



ПОИСК ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ПЛАСТАХ ЮС2—3 ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ eXchroma^{SG}

Д.А. КОТУНОВ^{1,*}, С.А. ХАЛИЛОВ², Д.В. РОМАНОВ³, С.А. ЛЮБИМОВ³

¹ ООО «Газпромнефть-Заполярье»
8Б, ул. 50 лет Октября, Тюмень 625048, Россия

² ООО «Газпромнефть-Хантос»
5б, ул. Ленина, Ханты-Мансийск 628011, Россия

³ ООО «Технологическая Компания Шлюмберже»
16А, стр. 3, Ленинградское шоссе, Москва 125171, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Разработка месторождения на третьей стадии вызывает определенные сложности для недропользователя, связанные с тем, что падающая добыча нефти требует выполнения мероприятий по восполнению ресурсной базы. Помимо доизучения геологического строения основных объектов разработки, поиск новых залежей нефти позволяет получить прирост запасов и снизить темпы падения добычи, а наличие геологических моделей по объектам, перспективным для изучения, подготовленных с применением современных подходов обработки и интерпретации материалов сейсморазведочных работ 3D, позволяют увеличить эффективность геолого-разведочных работ и сократить расходы недропользователя. Одним из перспективных направлений геолого-разведочных работ на Южной лицензионной территории Приобского месторождения является юрский интервал разреза, учитывая, что продуктивность тюменской свиты доказана на большом числе месторождений ХМАО-Югры.

Цель исследования. Целью работы являлось построение концептуальной геологической модели пластов ЮС2—3 — наиболее перспективной с точки зрения нефтеносности части среднеюрской толщи — на основе переобработки и комплексной переинтерпретации сейсмических данных по всему лицензионному участку, выполненных в 2020 году, а также детальный анализ информации о литологическом строении и нефтеносности в пределах изучаемого объекта.

Материалы и выводы. Картирование потенциальных ловушек углеводородов выполнено с учетом следующих факторов: наличия нефтематеринской толщи, путей миграции, коллектора, покрывки и сохранности залежей. Повышение достоверности оценки этих факторов является ключом к успеху геолого-разведочных работ. По нашему мнению, оценка двух факторов — путей миграции и наличия коллектора — может быть существенно улучшена с помощью палеогеографических интерпретаций на основе хроматической обработки сейсмике eXchroma^{SG}.

Результаты. Результаты концептуального моделирования использованы при планировании геолого-разведочных работ и подтверждены при реализации программы поисково-разведочного бурения в 2021—2022 гг. По результатам бурения подтверждена нефтеносность верхней части тюменской свиты.

Заключение. Применение методики поиска залежей углеводородов на основе сейсмофациального анализа юрских отложений позволило подтвердить потенциал нефтеносности Южной лицензионной территории Приобского месторождения и расширить ресурсную базу за счет открытия новых залежей.

Ключевые слова: среднеюрские отложения, сейсмофациальный анализ, флювиальные процессы, концептуальная геологическая модель, хроматическая обработка eXchroma^{SG}, прогноз коллектора

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Котунов Д.А., Халилов С.А., Романов Д.В., Любимов С.А. Поиск залежей нефти в пластах ЮС2—3 южной части Приобского месторождения на основе сейсмогеологической модели с применением технологии eXchroma^{SG}. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2024;66(3):21—30. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2024-66-3-21-30>

Статья поступила в редакцию 24.04.2024

Принята к публикации 02.09.2024

Опубликована 30.09.2024

* Автор, ответственный за переписку

SEARCH FOR OIL DEPOSITS IN YuS2–3 FORMATIONS OF THE SOUTHERN PART OF THE PRIOSKOYE FIELD BASED ON A SEISMOGEOLOGICAL MODEL USING eXchroma^{SG} TECHNOLOGY

DMITRIY A. KOTUNOV^{1,*}, SALAVAT A. KHALILOV², DENIS V. ROMANOV³, SERGEY A. LYUBIMOV³

¹ Gazpromneft-Zapolyarye LLC
8B, 50 let Oktyabrya str., Tyumen 625048, Russia

² GazpromNeft-Khantos LLC
56, Lenin str., Khanty-Mansiysk 628011, Russia

³ Technology Company Schlumberger
16A, Leningradskoe shosse, bld. 3, Moscow 125171, Russia

ABSTRACT

Background. Development of an oil field at the third stage causes certain difficulties for a subsoil user associated with the falling oil production, which requires additional measures to replenish the resource base. In addition to clarification of the geological structure of the deposit under development, the search for new oil deposits contributes to increasing the available reserves thus reducing the rate of decline in production. The availability of geological models for promising objects, created based on modern approaches to processing and interpretation of 3D seismic data, increases the efficiency of geological exploration and reduces the production costs. In the Southern license area of the Priobskoye field, its Jurassic interval is considered to be a promising area for exploration, given that the confirmed productivity of the Tyumen Formation in a large number of fields in the Khanty-Mansi Autonomous Okrug–Yugra.

Aim. To develop a conceptual geological model of the YuS2–3 formations, which is the most promising part of the Middle Jurassic strata in terms of oil potential, by re-processing and re-interpretation of seismic data for the entire license area performed in 2020. A detailed analysis of information on the lithological structure and oil potential of the studied area.

Materials and methods. Mapping of potential hydrocarbon traps was performed taking the following factors into account: presence of oil mother strata, migration pathways, reservoir, cover and deposit integrity. Improving the reliability of these factors seems to be key to successful exploration. In our opinion, the assessment of two factors, i.e., migration pathways and reservoir presence, can be significantly improved with the help of paleogeographic interpretations based on chromatic processing of eXchroma^{SG} seismic.

Results. The results of conceptual modeling were used in planning of exploration works. The results were validated during implementation of the exploration drilling program in 2021—2022. The drilling results confirmed the oil bearing capacity of the upper part of the Tyumen Formation.

Conclusion. The application of the hydrocarbon prospecting methodology based on seismofacial analysis of Jurassic sediments confirmed the oil-bearing potential of the Southern license area of the Priobskoye field, thereby increasing the resource base by discovering new deposits.

Keywords: Middle Jurassic deposits, seismic facies analysis, fluvial processes, conceptual geological model, chromatic processing of the eXchroma^{SG}, reservoir forecast

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Financial disclosure: no financial support was provided for this study.

For citation: Kotunov D.A., Khalilov S.A., Romanov D.V., Lyubimov S.A. Search for oil deposits in YuS2–3 formations of the southern part of the Priobskoye field based on a seismogeological model using eXchroma^{SG} technology. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2024;66(3):21–30. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2024-66-3-21-30>

Manuscript received 24 April 2024

Accepted 02 September 2024

Published 30 September 2024

* Corresponding author

Уникальное по запасам нефти Приобское месторождение было открыто в 1982 году при бурении скважины 151Р, которая расположена на Северной лицензионной территории, где был получен приток нефти из тюменской свиты и пласта АС12/0. По геологическому строению месторождение относится к категории сложных, продуктивные интервалы мелового и юрского возраста характеризуются значительной литологической изменчивостью. Тюменская свита развита на всей территории месторождения и сложена неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов континентального генезиса. Неокомский интервал, где сосредоточены основные запасы нефти, представлен пластами БС ачимовской толщи и пластами АС черкашинской свиты. Неокомские пласты имеют клиноформенный характер залегания, что является следствием проградации палеошельфа в западном направлении вглубь морского бассейна. К 1999 году на Южной лицензионной территории Приобского месторождения была закончена стадия разведки, промышленная нефтеносность установлена в отложениях черкашинской и ахской свит нижнего мела, а также в отложениях тюменской свиты, и месторождение введено в разработку. Основная часть запасов сосредоточена в пластах АС10—12 черкашинской свиты.

В настоящее время месторождение находится на 3-й стадии разработки, и для компенсации снижения уровня добычи нефти недропользователем предпринимаются активные шаги по доизучению интервалов с установленной нефтеносностью.

Для решения этой задачи в 2020 году были проведены работы по переработке и переинтерпретации данных сейсморазведки в пределах всей Южной лицензионной территории Приобского месторождения, в рамках которых была выполнена обработка сейсмических данных, петрофизическая интерпретация данных ГИС, анализ петроупругих свойств пород, выделение коллектора в пространстве упруго-плотностных свойств, получаемых в ходе сейсмической инверсии, а также комплексная геолого-геофизическая интерпретация материалов для создания концептуальной геологической модели юрского интервала.

Полученные материалы были использованы для комплексной интерпретации геологического строения верхней части тюменской свиты для описания закономерностей распределения эффективных толщин пластов ЮС2—3 и картирования перспективных ловушек на площади Южной лицензионной территории Приобского месторождения.

Методика исследований

Основой для создания геологической модели пластов ЮС2—3 являются результаты специализированной переобработки данных сейсморазведки, выполненные в обрабатывающем комплексе OMEGA на площади 2600 кв. км.

Граф обработки сейсмических материалов был нацелен на получение данных с сохранением истинного соотношения амплитуд, достижение максимальной разрешенности и хорошей

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

прослеживаемости отражающих горизонтов в целевых интервалах разреза.

В ходе петрофизической интерпретации был выполнен анализ результатов лабораторных исследований керна, анализ методик интерпретации ГИС, построение основных петрофизических связей типа «кern-кern» на основании полного комплекса данных керна и создание петрофизической модели для интерпретации данных ГИС с адаптацией ее к скважинам с ограниченным комплексом.

Выявленные связи упруго-плотностных характеристик разреза с петрофизическими параметрами соответствуют эмпирическим и теоретическим моделям физики горных пород. Анализ упругих свойств, проведенный для результатов фациального анализа данных ГИС, показал, что русловым фациям соответствуют пониженные значения отношения V_p/V_s , а также средние и несколько повышенные значения акустического импеданса.

Для прогноза литологии в интервале пластов ЮС2—3 выполнена сейсмическая синхронная AVA-инверсия с последующей байесовской литоклассификацией на основе совместного распределения величин «акустический импеданс — отношение скоростей продольных и поперечных волн». Используемая классификация широко применяется для различных дисциплин, в числе которых и геология, например для обработки

данных геофизических исследований скважин [7] или, как в нашем случае, для сейсмических параметров.

Для описания геометрии резервуара выполнена сейсмостратиграфическая привязка волнового поля к разрезам скважин, проведен анализ волнового поля юрского интервала, выделены и протрасированы разрывные нарушения и с помощью глубинно-скоростной модели получены структурные карты основных отражающих горизонтов.

Для оценки перспективности интервала пластов ЮС2—3 в рамках настоящей работы была создана концептуальная геологическая модель, в которой использованы результаты сейсмофациального анализа и прогноза коллекторов на основе сейсмической синхронной AVA-инверсии.

Для уверенного обнаружения и картирования элементов флювиальных систем интервала пластов ЮС2—3 получено качественное сейсмическое изображение, которое позволяет понять их положение относительно друг друга, оконтурить и описать строение наблюдаемых объектов, используя накопленный мировой опыт изучения таких объектов. На рисунке 1 приведено сопоставление наблюдаемых в сейсмическом поле объектов с трехмерной моделью гипотетического меандрирующего потока, в которой аккреционные отложения обрамляют склоны долины (А), а также схематический профиль поперечного

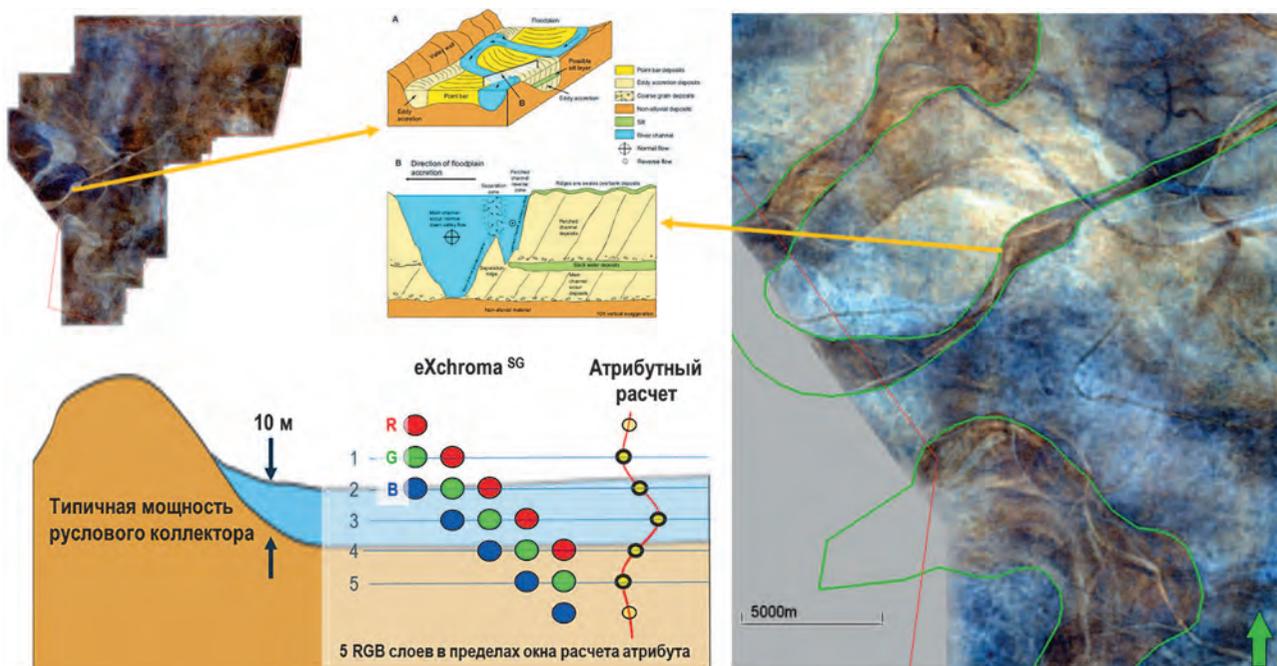


Рис. 1. Применение технологии eXchroma^{SG} на Приобском месторождении
Fig. 1. Application of the eXchroma^{SG} technology at the Priobskoye field

сечения активного канала и наращивания аккреционных комплексов (В) [9].

Для решения данных задач применялась запатентованная хроматическая технология извлечения геологических объектов — eXchroma^{SG} [8], благодаря которой значительно увеличилась контрастность геологических объектов в сейсмическом волновом поле.

При использовании данного алгоритма резко повышаются детальность и четкость отображения геологической информации на сейсмических данных, что способствует значительному приросту геологической информативности разреза изучаемого участка.

Прогноз эффективных толщин основан на задании решающего правила классификации — функций плотности вероятностей для рассматриваемых литотипов (коллектор/неколлектор) в пространстве упруго-плотностных свойств (акустический импеданс, отношение V_p/V_s), получаемых в ходе инверсии сейсмических данных. Далее заданное решающее правило классификации применяется к результатам синхронной AVA-инверсии.

В наборе для оценки функций плотности вероятности присутствуют как входные (результаты инверсии), так и выходные индикаторные переменные (литотипы). Такая ситуация имеет место в случае наличия скважинных данных. С использованием этих данных строится решающее правило классификации, или модель прогноза, которое затем применяется к данным, для которых неизвестны выходные переменные (например, к результатам инверсии сейсмических данных в межскважинном пространстве) (рис. 2).

Геометризация залежей нефти при подсчетах запасов в пластах ЮС2—3 тюменской свиты выполнялась на основе структурного фактора с учетом результатов испытаний. Полученные оценки строились исходя из предположения, что толщина пластов ЮС2—3 относительно однородна по латерали и залежи относятся к пластово-сводовым [2]. Полученные в нашей работе данные о геологическом строении тюменской свиты указывают на то, что строение данного интервала более сложное и в пределах пластов ЮС2—3 основную массу отложений составляют низкопроницаемые отложения аллювиальной равнины, в которых встречаются пояса меандрирования древних рек. Скважины, которые попадают в контур пояса меандрирования, вскрывают разрез с характерными образами ГИС, соответствующих русловым отложениям (рис. 3).

Подтвержденная скважинными данными принадлежность наблюдаемых сейсмических образцов к русловым отложениям позволяет проследить распространение коллекторов с улучшенными свойствами по площади и использовать это предположение как поисковый признак наличия литологически экранированных ловушек. Данный факт был использован для корректировки методики поиска залежей углеводородов в пределах Южной лицензионной территории Приобского месторождения.

Результаты исследований

Результаты исследований свидетельствуют о том, что наличие поясов меандрирования древних рек в интервале пластов ЮС2—3 оказывает существенное влияние на формирование и пространственное распределение залежей углеводородов. Картирование потенциальных ловушек УВ выполнено с учетом следующих факторов: наличие зрелой нефтематеринской толщи, путей миграции, коллектора и покрышки.

По мнению некоторых исследователей, основной нефтематеринской толщей в данном районе является баженовская свита [1, 3, 4]. Свита рассматривается как основной источник углеводородов для формирования месторождения нефти и газа Западной Сибири. По результатам бассейнового моделирования предполагается, что в пределах Фроловской мегавпадины наиболее погруженные части нефтематеринской толщи могут продуцировать углеводороды [5]. Аналогичные результаты



Рис. 2. Графическая иллюстрация применения теории Байеса

Fig. 2. Graphic illustration of the application of Bayes' theorem

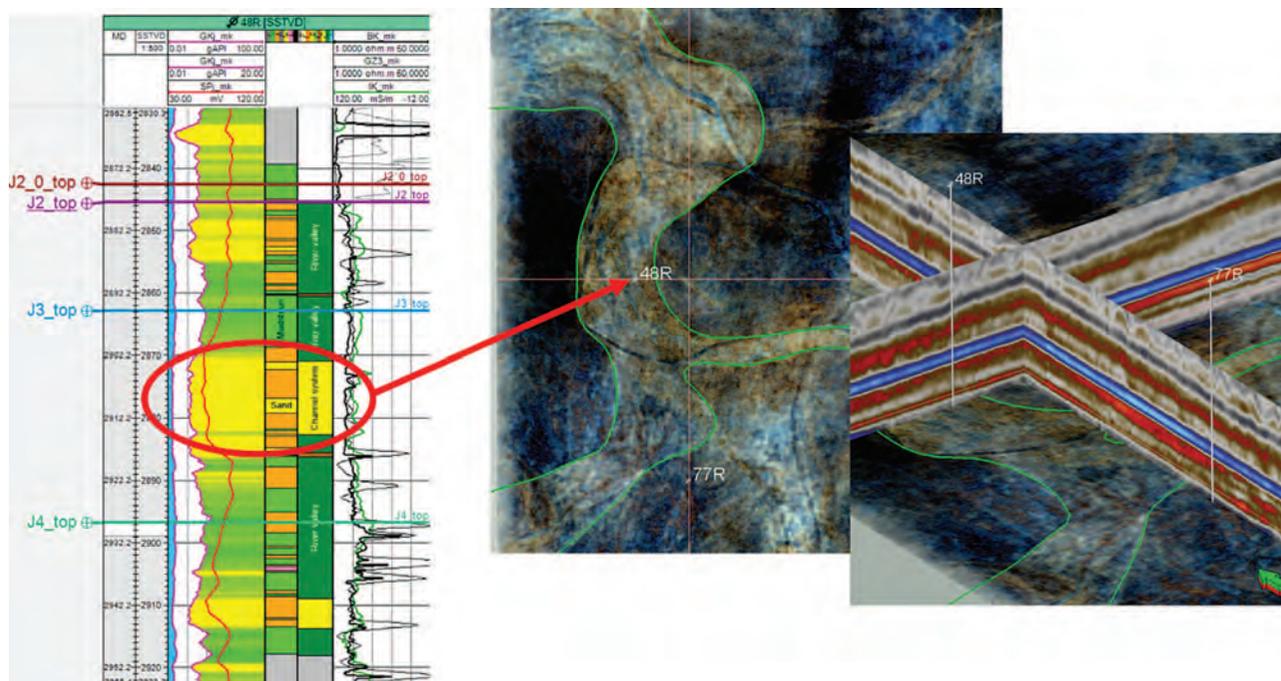


Рис. 3. Пример сопоставления интерпретации фациальной обстановки по скважинам и интерпретации *eXchroma*^{SG} по скважине 48R

Fig. 3. An example of comparing the interpretation of the facies situation for wells and the interpretation of the *eXchroma*^{SG} for well 48R

представлены в работе [6], где указывается, что отложения баженовской свиты находятся в главной зоне нефтеобразования. Покрышкой для потенциальных залежей нефти являются глинистые отложения абалакской свиты мощностью около 20 метров.

По нашему мнению, оценка двух факторов — путей миграции и наличия коллектора — может быть существенно улучшена с помощью методов палеогеографических интерпретации на основе *eXchroma*^{SG}.

Дальность латеральной миграции углеводородов может существенно увеличиваться при наличии протяженных поясов меандрирования, которые по определению обладают улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Результаты картирования таких путей миграции показывают, что они достаточно протяженные и могут связывать наиболее погруженные области распространения нефтематеринских пород с потенциальными ловушками (рис. 4).

Результаты концептуального моделирования пластов ЮС2—3 учтены при разработке программы поисково-разведочного бурения, и благодаря ее реализации удалось получить подтверждение предложенной методики поисков залежей нефти.

На рисунке 5 приведены результаты бурения разведочной скважины, которую размещали с учетом сейсмогеологического прогноза коллектора.

Скважина закладывалась в продолжение зоны развития широкого пояса меандрирования, который прослежен по сейсмическим данным в западном направлении. Выбор места заложения скважины основан на предположении, что в русловой части будут вскрыты наибольшие эффективные толщины с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, а также положением точки вскрытия пласта ЮС2—3 на самой высокой абсолютной отметке в пределах технологически ограниченного круга допуска.

Несмотря на то что скважина находится за пределами сейсмического куба, прогноз эффективных толщин по трехмерной модели подтвержден — в пласте ЮС3 вскрыто ожидаемое русловое тело, где после гидроразрыва пласта в интервале 3104,1—3116,1 м при отработке электроцентробежным насосом (ЭЦН) получен приток нефти с дебитом 5,5 т/сут и обводненностью 30%. Отсутствие эффективных толщин в пласте ЮС2 было ожидаемым, так как прогноз толщин около двух метров находится за пределами возможностей сейсморазведки.

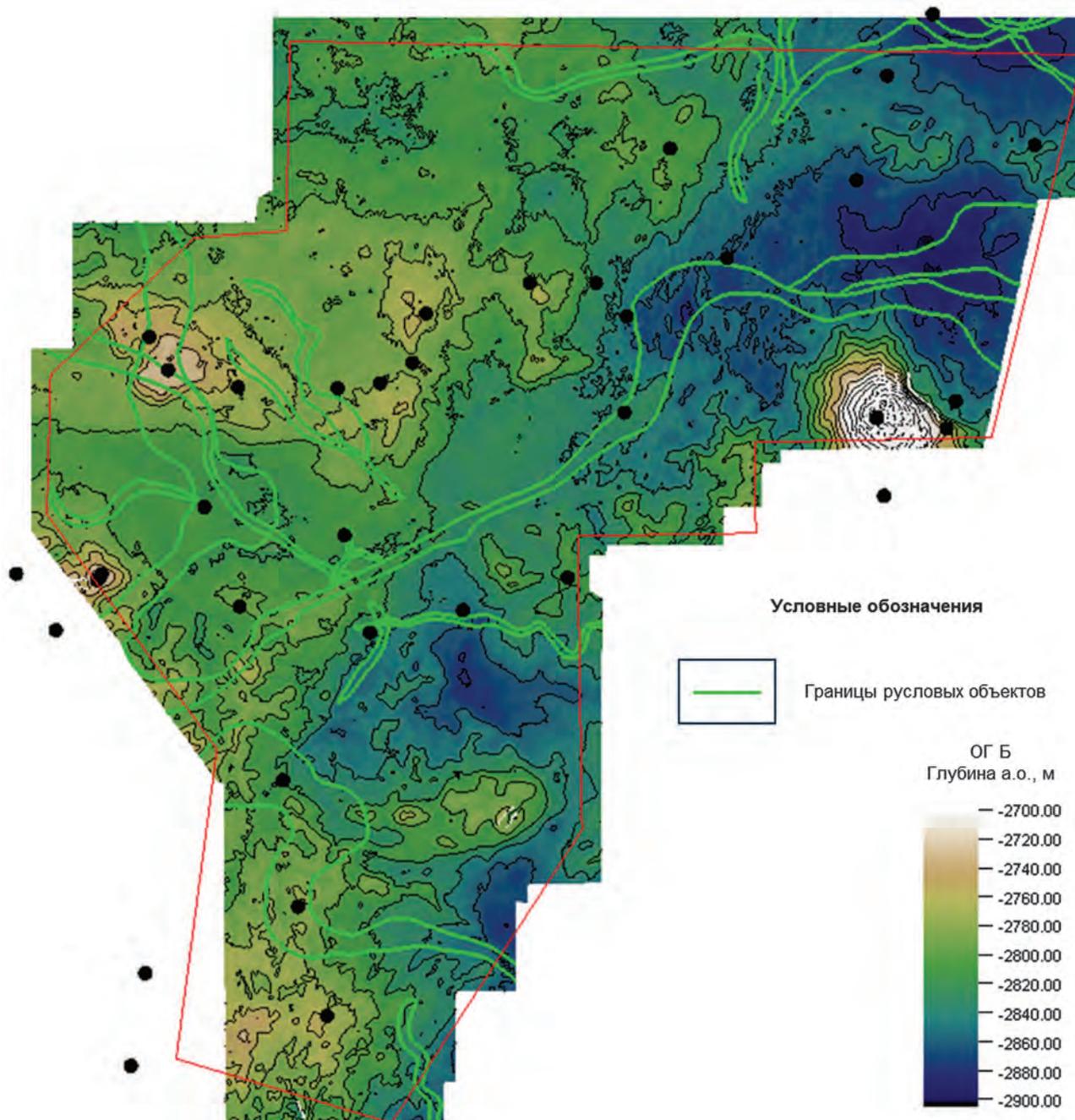


Рис. 4. Структурная карта по отражающему горизонту Б с положением русловых объектов в пласте ЮС2—3
Fig. 4. Structural map along the reflecting horizon Б with the position of riverbed objects in the YUS2—3 formation

Заключение

Целью данной методики является выделение литологических ловушек неструктурного типа в отложениях тюменской свиты. Результаты выполненных работ по моделированию пластов ЮС2—3 позволили разработать и подтвердить методику поиска залежей нефти в пределах Южной

лицензионной территории Приобского месторождения, которая состоит из следующих этапов:

- комплексная интерпретация данных сейсморазведки с использованием технологии eXchroma^{SG};
- создание сейсмогеологической модели целевого пласта;

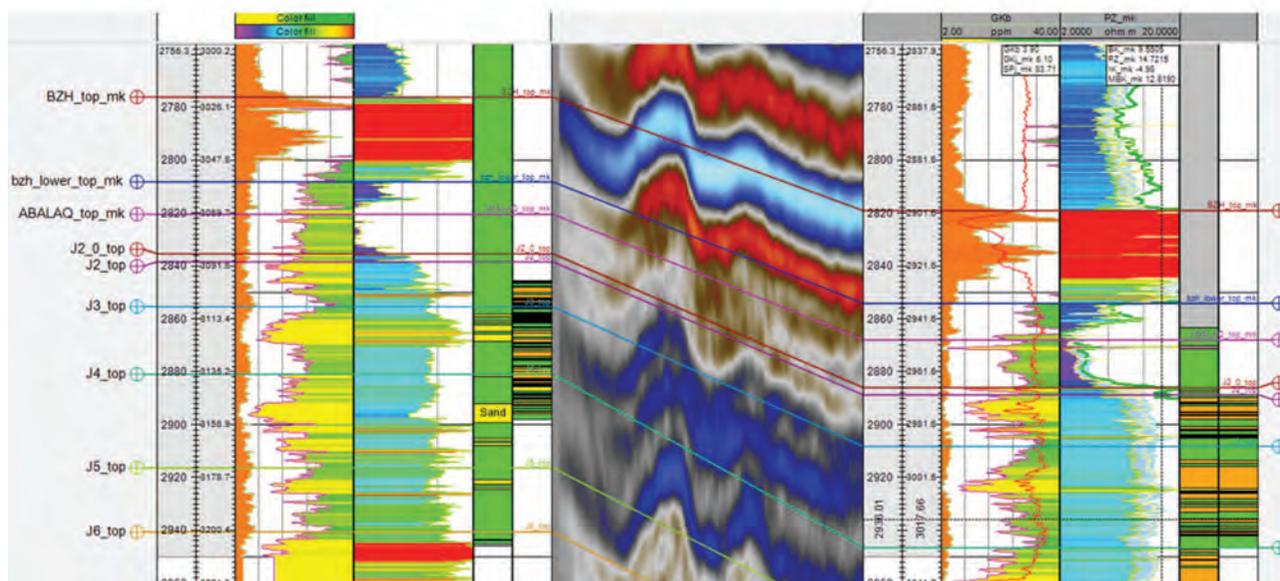
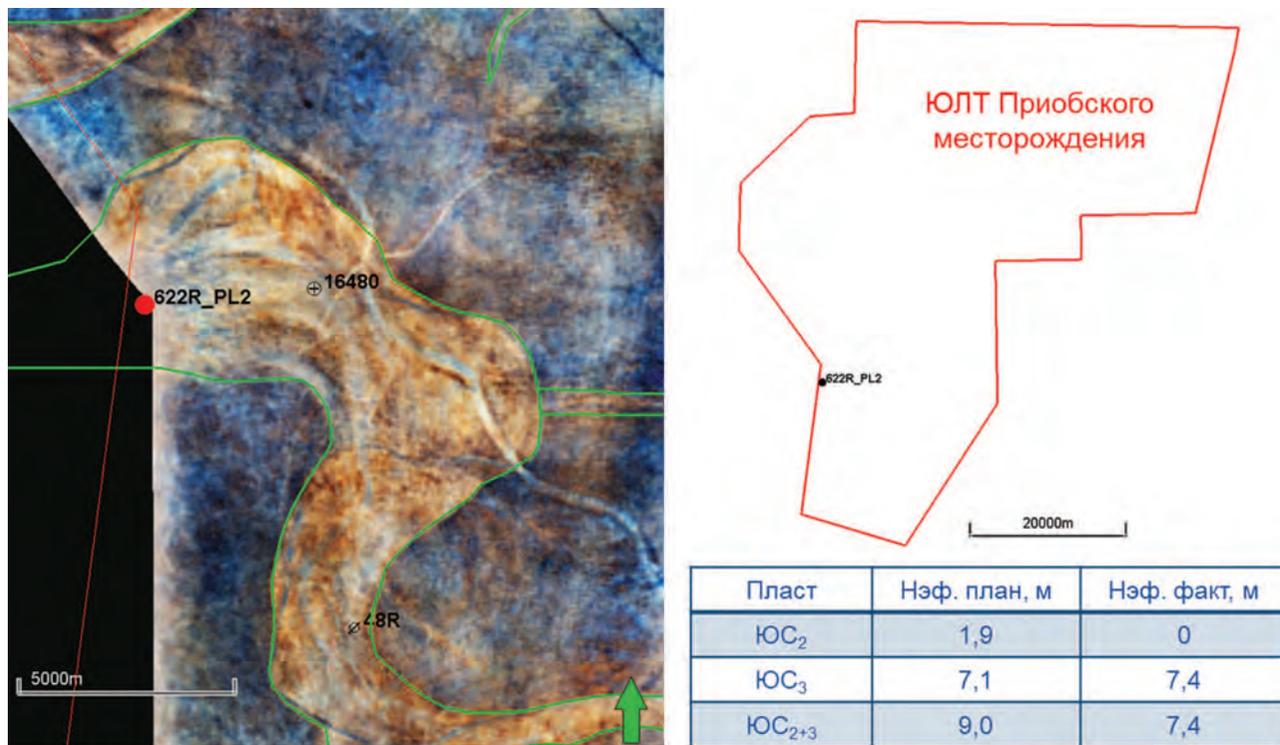


Рис. 5. Результаты бурения скважины 622P
Fig. 5. Drilling results of well 622P

- картирование литологически экранированных ловушек, приуроченных к поясам меандрирования древних рек;
- разработка рекомендаций по размещению разведочных скважин.

Практическое подтверждение достоверности концептуальной геологической модели получено бурением скважины 622P, по результатам которого получен промышленный приток нефти из пласта ЮС₃.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Гладков Е.А., Шарф И.В., Карпова Е.Г., Пулькина Н.Э., Филимонова И.В., Гладкова Е.Е.* Перспективы нефтеносности залежей углеводородов в баженовской и марьяновской свитах юго-востока Западной Сибири (Томская область). *Бурение и нефть*. 2020. № 7—8. С. 56—59.
2. *Кажмулинов Т.К.* Пересчет геологических запасов нефти, растворенного газа, сопутствующих компонентов Южной части Приобского нефтяного месторождения. Тюмень: ООО Газпромнефть-НТЦ, 2020. 98 с.
3. *Калмыков А.Г., Бычков А.Ю., Калмыков Г.А., Бугаев И.А., Козлова Е.В.* Генерационный потенциал керогена баженовской свиты и возможность его реализации. *Георесурсы*. 2017. № S. С. 165—172. <https://doi.org/10.18599/grs.19.17>
4. *Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А., Конторович В.А., Костырева Е.А., Пономарева Е.В., Рыжкова С.В., Ян П.А.* Баженовская свита — главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России. *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*. 2014. № 2(10). С. 2.
5. *Мусихин К.В.* Условия формирования и сохранения коллекторских свойств пород и залежей углеводородов ниже-среднеюрских отложений Фроловской мегавпадины: дис. ... канд. геол.-мин. наук. М., 2020. 154 с.
6. *Федорова Е.В.* Оценка генерационного потенциала баженовской свиты на территории Ханты-Мансийского автономного округа. *Экспозиция Нефть Газ*. 2021. № 4(83). С. 16—18. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-4-16-18>.
7. *Gomaa A.M.* Lithofacies Classification Using Bayes Theorem Method: Case Study Western Desert, Egypt. *Multidiszciplináris tudományok*. 2021. No. 11(1). P. 76—89. <https://doi.org/10.35925/j.multi.2021.1.8>
8. *Laake A.* Structural interpretation in color—A new RGB processing application for seismic data. *Interpretation*. 2015. No. 3(1). P. SC1—SC8. <https://doi.org/10.1190/INT-2014-0041.1>
9. *Labourdette R.* 3D sedimentary modelling: toward the integration of sedimentary heterogeneities in reservoir models. PhD Thesis. Montpellier. 2007. 686 p.

REFERENCES

1. Gladkov E.A., Sharf I.V., Karpova E.G., Pulkina N.E., Filimonova I.V., Gladkova E.E. Prospects for oil potential of hydrocarbon deposits in The Bazhenovsky and Maryanovsky Suites of southeast western Siberia (Tomsk region). *Drilling and oil*. 2020. No. 7—8. P. 56—59 (In Russ.).
2. Kazhmulinov T.K. Recalculation of geological reserves of oil, dissolved gas, and related components of the Southern part of the Priobskoye oil field. *Tyumen: Gazpromneft LLC-STC*. 2020. 98 p. (In Russ.).
3. Kalmykov A.G., Bychkov A.Yu., Kalmykov G.A., Bugaev I.A., Kozlova E.V. Generation potential of kerogen of the bazhenov formation and possibility of its implementation. *Georesources*. 2017. No. S. P. 165—172. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.19.17>
4. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Kazanenkov V.A., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Ponomareva E.V., Ryzhkova S.V., Yan P.A. The Bazhenov Suite is the main reserve of unconventional oil in Russia. *Georesources, geoenergy, geopolitics*. 2014. No. 2(10). P. 2 (In Russ.).
5. Musikhin K.V. Conditions for the formation and preservation of reservoir properties of rocks and hydrocarbon deposits of the Lower-Middle Jurassic deposits of the Frolov megawall: dis. ... cand. of Geological Sciences. Moscow, 2020. 154 p. (In Russ.).
6. Fedorova E.V. Assessment of the generation potential of the bazhenov formation in the Khanty-Mansiysk autonomous okrug. *Exposition Oil Gas*. 2021. Issue 4. P. 16—18. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-4-16-18>
7. Gomaa A. M. Lithofacies Classification Using Bayes Theorem Method: Case Study Western Desert, Egypt. *Multidiszciplináris tudományok*. 2021. No. 11(1). P. 76—89. <https://doi.org/10.35925/j.multi.2021.1.8>
8. Laake A. Structural interpretation in color—A new RGB processing application for seismic data. *Interpretation*. 2015. No. 3(1). P. SC1—SC8. <https://doi.org/10.1190/INT-2014-0041.1>
9. Labourdette R. 3D sedimentary modelling: toward the integration of sedimentary heterogeneities in reservoir models. PhD Thesis. Montpellier. 2007. 686 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Котунов Д.А. — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Халилов С.А. — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Dmitrii A. Kotunov — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Salavat A. Khalilov — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

Романов Д.В. — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Любимов С.А. — разработал концепцию и подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Denis V. Romanov — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

Sergey A. Lyubimov — collected material, developed the concept and prepared text of the article, finally approved the published version of the article and agree to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Котунев Дмитрий Андреевич* — директор по перспективному развитию и управлению портфелем ООО «Газпромнефть-Заполярье».
8Б, ул. 50 лет Октября, Тюмень 625048, Россия
e-mail: kotunov.da@icloud.com

Халилов Салават Алмазович — руководитель программы проектов по формированию бизнес-кейсов опций развития ООО «Газпромнефть-Хантос».
56, ул. Ленина, Ханты-Мансийск 628011, Россия
e-mail: halilovsalavat@icloud.com

Романов Денис Владимирович — главный геолог региона Западная Сибирь ООО «Технологическая Компания Шлюмберже».
16А, Ленинградское шоссе, стр. 3, Москва 125171, Россия
e-mail: sis-qa-ru@slb.com
SPIN-код: 7653-7655

Любимов Сергей Анатольевич — геолог ООО «Технологическая Компания Шлюмберже».
16А, Ленинградское шоссе, стр. 3, Москва 125171, Россия
e-mail: sis-qa-ru@slb.com

Dmitrii A. Kotunov* — Director of strategic development, Gazpromneft-Zapolyarye LLC
8B, 50 let Oktyabrya str., Tyumen 625048, Russia
e-mail: kotunov.da@icloud.com

Salavat A. Khalilov — head of the program of projects for the formation cases of development options, GazpromNeft-Khantos LLC
56, Lenina str., Khanty-Mansiysk 628011, Russia
e-mail: halilovsalavat@icloud.com

Denis V. Romanov — Western Siberia Geology Team Leader “Technology Company Schlumberger”
16A, Leningradskoe highway, bld. 3, Moscow 125171, Russia
e-mail: sis-qa-ru@slb.com
SPIN-code: 7653-7655

Sergey A. Lyubimov — geologist “Technology Company Schlumberger”
16A, Leningradskoe highway, bld. 3, Moscow 125171, Russia
e-mail: sis-qa-ru@slb.com

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author