

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.23-36>

EDN SEBWGF

УДК 551.7.022+622.276.1/.4:55

Выявление и интеграция фациальных барьеров в геологию и разработку

Зинченко Ю.К.

ООО «РН-Геология Исследования Разработка» (ООО «РН-ГИР»), Тюмень, Россия

Identification and integration of facies barriers in geology and development

Y.K. Zinchenko

RN-Geology Research Development LLC, Tyumen, Russia

E-mail: ykzinchenko@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье представлена комплексная методика выявления и интеграции фациальных барьеров в геологические и гидродинамические модели юрских отложений Западной Сибири. Традиционные подходы пропускают заглинизированные каналы, что приводит к ошибкам в структурном картировании и неудачам при бурении. Реализован пятиэтапный подход, объединяющий сейсмофациальный анализ, данные ГИС, результаты ГДИС и машинное обучение на базе карт Кохонена. Сконструированный куб вероятности коллектора и дискретный куб регионов позволили учесть фациальные барьеры, обосновать блоки с разным ВНК и пластовым давлением, а также повысить точность адаптации гидродинамической модели на 10 %. Практическое применение метода исключило заложение скважин в неколлектор, увеличило дебит новых скважин в 3,5 раза и подтвердило целесообразность масштабирования подхода.

Ключевые слова: фациальные барьеры, сейсмофациальный анализ и спектральная декомпозиция волнового поля, машинное обучение, IP-Seismic, дифференциальное уплотнение, гидродинамическое моделирование, Западная Сибирь, Юрские отложения, забойные манометры и гидродинамические исследования скважин, водонефтяной контакт (ВНК) и гидродинамические регионы

Для цитирования: Зинченко Ю.К. Выявление и интеграция фациальных барьеров в геологию и разработку // Нефтяная провинция.-2026.-№3(47).-С. 23-36. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.23-36>. - EDN SEBWGF

Abstract. This paper presents a comprehensive methodology for identifying and integrating facies barriers into geological and hydrodynamic models of the Jurassic formations in Western Siberia. Conventional approaches overlook silicate-filled channels, leading to errors in structural mapping and drilling failures. A five-stage approach has been implemented, combining seismofacies analysis, GIS data, GDIS results, and machine-learning techniques based on Kohonen maps. The constructed probability cube of the collector and the discrete regional cube allowed for the incorporation of facies barriers, justification of blocks with varying VNK and reservoir pressure, and improved the accuracy of hydrodynamic model adaptation by 10 %. Practical application of the method prevented drilling into non-collector zones, increased the production rate of new wells by 3.5-fold, and confirmed the feasibility of scaling the approach.

Key words: *facies barriers, seismic facies analysis and wavefield spectral decomposition, machine learning, IP-Seismic, differential compaction, reservoir simulation (hydrodynamic modeling), Western Siberia, Jurassic deposits, bottomhole pressure gauges and well testing, water-oil contact (WOC) and hydrodynamic regions*

For citation: Y.K. Zinchenko Vyyavleniye i integratsiya fatsial'nykh bar'yerov v geologiyu i razrabotku [Identification and integration of facies barriers in geology and development]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(47), 2026. pp. 23-36. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.23-36>. EDN SEBWGF (in Russian)

Актуальность

Большинство крупных и наиболее продуктивных месторождений Западной Сибири сейчас находятся на поздней стадии разработки. Этот этап характеризуется высокой обводненностью действующего фонда скважин, которая часто превышает 90%. Одновременно с этим в зонах интенсивного отбора снижается пластовое давление. В результате объемы добычи нефти падают.

На изучаемом месторождении в 2021 году сложилась именно такая ситуация. Краевые части пласта с эффективной нефтенасыщенной толщиной менее 4 метров считались неперспективными. Бурение новых скважин в этих зонах не планировалось.

Традиционные подходы к геологическому изучению недр ориентированы на поиск крупных структурных ловушек пластово-сводового типа.

К настоящему времени потенциал этих подходов частично исчерпан. Главным резервом для поддержания добычи нефти становится поиск зон фациальной неоднородности.

Основная проблема классического трехмерного моделирования заключается в пропуске скрытых литологических экранов. К ним относятся заглинизированные и углефицированные каналы. Эти каналы разделяют единый пласт на изолированные гидродинамические блоки.

Игнорирование таких барьеров ведет к ошибкам:

- Искажению структурных карт, карт эффективных и общих толщин из-за неучтенного эффекта уплотнения пород, который может достигать 30%;
- Снижению эффективности бурения новых эксплуатационных скважин и зарезки боковых стволов вследствие «потери» коллектора или попадания забоя в барьер;
- Происходит преждевременное обводнение добывающих скважин и неэффективная работа систем поддержания пластового давления (ППД).
- Невозможности качественной адаптации гидродинамических моделей (ГДМ) к фактической истории разработки, поскольку симуляторы не способны воспроизвести резкие перепады пластовых давлений и поведение уровней водонефтяного контакта (ВНК) без явного задания непроницаемых границ;

Поэтому создание точной методики выделения барьеров является актуальной задачей. Картирование барьеров необходимо для повышения качества ГМ, ГДМ и правильного планирования разработки пластов.

Введение

Настоящее исследование основано на материалах Юрских отложений. Изучаемый объект — пласт Ю1, который характеризуется сложными условиями осадконакопления. Продуктивная толща разделена на два целевых интервала: верхний нефтенасыщенный Ю1¹² и нижний преимущественно водонасыщенный Ю1³⁴.

Фациальная неоднородность оказывает влияние на все ключевые параметры пласта. Во-первых, она меняет геометрию кровли. Различные типы осадков уплотняются с разной скоростью. Во-вторых, фации определяют положение водонефтяного контакта (ВНК) [5].

В процессе исследования пласта Ю1¹² обнаружен аномальный перепад уровней ВНК. Величина перепада составила 65 метров. В южной части залежи контакт находится на абсолютной отметке -2975 метров. В северной части он зафиксирован на отметке -2910 метров (Рис. 1).

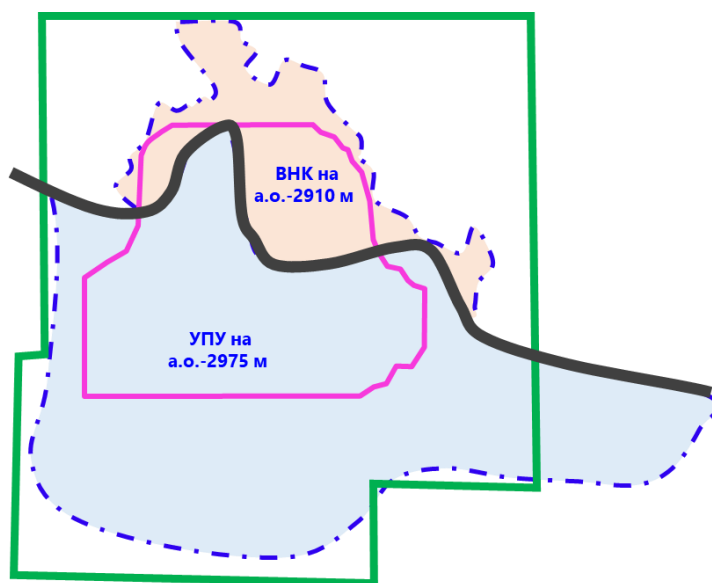


Рис. 1. Карта блоков ВНК

Подобный перепад ВНК физически невозможен в единой сообщающейся гидродинамической системе, что однозначно указывает на присутствие непроницаемого фациального барьера и подчеркивает необходимость его выделения для оптимизации дальнейшей разработки пласта.

Методология работ

Для выявления и интеграции фациальных барьеров в геологическую и гидродинамическую модель пласта создана пошаговая методика. Она включает в себя пять последовательных этапов. Каждый этап направлен на снижение неопределенности картирования барьеров:

Этап 1: Сейсмофациальный анализ и спектральная декомпозиция

Начальным шагом стало изучение материалов 3D сейсморазведочных работ. Проведен анализ сейсмических атрибутов и спектральной декомпозиции. Совместный анализ позволил уверенно закартировать геометрию протяженного «шнуркового» тела [3]. Чтобы проследить этот канал за границами куба 3D, были привлечены архивные региональные профили 2D (Рис. 2).

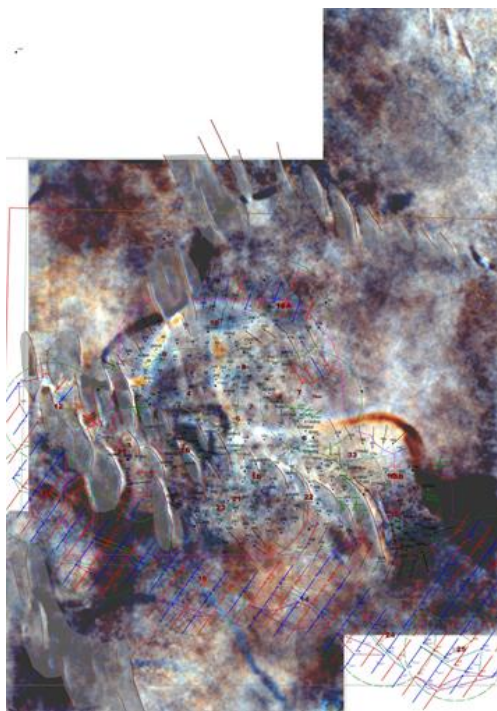


Рис. 2. Выделение «шнуркового» тела

Этап 2: Верификация барьеров по скважинным данным (ГИС)

Далее провели анализ ГИС по скважинам, которые попали внутрь контура канала. ГИС подтвердил полную смену фаций. Песчаные коллекторы

здесь замещены глинами, алевролитами и прослоями угля. Общая мощность пласта в русле оказалась меньше на 30 % по сравнению с соседними зонами коллектора (Рис. 3) [1].

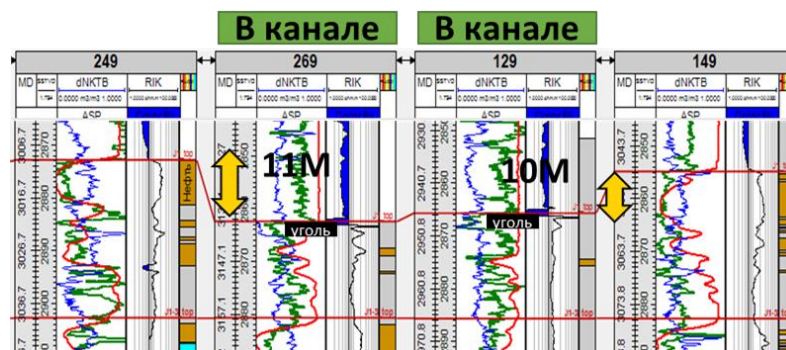


Рис. 3. Схема корреляция скважин в канале и вне

Таким образом, материалы ГИС перевели гипотетический канал в категорию доказанного литологического барьера.

Этап 3: Анализ гидродинамических исследований и данных забойных манометров

Для доказательства непроницаемости барьера изучены данные глубинных забойных манометров и ГДИС. В основном блоке в зоне разработки давление упало на 15,2 Мпа ниже начального. Манометры в скважинах №35 и №45 показали текущие значения 14,4 и 22,1 Мпа. При этом в скважинах за каналом пластовое давление осталось на начальном уровне — 30,0 и 29,7 Мпа (Рис. 4). Замеры забойных манометров при гидроразрыве пласта (ГРП) совпали с ГДИС. Следовательно, канал влияет на гидропроводность, а значит необходимо включать барьеры в ГДМ и ГМ [4].

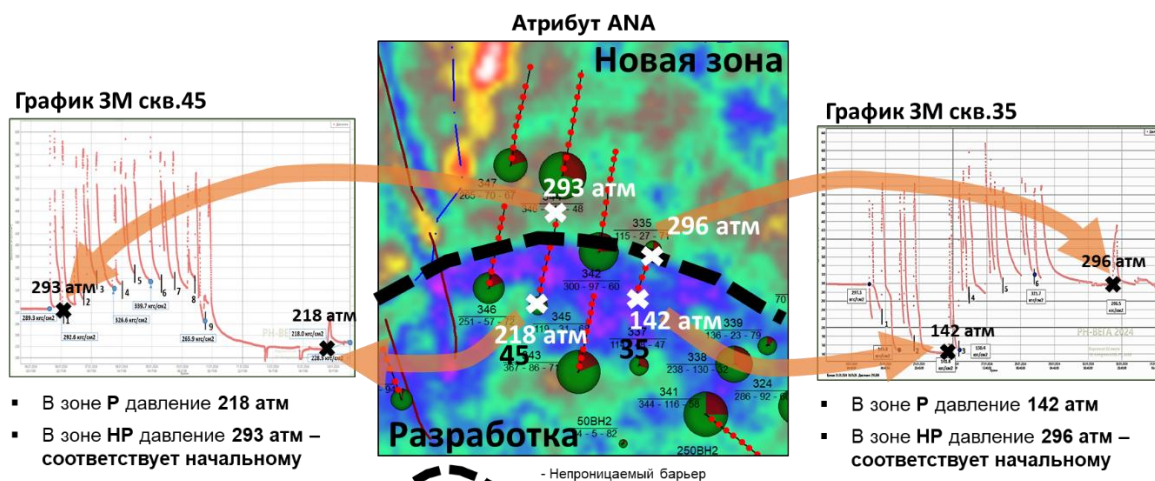


Рис. 4. Графики забойных манометров сопоставленные с сейсмическим атрибутом

Этап 4: Нейросетевое прогнозирование в ПО IP-Seismic

Для внедрения барьеров в геологическую модель был построен куб песчаности (NTG) с применением машинного обучения. Расчет выполнялся в программном продукте IP-Seismic. Была использована нейронная сеть Кохонена. Сеть обучалась на комплексных данных: сейсмическом кубе амплитуд, отражающих горизонтах и скважинных данных [6]. Оптимальные параметры настроек алгоритма приведены в табл. 1.

Таблица 1

**Управляющие параметры настройки алгоритма машинного обучения
в ПО IP-Seismic**

Наименование параметра нейросетевого модуля	Выбранное конфигурационное значение	Функциональное назначение параметра в алгоритме
Algorithm Type	Hierarchical (nearest neighbors) regression	Выбор математического базиса для аппроксимации кривой песчаности по кубу сейсмических атрибутов

Nearest Neighbor number (NearN)	5	Количество ближайших точек обучения волнового поля для осреднения прогнозного параметра коллектора
Classification Option	1D Kohonen Map	Использование топологических карт Кохонена для кластеризации сейсмического сигнала по типам фаций
Hidden Neurons	10	Количество нейронов в скрытом слое для извлечения скрытых нелинейных взаимосвязей признаков
Number of Hidden Layers	5	Глубина архитектуры нейросети для обеспечения высокой обобщающей способности модели
Max Lag Samples	10	Размер вертикального скользящего окна (в дискретах времени) для учета кинематического сдвига сигнала
MD Window (m)	10	Размер скользящего окна вдоль ствола скважин для осреднения целевого параметра NTG при обучении
Nearest Distance Cut (%)	100%	Минимальная обрезка результирующего куба по критерию недопустимости мер близости (вероятности)

Сейсмофациальная нейросетевая модель позволила создать непрерыв-

ные трехмерные кубы вероятности коллектора (NTG). Зоны нулевых значений NTG идеально совпали с границами русла (Рис. 5). Аномалия волнового поля соответствует опесчаниванию разреза.

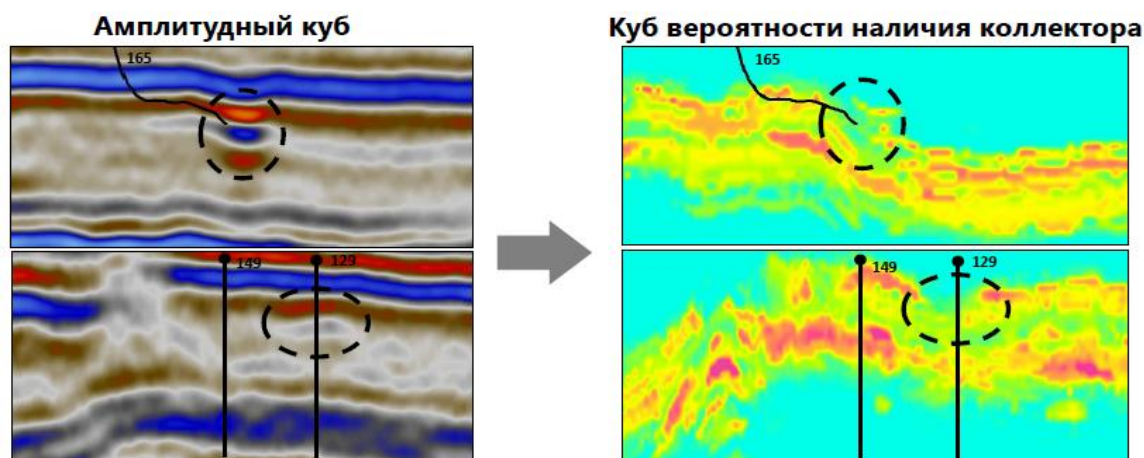


Рис. 5. Сопоставление амплитудного куба и нейросетевого куба NTG

Контроль качества модели через «слепые тесты» показал коэффициент корреляции 0,82, что подтверждает высокую надежность сейсмofациального прогноза и ее применимость для дальнейшего моделирования.

Этап 5: Создание куба регионов для гидродинамической модели

На финальном этапе трехмерный куб песчанистости, содержащий геометрию фациальных барьеров, был внедрен в ГДМ. Прямой перенос непрерывных ячеек низких значений NTG зачастую недостаточен для корректной адаптации на ГДМ. Для устранения этого ограничения был создан дискретный куб регионов [2]. Данный куб построен путем соединения зон ВНК и фациальных границ (Рис. 6).

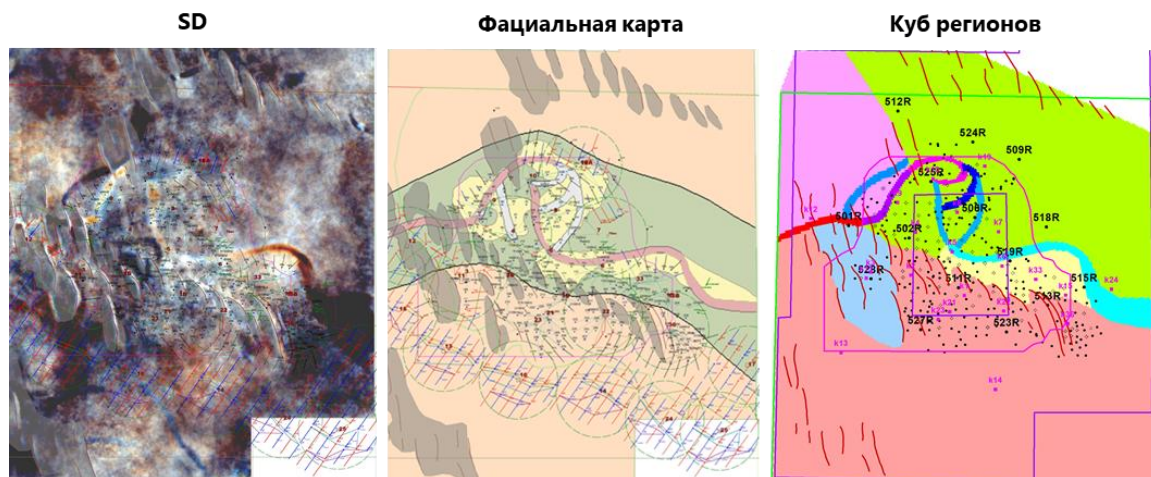


Рис. 6. Куб регионов для внедрения в ГДМ

Пространство пласта было сегментировано на независимые гидродинамические области (регионы). Гидропроводность на границах регионов была задана по фактическим перепадам давлений, полученным по данным забойных манометров. Это позволило внедрить физически обоснованный экран в гидродинамическую модель. После внедрения точность прогноза увеличилась на 10 % (Рис. 7).

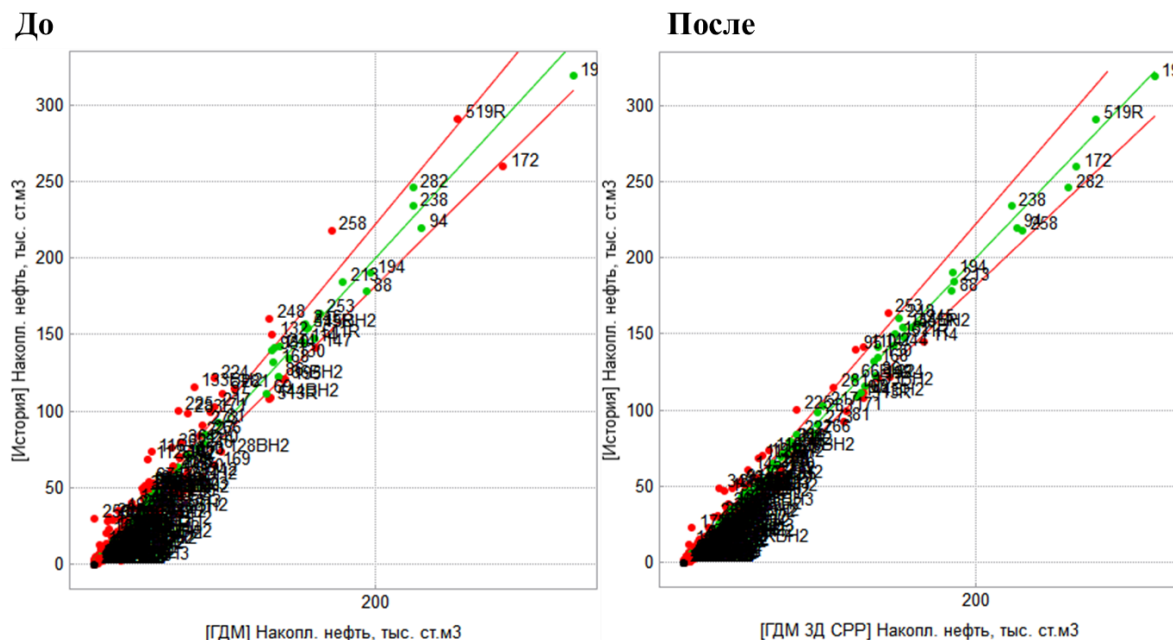


Рис. 7. Адаптация ГДМ до и после внедрения куба регионов

Результаты

Практическое внедрение разработанного комплексного подхода позволило получить следующие ключевые результаты:

- **Обоснование уровней ВНК за счет барьера.** На основе полученной геометрии и подтвержденной герметичности экранов было обосновано положение ВНК. Выявленный барьер доказал свою полную гидродинамическую изолированность.
- По данным забойных манометров при ГРП обоснована непроницаемость барьеров.
- **Построение куба вероятности коллектора и картирование барьеров.** В рамках исследования был построен трехмерный куб вероятности коллектора. С его помощью удалось детально закартировать все фациальные барьеры в межскважинном пространстве и исключить заложения скважин в неколлектор (коэффициент корреляции на слепых тестах составил 0,82).
- **Внедрение куба регионов для улучшения адаптации и корректировки системы ППД.** Для интеграции барьеров в гидродинамический симулятор был построен дискретный куб регионов. Благодаря кубу, адаптировались кусты с разными давлениями, которые находятся в разных фациальных зонах. На основе обновленной ГДМ построены новые карты фронта нагнетаемой воды и пластового давления.
- **Переориентация и уточнение положения целей бурения.** Выявление непроницаемых каналов позволило переориентировать цели бурения с учетом новых фациальных зон. Это исключило риски попадания скважин в непроницаемые барьеры и увеличить дебит в 3,5 раза.

Основные выводы

Комплексная реализация разработанной методологии выделения и

картирования фациальных барьеров обеспечила повышение качества цифрового моделирования и продемонстрировала высокую эффективность. По результатам выполненных работ сформированы следующие ключевые выводы:

- Интеграция куба регионов и куба вероятности в гидродинамическую модель позволила успешно решить проблему взаимной адаптации давлений. Итоговая точность прогноза ГДМ и качество адаптации по истории разработки увеличились на 10 %, что перевело модель на новый уровень прогностической способности.
- На основе уточненной ГДМ скорректирована система ППД и уточнено положение целей бурения с учетом новых зон ФНВ.
- Успешный учет геометрии барьеров исключил заложение скважин в данные зоны.
- Обосновано расширение СРР 3D, в результате картирования канала в восточном направлении.
- Запроектированы новые кустовые площадки в результате выделения литологической ловушки.
- Разработанная методология успешно масштабирована на смежные лицензионные участки недр. Обнаружение аналогичного заглинизированного литологического барьера и связанных с ним ловушек на соседнем участке позволило пересмотреть его ресурсный потенциал.

Таким образом, переход от классического структурного моделирования к детальному картированию фациальных границ и барьеров на основе методов ГИС, ГДИС и машинного обучения в специализированном сейсмическом ПО представляет собой наиболее эффективный инструмент оптимизации разработки на зрелых месторождениях.

Список литературы

1. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. — Л.: Недра, 1984. — 260 с. (Классический труд по выделению и картированию русловых и шнурковых систем в Западной Сибири).
2. Закревский К. Е. Геологическое 3D-моделирование. — М.: Маска, 2009. — 376 с. (Базовое руководство по учету макронеоднородностей, фациальных границ и построению структурных каркасов).
3. Марфорд Г., Чопра С. Сейсмическая атрибутика для качественного и количественного анализа волнового поля. — М.: Научный мир, 2008. — 232 с. (Основы спектральной декомпозиции, расчета амплитудных атрибутов и сейсмofациального анализа).
4. Кременецкий М. И., Ипатов А. И. Применение результатов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований для контроля разработки месторождений нефти и газа. — М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. — 724 с. (Методология верификации непроницаемых экранов по данным забойных манометров и динамике пластовых давлений).
5. Конторович А. Э., Папин В. А. и др. Палеогеография и условия формирования коллекторов юрских отложений (на примере месторождений Западной Сибири) // Геология и геофизика. — 2018. — Т. 59, № 7. — С. 1024–1039. (Специфика формирования переходных континентально-морских обстановок юры).
6. Kohonen T. Self-Organizing Maps. — 3rd ed. — Berlin: Springer, 2001. — 501 p. (Теоретический базис по картам Кохонена, используемым в модуле машинного обучения ПО IP-Seismic для кластеризации фаций).

References

1. Muromcev V. S. Electrometric Geology of Sand Bodies – Lithologic Traps of Oil and Gas. – Leningrad: Nedra, 1984. – 260 p. (Classic work on the identification and mapping of ravel and cord systems in Western Siberia). (in Russian)
2. Zakrevsky K. E. Geological 3-D Modeling. – Moscow: Mask, 2009. – 376 p. (Fundamental guide to accounting for macro-heterogeneities, facies boundaries, and the construction of structural frameworks). (in Russian)
3. Marford G., Chopra S. Seismic Attribute Analysis for Qualitative and Quantitative Evaluation of Wavefields. – Moscow: Scientific World, 2008. – 232 p. (Basics of spectral decomposition, amplitude attribute calculation, and seismic-facies analysis). (in Russian)
4. Kremenetsky M. I., Ipatov A. I. Application of Hydrodynamic and Production-Geophysical Results for Development Monitoring of Oil and Gas Fields. – M-Izhevsk: Institute of Computer Research, 2018. – 724 p. (Methodology for verifying impermeable screens using blow-hole pressure gauge data and reservoir pressure dynamics). (in Russian)
5. Konotorovich A. E., Papin V. A., et al. “Paleogeography and Conditions of Jurassic Collector Formation (Case Study of Western Siberian Fields)” // Geology and Geophysics. – 2018. – Vol. 59, No. 7. – pp. 1024–1039. (Specifics of transitional continental-marine Jurassic settings). (in Russian)
6. Kohonen T. Self-Organizing Maps. – 3rd ed. – Berlin: Springer, 2001. – 501 p. (Theoretical basis for Kohonen maps used in the IP-Seismic software’s machine-learning module for facies clustering).

Сведения об авторах

Зинченко Юлия Константиновна, ведущий специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка» (ООО «РН-ГИР»)
Россия, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: ykzinchenko@tnnc.rosneft.ru

Authors

Y.K. Zinchenko, Lead Specialist, RN-Geology Research Development LLC
79/1 Osiypenko St., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: ykzinchenko@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 23.07.2026

Принята к публикации 21.09.2026

Опубликована 30.09.2026