УДК 550.849
DOI 10.29003/m3552.0514-7468.2023_45_3/363-371

ВКЛАД ГЕЛИЕВОЙ СЪЁМКИ В ОТКРЫТИЕ КИРЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С.А. Лазаренко, Т.С. Мамакова, А.А. Огонян*

Обобщены некоторые результаты геологоразведочных работ на Кутулейской площади. Описывается опыт комплексирования гелиометрической съёмки с целью уточнения прогноза развития улучшенных коллекторских свойств для постановки поискового бурения. Приведены результаты испытания заложенной скважины, которые послужили основанием для открытия Киренского нефтяного месторождения.

Ключевые слова: *Сибирская платформа, Кутулейская площадь, Киренское нефтяное месторождение, скважина, гелий, концентрация, аномалия.*

Ссылка для цитирования: *Лазаренко С.А., Мамакова Т.С., Огонян А.А.* Вклад гелиевой съёмки в открытие Киренского месторождения // Жизнь Земли. 2023. Т. 45, № 3. С. 363–371. DOI: 10.29003/m3552.0514-7468.2023_45_3/363-371.

Поступила 08.07.2023 / Принята к публикации 06.09.2023

HELIUM SURVEY CONTRIBUTION TO THE DISCOVERY OF THE KIRENGA RIVER OIL FIELD

S.A. Lazarenko[1], T.S. Mamakova[2], A.A. Ogonyan[3]
[1] Irkutsk State University,
[2] Irkutsk branch of Gazprom Invest LLC
[3] LLC TECHENERGO

This article summarizes some of our results of geological exploration on the Kutuleya river area. It describes our experience of integrating heliometric surveys in order to clarify the forecast of the development of improved reservoir properties for the formulation of exploratory drilling. The results of testing of a well laid, which served as the basis for the discovery of the Kirenga river oil field, are presented.

Keywords: *Siberian platform, Kutuleya river area, Kirenga river oil field, well, helium survey, concentration, anomaly.*

For citation: Lazarenko, S.A., Mamakova, T.S., Ogonyan, A.A., "Helium survey contribution to the discovery of the Kirenga river oil field", *Zhizn Zemli* [Life of the Earth] **45**, no 3, 363–371 (2023) (in Russ., abstr. in Engl.). DOI: 10.29003/m3552.0514-7468.2023_45_3/363-371.

Введение. В настоящее время Сибирская платформа является объектом детального изучения с целью поисков залежей углеводородов. Бóльшая часть геологоразведочных работ сконцентрирована в южных районах платформы. Здесь на территориях Байкитской, Непско-Ботуобинской антеклиз и Катангской седловины открыты крупные месторождения нефти и газа, построен и действует нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО), благодаря которому ведётся активная добыча нефти на Юрубчено-Тохомском, Куюмбинском, Дулисьминском, Ярактинском, Верхнечонском, Талаканском и Среднеботуобинском месторождениях.

* Лазаренко Сергей Александрович – аспирант Иркутского государственного университета, *s.a.lazarenko97@ya.ru*; Мамакова Татьяна Сергеевна – вед. специалист филиала ООО «Газпром инвест» «Иркутск», *tanyamamakova@mail.ru*; Огонян Александр Алексеевич – главный геолог ООО «ТЕХЭНЕРГО», *ALEKSANDR_OG@mail.ru.*

Основные эксплуатируемые месторождения достигли пикового значения по добыче, поэтому в дальнейшем добыча нефти на данных месторождениях будет обеспечиваться за счёт проведения мероприятий по её оптимизации, реализации комплекса геолого-технических мероприятий, мониторинга оптимального режима эксплуатации объектов инфраструктуры и др.

Помимо эксплуатации действующих месторождений недропользователи проводят постоянную работу по расширению ресурсной базы. Поэтому одновременно с постепенным снижением объёмов добычи на эксплуатируемых месторождениях будут разрабатываться и вводиться в промышленную эксплуатацию новые лицензионные участки и месторождения.

Для обеспечения высокого уровня добычи нефти необходимо в ближайшие 15 лет интенсивно приращивать запасы нефти категории C_1. Прирост запасов возможно осуществить за счёт перевода существующих запасов нефти категории C_2 в категорию C_1 с коэффициентом перевода 0,5–0,6 % и осуществления геологоразведочных работ на перспективных площадях.

По имеющимся умеренным оценкам к 2030 г. добыча нефти вырастет до 22–24 млн т в год. При этом более половины всей добычи будет приходиться на новые месторождения [5].

Проведение геологоразведочных работ (ГРР) обусловлено необходимостью прироста перспективных и разведанных запасов нефти и природного газа. Учитывая труднодоступность участков для геологического изучения, а также связанные с этим высокие финансовые вложения, необходимы новые подходы в геологоразведке и использование ранее не применявшихся методов поиска нефтегазоносных зон. В данной работе рассматривается методика комплексирования геофизических данных с данными гелиевых изысканий, позволяющая оценить перспективность исследуемого района на наличие углеводородного сырья. В результате на территории Кутулейской площади было открыто Киренское нефтяное месторождение.

Общая характеристика Кутулейской площади. Согласно схеме нефтегеологического районирования исследуемая территория расположена в юго-восточной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [1].

В пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области открыт целый ряд месторождений нефти, газа и газового конденсата, которые приурочены к определённым стратиграфическим уровням. Промышленные залежи углеводородов связаны в основном с подсолевыми карбонатными и терригенными отложениями нижнего кембрия. К настоящему времени на соседних площадях выявлены месторождения и проявления с промышленными и непромышленными притоками углеводородов. Наиболее близко расположенные к изучаемой площади – Дулисьминское нефтегазоконденсатное и Аянское газоконденсатное месторождения, для которых продуктивными отложениями считаются терригенные породы ярактинской пачки непской свиты, ставшей основным нефтепоисковым объектом в исследуемом районе (**рис. 1**). Ярактинская пачка представлена переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов [6].

В пределах Кутулейской площади для ярактинской пачки характерна резкая литофациальная изменчивость по площади и уменьшение мощности от 51–62 м до 102–114 м в направлении с юго-востока на северо-запад. В ярактинской пачке выделяются два песчаных пласта, разделённые глинисто-алевролитовыми породами. Толщина глинистого прослоя не всегда выдержана, и на некоторых участках песчаники оказываются объединёнными [2].

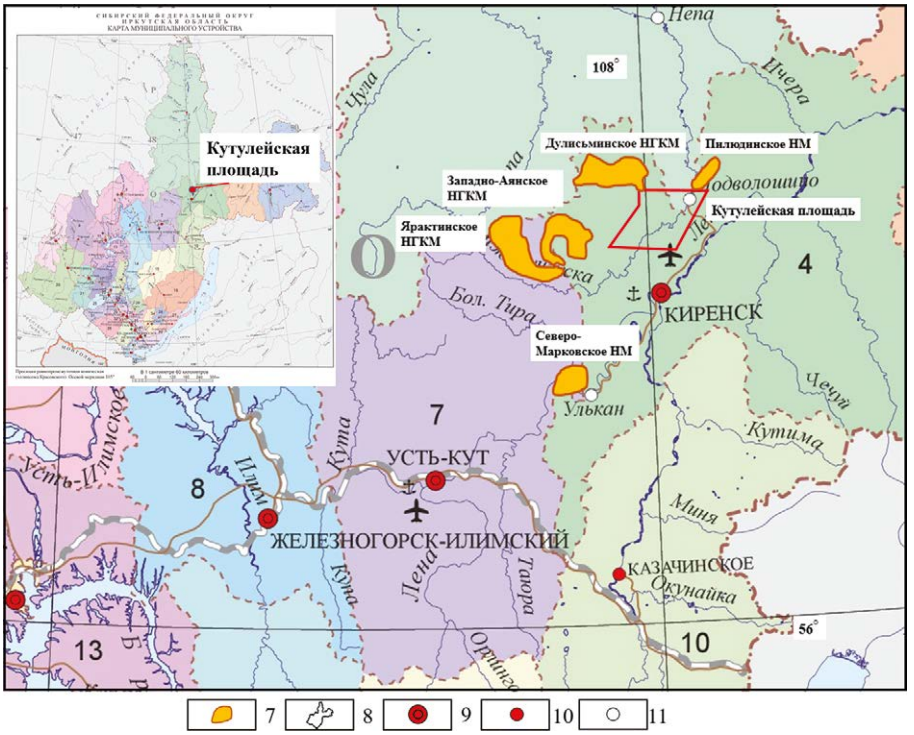


Рис. 1. Обзорная карта Кутулейской площади: 1–6 – административные районы Иркутской области: 1 – Катангский, 2 – Усть-Кутский, 3 – Киренский, 4 –Нижнеилимский, 5 – Братский, 6 – Казачинско-Ленский; 7 – месторождения углеводородов; 8 – границы Иркутской области; 9 – города; 10 – сёла; 11 – посёлок.

Fig. 1. Overview map of the Kutuleya river area: 1–6 – administrative districts of the Irkutsk region: 1 – Katangsky; 2 – Ust-Kutsky, 3 – Kirensky, 4 – Nizhneilimsky, 5 – Bratsky, 6 – Kazachinsko-Lensky; 7 – hydrocarbon deposits; 8 – borders of the Irkutsk region; 9 – cities; 10 – villages; 11 – the settlement.

С целью поисков потенциально нефтегазоносных объектов в ярактинской пачке в 2005–2006 гг. на Кутулейской площади выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 2D, электроразведочные работы методом зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ) и дифференциально-нормированный метод электроразведки (ДНМЭ). Помимо обработки материалов, полученных в результате полевых работ, также была произведена камеральная переобработка и интерпретация архивных материалов (**рис. 2**).

В ходе динамического анализа сейсмических материалов закартированы прогнозные зоны со средними значениями отрицательных амплитуд (-1000–2000 условных единиц), указывающие на наличие углеводородов в ярактинской пачке непской свиты.

По результатам качественной и количественной интерпретации электроразведочных данных ЗСБ оконтурены аномалии проводимости более 7,8 сименс (См), которые обусловлены развитием коллектора в ярактинской пачке непской свиты.

Анализ распределения поляризационных параметров электроразведочных материалов ДНМЭ по четырём профилям позволил выделить пять категорий аномалий, предположительно связываемых со скоплением углеводородов.

В рамках комплексной интерпретации полевых геофизических работ были выявлены зоны улучшенных коллекторских свойств ярактинской пачки.

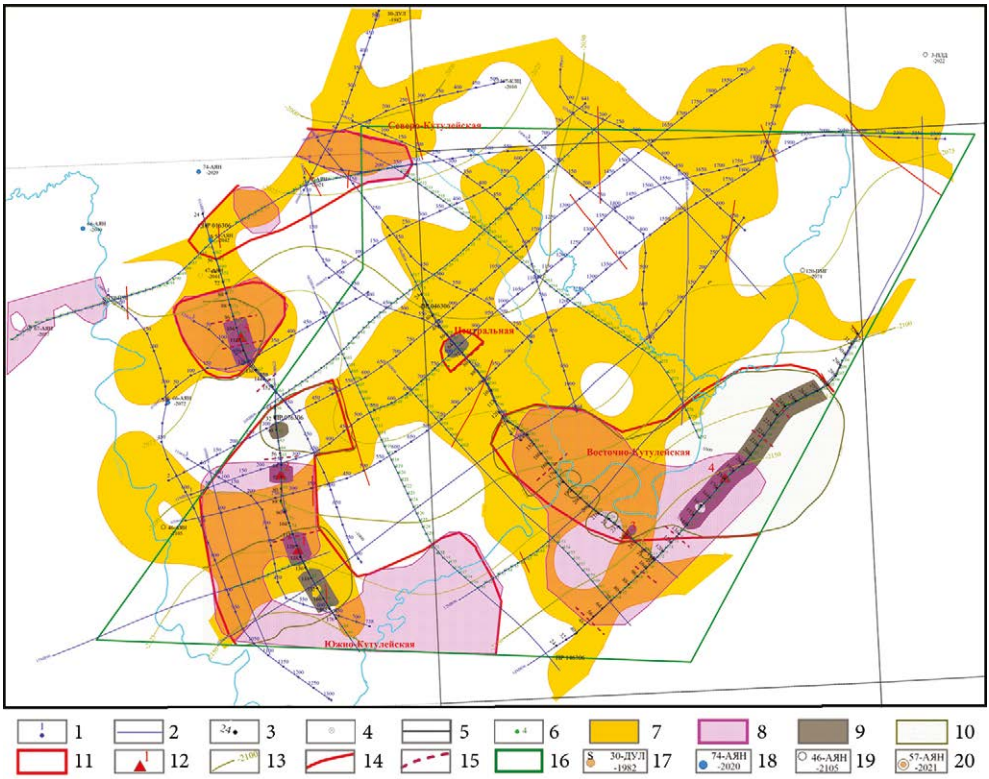


Рис. 2. Схема сопоставления геолого-геофизических материалов: 1 – точки наблюдений МОГТ, 2 – сейсморазведочные профили, 3 – точки физ. наблюдений работ ДНМЭ, 4 – точки физ. наблюдений ДНМЭ с немоделируемыми полевыми кривыми, 5 – профили работ ДНМЭ, 6 – точки физ. наблюдений работ ЗСБ; 7–9 – прогнозные зоны, выделенные по параметрам: 7 – МОГТ, средних амплитуд с диапазоном измерения от –1500 до –3000 усл. ед., предположительно связанные с участками развития улучшенных ФЕС терригенных отложений V-$Є_1$; 8 – ЗСБ, проводимости подсолевого комплекса S_1 с диапазоном измерения 7,6–10 См, в пределах которых возможно развитие коллекторов с УВ-насыщением терригенных отложений V-$Є_1$; 9 – ДНМЭ, комплексному параметру N ≥0,3, которые предположительно могут быть связаны с залежами УВ; 10 – участки с повышенным откликом ВП в поле $\tilde{\eta}$ ($\tilde{\eta}$. ≥ $\tilde{\eta}_{.среднее}$), в пределах которых возможно наличие небольших скоплений УВ; 11 – контуры ловушек литологического типа с элементами тектонического экранирования, выделенных на основе комплексного анализа результатов работ МОГТ, ЗСБ, ДНМЭ и данных глубокого бурения; 12 – поисковые скважины, рекомендуемые по комплексному анализу трёх геофизических методов МОГТ, ЗСБ и ДНМЭ; 13 – ОГ M_{2t} – соответствует кровле терригенных отложений мотской свиты; 14 – разрывные нарушения по данным сейсморазведки; 15 – границы между участками с резкими изменениями геоэлектрических свойств разреза, связываемые с разрывными нарушениями, структурными осложнениями и областями литологически неоднородного строения в составе осадочного чехла по данным ДНМЭ; 16 – контур Кутулейской площади работ; 17–20 – скважины глубокого бурения с притоками: 17 – нефти и конденсата, 18 – воды, 19 – без притока, 20 – нефти и воды.

Fig. 2. Scheme of comparison of geological and geophysical materials: 1 – CDP observation points; 2 – seismic profiles; 3 – physical observations points of DNEM works; 4 – physical observations points of DNEM with unmodeled field curves; 5 – DNEM work profiles; 6 – physical observation points of TEM works; 7–9 – forecast zones, identified by parameters: 7 – CDP, average amplitudes with a measurement range from -1,500 to -3,000 arb. un. presumably associated with the development sites of improved FCP terrigenous deposits V-$Є_1$; 8 – TEM, conductivity of the subsalt complex S_1 with a measuring range of

7.6–10 S, within which the development of reservoirs with HC saturation of terrigenous deposits V-$Є_1$ is possible; 9 – DNEM, complex parameter N ≥ 0.3, which presumably can be associated with HC deposits; 10 – areas with an increased response of IP in the field $\tilde{\eta}$ ($\tilde{\eta}$. ≥ $\tilde{\eta}_{.av}$), within which the presence of small accumulations of hydrocarbons is possible; 11 – contours of lithological-type traps with elements of tectonic shielding, isolated on the basis of a comprehensive analysis of the results of the work of CDP, TEM, DNEM and deep drilling data; 12 – exploratory wells recommended for complex analysis by 3 geophysical methods: CDP, TEM, and DNEM; 13 – IRH M_{2t} – corresponds to the roof of terrigenous deposits of the Moty formation; 14 – discontinuous disturbances according to seismic data; 15 – boundaries between sites with sharp changes in the geoelectric properties of the section associated with discontinuous disturbances, structural complications and areas lithologically heterogeneous structure in the sedimentary cover according to DNEM; 16 – contour of the Kutuleya work area; 17–20 – deep drilling wells with tributaries: 17 – oil and condensate, 18 – water, 19 – without inflow, 20 – oil and water.

Таким образом, учитывая и анализируя данные по комплексу геофизических методов, выполненных на Кутулейской площади, выделены три зоны, предположительно перспективные на углеводородное сырьё.

Первая прогнозная зона расположена в северо-западной части площади, южнее скважины 47 – Аянской. Характеризуется хорошей сопоставимостью по всем трём методам.

Вторая прогнозная зона выделена в юго-западной части площади, в районе скважины 46 – Аянской. Характеризуется хорошей сопоставимостью по аномалии ДНМЭ в центре зоны, а также в её краевой части.

Третья прогнозная зона закартирована в юго-восточной части площади работ. Характеризуется совпадением данных всех трёх методов в центральной части, хотя аномалия ДНМЭ в данном случае относительно невелика. Интенсивная аномалия ДНМЭ находится в восточной части зоны; примерно на 50 % своей протяжённости она совпадает с данными ЗСБ, соответствующими коллектору с УВ насыщением, значения средних амплитуд в данном случае изменяются от -500 до -1000 условных единиц.

С целью локализовать поисковые объекты в ярактинской пачке было предложено провести гелиевые изыскания на Кутулейской площади. Проведение гелиевых изысканий для выявления перспективных нефтегазоносных зон на Сибирской платформе является достаточно новым методом. Метод не распространён и использовался в единичных случаях, поэтому его применение на Кутулейской площади было реализовано, скорее, в качестве эксперимента. В марте–апреле 2014 г. выполнена наземная гелиевая съёмка (измерение содержания гелия в приповерхностном воздухе и в подпочвенном газе, а также стационарные мониторинговые наблюдения) по сети 300 × 300 м. Съёмка проведена в западной и восточной частях исследованной территории площадью 158 км^2 с общим наблюдением 1874 физических точки (ф.т.), с использованием портативных гелиевых течеискателей PHD-4 производства компании «Varian Inc.», Италия [8].

Интерпретация материалов, полученных при гелиевой съёмке, основывается на том, что повышенные концентрации, положительные аномалии и контрастные вариации по гелию являются индикаторами зон высокой нефтегазонасыщенности целевого объекта: зон высокой проницаемости, естественного дренирования продуктивного разреза, тектонических зон растяжения. Пониженные значения содержаний гелия, отрицательные аномалии и слабые вариации по гелию являются индикаторами низкой нефтегазонасыщенности, низкой проницаемости целевого объекта и зон высокой изолированности залежи, разреза, отсутствия тектонических нарушений [7].

Отличительной особенностью территории исследования является превышение содержания гелия в подпочвенном газе над содержанием гелия в приповерхностном воздухе. Данная особенность свойственна неразрабатываемым месторождениям нефти и

газа из-за отсутствия значимых эманаций гелия на поверхность в пределах разбуренной территории. Но полной корреляции значений содержания гелия в приповерхностном воздухе и подпочвенном газе нет. Содержания гелия в приповерхностном воздухе на территории исследования использованы как фильтр, определяющий фоновые значения для каждой точки измерения [3].

На западном (**рис. 3**) и восточном участках работ выявлено соответственно 37 и 19 значимых некомпенсируемых (более 1,0 ед. ст. откл.), контрастных положительных гелиевых аномалий, заверенных: а) увеличенными абсолютными значениями содержаний гелия (более 1,0 ед. ст. откл.), б) наличием значительных вариаций содержания гелия в каждой точке наблюдений (более 1,0 ед. ст. откл.)

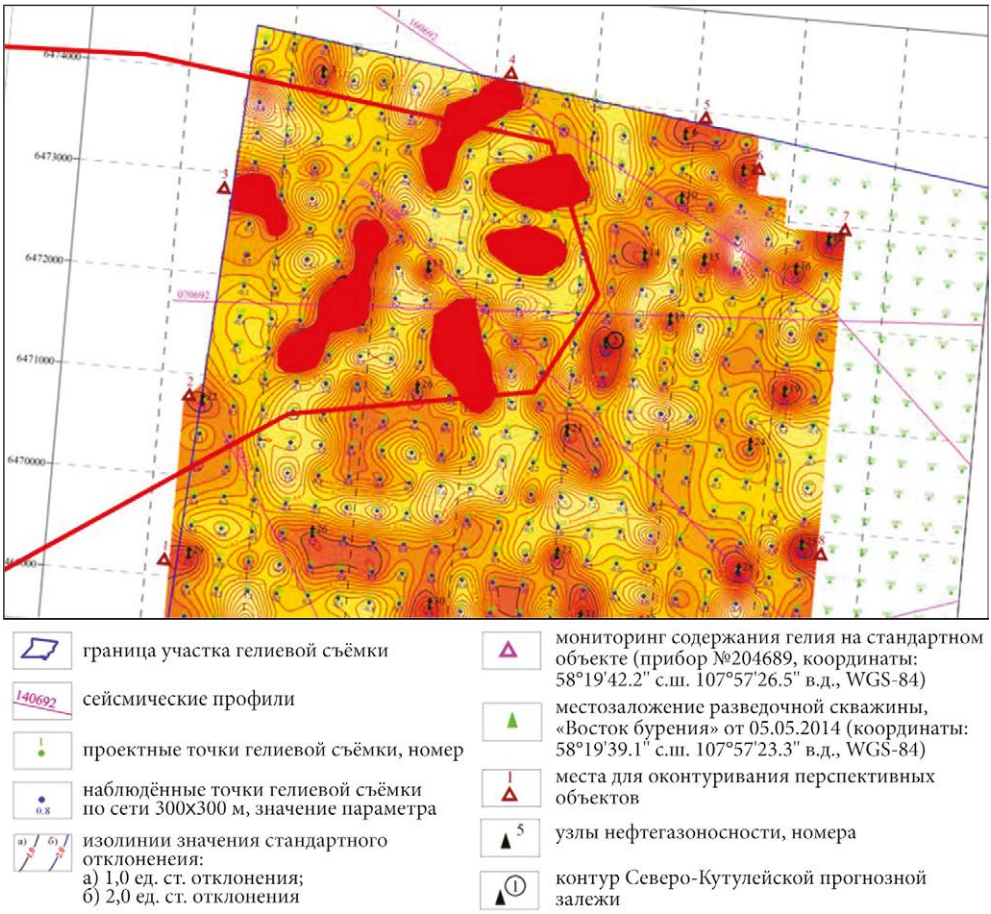


Рис. 3. Фрагмент карты узлов нефтегазоносности западного участка работ [8].
Fig. 3. A fragment of the map of oil and gas bearing nodes of the Western section of the works [8].

В конце 2014 г. в рамках реализации Программы поисково-оценочных работ и выполнения лицензионных соглашений на северо-западе участка была пробурена поисково-оценочная скважина № 2П, забой 2652,2 м (кристаллический фундамент) (**рис. 4**).

Место заложения скважины № 2П было выбрано на основании выделения Северо-Кутулейской ловушки по геофизическим материалам (см. рис. 2), а также в соответствии с рекомендациями размещения скважин по данным гелиевой съёмки (см. рис. 3).

В скважине № 2П проведено испытание ярактинского горизонта в интервале глубин 2590–2595,5 м (а. о. 2063,6–2069,1 м) (**рис. 5**).

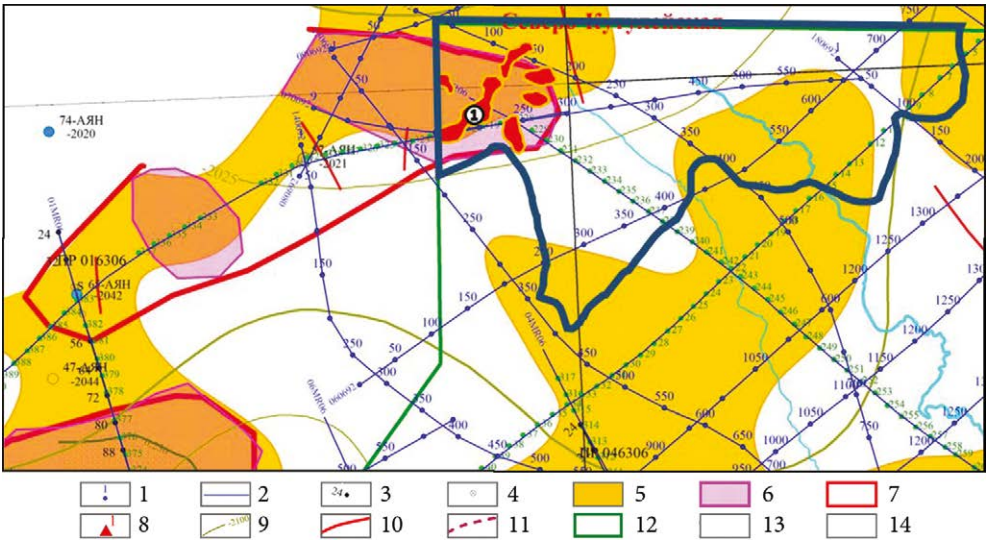


Рис. 4. Фрагмент схемы сопоставления геолого-геофизических материалов: 1 – точки наблюдений МОГТ; 2 – сейсморазведочные профили; 3 – точки физ. наблюдений работ ДНМЭ; 4 – точки физ. наблюдений ДНМЭ с немоделируемыми полевыми кривыми; 5–6 – прогнозные зоны, выделенные по параметрам: 5 – МОГТ, средних амплитуд с диапазоном измерения от -1500 до -3000 усл. ед., предположительно связанные с участками развития улучшенных ФЕС терригенных отложений V-Є$_1$; 6 – ЗСБ, проводимости подсолевого комплекса S_1 с диапазоном измерения 7,6–10 См, в пределах которых возможно развитие коллекторов с УВ-насыщением терригенных отложений V-Є$_1$; 7 – контуры ловушек литологического типа с элементами тектонического экранирования, выделенных на основе комплексного анализа результатов работ МОГТ, ЗСБ, ДНМЭ и данных глубокого бурения; 8 – поисковая скважина; 9 – ОГ M_{2t} – соответствует кровле терригенных отложений мотской свиты; 10 – разрывные нарушения по данным сейсморазведки; 11 – границы между участками с резкими изменениями геоэлектрических свойств разреза, связываемые с разрывными нарушениями, структурными осложнениями и областями литологически неоднородного строения в составе осадочного чехла по данным ДНМЭ; 12 – контур Кутулейской площади работ; 13 – контур Киренского нефтяного месторождения; 14 – гелиевые аномалии.

Fig. 4. A fragment of the scheme of comparison of geological and geophysical materials: 1 – CDP observation points; 2 – seismic profiles; 3 – physical observation points of DNEM works; 4 – physical observation points of DNEM with unmodeled field curves; 5–6 – forecast zones identified by parameters: 5 – CDP, average amplitudes with a measurement range from -1,500 to -3,000 arb. un. presumably associated with the development sites of improved FCP terrigenous deposits V-Є$_1$; 6 – TEM, conductivity of the subsalt complex S_1 with a measuring range of 7.6–10 S, within which the development of reservoirs with HC saturation of terrigenous deposits V-Є$_1$ is possible; 7 – contours of lithological-type traps with elements of tectonic shielding, isolated on the basis of a comprehensive analysis of the results of works of CDP, TEM, DNEM and deep drilling data; 8 – exploratory well; 9 – IRH M_{2t} – corresponds to the roof of terrigenous deposits of the Moty formation; 10 – discontinuous disturbances according to seismic data; 11 – boundaries between sites with sharp changes in the geoelectric properties of the section associated with discontinuous disturbances, structural complications and areas lithologically heterogeneous structure in the sedimentary cover according to DNEM; 12 – contour of the Kutuleya work area; 13 – contour of the Kirenga oil field; 14 – helium anomalies.

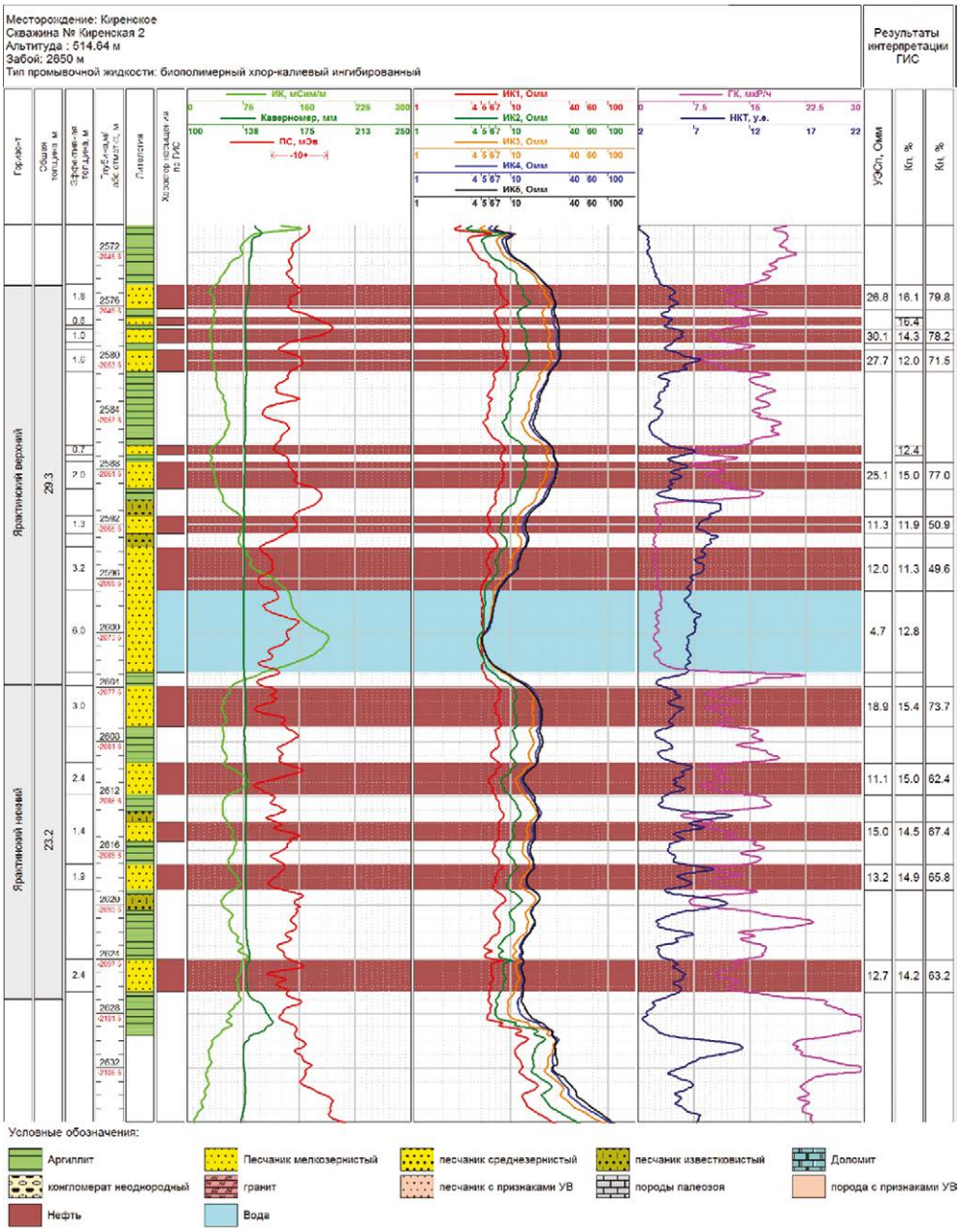


Рис. 5. Геолого-геофизическая характеристика по скважине № 2П Киренского месторождения.
Fig. 5. Geological and geophysical characteristics of well No. 2P of the Kirenga river oil field.

В результате вызова притока из пласта посредством свабирования был получен слабый нефонтанирующий приток пластового флюида (нефть 60 % и вода 40 %). Максимальный дебит жидкости по данным прослеживания уровней после 8 цикла свабирования составлял Q = 3,08 м^3/сут., дебит нефти составляет 1,85 м^3/сут.

Результаты испытания поисково-оценочной скважины № 2П послужили основанием для оперативного подсчёта запасов по категориям C_1 и C_2, открытия в 2015 г. Киренского нефтяного месторождения и постановки его на гос. баланс.

Заключение. Высокочувствительная гелиометрическая съёмка полезна для поисково-оценочных работ как метод уточнения прогноза развития улучшенных коллекторских свойств, для выявления зон с повышенной проницаемостью, для сравнения и оценки проницаемости зон тектонической трещиноватости и определения зон углеводородного насыщения.

Положительные аномалии по гелию в контуре нефтеносности являются индикаторами высокой проницаемости и зон с повышенными фильтрационно-ёмкостными характеристиками продуктивного пласта.

Опыт, приобретённый в результате комплексного изучения Кутулейской площади на основе данных полевой геофизики и гелиевой съёмки, позволил минимизировать риски постановки буровых работ. Благодаря верному заложению скважины 2П удалось подтвердить нефтеносность ярактинского горизонта, произвести оценку запасов открытого Киренского нефтяного месторождения.

Опыт комплексирования гелиевых изысканий и геофизических исследований можно оценить как положительный и рекомендовать к дальнейшему применению при поисково-оценочных работах на других территориях.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Каламкаров Л.В.* Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. М.: Нефть и газ, 2005. 570 с.

2. *Конторович А.Э.* Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. Конторовича А.Э., Суркова В.С., Трофимук А.А. М.: Недра, 1981. 552 с.

3. *Лазаренко С.А., Чупарин В.Н., Огонян А.А.* Выявление зон активной нефтегазоносности в юго-восточной части Сибирской платформы методом гелиевых изысканий // Жизнь Земли. Т. 44, № 1. С. 20–25.

4. *Мандельбаум М.М.* Отчёт о геофизических исследованиях в пределах юго-восточной части Непского свода (Кутулейская площадь) масштаба 1:50000. Иркутск, 2006.

5. Стратегия социально-экономического развития Иркутской области на период до 2030 года // Министерство эконом. развития Иркутской области. Иркутск, 2017.

6. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и её складчатого обрамления. Новосибирск: Гео, 2005. 269 с.

7. *Уткин В.И.* Газовое дыхание Земли // Соросовский образовательный журнал. 1997. № 1. С. 57–64.

8. *Чистяков В.Б., Наумов К.К., Млокосевич С.Ю.* Выявление зон активной нефтегазоносности и перспективных объектов на Киренском ЛУ методом гелиевых изысканий // Актуальная геология. По заказу ЗАО «Русь-Ойл». СПб, 2014, 149 с.

REFERENCES

1. Kalamkarov, L.V., *Oil and gas provinces and regions of Russia and neighboring countries* (Moscow: Oil and Gas, 2005) (in Russian).

2. Kontorovich, A.E., *Geology of oil and gas of the Siberian platform.* Ed. by Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A. (Moscow: Nedra, 1981 (in Russian).

3. Lazarenko, S.A., Chuparin, V.N., Ogonyan, A.A., "Detection of Zones of High Petroleum Potential in the South-Eastern Part of the Siberian Platform by Helium Survey Method", *Zhizn Zemli* [Life of the Earth] **44** (1), 20–25 (2022) (in Russian).

4. Mandelbaum, M.M., *Report on our geophysical research within the southeastern part of the Nepa Arch* (Kutuley Square) scale 1:50,000 (Irkutsk, 2006) (in Russian).

5. Strategy of socio-economic development of the Irkutsk region for the period up to 2030. *Ministry of Economic Development of the Irkutsk region* (Irkutsk, 2017) (in Russian).

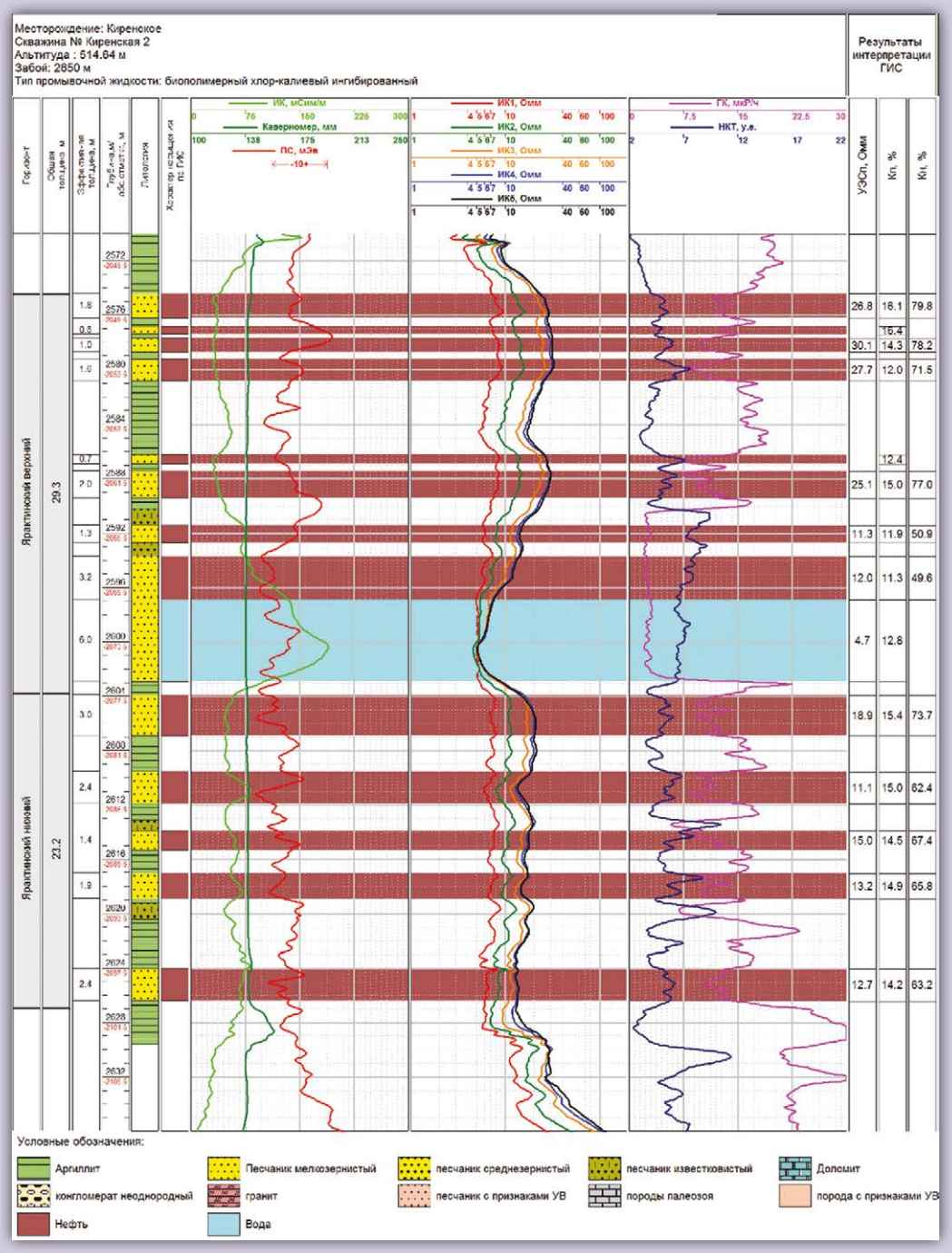
6. *Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. The Riphean and Wend of the Siberian platform and its folded framing* (Novosibirsk: Geo, 2005) (in Russian).

7. Utkin, V.I., "Gas breathing of the Earth", *Soros Educational Journal* **1**, 57–64 (1997) (in Russian).

8. Chistyakov, V.B., Naumov, K.K., Mlokosevich, S.Yu., "Identification of zones of active oil and gas potential and promising objects on the Kirenga river area by the method of helium surveys", *Actual geology* (St. Petersburg, 2014) (in Russian).

ГЕЛИОМЕТРИЧЕСКАЯ СЪЁМКА В ХОДЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

(см. с. 363–371)



Геолого-геофизическая характеристика одной из скважин Киренского месторождения.