

УДК 553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2023-2-5-16

Открытие нового нефтегазоносного района на северо-западном склоне Алданской антеклизы Сибирской платформы

© 2023 г. | П.Н. Мельников¹, А.В. Погодаев², А.И. Матвеев³, В.И. Пороскун¹, В.В. Царев¹, Е.Н. Соболева¹¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Россия, Москва, melnikov@vnigni.ru; poroskun@list.ru; tsarev.vladimir@mail.ru; soboleva2105@mail.ru;²АО «Туймааданефтегаз», Россия, Якутск, alexandrvpogodaev@gmail.com;³АО НК «Туймаада-нефть», Россия, Якутск, amatveev1949@gmail.com

Поступила 21.02.2023 г.

Доработана 03.03.2023 г.

Принята к печати 13.03.2023 г.

Ключевые слова: Северо-Алданская нефтегазоносная область; Усть-Бирюкская структура; Мухтинское газовое месторождение; кембрий; венд; рифей; зона нефтегазоаккумуляции; поисковое бурение.

Аннотация: В статье представлены результаты сейсморазведочных работ и поискового бурения на Бирюкском и Мухтинском лицензионных участках. Работы выполнялись в рамках Восточной газовой программы с целью поиска залежей нефти и газа, уточнения перспектив нефтегазоносности отложений кембрия, венда и рифея. Сейсморазведочными работами впервые установлена перспективная зона нефтегазоаккумуляции, расположенная вдоль тектонической границы Березовской впадины и северо-западного склона Алданской антеклизы, которая представлена группой антиклинальных структур. Промышленная газоносность зоны подтверждена поисковым бурением на двух подготовленных локальных структурах: Усть-Бирюкской — на юге и Мухтинской — на севере указанной зоны. В скв. Бирюкская-646-2ПБ, пробуренной на Усть-Бирюкской структуре, получен приток газа из венд-кембрийских отложений осинского и юряхского горизонтов. Продуктивность горизонтов чарской свиты подтверждена данными бурения скв. Мухтинская-647-1ПМ. Открыт новый нефтегазоносный район. По результатам поисково-оценочных работ получают дополнительную аргументацию представления о высоких перспективах и возможности обнаружения промышленных залежей газа в рифейских отложениях (алексеевская, чекурдахская свиты). В отложениях венда перспективы сохраняются за телгеспитским горизонтом, об этом косвенно свидетельствует высокое содержание водорастворенного газа в пластовой воде, полученной при испытании. Ключевыми контролирующими факторами размещения залежей являются структурно-тектонические и литологические показатели. Поисковым признаком служит наличие замкнутой антиклинальной ловушки.

Для цитирования: Мельников П.Н., Погодаев А.В., Матвеев А.И., Пороскун В.И., Царев В.В., Соболева Е.Н. Открытие нового нефтегазоносного района на северо-западном склоне Алданской антеклизы Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2023. – № 2. – С. 5–16. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-5-16.

Discovery of new Petroleum District on north-western slope of Aldansky Syncline (Siberian Platform)

© 2023 | P.N. Mel'nikov¹, A.V. Pogodaev², A.I. Matveev³, V.I. Poroskun¹, V.V. Tsarev¹, E.N. Soboleva¹¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Russia, Moscow, melnikov@vnigni.ru; poroskun@list.ru; tsarev.vladimir@mail.ru; soboleva2105@mail.ru;²Tuimaadaneftegaz, Russia, Yakutsk, alexandrvpogodaev@gmail.com;³Tuimaada-neft', Russia, Yakutsk, amatveev1949@gmail.com

Received 21.02.2023

Revised 03.03.2023

Accepted for publication 13.03.2023

Key words: North Aldansky Petroleum Area; Ust'-Biryuisky structure; Mukhtinsky gas field; Cambrian; Vendian; Riphean; zone of oil and gas accumulation; wild-cat drilling.

Abstract: The paper presents the results of seismic surveys and wildcat drilling in the Biryuisky and Mukhtinsky license areas. The works were conducted within the framework of the Vostochny (Eastern) Gas Program and had the purposes of searching for oil and gas pools, updating petroleum potential of the Cambrian, Vendian, and Riphean deposits. Seismic exploration has for the first time identified a promising oil and gas accumulation zone situated along the tectonic boundary of the Berezovsky depression and the north-western slope of the Aldansky antecline, which is represented by a group of anticlinal structures. Wildcat drilling on two prepared local structures (Ust'-Biryuisky in the south and Mukhtinsky in the north of the mentioned zone) has confirmed the commercial gas bearing capacity of the zone. In the Biryuiskaya-646-2ПБ well drilled on the Ust'-Biryuisky structure, gas influx was obtained from the Vendian-Cambrian deposits of the Osinsky and Yuryakhsky horizons. Drilling data of the Mukhtinskaya-647-1ПМ well confirmed productivity of horizons of the Charsky Formation. The new Petroleum District was discovered. The results of prospecting and appraisal works support the concept of high potential and chances of commercial gas pool discovery in the Riphean deposits (Alekseevsky, Chekurdakhsy formations). In the Vendian deposits, Telgspitsky horizon is still considered promising, and high content of gas dissolved

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

in formation water obtained in testing is an indirect evidence of this fact. Structural and tectonic as well as lithological indicators are key drivers for the accumulation occurrence. Presence of the closed stratigraphic (anticline) trap is an exploration lead.

For citation: Mel'nikov P.N., Pogodaev A.V., Matveev A.I., Poroskun V.I., Tsarev V.V., Soboleva E.N. Discovery of new Petroleum District on north-western slope of Aldansky Syncline (Siberian Platform). Geologiya nef'ti i gaza. 2023;(2):5–16. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-5-16. In Russ.

Введение

В современных условиях при реализации Восточной газовой программы обеспечение воспроизводства и наращивания минерально-сырьевой базы УВ на территории Сибирской платформы приобретает характер государственной задачи. С учетом этого обстоятельства, приоритетными районами для поисков нефти и газа становятся, прежде всего, территории вблизи крупных транспортных артерий, таких как трубопроводная система Восточная Сибирь – Тихий океан и газопровод Сила Сибири (рис. 1).

Очевидно, что по расположению и наличию благоприятных показателей общегеологического характера одним из наиболее значимых участков здесь является западная половина Северо-Алданской нефтегазоносной области (НГО) с прилегающими к ней территориями Березовской впадины. Одновременно с этим оценка сырьевого потенциала на всей площади НГО не превышает 300 млн т извлекаемых ресурсов усл. УВ [1], что, по всей видимости, может частично нивелировать инвестиционную привлекательность для недропользователей.

Здесь необходимо учитывать, что существующие представления о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности территории Алданской антеклизы с указанной количественной оценкой ресурсов, включая районы северо-западного склона, основываются на ограниченных по объему материалах полевых сейсморазведочных работ и глубокого бурения, которые были выполнены преимущественно в 1980-е гг. При этом, принимая во внимание данные параметрического бурения и установленные прямые признаки нефтегазоносности перспективных комплексов Северо-Алданской НГО, вероятность открытия средних и крупных газовых залежей и месторождений, безусловно, сохраняется [2].

Краткие сведения об изученности северо-западного склона Алданской антеклизы параметрическим бурением

Для опережающего получения сведений о разрезе в пределах северо-западного склона пробурены две параметрические скважины — Усть-Бирюкская-1 и 2. Эти скважины, размещенные на Усть-Бирюкской складке, одними из первых вскрыли отложения венда – рифея в погруженных участках северо-западного склона Алданской антеклизы и прилегающей территории Березовской впадины. Бурение скв. Усть-Бирюкская-1 началось в мае 1979 г. и завершилось в марте 1980 г. на глубине 3591 м, а скв. Усть-Бирюкская-2 проходило с июня 1981 г. по июль 1982 г. до глубины 3697 м.

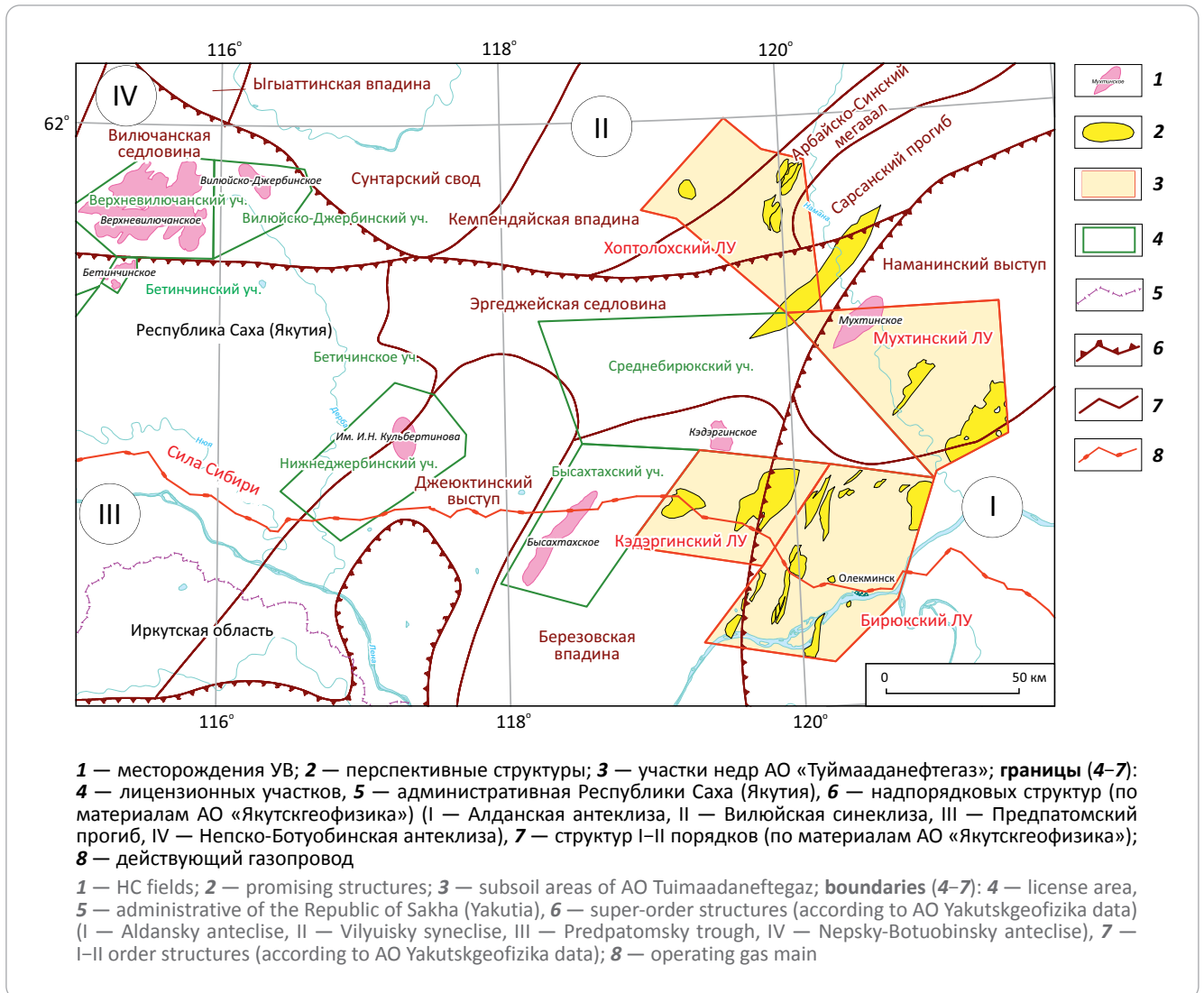
Материалы бурения параметрических скважин Усть-Бирюкские подтвердили присутствие терригенных отложений позднего докембрия, промышленная нефтегазоносность которых была установлена на юге Сибирской платформы. В разрезе осадочного чехла выявлены основные перспективные нефтегазоносные комплексы (НГК) и отдельные горизонты, благоприятные для образования скоплений УВ в пределах всей зоны сочленения Березовской впадины и Алданской антеклизы [3]. При опробовании отложений иктехской серии в скв. Усть-Бирюкская-1 получен незначительный приток нефти.

В 1980–1984 гг. на соседних площадях, в пределах северо-западного склона Алданской антеклизы, были пробурены дополнительно еще две параметрические скважины: Мухтинская-2210 и Джаджанская-2610. В скв. Мухтинская-2210 в процессе бурения в интервале 762–1122 м были вскрыты соленосные отложения чарской свиты и межсолевой газонасыщенный горизонт с аномально высоким пластовым давлением (АВПД). Коэффициент аномальности — 1,37. При забое 1022 м (–832,6 м) наблюдалось интенсивное разгазирование промывочной жидкости. В колонне испытан интервал 1088–1107 м (–898...–917 м). По материалам ГИС пласт характеризовался как продуктивный карбонатный коллектор ($K_{\text{п}}^{\text{НГК}} = 7\text{--}16\%$; $K_{\text{п}}^{\text{АК}}$ до 11,8 %). Вскрытие интервала производилось с привязкой по радиоактивному каротажу зарядами ПКС-105 плотностью прострела 12 отв/пог. м. После интенсификации притока однократной соляно-кислотной обработкой получен приток газа до 28 тыс. м³/сут.

В скв. Джаджанская-2610 в процессе бурения отложений чарской свиты при забое 721 м наблюдалось разгазирование промывочной жидкости. Керна представлен нефтенасыщенным доломитом с резким запахом конденсата на свежем сколе. По материалам ГИС в интервале 679,6–727,4 м выделено 5 пластов-коллекторов с $K_{\text{п}}^{\text{АК}} = 8,4\text{--}16\%$, $K_{\text{пр}} = 50\text{--}68\%$, которые интерпретировались как нефтегазо-насыщенные. Высокая пористость подтверждается определениями коллекторских свойств в керне. Так, в отдельных образцах она достигала 14,6–20 %. При опробовании интервала перфорации на трубах в интервале 720–739 м (абсолютная отметка –547,9...–666,9 м) получен слабый приток разгазированного бурового раствора 0,1 м³ с пленкой нефти.

Результаты геолого-разведочных работ последних лет на Бирюкском и Мухтинском лицензионных участках, где отработано более 3400 пог. км сейсмопрофилей МОГТ и пробурены 2 поисковые скважины (Бирюкская-646-2ПБ глубиной 3811 м и Мухтинская-647-1ПМ глубиной 2653 м), нагляд-

Рис. 1. Обзорная карта месторождений УВ и лицензионных участков в зоне газопровода Сила Сибири
Fig. 1. Overview map of HC fields and license areas in the zone of Power of Siberia (Sila Sibiri) gas main



но показывают, что невысокие оценки указанной перспективной территории могут отчасти являться следствием слабой изученности. Здесь в отложениях чаро-толбочанского комплекса открыто Мухтинское газовое месторождение, получен приток газа из отложений билирской и юрской свит в скв. Бирюкская-646-2ПБ. Эти факты могут свидетельствовать о более значительном потенциале нового нефтегазоносного района и предполагаемой зоны нефтегазоаккумуляции (ЗНГА), приуроченной к моноклиальному склону северо-западной части Алданской антеклизы, как более крупного аккумуляционного объекта.

В качестве доминирующих факторов для выделения ЗНГА выступают благоприятное структурно-тектоническое положение и наличие надежных региональных флюидоупоров. Установление региональных закономерностей будет способствовать совершенствованию системы поисково-оценочных работ [4].

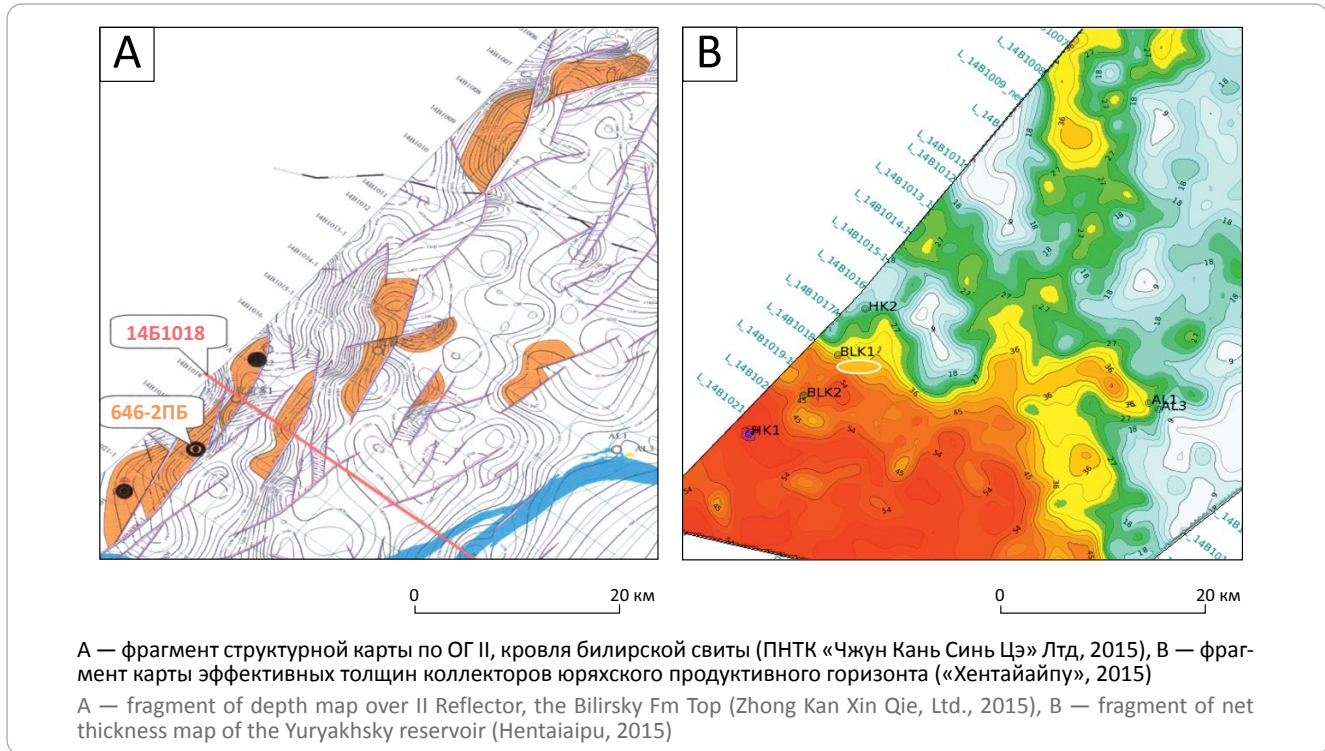
Новые данные полевых геофизических исследований и поискового бурения на северо-западном склоне Алданской антеклизы (скв. Бирюкская-646-2ПБ)

В тектоническом отношении исследуемый Бирюкский участок недр расположен в пределах северо-западного склона Алданской антеклизы и, частично, восточного приплатформенного борта Березовской впадины, которая входит в состав Предпатомского краевого прогиба и является структурой I порядка. Все ранее проведенные сейсморазведочные работы, как уже было отмечено, относились к 1970–1980-м гг. Общая протяженность профилей МОВ-ОГТ здесь не превышала 400 пог. км. Для локализации перспективных объектов и поискового бурения по программе геолого-разведочных работ АО «Туймааданефтегаз» в 2013–2015 гг. был выполнен значительный объем сейсморазведочных работ. Отработано более 1800 пог. км профилей, расположенных по равномерной, взаимно перпендикулярной сети, со стороны квадрата 4 × 4 км на



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Элементы геологического строения Бирюковского лицензионного участка по материалам МОГТ (масштаб 1 : 200 000)
Fig. 2. Elements of geological structure of the Biryuysky License Area (according to CDP data, scale 1 : 200 000)



всей площади лицензионного участка. С учетом выполненных работ достигнутая плотность профилей составляет 0,61 пог. км/км² площади участка. Выявлены и подготовлены перспективные объекты общей площадью 300 км², расположенные вдоль западной периферии участка (рис. 2).

По новым материалам сейсморазведочных работ в западной половине участка оконтурена группа локальных антиклинальных структур, расположенных вдоль тектонической границы Березовской впадины и северо-западного склона Алданской антеклизы, формируя перспективную ЗНГН [5], промышленная газоносность которой уже подтверждена бурением на установленных локальных структурах (ловушках): Усть-Бирюкской — на юге и Мухтинской — на севере указанной зоны.

Усть-Бирюкская структура имеет линейно вытянутую складчатую форму, характеризуется блоковым строением. Состоит из трех блоков, пробуренные скважины расположены по одной в каждом из них, амплитуда складки превышает 125 м, линейные размеры — 6 × 30 км (см. рис. 2 А). На основе динамической интерпретации волновой картины сейсмических отражений выполнен качественный прогноз распространения коллекторов основных перспективных горизонтов, включая горизонты юряхской свиты (см. рис. 2 В). В региональном плане отмечается общее моноклинальное погружение основных отражающих горизонтов (II, KB) в направлении к центральной, наиболее прогнутой части Березовской впадины (рис. 3).

Незначительный градиент наклона свидетельствует о развитии обширной, пологой и достаточно

ровной структурной поверхности вдоль территории моноклинального склона, имеющей северо-восточное простирание и осложненной в западном окончании пологой части серией линейных складчатых форм и разрывных дислокаций.

Скв. Бирюкская-646-2ПБ пробурена в своде Усть-Бирюкской структуры между двумя параметрическими скважинами 1 и 2. Начата и закончена бурением в 2015 г. при глубине забоя 3811 м (чекурдахская свита рифея), завершена испытанием в 2022 г.

В эксплуатационной колонне исследовано 4 объекта. Приток газа получен при испытании объекта 4 из отложений билирской и юряхской свит в интервале глубин 2226–2309 м.

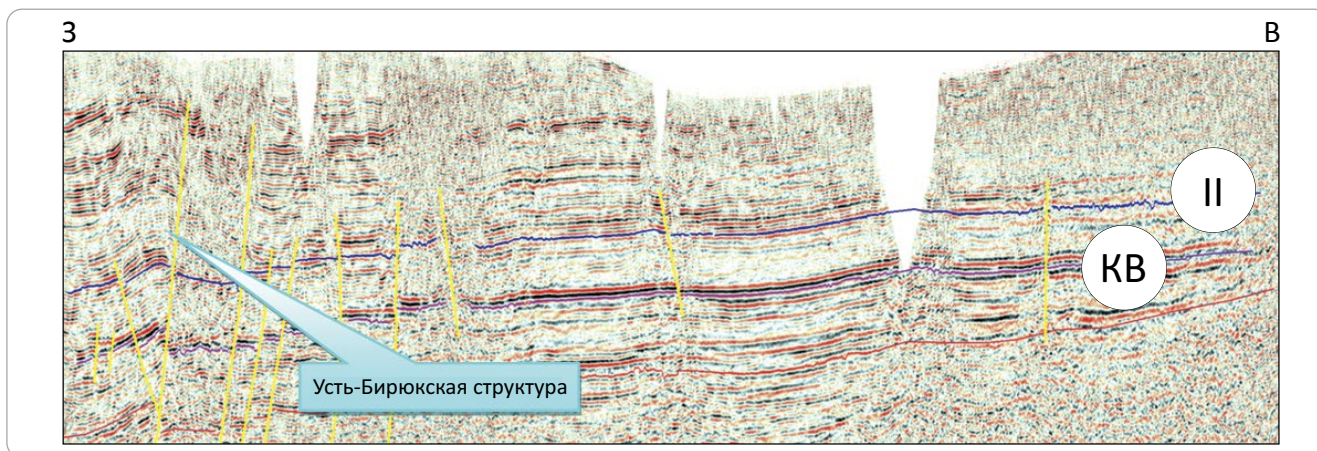
Объект 1 (рифей, чекурдахская свита, интервал 3740–3789 м) показал себя как бесприточный. Температура на забое скважины 3789 м составляет 43 °С.

Объект 2 (рифей, алексеевская свита, интервал 3340–3380 м) охарактеризован как газовый с низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллектора. При понижении уровня до 2300 м поступление газа из интервала перфорации составляло около 50 м³/сут. Газ метановый, с присутствием тяжелых УВ, суммарное содержание УВ-газов составляет свыше 72 %, азота — 25 %. Присутствуют углекислый газ, гелий и водород. Пластовое давление не определено, пластовая температура в кровле интервала достигает 32,2 °С.

Объект 3 (венд, телгеспитский горизонт, интервал 2846–2857 м). Объект гидрогеологический с во-

Рис. 3. Временной разрез Усть-Бирюкской структуры по сейсмопрофилю 14Б1018 (протяженность 48 км, временная шкала от 0 до 1,5 с)

Fig. 3. Time section of 14Б1018 seismic survey line across the Ust'-Biryuisky structure (length 48 km, time scale 0 to 1.5 s)



дорастворенным газом, газовый фактор — $0,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Содержание метана в газе более 60 %, азота — около 37 %. Пластовая вода с минерализацией до 290 г/л, плотность — $1,17 \text{ г}/\text{см}^3$, дебит при пониженном уровне 2100 м — $4 \text{ м}^3/\text{сут}$. За весь период исследования извлечено свыше 20 м^3 пластовой воды. Пленок нефти не отмечено. Температура — $25 \text{ }^\circ\text{C}$, пластовое давление не определено.

Объект 4 (венд – кембрий, билирская, юряхская свиты, интервал 2226–2309 м) характеризуется газовым насыщением. При испытании в колонне получен приток газа. На шайбе 6 мм скважина работала на факел в режиме падающего дебита. Относительная стабилизация режимов наблюдалась при устьевых давлениях: $P_{\text{тр}} = 61,9\text{--}37,2 \text{ кг}/\text{см}^2$, $P_{\text{зпр}} = 74,3\text{--}47,7 \text{ кг}/\text{см}^2$, $P_{\text{заб}} = 88,2\text{--}55,5 \text{ кгс}/\text{см}^2$, дебит газа составлял от 36,28 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ до $19 \text{ т м}^3/\text{сут}$, $T_{\text{заб}} = 13,5 \text{ }^\circ\text{C}$. Общая толщина работающего интервала достигает 16 м. Пластовое давление, рассчитанное по кривой восстановления давления, равно $228 \text{ кг}/\text{см}^2$, температура на глубине 2225 м составляет $16,2 \text{ }^\circ\text{C}$. Относительная плотность газа по воздуху — $0,6037$. Содержание метана 92 %. Газоконденсатный фактор составляет $55,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$, плотность конденсата — $0,708 \text{ г}/\text{см}^3$, в составе притока присутствует вода (менее $1 \text{ м}^3/\text{сут}$).

В скв. Бирюкская-646-2ПБ был выполнен необходимый комплекс промысловых исследований (рис. 4) по определению характера притока, регистрации работающих газовых интервалов, положения границ разделов фаз (газоводяной контакт).

Наиболее выразительные отрицательные термоаномалии, характерные для отдающих газовых пластов-коллекторов, отмечаются напротив интервалов 2226–2232, 2276–2282 м. Газоводяной контакт залежи юряхского горизонта по материалам ГИС, с учетом предварительных данных, находится на глубине 2287 м (абсолютная отметка –1837,5 м). В интервале 2282–2287 м газонасыщенность равна 66 %, нижележащий интервал 2293–2298 м (Ю-II) имеет предположительно смешанное насыщение

газ + вода, характеризуется как переходная приконтактная зона с газонасыщенностью 59 % по ГИС.

По материалам бурения поисковой скв. Бирюкская-646-2ПБ и новым данным сейсмо-разведочных работ МОГТ-2D предполагается открытие газоконденсатной залежи, предварительно установлены ее геометрические размеры и емкостные параметры. Газоносными, по данным прямого опробования, являются три продуктивных горизонта в интервале билирской и юряхской свит: осинский (О-II) и юряхские (Ю-I; Ю-II). Газовая залежь пластовая сводовая, приурочена к антиклинальной структуре линейно вытянутой формы, имеющей блоковое строение. Высота залежи более 100 м. Ловушка заполнена под замок. В качестве контролирующих элементов строения ловушки, кроме структурного, значение приобретают литологический и тектонический факторы, совместно определяющие геометрические размеры и границы контура газовой залежи в плане.

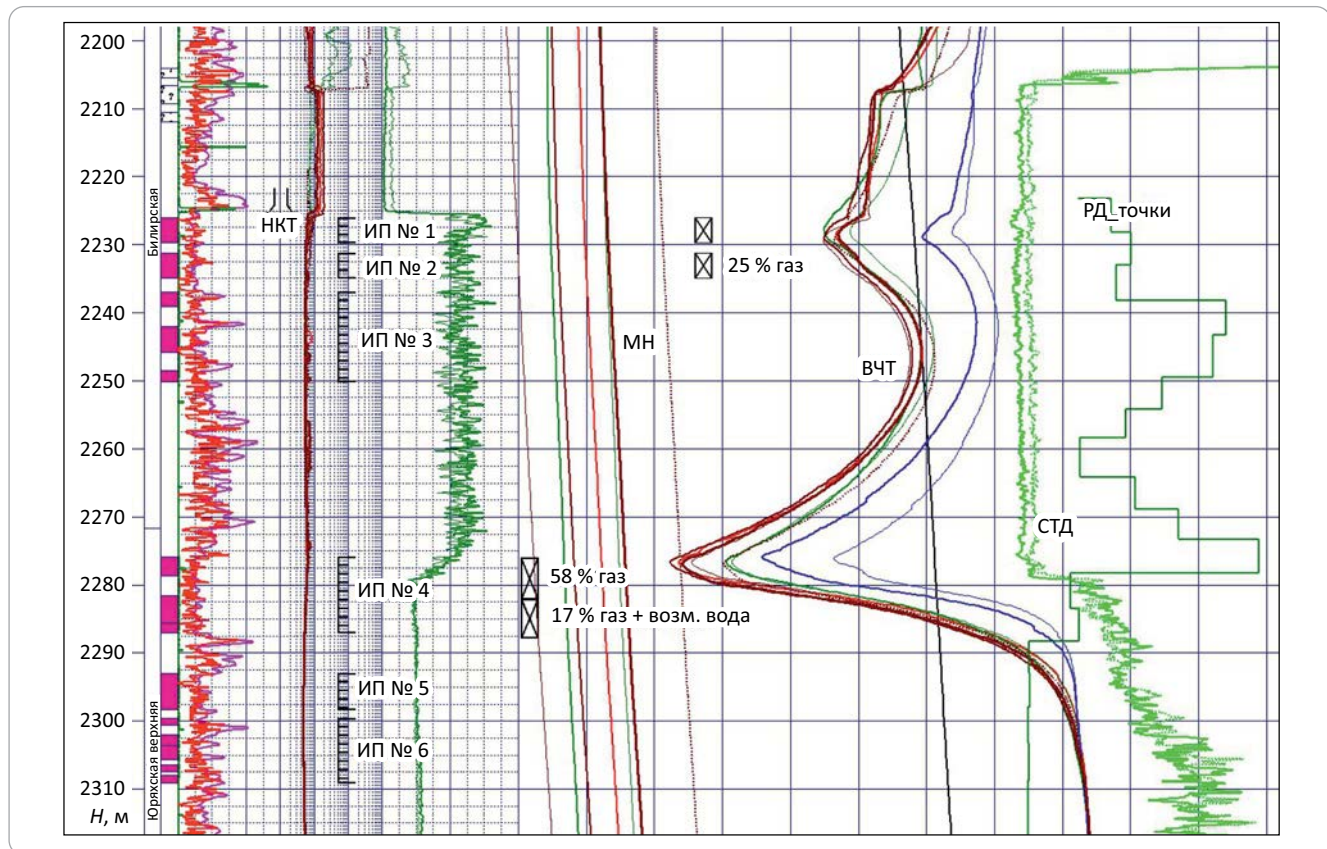
Энергетический потенциал газовой залежи, обусловленный значением пластового давления, можно считать высоким. Сопоставление замеров пластовых давлений в трех скважинах указывает на единство гидрогеологической системы. Блоки относительно друг друга не являются гидрогазодинамически разобщенными. Может присутствовать частичная изолированность, что сказывается на темпах восстановления давления в призабойной зоне поисковой скважины и проявляется в периоды остановки и накопления давления после возмущения, вызванного отбором газа из залежи.

Главной и определяющей особенностью промысловых исследований являются низкие фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов осинского и юряхского горизонтов, представленных трещиновато-кавернозными доломитами и известняками с пористостью до 12–14 %, и, как следствие, невысокие дебиты газа на начальном этапе освоения вне зависимости от создаваемой депрессии.



Рис. 4. ГИС-контроль работающих интервалов верхневенд-нижнекембрийского продуктивного комплекса, осинский – юрхский горизонты, скв. Бирюкская-646-2ПБ (интервал 2226–2309 м)

Fig. 4. Well log monitoring of producing intervals in the Upper Vendian – Lower Cambrian pay zone, Osinsky – Yuryakhsy horizons, Biryuuskaya-646-2PB well (2226–2309 m interval)



Результаты геофизических исследований и поискового бурения на Мухтинском участке недр в пределах северо-западного склона Алданской антеклизы

На Мухтинском лицензионном участке полевые сейсморазведочные работы МОГТ-2D выполнялись сейсморазведочными организациями ОАО «Якутскгеофизика» и ОАО «ВНИИГеофизика», отработано в общем объеме 1600 пог. км по равномерной взаимно перпендикулярной сети со стороной квадрата 4×4 км. Плотность покрытия сейсморазведочными профилями (456,2 пог. км) до начала поисково-оценочных работ составляла $0,14$ км/км². После проведения сейсморазведочных работ МОГТ-2D, выполненных в 2012–2015 гг. (1600 пог. км), плотность покрытия лицензионного участка сейсморазведочными профилями составила $0,65$ км/км².

Площадь работ характеризуется сложным складчато-блоковым строением, здесь широко распространены зоны глубинных разломов, интродуцированные дайками, северо-восточного и северо-западного простираний, контролирующими блоки и выступы фундамента, временной интервал регистрируемых волновых отражений находится в пределах $0,2–1,4$ с (рис. 5). Целевыми отражающими горизонтами в пределах площади работ являются А, II, KB, R3, они прослежены практически повсеместно.

Волна А характеризуется как отражение от стратиграфической границы: кровля карбонатов олекминской свиты – подошва соленосных отложений чарской свиты.

Волна II формируется на контакте солей юрегинской свиты с карбонатами бирюкской свиты; двухфазная, прослеживается по положительной фазе, ее видимый период $0,025$ мс, в районах замещения соленосных отложений юрегинской свиты карбонатами теряет динамические признаки и постепенно затухает.

Волна KB отождествляется с кровлей терригенных отложений венда – кровлей ботубинской свиты, по мере выпадения ее из разреза – кровлей сералахской свиты. Двухфазная, видимый период $0,025–0,03$ с, наблюдается изменение динамических признаков волны KB по площади исследований, что можно связать с изменением мощности терригенных отложений или литологическими замещениями песчаников сералахской свиты глинистыми, карбонатными разностями.

Волна R3 приурочена к кровле чекурдахской свиты рифея, динамически не выдержана, интенсивность меняется ввиду значительного сокращения толщины свиты и контакта с вышележащими карбонатными, терригенно-карбонатными породами верхнего рифея – торгинской и алексеевской свит в зависимости от их литологии.

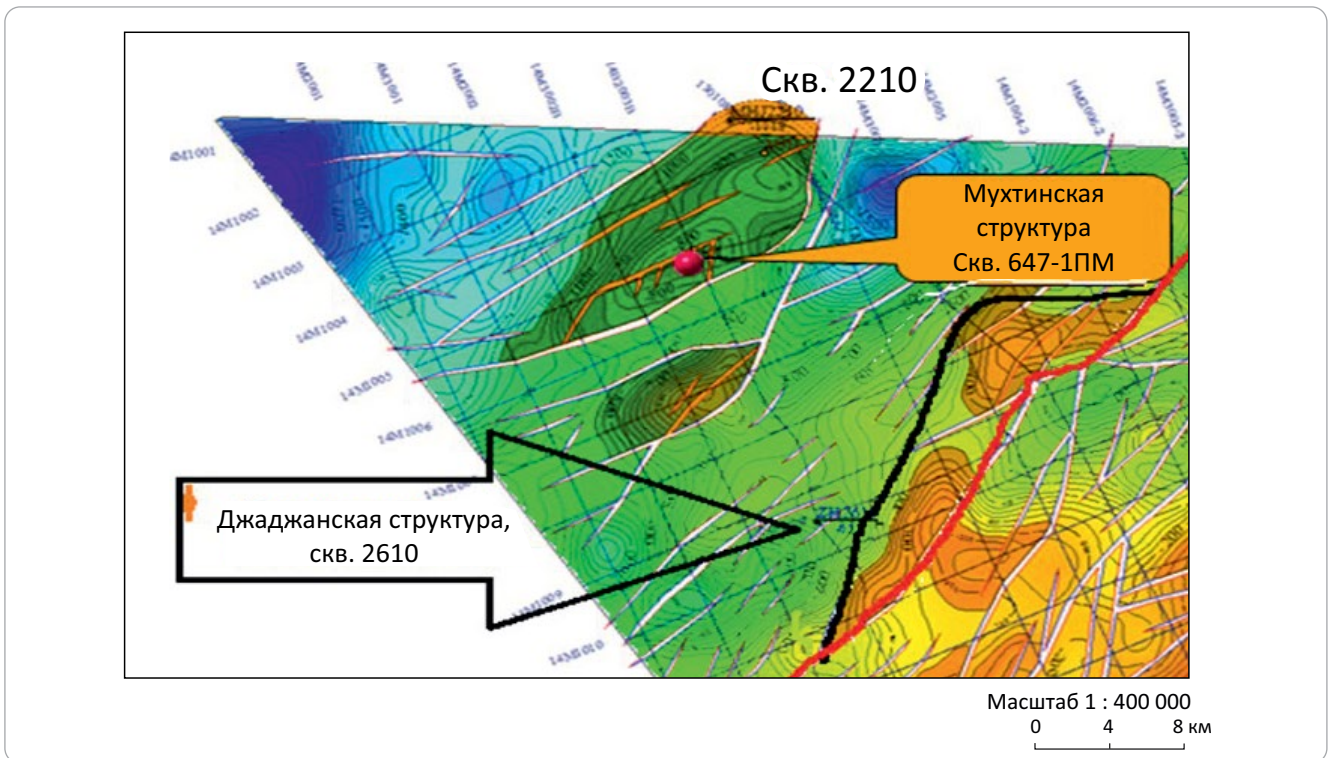
Рис. 5. Временной разрез Мухтинской структуры по сейсмопрофилю 08-ТНГ-13 (протяженность 70 км, временная шкала от 0 до 2 с)

Fig. 5. Time section of 08-ТНГ-13 seismic survey line across the Mukhtinsky structure (length 70 km, time scale 0 to 2 s)



Рис. 6. Фрагмент структурной карты по подошве чарской свиты (Мухтинский лицензионный участок, ОГ А; Мухтинская ловушка (месторождение), Джаджанская перспективная ловушка)

Fig. 6. Fragment of depth map over the Charsky Fm Bottom (Mukhtinsky License Area, A Reflector; Mukhtinsky trap (field), Dzhadzhansky lead)



Волна Ф отождествляется с кровлей кристаллического фундамента, на Мухтинском участке практически не прослеживается.

В региональном плане наблюдается общее погружение отражающих горизонтов на западе в сторону центральной (наиболее погруженной) части Березовской впадины и на северо-западе в направлении Вилуйской синеклизы, район Сарсанского прогиба, что отображается в виде обширного пологого моноклиального склона (северо-восточно-

го простирания), осложненного рядом складчатых форм и разрывных дислокаций.

Проведенные сейсмические исследования позволили уточнить особенности региональной структурно-тектонической позиции территории лицензионного участка в целом, определить характеристики структур и потенциальных ловушек, установить основные элементы их строения как поисковых объектов.

Джаджанская структура. По материалам сейсморазведочных работ установлено, что параметрическая скв. Джаджанская-2610, в которой при испытании получены признаки наличия УВ в виде нефтяной пленки, пробурена не в оптимальных структурных условиях — на северо-западном погружении Джаджанской структуры. По новым построениям Джаджанская структура представляет собой вытянутую линейную складку с двумя приподнятыми участками, юго-восточное крыло которой осложнено тектоническим нарушением. Ловушка структурно-тектоническая, предположительно нефтяного насыщения, результаты испытания скв. Джаджанская-2610 характеризуют ее приконтактную зону (рис. 6).

Мухтинская структура. В результате проведения сейсморазведочных работ МОГТ-2D в объеме 1600 пог. км существенно уточнено строение Мухтинской ловушки. Параметрическая скв. Мухтинская-2210, которая в 1985 г. закладывалась в своде Мухтинской структуры, оконтуренной по редкой сети профилей, по новым построениям оказалась в крыльевой части структуры, на северо-восточном периклинальном замыкании. Отчетные структурные построения по материалам сейсморазведочных работ были выполнены по основным горизонтам А, II, KB, R₃. В плане по отражающим горизонтам структура в направлении длинной оси складки имеет северо-восточное простирание, амплитуда превышает 400 м, юго-восточное крыло осложнено разрывным нарушением, северо-западное крыло имеет относительно спокойное моноклинальное погружение в направлении Сарсанского прогиба и Кемпендйайской впадины. По горизонту А линейные размеры в контуре замкнутой изолинии –1000 м составляют 10 × 25 км, площадь в границах лицензионного участка около 100 км² (см. рис. 6).

В 2015 г. в своде Мухтинской структуры, на северо-западе лицензионного участка, была заложена и пробурена поисковая скв. Мухтинская-647-1ПМ. В 2022 г. скважина завершена испытанием, по результатам которых обнаружена газовая залежь, подтверждена продуктивность отложений чарской свиты, а также установлена промышленная газоносность нижележащих горизонтов толбачанской свиты.

Скважиной вскрыты основные реперные отражающие границы на отметках, которые соответствовали принятым структурным построениям, что подтверждает достоверность сейсмической интерпретации и наличие благоприятных структурных условий для формирования залежей.

Продуктивные горизонты с проявлениями АВПД, установленные по материалам бурения скв. Мухтинская-2210, также нашли свое подтверждение в интервале чарской свиты, в скв. Мухтинская-647-1ПМ на глубинах 758–1053 м, и находятся на более высоких гипсометрических отметках. Здесь в процессе бурения наблюдались значительные по интенсивности газопроявления, которые с переменной периодичностью сопровождали про-

цесс бурения до спуска промежуточной технической колонны (244,5 мм, 0–1541 м). Утяжеление бурового раствора до значений плотности 1,33–1,36 г/см³ выполнялось с применением баритового реагента BaSO₄. Общее календарное время с момента вскрытия отложений чарской свиты до перекрытия промежуточной технической колонной составило около 35 сут.

Испытание в колонне после завершения бурения скв. Мухтинская-647-1ПМ выполнено на двух объектах: **объект 1** — толбачанская свита, интервал 1193–1206 м; **объект 2** — чарская свита, интервал 883–944 м. В процессе исследования из этих двух интервалов были получены притоки газа и открыто Мухтинское газовое месторождение (рис. 7).

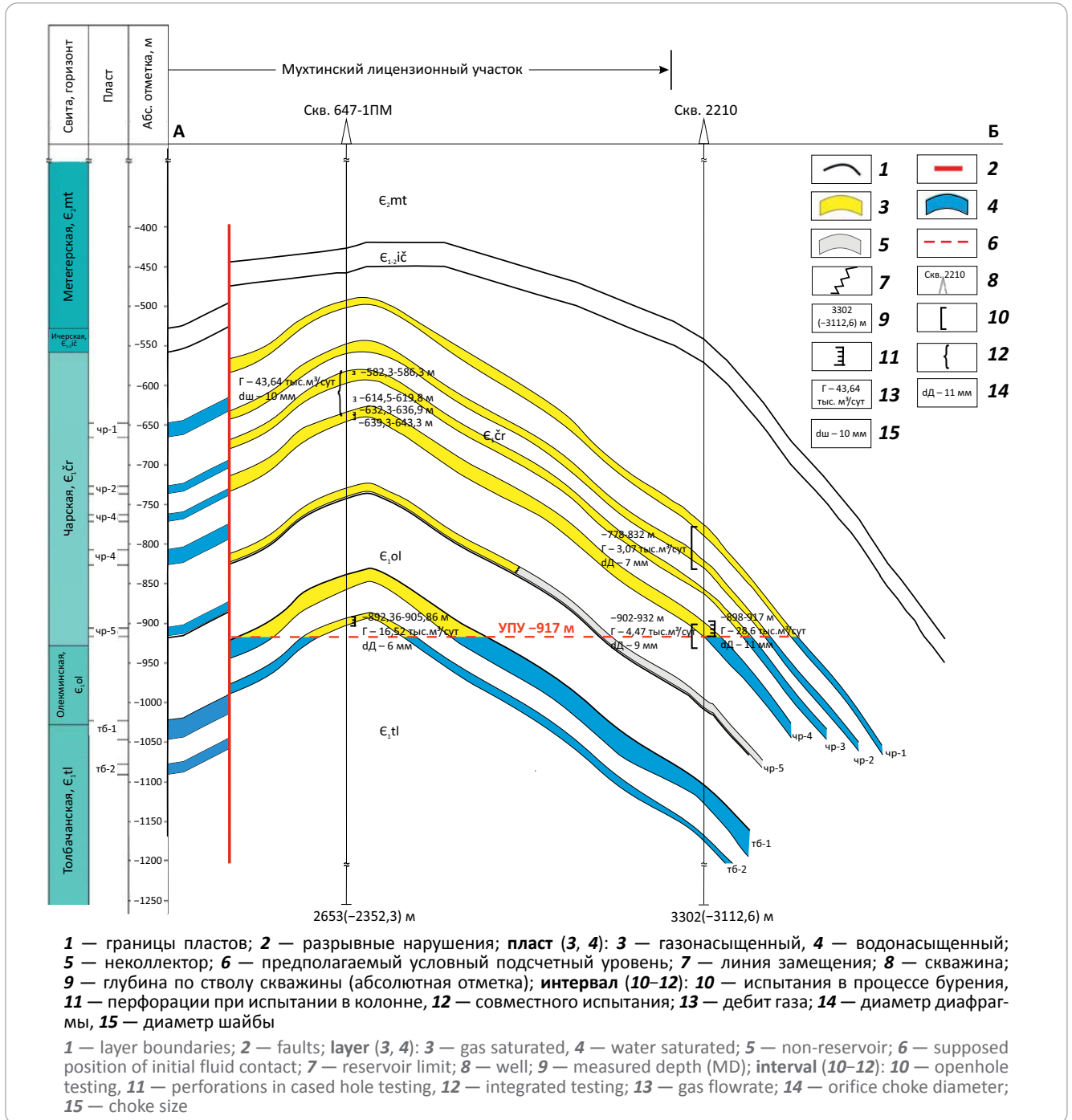
Результаты комплексной обработки и интерпретация всех имеющихся геолого-геофизических материалов глубокого бурения и сейсморазведочных работ позволили определить геометрию ловушки и составить геологическую модель газовой залежи чаро-толбачанского комплекса. Данные испытания поисковой скв. Мухтинская-647-1ПМ, в которой получен газ из интервала толбачанского горизонта до глубины 1206 м, подтверждают принятую ранее геологическую модель залежи в составе указанного комплекса, составленную с учетом материалов бурения параметрической скв. Мухтинская-2210, и стали основой для оперативного подсчета запасов УВ нового месторождения.

Залежь пластово-массивная, интервал глубин залегания 800–1217 м (абсолютная отметка –500...–917 м), контур газоносности определен по положению газоводяного контакта на абсолютной отметке –917 м. Интервал газоносности составляет более 400 м, пластовое давление, замеренное в скв. Мухтинская-2210 на уровне отметки газоводяного контакта, составляет 146,2 кг/см². Пластовая температура в залежи достигает 8 °С. Самые нижние газонасыщенные горизонты (два пласта) приурочены к интервалу толбачанской свиты (скв. Мухтинская-647-1ПМ). В отложениях чарской свиты выделено пять основных горизонтов, вскрытых в скв. Мухтинская-647-1ПМ.

Отработка скважины на стационарных режимах приведена в таблице, где в сравнении представлены итоговые данные замеров дебитов и давлений при первоначальном освоении и после проведения соляно-кислотной обработки. При освоении скважины после соляно-кислотной обработки и очистки призабойной зоны от продуктов реакции получен промышленный приток газа, что показывает эффективность применения соляно-кислотных обработок для интенсификации для получения необходимых дебитов и подтверждает промышленную значимость чарской газовой залежи.

Природный газ чарского продуктивного горизонта является метановым. Содержание метана колеблется в пределах 93,29–94,13 %, этана — 2,82–3,13 %, на долю остальных УВ приходится от 2,74

Рис. 7. Геологический профильный разрез Мухтинского месторождения по линии скв. Мухтинская-647-1ПМ – скв. Мухтинская-2210, залежь чаро-толбочанского комплекса
Fig. 7. Geological section across the Mukhtinsky field along the line from Mukhtinskaya-647-1PM well to Mukhtinskaya-2210 well; accumulation in the Charo-Tolbochansky sequence



до 3,89 %, азота 1,57–2,13 %. Содержание $C_{5+высш.}$ составляет от 0,05 до 0,08 %. Плотность газа при 20 °С и 760 мм рт. ст. изменяется от 0,7053 до 0,7138 кг/м³. Относительная плотность газа — 0,5854–0,5925. Наличие сероводорода в газе не отмечено, а содержание углекислого газа не превышает 0,1 %. Доля гелия в газе составляет от 0,114 до 0,172 %.

По новым данным, Бирюкская и Мухтинская ловушки могут представлять собой примеры однотипных по строению месторождений и залежей,

расположенных в ЗНГН северо-западного склона Алданской антеклизы и ожидающих открытия. Ключевыми контролирующими факторами размещения залежей являются структурно-тектонические и литологические показатели. Наличие структурной ловушки в пределах установленной ЗНГН может стать первостепенным поисковым признаком для обнаружения газовых месторождений.

При низкой плотности сеймопрофилей интерпретация геологического строения территории ра-

Таблица. Дебиты газа объекта 2 (скв. Мухтинская-647-1ПМ, интервал 883–944 м, горизонты чарской свиты)
Table. Gas flowrates of Object 2 (Mukhtinskaya-647-1PM well, 883–944 m interval, the Charsky Fm horizons)

Режим	Диаметр шайбы (ДИКТ) dш, мм	$P_{тр}$ кг/см ²	$P_{зтр}$ кг/см ²	$P_{дикта}$ кг/см ²	$P_{заб}$ кг/см ²	Q_g тыс. м ³ /сут
Результаты первичных исследований после проведения перфорации интервала 883–994 м (апрель 2022 г.)						
1	4	25,3	34	25,1	38,09	6,592
2	6	16,3	28,8	16,2		9,319
Результаты исследования после проведения интенсификации методом соляно-кислотной обработки (сентябрь 2022 г.)						
1	2	91,5	91,1	91,4		5,899
2	4	70,3	72,4	70,2	75	19,692
3	6	50,5	52,6	50,4	61	29,722
4	8	36,9	38,7	37,6		37,576
5	10	27,9	31,2	27,8		43,637

нее не имела необходимой детальной основы, выявленные и подготовленные структуры объективно отсутствовали.

Факты получения притоков газа из чарской и толбочанской свит в скв. Мухтинская-647-1ПМ, из отложений билирской и юряжской свит в скв. Бирюкская-646-2ПБ прямо указывают на значительный и прежде не раскрытый потенциал нефтегазоносного района и ЗНГН, приуроченной к моноклиналильному склону северо-западной части Алданской антеклизы.

Обоснование выделения зоны, представленное выше, хорошо согласуется с главными признаками, сформулированными в [6]. Первый признак — зона нефтегазонакопления — это группа месторождений нефти и газа. Второй — наличие однотипных ловушек, в которых уже открыты месторождения и могут находиться новые залежи нефти и газа. Третий — это общий структурный или литологический контур территории, внутри которого размещены месторождения. Четвертый — к этому контуру направлены миграционные потоки УВ. Достоверность определяемой зоны основана на фактах открытия газовых залежей.

Заключение

1. По материалам бурения поисковых скважин и новым данным сейсморазведочных работ МОГТ-2D уточнены представления о характере потенциальной нефтегазоносности отложений кембрия, венда и рифея Северо-Алданской НГО, выявлена перспективная ЗНГН, представленная серией локальных антиклинальных структур, которые протягиваются вдоль границы Березовской впадины и северо-западного склона Алданской антеклизы. Открыт новый нефтегазоносный район с доказанной промышленной газоносностью.

2. В составе кембрийского НГК при испытании поисковой скв. Мухтинская-647-1ПМ открыто Мух-

тинское газовое месторождение. Широкое распространение солей в интервале данного комплекса отложений обеспечивает необходимые условия для экранирования пластовых залежей, которые образуют значительные по высоте скопления массивного характера в пределах всей толщи отложений.

3. В интервале венда – кембрия перспективными являются отложения осинского и юряжского горизонтов, залегающие под соленосной крышкой юрегинской свиты. Притоки газа получены в скв. Бирюкская-646-2ПБ. Пласты-коллекторы характеризуются неоднородными фильтрационно-емкостными свойствами, пористость по данным ГИС изменяется от 9 до 14 %, при этом билирская свита более уплотнена, а коллекторские свойства юряжского горизонта относительно выше.

4. В отложениях венда перспективы связаны с телгеспитским горизонтом. Слагающие его карбонатные разности непосредственно в скв. Бирюкская-646-2ПБ в интервале 2846–2857 м (абсолютная отметка –2396...–2407 м) имеют достаточно высокие коллекторские свойства. Содержание водорастворенного УВ-газа в пластовой воде косвенно указывает на то, что газовая залежь может находиться в непосредственной близости, скважина расположена в законтурной части ловушки.

5. Сохраняют и получают дополнительную аргументацию представления о значительных перспективах и возможности обнаружения промышленных залежей газа (нефти?) в рифейских отложениях (алексеевская свита). Газонасыщенный интервал 3340–3380 м алексеевской свиты (скв. Бирюкская-646-2ПБ) имеет весьма низкие фильтрационно-емкостные свойства, но в толще пород содержатся УВ-газы. Все эти данные могут свидетельствовать о значительной роли вертикальной миграции УВ в пределах северо-западного склона Алданской антеклизы и масштабном развитии современных миграционных процессов,

обуславливающих весьма широкий стратиграфический диапазон установленных нефтегазопоявлений и промышленных скоплений, которые указывают на повсеместный характер нефтегазонаосности разреза.

6. Перспективы нефтегазонаосности также следует связывать и с горизонтами чекурдахской свиты рифея, которые образуют структуры приле-

гания к выступам фундамента. На временном разрезе, пересекающем Мухтинскую ловушку с запада на восток, отчетливо прослеживается «литологический клин», примыкающий к структурному выступу фундамента, при глубине залегания 2800–3000 м [7]. Аналогии ловушек такого типа и связанных залежей можно наблюдать в пределах Верхневилучанского месторождения (вилучанский горизонт).

Литература

1. Слепцова М.И., Ситников В.С., Севостьянова Р.Ф. Прогнозные ресурсы углеводородов и их освоение на северных территориях Якутии [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2018/44_2018.html (дата обращения: 20.02.2023 г.). DOI: 10.17353/2070-5379/44_2018.
2. Ситников В.С., Кушмар И.А., Баженова Т.К. и др. Геология и нефтегазовый потенциал юго-запада Республики Саха (Якутия). Реалии, перспективы, прогнозы / Под ред. В.С. Ситникова, О.М. Прищепы. – СПб. : ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – 436 с.
3. Моисеев С.А., Фомин А.М. Характеристика нефтегазонаосных комплексов на западе Северо-Алданской НГО // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – Т. 347. – № 11. – С. 31–43. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-11(347)-31-43.
4. Ситников В.С., Кушмар И.А., Прищепка О.М., Погодаев А.В. О возможном открытии на юге Вилуйской синеклизы нового нефтеносного района (Сибирская платформа) // Геология нефти и газа. – 2013. – № 4. – С. 2–12.
5. Погодаев А.В., Матвеев А.И. Перспективы нефтегазонаосности северо-западного склона Алданской антеклизы в свете новых данных поискового бурения // Геология и минерально-сырьевые ресурсы северо-востока России : мат-лы XII Всероссийской науч.-практ. конф. (Якутск, 23–25 марта 2022 г.). – Якутск : Изд-во «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова», 2022. – С. 538–543. DOI: 10.52994/9785751332846_2022_112.
6. Мельников Н.В., Мельников П.Н., Смирнов Е.В. Зоны нефтегазонакопления в районах проведения геолого-разведочных работ Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1151–1163.
7. Погодаев А.В. Новые данные о перспективах нефтегазонаосности северного склона Алданской антеклизы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы северо-востока России : мат-лы VIII Всероссийской науч.-практ. конф. (Якутск, 18–20 апреля 2018 г.) : в 2 т. – Якутск : Изд-во «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова», 2018. – Т. 1. – С. 312–315.

References

1. Sleptsova M.I., Sitnikov V.S., Sevost'yanova R.F. Hydrocarbons forecast resources and their development in the Northern Yakutia territories. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2018;13(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2018/44_2018.html (accessed on: 20.02.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/44_2018. In Russ.
2. Sitnikov V.S., Kushmar I.A., Bazhenova T.K. et al. *Geologiya i neftegazovyi potentsial yugo-zapada Respubliki Sakha (Yakutiya). Realii, perspektivy, prognozy* [Geology and oil and gas potential of the southwest of the Republic of Sakha (Yakutia). Realities, prospects, forecasts]. In: V.S. Sitnikov, O.M. Prishchepa, eds. St. Petersburg: VNIGRI; 2014. 436 p. In Russ.
3. Moiseev S.A., Fomin A.M. Characteristic of oil and gas bearing complexes in the West of the North-Aldan oil and gas region. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2020;347(11):31–43. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-11(347)-31-43.
4. Sitnikov V.S., Kushmar I.A., Prishchepa O.M., Pogodaev A.V. On the possible discovery of new oil-bearing region in the South of Vilyuy syncline (Siberian platform). *Geologiya nefiti i gaza*. 2013;(4):2–12.
5. Pogodaev A.V., Matveev A.I. Perspektivy neftegazonosnosti severo-zapadnogo sklona Aldanskoj anteklizy v svete novykh dannykh poiskovogo bureniya [Petroleum potential of north-western slope of Aldansky antecline in the perspective of new wildcat drilling data]. In: *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy severo-vostoka Rossii: materialy XII Vserossiiskoi nauch.-prakt. konf.* (Yakutsk, 23–25 March 2022). Yakutsk: Izd-vo Severo-Vostochnyi federal'nyi universitet imeni M.K. Ammosova, 2022. pp. 538–543. DOI: 10.52994/9785751332846_2022_112.
6. Mel'nikov N.V., Mel'nikov N.P., Smirnov E.V. The petroleum accumulation zones in the geological-prospecting regions of the Lena-Tunguska province. *Russian Geology and Geophysics*. 2011;52(8):906–916. DOI: 10.1016/j.rgg.2011.07.012.
7. Pogodaev A.V. Novye dannye o perspektivakh neftegazonosnosti severnogo sklona Aldanskoj anteklizy [New data on the oil and gas potential of the northern slope of the Aldan antecline]. In: *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy severo-vostoka Rossii: materialy VIII Vserossiiskoi nauch.-prakt. konf.* (Yakutsk, 18–20 April, 2018). Yakutsk: Izd-vo Severo-Vostochnyi federal'nyi universitet imeni M.K. Ammosova, 2018. V. 1. pp. 312–315. In Russ.

Информация об авторах

Мельников Павел Николаевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
генеральный директор

ФГБУ «ВНИГНИ»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: melnikov@vnigni.ru

Scopus ID: 57457543400

ORCID ID: 0000-0001-6076-2937

Information about authors

Pavel N. Mel'nikov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Director General

All-Russian Research Geological Oil Institute,

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: melnikov@vnigni.ru

Scopus ID: 57457543400

ORCID ID: 0000-0001-6076-2937

Погодаев Александр Валентинович

Кандидат геолого-минералогических наук, главный инженер

АО «Туймааданефтегаз»,

677005, Республика Саха (Якутия),

Якутск, ул. Курашова, д. 44А

e-mail: alexandrvgodaev@gmail.com

ORCID ID: 0000-0002-1371-207X

Матвеев Александр Иннокентьевич

Кандидат геолого-минералогических наук,

заместитель генерального директора

АО «Нефтяная Компания «Туймаада-Нефть»,

677005, Республика Саха (Якутия), Якутск,

ул. Курашова, д. 46

e-mail: amatveev1949@gmail.com

Пороскун Владимир Ильич

Доктор геолого-минералогических наук,

заместитель генерального директора

ФГБУ «ВНИГНИ»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: poroskun@vnigni.ru

Scopus ID: 6506503536

Царёв Владимир Владимирович

Кандидат геолого-минералогических наук,

ведущий научный сотрудник

ФГБУ «ВНИГНИ»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: tsarevvladimir@mail.ru

Соболева Евгения Николаевна

Кандидат геолого-минералогических наук, зав. сектором

ФГБУ «ВНИГНИ»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: soboleva@vnigni.ru

Scopus ID: 57246623700

Aleksandr V. Pogodaev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Chief Engineer

Tuimaadaneftegaz,

44A, ul. Kurashova, Yakutsk, Republic of Sakha (Yakutia),

677000, Russia

e-mail: alexandrvgodaev@gmail.com

ORCID ID: 0000-0002-1371-207X

Aleksandr I. Matveev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,

Deputy Director General

Tuimaada-neft',

46, ul. Kurashova, Yakutsk, Republic of Sakha (Yakutia),

677000, Russia

e-mail: amatveev1949@gmail.com

Vladimir I. Poroskun

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,

Deputy Director General

All-Russian Research Geological Oil Institute,

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: poroskun@vnigni.ru

Scopus ID: 6506503536

Vladimir V. Tsarev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,

Leading Researcher

All-Russian Research Geological Oil Institute,

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: tsarevvladimir@mail.ru

Evgeniya N. Soboleva

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Head of Section

All-Russian Research Geological Oil Institute,

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: soboleva@vnigni.ru

Scopus ID: 57246623700