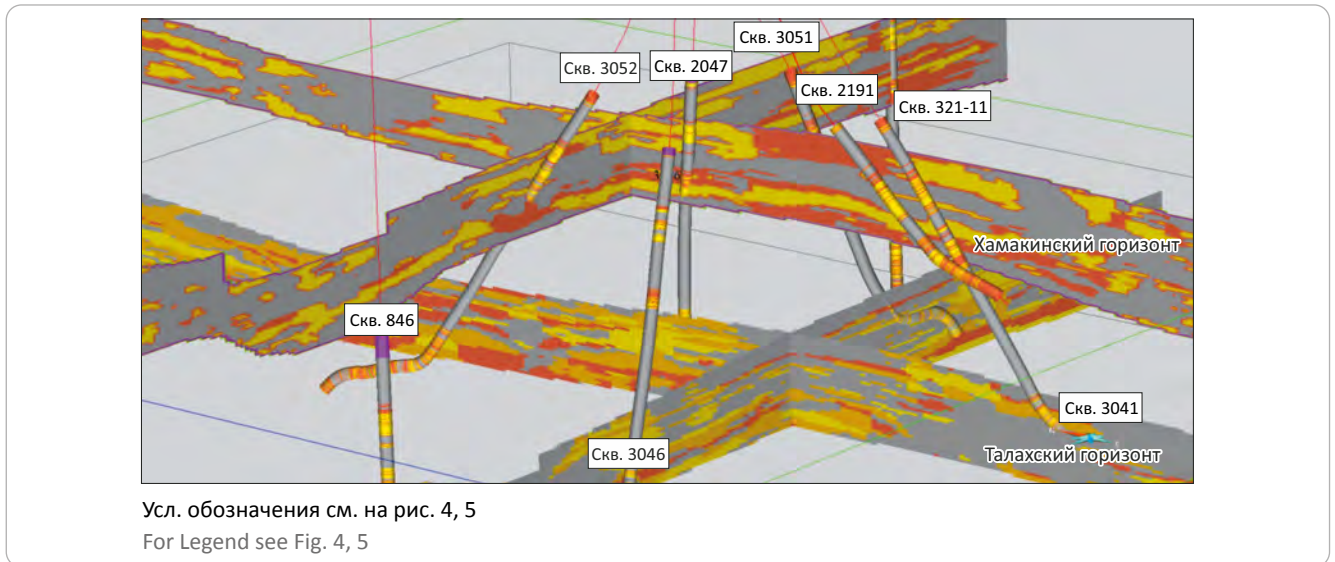
На следующем этапе выполнена классификация разреза по обобщенной литологии с параметрами, протестированными в процессе обучения. В результате получены кубы литологии — шесть



**Рис. 7.** Пример рассчитанных кубов литологии и вероятностей  
**Fig. 7.** Example of calculated lithology and probability cubes



**Рис. 8.** Пример кубов литологии для талахского и хамакинского горизонтов после процедуры сглаживания  
**Fig. 8.** Example of lithology cubes for the Talakhsky and Khamakinsky horizons after smoothing



классов в соответствии с кривой литологии по скважинам и кубы вероятностей выделенных литотипов — максимальной вероятности по всем классам и отдельно для каждого класса (рис. 7).

На заключительном этапе проводилось сглаживание полученных кубов литологии и вероятностей. Сглаживание снижает зашумленность и улучшает латеральную выдержанность фаций. В процессе сглаживания используются структурные атрибуты Dip/Azimuth (рис. 8).

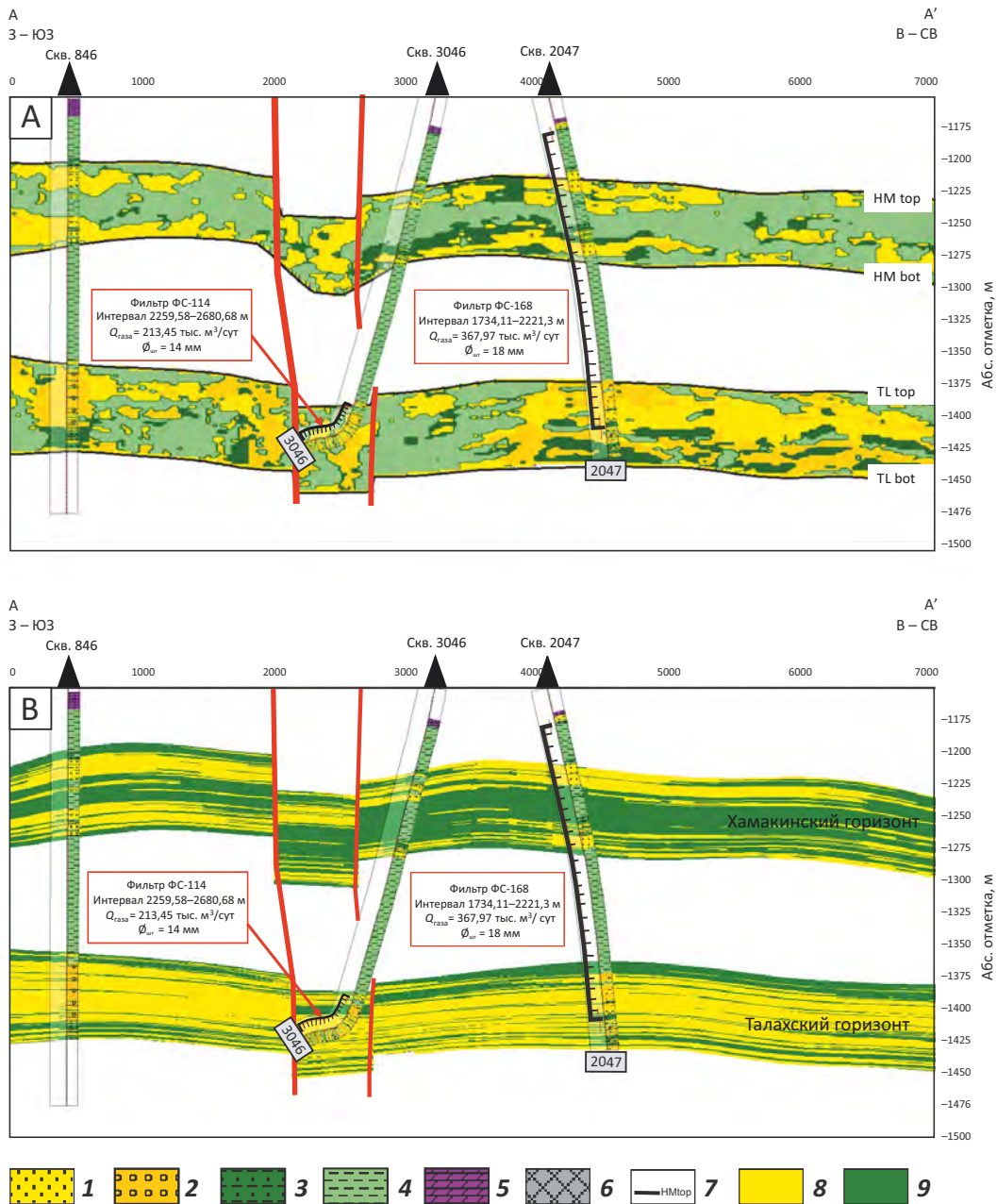
**Результаты прогнозирования коллекторов**

Классификация с обучением нейронных сетей по скважинам была выполнена в двух вариантах — во временном и глубинном масштабах. В первом случае для сравнения с результатами геологического моделирования осуществлено преобразование временного куба литологии в глубинный с использованием простейшей скоростной модели. Во втором — исходный временной мигрированный куб был преобразован в глубинный, а далее произведе-



**Рис. 9.** Сопоставление результатов классификации (А) и геологического моделирования (В) для хамакинского и талахского горизонтов по линии скважин 846 – 3046 – 2047

**Fig. 9.** Comparison of classification (A) and geological modelling (B) results for Khamakinsky and Talakhsy horizons along the line of 846 – 3046 – 2047 wells



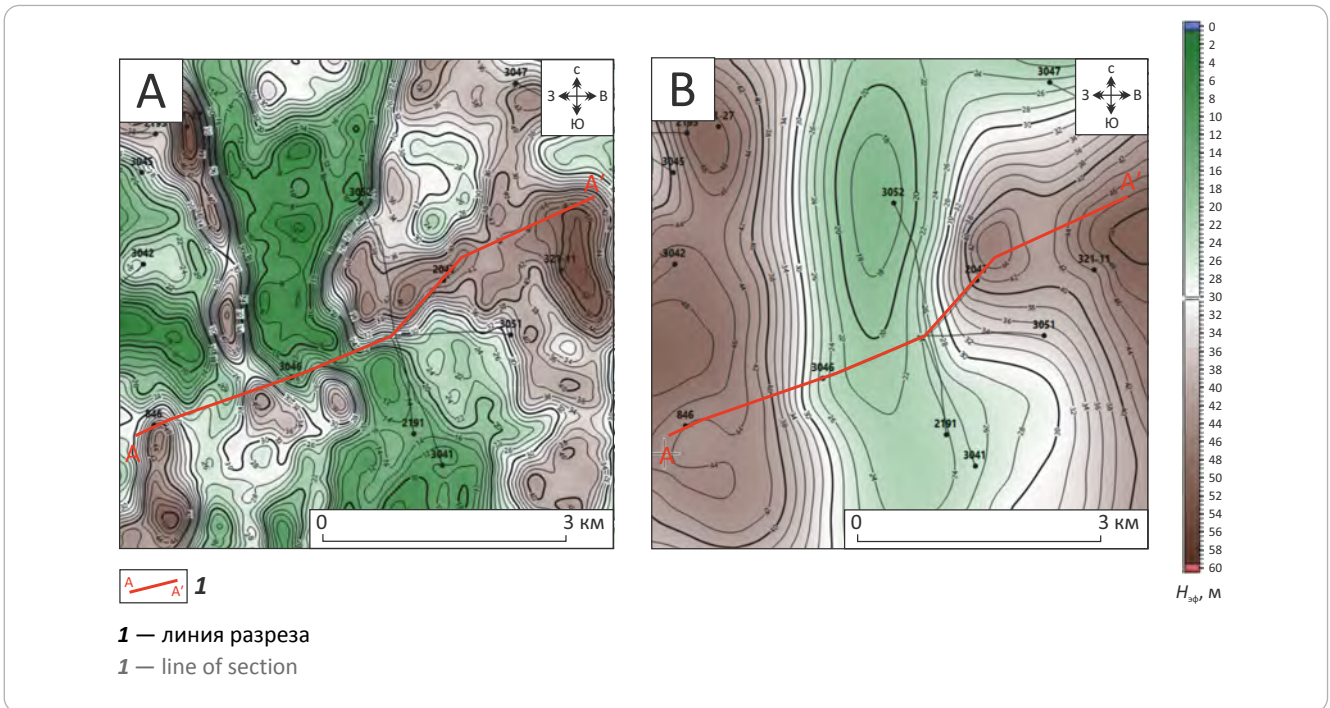
**Фрагмент глубинного разреза:** 1 — песчаник; 2 — гравелит; 3 — неколлектор; 4 — аргиллит/алевролит; 5 — доломит; 6 — засоленная порода; 7 — отражающий горизонт; 8 — коллектор для модели; 9 — неколлектор для модели  
**Fragment of depth section:** 1 — sandstone; 2 — gravelstone; 3 — non-reservoir; 4 — claystone/siltstone; 5 — dolomite; 6 — saline rock; 7 — reflection horizon; 8 — reservoir for the model; 9 — non-reservoir for the model

ны расчеты по уже описанному алгоритму с расчетом отдельных кубов для хамакинского и талахского горизонтов. Полученный результат, по мнению авторов статьи, является более логичным с точки зрения геологической модели из подсчета запасов и имеет наилучшее соответствие разрезам скважин (рис. 9, 10).

На приведенных фрагментах глубинных разрезов и карт эффективных толщин видны существен-

ные отличия в отображении строения продуктивных горизонтов, что связано с различием методик создания геологической модели при подсчете запасов и создания локального прогнозного куба литологии при помощи атрибутивного анализа с применением алгоритмов нейронных сетей. В первом случае учитываются разрезы вертикальных поисковых и разведочных скважин и отметки кровли пласта добывающих скважин. Распределение литотипов

**Рис. 10.** Фрагмент карты эффективных толщин для талахского горизонта из прогнозного куба литологии (А) и геологической модели подсчета запасов (В)  
**Fig. 10.** Fragment of net thickness map for the Talakshy Horizon from the predicted lithology cube (A) and from geological model used in reserves assessment (B)



и фильтрационно-емкостных свойств в межскважинном пространстве производится различными методами интерполяции от субвертикальных скважин. В связи с этим карты эффективных толщин получают генерализованными, а на разрезах видно возможное завышение и/или занижение значений эффективных толщин в местах, не подтвержденных скважинами. В то же время, при всех погрешностях преобразования время/глубина сейсмических данных в этой работе, можно отметить более дифференцированное распределение литологических разностей по разрезу продуктивных горизонтов и, как следствие, — более дифференцированные карты эффективных толщин. Таким образом можно уточнить распределение зон с улучшенными коллекторскими свойствами для оптимизации размещения кустов добывающих скважин.

Из куба литологии были извлечены объемные тела (Geobody), состоящие из связанных ячеек, которые представлены литотипами коллекторов — песчаников и гравелитов (рис. 11).

Из представленных сопоставлений прогнозных локальных геологических моделей по алгоритму нейронных сетей и геологической модели видно, что адаптивная модель, построенная с учетом атрибутного анализа, значительно уточняет модель, построенную только по данным структурной сейсморазведки для подсчета запасов. В моделях при удалении от скважин нарастают различия в распределении коллекторов, их связности и появлении рельефа коллекторов и неколекторов. Адаптивная

модель более сложная и приближенная к реальному распространению песчаных тел.

### Выводы

Полученные авторами статьи хорошие результаты комплексной интерпретации сейсмических атрибутов и скважинных данных с применением алгоритмов нейронных сетей свидетельствуют о возможности повышения качества прогноза распределения литотипов в межскважинном пространстве как на уровне исследуемого куста, так и в пределах проектных кустов добывающих скважин.

Проведение расчетов в глубинном масштабе позволяет использовать наклонно-направленные и горизонтальные скважины, что значительно повышает точность прогноза.

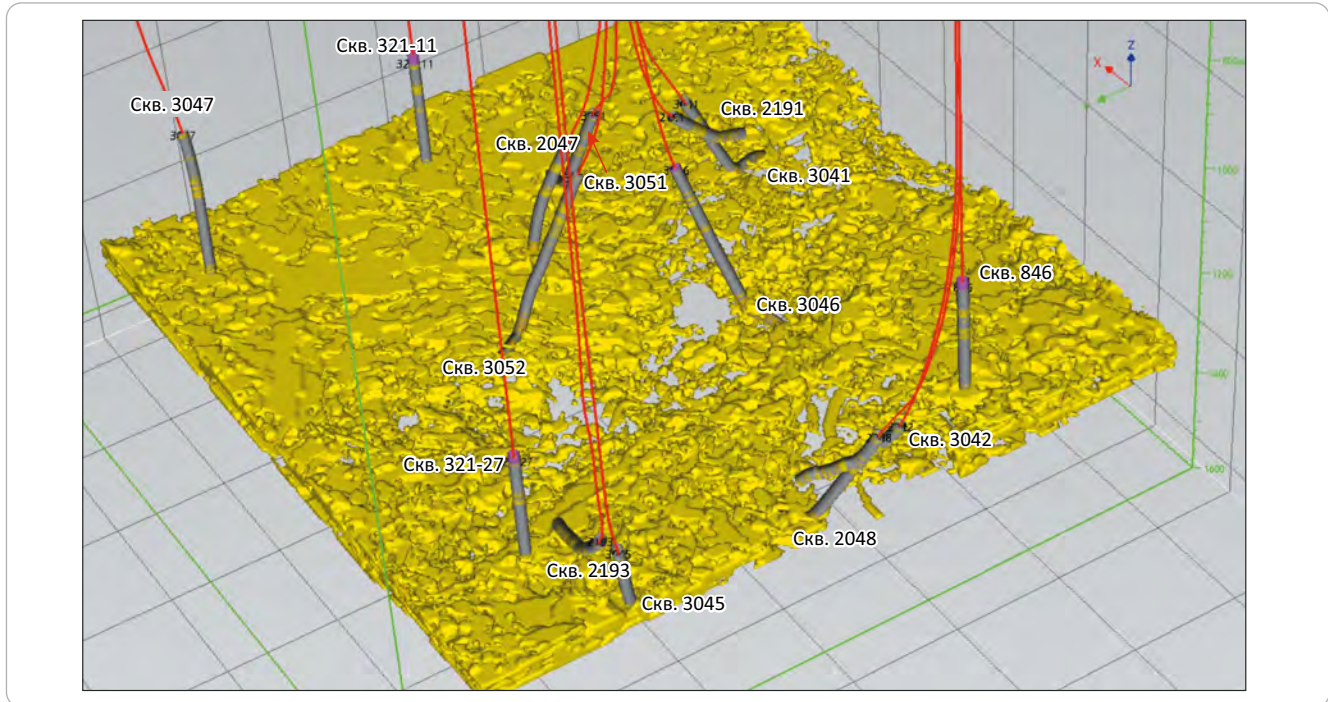
Анализ процедур и результатов разработанной методики показал, что, возможно, существует оптимальная площадь исследований с оптимальным числом обучающих скважин и литологических типов разреза для создания локальных геологических моделей, в которой достигается минимальная погрешность прогноза, что является предметом дальнейших исследований.

Представленная методика может быть использована не только для прогноза литологического состава, но и для прогноза фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, например пористости и характера насыщения пластов, что позволит максимально приблизить моделируемое геологическое строение залежей в районах кустового бурения к



## METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

**Рис. 11.** Пример распределения связанных в единое тело ячеек коллекторов в талахском горизонте  
**Fig. 11.** Example of reservoir cells combined into a single body, the Talakhsy Horizon



реальному, выполнить локальный прогноз распространения коллекторов в районах проектных скважин для выработки рекомендаций по оптимизации размещения и освоения проектных эксплуатационных скважин. Объединенные в общую модель результаты построения локальных моделей по дан-

ным сейсморазведки и ГИС в областях всех разведочных скважин и пробуренных кустов эксплуатационных скважин будут способствовать уточнению геологической 3D-модели Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения для подсчета запасов и гидродинамического моделирования.

### Литература

1. Поляков Е.Е., Ивченко О.В., Семенова К.М., Стрекозин В.В., Никульникова Н.А., Ромащенко С.Ю., Чурикова И.В., Кондратьева Л.А., Колотуценко Л.Д., Трухин В.Ю., Вотякова Т.А. Решение научных проблем при подсчете запасов углеводородов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ) ПАО «Газпром» // Вести газовой науки. – 2017. – Т. 31. – № 3. – С. 172–186.
2. Поляков Е.Е., Чурикова И.В., Пылев Е.А., Чуриков Ю.М., Семенов Е.О., Симонов А.В. Проблемы определения коэффициента проницаемости по геофизическим исследованиям скважин для сложнопостроенных коллекторов вендского периода Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения на этапе эксплуатационного бурения // Территория нефтегаз. – 2018. – № 10. – С. 30–41.
3. Поляков Е.Е., Пылев Е.А., Чурикова И.В., Семенов Е.О., Чуриков Ю.М. и др. Продуктивность сложнопостроенных терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения в зависимости от литолого-петрофизических свойств и геолого-технических условий вскрытия отложений // Территория нефтегаз. – 2017. – № 12. – С. 22–32.
4. Пылев Е.А., Крылов Д.Н., Чуриков Ю.М., Смирнов А.С., Кожевников С.В., Чупова И.М. Современные достижения и проблемы промысловой геологии и геофизики ПАО «Газпром» // Вести газовой науки. – 2018. – Т. 35. – № 3. – С. 168–180.
5. Чуриков Ю.М., Пылев Е.А., Силаева Е.А., Чурикова И.В. Литофациальное районирование как основа уточнения зависимостей фильтрационно-емкостных свойств для сложнопостроенных терригенных коллекторов венда Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения // Территория нефтегаз. – 2019. – № 1. – С. 20–41.
6. Чуриков Ю.М. Закономерности изменения граничных значений фильтрационно-емкостных свойств продуктивных коллекторов вендских отложений месторождений газотранспортной системы «Сила Сибири» в зависимости от глубины залегания и фациальной принадлежности отложений // Территория нефтегаз. – 2019. – № 6. – С. 20–41.
7. Чуриков Ю.М., Пылев Е.А., Чурикова И.В., Силаева Е.А. Модели интерпретации данных каротажа, разработанные для ботубинского горизонта Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения на основе литофациального районирования вендских отложений // Вести газовой науки. – 2019. – Т. 41. – № 4. – С. 142–152.
8. Чуриков Ю.М., Пылев Е.А., Поляков Е.Е. Обобщенные зависимости между фильтрационно-емкостными и физическими свойствами вендских отложений на месторождениях, входящих в газотранспортную систему "Сила Сибири" // Вести газовой науки. – 2019. – Т. 41. – № 4. – С. 106–120.
9. Чурикова И.В., Пылев Е.А., Семенов Е.О., Чуриков Ю.М., Семенова Е.В., Чудина А.А., Симонов А.В. Особенности распространения и свойства засоленных коллекторов венда Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения // Вести газовой науки. – 2019. – Т. 41. – № 4. – С. 153–163.

10. *Hami-Eddine K., Klein P., Richard L., De Ribet B., Grout M.* A new technique for lithology and fluid content prediction from prestack data: An application to a carbonate reservoir // Interpretation. – 2015. – Т. 3. – № 1. – SC19–SC32. DOI:10.1190/INT-2014-0049.1.
11. *Klarner S., Malinovskaya O.* Benchmarking probabilistic lithotype prediction from seismic data against neural network-derived results [Электронный ресурс] // Explorer. – 2020. – Режим доступа: <https://www.pdgm.com/resource-library/articles-and-papers/2020/Benchmarking-Probabilistic-Lithotype-Prediction-fr> (дата обращения 12.07.2021).
12. *Klarner S., Kirnos D., Ivanova N., Gritsenko A., Malinovskaya O.* Comparing Bayesian and neural network supported lithotype prediction from seismic data // First Break. – 2020. – Т. 38. – С. 75–79. DOI:10.3997/1365-2397.fb2020053.

## References

1. *Polyakov E.E., Ivchenko O.V., Semenova K.M., Strekozin V.V., Nikul'nikova N.A., Romashchenko S.Yu., Churikova I.V., Kondrat'eva L.A., Kolotushchenko L.D., Trukhin V.Yu., Votyakova T.A.* Scientific tasks solved at calculating hydrocarbon reserves of Chayanda oil-gascondensate field. *Vesti gazovoi nauki.* 2017;31(3):172–186. In Russ.
2. *Polyakov E.E., Churikova I.V., Pylev E.A., Churikov Yu.M., Semenov E.O., Simonov A.V.* Issues on the Permeability Coefficient Determination by Geophysical Well Logging for the Composite Reservoirs of Vendian Period in the Chayandinskoe Oil and Gas Condensate Field at the Development Drilling Stage. *Oil and Gas Territory.* 2018;(10):30–61. In Russ.
3. *Polyakov E.E., Pylev E.A., Churikova I.V., Semenov E.O., Churikov Yu.M. et al.* Productivity of complex terrigenous reservoirs of the vendian of the Chayandinskoe field depending on the lithological and petrophysical properties and geological and technical conditions of the open-cut of sediments. *Oil and Gas Territory.* 2017;(12):22–32. In Russ.
4. *Pylev E.A., Krylov D.N., Churikov Yu.M., Smirnov A.S., Kozhevnikov S.V., Chupova I.M.* State-of-art achievements and issues of field geology and geophysics in the Gazprom PJSC. *Vesti gazovoi nauki.* 2018;35(3):168–180. In Russ.
5. *Churikov Yu.M., Pylev E.A., Silaeva E.A., Churikova I.V.* Lithofacies zoning as a basis for updating the dependencies of reservoir properties for complex terrigenous reservoirs of the vendian of the Chayandinskoe oil and gas condensate field. *Oil and Gas Territory.* 2019;(1):20–41. In Russ.
6. *Churikov Yu.M.* Regularities of Changes in the Cutoff Values of Formation Reservoir Properties of Productive Reservoirs of Vendian Deposits of the "Power Of Siberia" Gas Transmission System, Depending on the Depth and Facies of Sediments. *Oil and Gas Territory.* 2019;(6):20–41. In Russ.
7. *Churikov Yu.M., Pylev E.A., Churikova I.V., Silaeva E.A.* Well-log interpretation models designed for Botuoba horizon of Chayanda oil-gas-condensate field using lithofacies zoning of Vendian sediments. *Vesti gazovoi nauki.* 2019;41(4):142–152. In Russ.
8. *Churikov Yu.M., Pylev E.A., Polyakov E.E.* Generalized dependencies between reservoir and physical properties of Vendian deposits at fields associated with the "Power of Siberia" gas transportation system. *Vesti gazovoi nauki.* 2019;41(4):106–120. In Russ.
9. *Churikova I.V., Pylev E.A., Semenov E.O., Churikov Yu.M., Semenova E.V., Chudina A.A., Simonov A.V.* Distribution and properties of saline Vendian reservoirs belonging to Chayanda oil-gas-condensate field. *Vesti gazovoi nauki.* 2019;41(4):153–163. In Russ.
10. *Hami-Eddine K., Klein P., Richard L., De Ribet B., Grout M.* A new technique for lithology and fluid content prediction from prestack data: An application to a carbonate reservoir. *Interpretation.* 2015;3(1):SC19–SC32. DOI:10.1190/INT-2014-0049.1.
11. *Klarner S., Malinovskaya O.* Benchmarking probabilistic lithotype prediction from seismic data against neural network-derived results. *Explorer.* 2020. – Available at: <https://www.pdgm.com/resource-library/articles-and-papers/2020/Benchmarking-Probabilistic-Lithotype-Prediction-fr> (accessed on 12.07.2021).
12. *Klarner S., Kirnos D., Ivanova N., Gritsenko A., Malinovskaya O.* Comparing Bayesian and neural network supported lithotype prediction from seismic data. *First Break.* 2020;38:75–79. DOI:10.3997/1365-2397.fb2020053.

## Информация об авторах

### Пинчук Анатолий Владиславович

Главный специалист

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

142717 Московская обл., Видное, п. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1

e-mail: A\_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru

### Пылев Евгений Анатольевич

Кандидат географических наук,

и. о. заместителя генерального директора по науке, начальник центра развития МСБ

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

142717 Московская обл., Видное, п. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1

e-mail: E\_Pylev@vniigaz.gazprom.ru

## 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. Pylev

Candidate of Geographic Sciences,

Acting Deputy General Director for Science, Head of the Mineral Reserve Base Development Center

Gazprom VNIIGAZ,

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

e-mail: E\_Pylev@vniigaz.gazprom.ru

**Поляков Евгений Евгеньевич**

Доктор геолого-минералогических наук,  
главный научный сотрудник  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,  
142717 Московская обл., Видное, п. Развилка,  
Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1  
e-mail: E\_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru

**Творогов Михаил Анатольевич**

Главный специалист  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,  
142717 Московская обл., Видное, п. Развилка,  
Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1  
e-mail: M\_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru  
ORCID ID: 0000-0002-4941-4242

**Чурикова Ирина Владимировна**

Начальник лаборатории  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,  
142717 Московская обл., Видное, п. Развилка,  
Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1  
e-mail: I\_Churikova@vniigaz.gazprom.ru

**Evgenii E. Polyakov**

Doctor of Geologo-Mineralogical Sciences,  
Chief Researcher  
Gazprom VNIIGAZ,  
15, str. 1, Projektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe,  
Moscow region, 142717, Russia  
e-mail: E\_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru

**Mikhail A. Tvorogov**

Chief Specialist  
Gazprom VNIIGAZ,  
15, str. 1, Projektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe,  
Moscow region, 142717, Russia  
e-mail: M\_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru  
ORCID ID: 0000-0002-4941-4242

**Irina V. Churikova**

Head of Laboratory  
Gazprom VNIIGAZ,  
15, str. 1, Projektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe,  
Moscow region, 142717, Russia  
e-mail: I\_Churikova@vniigaz.gazprom.ru