

ОЦЕНКА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ БУЯГИНСКОЙ ПЛОЩАДИ

А.А. Свинобоев, А.И. Сивцев, М.И. Карпова*

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

*maraday@yandex.ru

Аннотация

В настоящей работе предпринята попытка подсчета запасов углеводородов продуктивных пластов Буюгинской площади глубокого бурения. Приведены краткие сведения о литолого-стратиграфическом разрезе и тектоническом строении Буюгинской структуры, выделенной на западной части Сунтарского поднятия Сибирской платформы. На основе истории развития региона отмечены зональные и участковые особенности перспективного харыстанского горизонта венда. Представлены результаты испытания скважин в интервалах залегания харыстанского и осинского продуктивных горизонтов. На основе полученных данных в ходе пробной эксплуатации залежи харыстанского продуктивного горизонта сделана оценка запасов газа по методу падения давления. Сделан вывод о низком потенциале газовой залежи харыстанского горизонта в пределах изучаемой площади. По промыслово-геофизическим данным обоснованы подсчетные параметры для осинского горизонта и осуществлен подсчет запасов нефти и газа объемным методом. Расчетным путем показано, что запасы Буюгинской площади по действующей классификации запасов могут быть отнесены к мелким. Приведены результаты поисково-разведочных работ на территории сочленения Вилючанской седловины и Предпатовского регионального прогиба, показывающие высокие перспективы харыстанского горизонта в региональном плане. На основе проведенных исследований сделано предположение, что харыстанский горизонт может быть распространен в пределах авлакогенов, выполняющих узкие и протяженные отрицательные структуры кристаллического фундамента северо-восточного простирания вдоль северо-западного и юго-восточного склонов Сунтарского поднятия. Аналогичные зоны нефтегазоаккумуляции могут быть развиты по склонам Арбайско-Синского вала. Предложены альтернативные пути по монетизации имеющихся газовых ресурсов Буюгинского перспективного месторождения.

Ключевые слова: Буюгинская площадь, Сунтарское поднятие, харыстанский горизонт, осинский горизонт, газопроявление, нефтепроявление, оценка запасов, перспективы нефтегазоносности.

Для цитирования: Свинобоев А.А., Сивцев А.И., Карпова М.И. Оценка запасов углеводородов Буюгинской площади. *Вестник СВФУ*. 2025;(2): 40-54. DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-40-54

Original article

ASSESSMENT OF HYDROCARBON RESERVES OF THE BUYAGINSKAYA AREA

Alexey A. Svinoboev, Alexey I. Sivtsev, Marya I. Karpova*

M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russia

*maraday@yandex.ru

Abstract

This paper attempts to calculate hydrocarbon reserves in productive formations of the Buyaginskaya deep drilling area. Brief information on the lithologic-stratigraphic section and tectonic structure of the Buyaginskaya structure, which is located in the western part of the Suntar uplift of the Siberian Platform, is given. Zonal and sectional features of the prospective Kharystan Vendian horizon are noted based on the history of the region's development. The results of well testing in the intervals of occurrence of Kharystan and Osinsk productive horizons are presented. On the basis of the data obtained during the trial operation of the Kharystan productive horizon deposit, the reserves were estimated by the pressure drop method. The conclusion was made about low

potential of the Kharystan horizon gas deposit within the studied area. Based on field geophysical data, the calculation parameters for the Osinsk horizon were substantiated and oil and gas reserves were calculated using the volumetric method. It is shown by calculation that the reserves of the Buyaginskaya area can be classified as shallow according to the current reserves classification. The results of prospecting and exploration works in the area of the junction of the Vilyuchanskaya saddle and the Predpatomsky regional trough, showing high prospects of the Kharystan horizon in the regional plan, are presented. On the basis of the conducted studies, it is suggested that the Kharystan horizon may be distributed within the avlacogens, which are narrow and extended negative structures of the crystalline basement of northeastern strike along the northwestern and southeastern slopes of the Suntar uplift. Similar zones of oil and gas accumulation may be developed along the slopes of the Arbaisko-Sinskiy rampart. Alternative ways to monetize the available gas resources of the Buyaginskoye prospective field were proposed.

Keywords: Buyaginskaya area, Suntar uplift, Kharystan horizon, Osinsky horizon, gas show, oil show, reserve assessment, oil and gas potential

For citation: Svinoboev A.A., Sivtsev A.I., Karpova M.I. Assessment of hydrocarbon reserves of the Buyaginskaya area. *Vestnik of North-Eastern Federal University. Earth Sciences*. 2025;(2): 40–54 (in Russian) DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-40-54

Введение

В настоящее время в связи развитием технологий и расширением областей применения газового сырья освоение даже небольших по запасам газовых месторождений может представлять экономический интерес. На территории Республики Саха (Якутия) во многих поисково-разведочных площадях установлены промышленные и полупромышленные притоки нефти и газа без факта установления открытия месторождения [1]. Основными причинами не постановки на государственный баланс запасов таких скоплений являлись недостаточная изученность, незначительные дебиты скважин и небольшой потенциал запасов. Среди них по масштабам проявления и благоприятному территориальному расположению выделяется Буягинское газопроявление. Зачастую, факты получения промышленных притоков газа на Буягинской площади глубокого бурения во многих публикациях выступают лишь в качестве прямого признака нефтегазоносности склонов Сунтарского поднятия [2-6]. Хотя, в некоторых публикациях уже упоминается Буягинское газоконденсатное месторождение [7] до настоящего времени не принимались попытки оценить запасы залежей углеводородов в пределах Буягинской площади.

Материалы и методы

Материалами исследования послужили геолого-геофизические и промысловые данные полученные в результате сейсморазведочных работ (карты, схемы и разрезы) и глубоко бурения скважин (каротажные кривые, результаты испытаний). Основными методами исследования явились детерминистический, вероятностный и способ аналогий.

Геологическое строение и нефтегазоносность

В тектоническом плане Буягинская площадь расположена на западном склоне Сунтарского поднятия – структуры 1 порядка Сибирской платформы (рис. 1). Сунтарское поднятие представляет собой крупный горст, имеющий в плане овальную форму, вытянутую в северо-восточном направлении на 220 км при ширине около 80 км.

Юго-восточный и северо-западный склоны погружаются достаточно резко по серии региональных субпродольных разломов. Северо-восточный и юго-западный склоны имеют относительно пологое погружение по поверхности фундамента. Здесь, на основе материалов сейсморазведочных работ последних лет обоснованы благоприятные для накопления УВ структуры выклинивания [8, 9].

Вскрываемый разрез на Буягинской площади является характерным для Непско-Ботуобинской антеклизы и представлен терригенно-карбонатными отложениями венда и галогенно-карбонатными отложениями нижнего кембрия [10]. В таблице 1 представлен литолого-стратиграфический разрез Буягинской площади по результатам глубокого бурения.

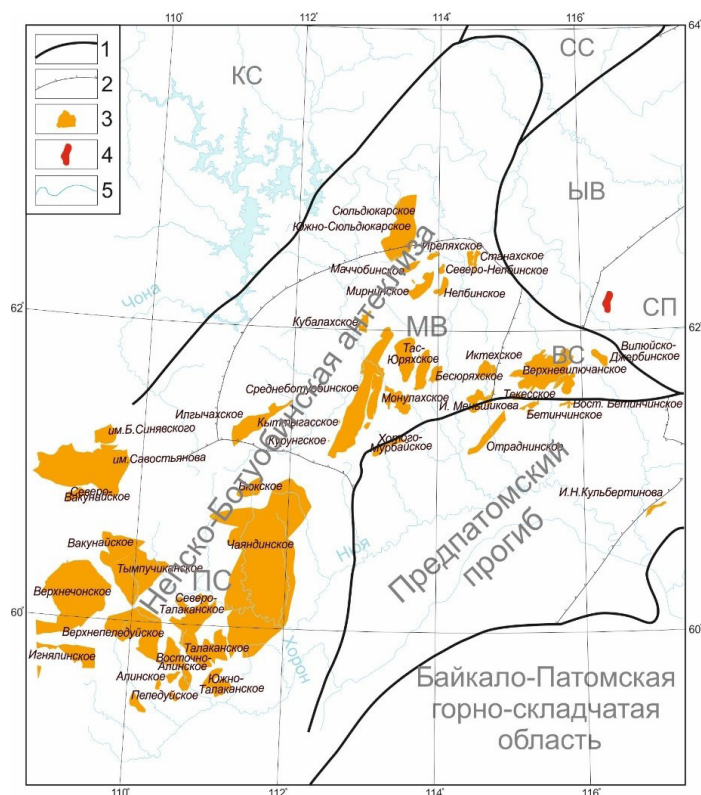


Рис. 1. Обзорная схема месторождений нефти и газа Западной Якутии

Условные обозначения: 1 – границы надпорядковых структур, 2- границы структур 1 порядка, 3 – месторождения нефти и газа, 4 – Буягинская площадь, 5 – гидросеть; КС – Курейская синеклиза, СС – Сюгджерская седловина, ЫВ – Ыгыаттинская впадина, ПС – Пеледуйский свод, МВ – Мирнинский выступ, ВС – Вилуючанская седловина.

Fig. 1. Overview scheme of oil and gas fields in Western Yakutia

Symbols: 1 – superstructural boundaries, 2- 1st order structure boundaries, 3 – oil and gas fields, 4 – Buyaginskaya area, 5 – hydronet. Letter designations: KS – Kure syncline, SS – Syugger saddle, SU – Suntar uplift, YD – Ygyatta Depression, PV – Peledoi Vault, ML – Mirny ledge, VS – Vilyuchanskaya saddle

Буягинская структура входит в состав одноименной антиклинальной складки, которая генетически связан с Нюрбинской зоной разломов (рис. 2). Простираение ее на большей части субмеридиональное и лишь северная периклиналь разворачивается к северо-востоку по направлению Нюрбинского разлома, повторяя тем самым очертания Сунтарского поднятия. Восточное крыло Буягинской складки прислонено к разлому, отделяющему ее от присводовой части Сунтарского поднятия. Указанное нарушение трассируется в субмеридиональном направлении, амплитуда его изменяется по простираению и колеблется от 100-120 м до 700 м. Шарнир складки полого погружается в север-северо-восточном направлении и на всём своём протяжении ундуирует. Сводовая часть широкая и плоская. Крылья складки ассиметричны: западное – сравнительно крутое, углы наклона венд-кембрийских пород достигают 4-5°, а восточное – короткое и пологое (2-3°). Оба крыла характеризуются частыми пережимами, что в сочетании с ундуляцией шарнира приводит к обособлению на различных гипсометрических уровнях локальных сводов.

Собственно, Буягинская структура включает два наиболее приподнятых свода в южной половине одноименной антиклинали, расположенных в пределах одной замыкающей изогипсы – 1700 м (отражающий горизонт КВ). Размеры структуры составляют 21×6 км, площадь 86 км², амплитуда 100 м.

Таблица 1

Литолого-стратиграфический разрез

Table 1

Lithological and stratigraphic section

Система	Огдел	Свига	Литология	h, m
Юрская	нижний	укугутская	Пески, песчаники, галечники, конгломераты, глины и аргиллиты.	181-201
	средний	мететерская	Доломиты и известняки с прослоями гипса-ангидритовых пород и аргиллитов.	60
	нижний	ичерская	Водорослевые известняки с подчиненными прослоями доломитов.	53-55
		чарская	Переслаивание доломитов, известняков, ангидритов, мергелей, аргиллитов.	120-134
		олекминская	Доломиты и известняки битуминозные.	93-119
		тобачанская в.	Переслаивание доломитов, известняков с прослоями аргиллитов, мергелей, ангидритов.	143-197
		тобачанская в.	Доломиты с прослоями известняков	104-127
		эльгянская	Доломиты, известковистые доломиты и известняки	67-70
		нелбинская	Доломиты с редкими прослоями известняков и аргиллитов.	63-74
		юретинская	Переслаивание доломитов, известняков, мергелей, ангидритов, аргиллитов и солей.	194-223
Кембрийская		билирская в.	Известняки с подчиненными слоями доломитов и мергелей	46-56
		билирская н.	Доломиты с тонкими прослоями аргиллитов. В верхней части известняки доломитистые	30-35
		юрякская в.	Доломиты с тонкими прослоями аргиллитов. В верхней части известняки доломитистые	69-75
		юрякская н.	Доломиты с прослоями известняков	23-27
		Кудулахская	Доломиты и доломит-ангидриты	133-147
		успунская	Доломиты с прослоями доломитовых мергелей и аргиллитов, песчаными доломитами.	103-109
	верхний	Бюкская в.	Ангидритизированные доломиты с прослоями аргиллитов, мергелей и ангидритов	222-242
		бюкская н.	Переслаивание алевролитов и аргиллитов.	5-7
		Харыстанская	Переслаивание алевролитов, аргиллитов и песчаников.	15-28
		Ынахская	Глинистые доломиты и аргиллиты	66-72
Вендская		Бесоряхская	Доломиты и известняки	80-92
		Талахская	Алевролиты и аргиллиты с прослоями песчаников. Имеются прослой карбонатов.	85-98
		Хоронохская	Песчаники с прослоями алевролитов и аргиллитов	37-38
		Бетинчинская	Песчаники, алевролиты и аргиллиты	17-38
	нижний	Фундамент		

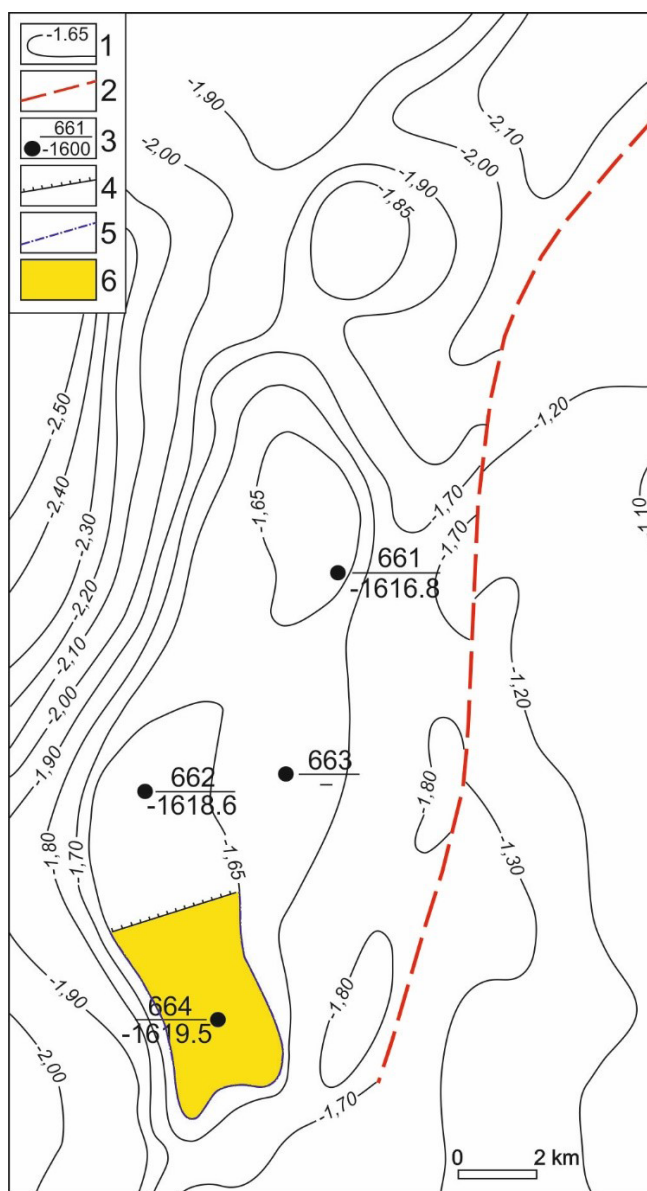


Рис. 2. Буягинская структура по кровле харыстанской свиты венда

Условные обозначения: 1 – изолинии кровли терригенных отложений венда, 2 – тектонические нарушения, 3 – скважины (номер/глубина вскрытия харыстанской свиты), 4 – условная линия выклинивания коллекторов харыстанского горизонта, 5 – условный газоводяной контакт, 6 – залежь газа харыстанского горизонта.

Fig. 2. Buyaginskaya structure on the roof of the Vendian Kharystan suite

Symbols: 1 – isolines of the roof of the Vendian terrigenous deposits, 2 – tectonic faults, 3 – wells (number/depth of penetration of the Kharystan suite), 4 – conventional line of wedging out of the Kharystan horizon reservoirs, 5 – conventional gas-water contact, 6 – gas deposit of the Kharystan horizon.

Отдельные своды в её пределах обособляются на уровне – 1650 м, образуя незначительный по размерам северный купол и относительно крупный южный. Купола соответственно, разделяются между собой небольшой седловиной. На территории Буягинской структуры развит трапповый магматизм фиксируемый в скважине № 663 в разрезе верхнебюкской свиты. Достоверно

установленные залежи газа приурочены структурно-литологическим ловушкам. Промышленные притоки газа получены из харыстанского и осинского продуктивных горизонтов.

Харыстанский продуктивный горизонт приурочен к терригенным отложениям харыстанской свиты венда, перекрывающей с угловым несогласием ынахскую толщу. В региональном плане продуктивный горизонт прослеживается узкой (5-15 км) полосой общего северо-восточного простирания: от юго-восточного склона Мирнинского свода через осевую часть Вилючанской седловины к Сунтарскому поднятию.

Харыстанский горизонт относительно хорошо изучен в пределах Верхневилючанского нефтегазоконденсатного месторождения, где открыты нефтегазовые залежи [11].

Здесь он представлен на значительной площади чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Пачка аргиллитов верхней части харыстанской свиты (толщиной до 20 м), вместе с толщей вышележающих карбонатных пород бюксской свиты является зональным флюидоупором среднего качества для харыстанского продуктивного горизонта. Отмечается линзовидное строение зон улучшенных коллекторов харыстанского горизонта.

На Буягинской площади харыстанский горизонт распространен не повсеместно. В скв. № 661 и 662 отложения, слагающие харыстанскую свиту, представлены плотными и глинистыми породами, не обладающими коллекторскими свойствами. Только в скважине № 664 установлены 3 газонасыщенных пласта с улучшенными ФЕС и суммарной эффективной толщиной 4,6 м. Практически абсолютные глубины вскрытия харыстанской свиты во всех поисковых скважинах на Буягинской площади одинаковы. Появление в скв. № 664 газонасыщенного харыстанского горизонта связано не со структурными условиями его вскрытия, а с наличием литологической ловушки.

Присутствие рифейских осадков и значительные толщины бетинчинской свиты в некоторых скважинах соседней Вилуйско-Джербинской площади свидетельствует о существовании в рифее и начале венда узкого грабенообразного прогиба северо-западного простирания, по которому в дальнейшем, видимо, и заложилась граница Сунтарского поднятия и Вилючанской седловины.

На Буягинской площади терригенный состав осадков бетинчинской, хоронохской и талахской свит свидетельствует о накоплении их в мелководных прибрежных условиях. Разрез талахской свиты, сложенный глинистыми отложениями с единичными прослоями карбонатов, представляет собой трансгрессивную серию. Карбонатный состав осадков бесюряхской и ынахской свит указывает на накопление их в более удаленных от берега морских условиях. В интервале ынахской и бесюряхской свит на территории Верхневилючанского лицензионного участка рисунок сейсмической записи по сравнению с разрезами харыстанской, талахской, хоронохской и бетинчинской свит динамически более выразителен, оси синфазности имеют унаследованный характер по латерали, что характерно для морских отложений [12].

Харыстанское время происходит отступление моря, отлагаются глинистые и песчаные осадки. В это время происходит формирование терригенных осадков, слагающих харыстанский горизонт. По всей видимости, это русловые отложения. Продолжающаяся регрессия привела к перерыву в осадконакоплении и частичной денудации ранее отложившихся осадков. Поэтому харыстанский горизонт сохранился в узких прогибах северо-восточного простирания вдоль северо-западного и, возможно, юго-восточного склонов Сунтарского поднятия.

Затем регрессия сменяется трансгрессией, которая с незначительными отступлениями продолжалась вплоть до предверхоленского перерыва, в ходе которой на территории Буягинской площади частично были эродированы отложения ичерской и метегерской свит. Среднепозднепалеозойское время, территория Сунтарского поднятия представляло денудационное плато. В дальнейшем, по данным глубокого бурения на Буягинской площади, терригенное осадконакопление зафиксировано только в раннеюрское время. Возможно, позднеюрские и меловые осадки, имеющие повсеместное распространение по всей Вилуйской синеклизе, были денудированы на территории Сунтарского поднятия.

Геологическое развитие территории юго-западного склона Сунтарского поднятия была тесно связана с историей развития Вилучанской седловины, т.е. осадконакопление происходило в условиях относительно устойчивого погружения бассейна седиментации. Непрерывный процесс осадконакопления благоприятствовал нефтегазоматеринским толщам реализовать свой генерационный потенциал. Преобладающим предполагается литолого-стратиграфический тип ловушек. Не исключено образование скоплений углеводородов в ловушках сводового и смешанного типов.

Харыстанский горизонт был испытан в эксплуатационной колонне. Получен приток газа дебитом 322,9 тыс.м³/сут на шайбе 11,96 мм. Пластовое давление на глубине 1790 м составило 16,8 МПа. Были проведены исследования на газоконденсатность. При дебите отсепарированного газа 166,3 тыс.м³/сут., дебит дегазированного конденсата составил 3,4 м³/сут. Дебит сырого конденсата 4,5 м³/сут., содержание сырого конденсата 27,3 см³/м³.

В дальнейшем была проведена пробная эксплуатация горизонта в течение 62 суток по затрубному пространству на шайбе 9,98 мм. В начале пробной эксплуатации при забойном давлении 16,84 МПа дебит газа составлял 218,3 тыс. м³/сут., в конце забойное давление упало до 12,9 МПа, дебит газа 177,5 тыс. м³/сут. При закрытии скважины на КВД было установлено длительное восстановление давления – трубное давление от 10,96 МПа восстановилось до 11,10 МПа за 53 часа.

Таким образом, в харыстанском горизонте мы имеем литологически экранированную газоконденсатную залежь. Отмечены падения давления и длительное восстановление статистического давления, что свидетельствует об ограниченности залежи и ухудшении ФЕС пласта-коллектора при удалении от ствола скважины.

На изучаемой площади выше по разрезу установлена нефтегазоносность осинского продуктивного горизонта, который является основным продуктивным горизонтом в ряде месторождений Непско-Ботубинской антеклизы [13, 14].

Здесь верхняя часть осинского горизонта пласт О-II сложена чистыми и глинистыми доломитами, очень плотными. Признаков коллекторов здесь не обнаружено. Нижняя часть осинского горизонта в скв. № 661 и 663 полностью водонасыщена, в скв. № 664 – газонефтенасыщена, скв. № 662 – газонефтеводонасыщена.

В скв. № 662 в кровельной части пласта О-II выделяется ряд разрозненных пропластков с толщинами от 0,4 до 2,0 м, пористость их по нейтронного гамма-каротажа (НГК) оценивается в 13,6-22,7 %, коэффициент нефтегазонасыщенности 58-68 %. При опробовании ИП в процессе бурения пласта получен приток газа дебитом 9,52 тыс. м³/сут на шайбе 8 мм. С уровня отобрана проба нефти. По данным лабораторных исследований нефть характеризуется низкой вязкостью, не содержит твердых УВ, относится к группе легких нефтей. Фракционная разгонка показывает высокую температуру кипения (139°), среднее содержание бензиновых фракций (24 %) и очень высокое количество светлых дистиллятов (81 %). Газ из осинского горизонта по составу метановый (90 %) с содержанием азота 4-5 %.

Интересные результаты в скв. № 664 получены при испытании пласта О-II в эксплуатационной колонне. Во время исследований на всех режимах газовой струе отмечен вынос минерализованной жидкости в распыленном виде плотностью 1250 кг/м³ с незначительной нефтяной пленкой на поверхности.

В скв. № 664 по материалам качественной интерпретации ГИС в пласте О-II выделяется два пропластка с повышенными коллекторскими свойствами и коэффициентом нефтегазонасыщенности 48-58 %. Суммарная эффективная толщина пропластков не превышает 2 м. При испытании этих пропластков в эксплуатационной колонне получен слабый приток газа дебитом 100 м³/сут. После повторной перфорации дебит газа вырос только до 900 м³/сут.

Подсчет запасов газа и нефти

Подсчет запасов харыстанского горизонта традиционным объемным методом не представляется возможным из-за недостаточности и ненадежности имеющихся подсчетных параметров. Вместе с тем полученные в ходе пробной эксплуатации данные позволяют провести подсчет запасов газа харыстанского горизонта методом падения давления по формуле:

$$Q_{\text{нач}} = \frac{Q_{\text{доб}} \times \alpha_1 \times p_{\text{нач}}}{\alpha_1 \times p_{\text{нач}} - \alpha_2 \times p_{\text{кон}}} \quad (1)$$

где $Q_{\text{нач}}$ – начальные запасы газа в м³, $Q_{\text{доб}}$ – количество добытого газа за период снижения давления от $p_{\text{нач}}$ до $p_{\text{кон}}$. За время пробной эксплуатации добыто 11846000 м³. $p_{\text{нач}}$ – начальное пластовое давление в кгс/см² = 169,8

$p_{\text{кон}}$ – пластовое давление в конце пробной эксплуатации в кгс/см² = 130,3.

α – поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля-Мариотта соответственно при давлениях $p_{\text{нач}}$ до $p_{\text{кон}}$.

Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта определена исходя из состава пластового газа харыстанского горизонта (табл. 2).

Таблица 2

Состав газа харыстанского горизонта и критические параметры

Table 2

Composition of gas of the Kharistan horizon and critical parameters

Компоненты	Содержание компонента	Критические параметры компонентов		Псевдокритические параметры	
		Рабс, кгс/см ²	Т, К	Ркр.абс, кгс/см ²	Ткр, К
Метан	90,04	46,95	190,55	42,27	171,57
Этан	4,15	49,76	306,43	2,07	12,72
Пропан	1,20	43,33	369,82	0,52	4,44
Изобутан	0,16	37,19	408,13	0,06	0,65
Бутан	0,29	38,71	425,16	0,11	1,23
С5+в	0,34	27,5	562,00	0,09	1,91
Углекислый газ	0,40	75,27	304,20	0,30	1,22
Азот	3,15	34,65	126,26	1,09	3,98
Водород	0,02	13,25	33,25	0,003	0,007
Гелий	0,216	2,34	5,2	0,005	0,01
				46,52	197,74

$$P_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{пл}}}{P_{\text{пр.кр}}} = \frac{16,8}{46,52 \times 0,098} = 3,68 \quad (2)$$

$$T_{\text{пр}} = \frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{пр.кр}}} = \frac{281}{197,74} = 1,42 \quad (3)$$

$$Z = 0,71 \quad \alpha = 1/z = 1,4$$

Те же значения получаются и при $P_{\text{пл}} = 12,77$ МПа, т.е. $\alpha_1 = \alpha_2$.

Таким образом,

$$Q_{\text{нач}} = \frac{11846000 \times 1,4 \times 169,8}{1,4 \times 169,8 - 1,4 \times 130,3} = 50,9 \text{ млн. м}^3$$

Учитывая, что харыстанский горизонт вскрыт только в одной скв. № 664 и все параметры взяты по этой скважине, а такой важный параметр как площадь газоносности принят чисто условно, предпочтение в данном случае надо отдать результатам полученным методом падения давления.

На основе имеющихся геолого-геофизических данных обоснованы и приняты подсчетные параметры и проведен подсчет запасов газа и нефти объемным методом в осинском горизонте по категории C_2 .

При построении подсчетного плана осинского горизонта за основу взята структурная карта по кровле пласта О-II с учетом данных глубокого бурения. Учитывая неоднозначность данных качественной интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) и результатов испытания водонефтяной контакт и газонефтяной контакт (ГНК) приняты с некоторой долей условности. В скв. № 663 горизонт полностью водонасыщен, следовательно, ВНК находится не ниже абсолютной отметки кровли осинского горизонта, вскрытого скв. № 663 – (-1010,6). Это не противоречит результатам испытания горизонта в эксплуатационной колонне в скв. № 662, где при работе скважины газом отмечался вынос пластовой воды с нефтью. Таким образом, ВНК принят на абсолютной отметке -1010,6. ГНК определен по данным качественной интерпретации материалов ГИС в скв. № 664 – (-1002,3). При принятых контактах площадь газоносности составит 27,2 км², площадь нефтеносности – 55,1 км².

Подсчет запасов нефти и газа будем проводить объемным методом. Вначале подсчитаем запасы газа. Эффективная газонасыщенная толщина осинского горизонта в скв. № 664 составляет 3,0 м, скв № 662 – 3,8 м. Для подсчета принимаем среднее арифметическое значение – 3,4 м.

Пористость коллекторов определена по данным промыслово-геофизических исследований (ПГИ) в скв. № 662 и 664. В скв. № 662 в газонасыщенной части горизонта значения пористости по пропласткам составляют 14,3 и 14,4 %, скв. № 664 – 11,6, 17,0, и 17,4 %, (среднее значение 15,3 %). Для подсчета принимаем среднее арифметическое значение – 14,8 %.

Коэффициент газонасыщенности по данным ГИС составляет в скв. № 662 – 61 %. В скв. № 664 – 53 %. Для подсчета принимаем 57 %.

Величина пластового давления принимается для подсчета по скв. № 662 – 11,53 МПа.

Поправка на температуру рассчитана для пластовой температуры +8°С:

$$\frac{273 + 20}{273 + 8} = \frac{293}{281} = 1,04$$

Поправка на отклонение углеводородных газов от закона Бойля-Мариотта рассчитана по среднему составу свободного газа осинского горизонта, полученного при испытании скв. № 662 (табл. 3).

Таблица 3

Состав газа осинского горизонта и критические параметры

Table 3

Composition of the gas of the Osinsky horizon and critical parameters

Состав газа	Содержание в объем, %	Критические Рабс, кгс/см ²	Параметры Т°К	Псевдокрит. Ркр, абс	Параметры Т°К
Метан	91,40	46,95	190,55	42,91	174,16
Этан	2,39	49,76	306,43	1,19	7,32
Пропан	0,78	43,33	369,82	0,34	2,88
Изобутан	0,09	37,19	408,13	0,03	0,37
Бутан	0,19	38,71	425,16	0,07	0,81
C_5 +высшие	0,10	27,50	562,00	0,03	0,56
Углек.газ	0,17	75,27	304,20	0,13	0,51
Азот	4,34	34,65	126,26	1,50	5,45
Водород	0,21	13,25	33,25	0,03	0,07
Гелий	0,35	2,34	5,20	0,006	0,02
Итого	100,00			46,24	192,15

Псевдокритические параметры газа равны:

$$P_{\text{пр.кр.}} = 46,24 \text{ кгс/см}^2, T_{\text{пр.кр.}} = 193,15^\circ\text{K}$$

откуда

$$P_{\text{пр.}} = \frac{P_{\text{пл.}}}{P_{\text{пр.кр.}}} = \frac{117,65}{46,24} = 2,54$$

$$T_{\text{пр.}} = \frac{T_{\text{пл.}}}{T_{\text{пр.кр.}}} = \frac{281}{192,15} = 1,46$$

Коэффициент сверхсжимаемости равен 0,77, откуда поправка составляет

$$\alpha = \frac{1}{0,77} = 1,3$$

С учетом приведенных параметров, запасы свободного газа пласта О-II осинского горизонта по категории C_2 составит:

$$V_r = 27200000 \times 3,4 \times 0,15 \times 0,57 \times 113,79 \times 1,04 \times 1,3 = 1200,2 \text{ млн. м}^3.$$

Таким образом, геологические запасы газа пласта О-II осинского горизонта по категории C_2 составляют 1,2 млрд.м³.

В таблице 4 представлены принятые подсчетные параметры осинского горизонта. Подсчетный план представлен на рисунке 3.

Таблица 4

Подсчетные параметры осинского горизонта

Table 4

Calculation parameters of the Osinsky horizon

Подсчетный параметр	Единица измерения	Величина
Водонефтяной контакт	м	- 1010,6
Газонефтяной контакт	м	- 1002,3
Площадь газоносности	км ²	27,2
Площадь нефтеносности	км ²	55,1
Эффективная газонасыщенная толщина	м	3,4
Эффективная нефтенасыщенная толщина	м	2,4
Пористость газонасыщенного коллектора	доля единицы	0,148
Пористость нефтенасыщенного коллектора	доля единицы	0,137
Коэффициент газонасыщенности	доля единицы	0,57
Коэффициент нефтенасыщенности	доля единицы	0,49
Пластовое давление	атм	113,79
Пластовая температура	°C	+8
Плотность нефти	т/м ³	0,879
Усадка нефти по аналогии	доля единицы	0,87

Теперь подсчитаем запасы нефти пласта О-II осинского горизонта.

Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта О-II в скв. № 662 – 2,0 м, скв. № 664 – 2,8 м. Для подсчета принимаем среднее арифметическое значение 2.4 м.

Пористость коллекторов определенная по данным интерпретации материалов ГИС составляет в скв. № 662 – 12,5 и 13,6 % (среднее значение 13 %), скв. № 664 – 14,5 %. Для подсчета принимаем среднее арифметическое значение – 13,7 %.

Коэффициент нефтенасыщенности по данным ПГИ составляет в скв. № 664 – 59 %, скв. № 664 – 36 %. Для подсчета принимаем 49 %.

Плотность нефти принята по результатам анализа пробы, отобранной в скв. № 662 и составляет 879 кг/м³.

Коэффициент учитывающий усадку нефти принят по аналогии со Среднеботуобинским месторождением принимаем равным – 0,87.

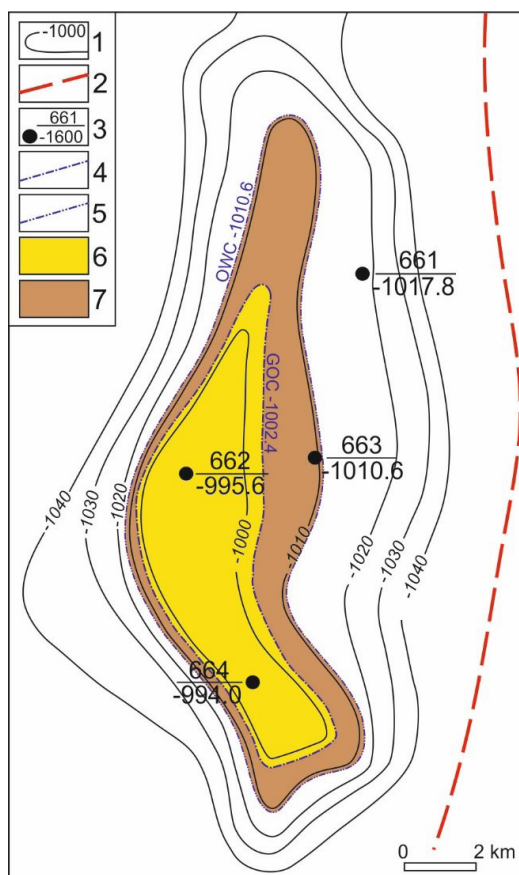


Рис. 3. Бугинская структура по кровле пласта О-II

Условные обозначения: 1 – изолинии кровли пласта О-II, 2 – тектонические нарушения, 3 – скважины (номер/глубина вскрытия пласта О-II), 4 – условный газонефтяной контакт, 5 – условный водонефтяной контакт, 6 – залежь газа осинского горизонта, 7 – залежь нефти осинского горизонта.

Fig. 3. Buyaginskaya structure on the roof of the O-II layer

Symbols: 1 – isolines of the roof of the O-II formation, 2 – tectonic faults, 3 – wells (number/depth of penetration of the O-II formation), 4 – conventional gas-oil contact, 5 – conventional water-oil contact, 6 – gas deposit of the Osinsky horizon, 7 – oil deposit of the Osinsky horizon.

С учетом приведенных параметров в таблице 4 геологические запасы нефти пласта О-II осинского горизонта по категории C_2 составят:

$$V_r = 55100000 \times 2,4 \times 0,137 \times 0,49 \times 0,85 \times 0,87 = 6564,742 \text{ тыс. тонн.}$$

Таким образом, геологические запасы нефти пласта О-II осинского горизонта на Бугинской площади по категории C_2 составляют 6,5 млн. тонн.

Суммарные геологические запасы газа в харыстанском и осинском горизонтах и геологические запасы нефти в осинском горизонте составляют:

Запасы газа – 1,251 млрд.м³.

Запасы нефти – 6,5 млн. тонн.

Таким образом, по величине извлекаемых запасов согласно действующей классификации месторождений нефти и газа Буягинское месторождение относилось бы к очень мелким.

Обсуждение результатов

Учитывая низкий уровень геолого-геофизической изученности Буягинской площади приведенные оценки запасов нефти и газа носят ориентировочный характер. Если продуктивность осинского горизонта установлена во многих месторождениях Непско-Ботуобинской антеклизы, то с харыстанским горизонтом связаны все последние открытия нефтяных месторождений. Так в зоне сочленения Предпатомского прогиба и Вилючанской седловины открыты Восточно-Бетинчинское и Текесское нефтяные месторождения. Весьма ощутимый приток нефти (45 м³/сут) из харыстанского горизонта был получен в поисковой скважине на Багдынском лицензионном участке ПАО «Сургутнефтегаз».

Восточно-Бетинчинское нефтяное месторождение расположено на территории Ленского района Республики Саха (Якутия), открыто в 2023 году поисковой скважиной № 3П. В тектоническом отношении приурочено к Нюйско-Джербинской впадине Предпатомского регионального прогиба.

Промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях харыстанского горизонта венда (пласт V), представленных доломитами микро-тонкокristаллическими, комковатыми с включением ангидрита. В пласте V установлена 1 нефтяная залежь – пластовая, сводовая, тектонически экранированная; размеры – 10 × 5 км, высота – 132,5 м. По результатам испытания в эксплуатационной колонне в интервале с абс. отм. -2 146,6...-2 161,6 м при свабировании получен приток нефти с водой дебитами 4,61 м³/сут и 0,69 м³/сут соответственно. Физико-химические свойства нефти приняты по аналогии с харыстанским пластом Бетинчинского месторождения, имеющего сходные геолого-физические характеристики.

Текесское нефтяное месторождение расположено на территории Ленского района Республики Саха (Якутия).

Месторождение открыто в 2023 году поисковой скважиной № 3П. В тектоническом отношении приурочено к одноименной структуре в зоне сочленения северного борта Нюйско-Джербинской впадины с Непско-Ботуобинской антеклизой и Вилючанской седловиной.

Промышленная нефтегазоносность установлена в терригенных отложениях харыстанского горизонта венда (пласт V). В пласте установлена 1 нефтяная залежь – пластовая, тектонически экранированная; размеры – 8,0–10,0 × 3,6 км, высота – 27,5 м. Физико-химические свойства нефти также приняты по аналогии с харыстанским пластом Бетинчинского месторождения.

Харыстанский горизонт, по всей видимости, распространен в авлакогенах выполняющих узкие и протяженные отрицательные структуры кристаллического фундамента северо-восточного простираения вдоль северо-западного и юго-восточного склонов Сунтарского поднятия [15]. Аналогичные зоны могут быть развиты по склонам Арбайско-Синского вала. Детальное изучение особенностей распределения харыстанского горизонта может внести существенный вклад в наращивании сырьевой базы углеводородов на юго-западной части республики.

Также прямые признаки нефтеносности в виде пленок, эмульсий и проявлений установлены в разрезе бесюряхской (скв. № 661) и юряхской (скв. № 662) свит. По данным физико-химических исследований нефти Буягинской площади относятся к группе вязких, смолистых, беспарафиновых, со средней плотностью.

При применении современных технологий вскрытия – горизонтального бурения в комбинации с мультипликативным гидроразрывом пласта, не исключена возможность получения промышленных притоков нефти и газа из осинского и юряхского продуктивных горизонтов.

Заключение

В пределах Буягинской площади практический интерес представляют харыстанский и осинский горизонты, где получены промышленные и полупромышленные притоки УВ. В харыстанском горизонте вскрыта газовая залежь структурно-литологического типа, в осинском – газо-

нефтяная структурного типа. Подсчитанные запасы газа в харыстанском и осинском горизонтах и запасы нефти в осинском горизонте незначительные. Промышленное освоение залежей УВ на Буягинской площади в традиционной форме в настоящее время экономически нецелесообразно. Вместе с тем имеющиеся запасы газа могут быть интересны с точки зрения локальной генерации тепловой и электрической энергии (тепличное хозяйство, производство кирпичей и стекла на основе местного сырья, майнинг криптовалюты и др.).

На юго-западном склоне Сунтарского поднятия сейсморазведочными работами выявлено значительное количество мелких и средних положительных структур, которые могут служить ловушками для образования залежей углеводородов. Учитывая выклинивания и размыв многих стратиграфических подразделений в направлении к вершине свода, можно предположить наличие стратиграфических и литологических залежей нефти и газа. В разрезе осадочного чехла юго-западного склона Сунтарского поднятия наибольший интерес представляют аналоги вилючанского, харыстанского, юряхского и осинского горизонтов.

Литература

1. Lemeshev Y, Sivtsev A, Karpova M. On the Issue of Isolated Well Productivity in a Number of Areas of the Republic of Sakha (Yakutia) / *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. Vladivostok, January 25-26, 2021: 012099. DOI 10.1088/1755-1315/720/1/012099.
2. Сафронов А.Ф. Перспективы наращивания сырьевой базы нефтегазодобычи на территории РС (Я). *Наука и техника в Якутии*. 2009;2(17):15-21.
3. Бурова И.А. Карбонатные коллекторы вендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса Восточной Сибири. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2010;5(2):4 URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2010.pdf
4. Васильев С.А., Соболев П.Н., Таффарель Е.С. и др. Нефтегазоносность Вилуйской синеклизы и перспективы поисков залежей углеводородов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2018;(12):14-26. DOI 10.30713/2413-5011-2018-12-14-26.
5. Ситников В.С. Севостьянова Р.Ф., Павлова К.А. Актуализация представлений о глубинном строении территорий Западной Якутии в связи с нефтегазоносностью осадочного чехла. *Рифтогенез, орогенез и сопутствующие процессы*: Материалы IV Всероссийского симпозиума с участием иностранных ученых, посвященного 90-летию со дня рождения академика Н.А. Логачева, г. Иркутск, 14-15 октября 2019 г. Иркутск: Институт земной коры Сибирского отделения РАН; 2019:196-198.
6. Лемешев Я.В., Сивцев А.И. К вопросу продуктивности единичных скважин в ряде площадей республики Саха (Якутия). *Нефть и газ – 2020* : Сборник трудов 74-й Международной молодежной научной конференции, Москва, 28 сентября – 04 октября 2020 г. Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина;2020:235-238.
7. Калачева Л.П., Рожин И.И. О возможном образовании гидратов природного газа в условиях месторождений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. *Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований*. 2019(12):55-59. DOI 10.17513/mjprfi.12953.
8. Черданцев Г.А., Головин С.В. Уточнение перспектив нефтегазоносности среднепалеозойских отложений южной части Вилуйской синеклизы. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2018;13(3):6. URL: https://ngtp.ru/rub/4/33_2018.pdf. DOI 10.17353/2070-5379/33_2018.
9. Федорович М.О., Космачева А.Ю. Прогноз нефтегазоносности Вилуйской гемисинеклизы на базе интерпретации геолого-геофизических материалов и технологии бассейнового моделирования (Республика Саха (Якутия)). *Георесурсы*.2023;25(1):81-94. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.9>
10. Мандельбаум М.М., Хохлов Г.А., Кондратьев В.А. Непско-Ботуобинская антеклиз: история выявления, геология, перспективы освоения. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2004;(1):28-37.
11. Рыжов А.Е., Склярова З.П., Крикунов А.И. и др. Уточнение внутреннего строения терригенного комплекса нижнего венда Верхневилючанского нефтегазоконденсатного месторождения. *Вести газовой науки*. 20214;1(46):87-105.
12. Недосекин А.С., Лукашов А.В., Смирнов О.А. и др. Модель формирования осадочного чехла Верхневилючанского лицензионного участка по данным сейсморазведки МОВ ОГТ-3D. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 20184(6):18-24. DOI 10.30713/2413-5011-2018-6-18-24.

13. Петров М.М. Обобщение и анализ промысловых данных и рекомендации для поисков скоплений углеводородов в осинском горизонте Непско-Ботубобинской антеклизы. *Нефтегазовое дело*. 2010;(1):31. URL: https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/PetrovMM/PetrovMM_1.pdf
14. Рапацкая Л.А. Осинский резервуар – модель геофлюидодинамической системы: очаги генерации, пути миграции и местоскопления углеводородов. *Науки о Земле и недропользование*. 2024;3(88):329-341. DOI 10.21285/2686-9993-2024-47-3-329-341.
15. Сивцев А.И., Тимофеев Н.Г., Мещеряков В.А. Перспективные нефтегазовые объекты на северо-востоке Предпатовского прогиба. *Природные ресурсы Арктики и Субарктики*. 2024;29(2):193-203. <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2024-29-2-193-203>

References

1. Lemeshev Y., Sivtsev A., Karpova M. On the Issue of Isolated Well Productivity in a Number of Areas of the Republic of Sakha (Yakutia). *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. Vladivostok, January 25–26.2021: 012099 (in Russian). DOI 10.1088/1755-1315/720/1/012099.
2. Safronov A.F. Prospects for increasing the raw material base of oil and gas production in the territory of the Republic of Sakha (Yakutia). *Science and technology in Yakutia*.2009;2(17):15–21 (in Russian).
3. Burova I.A. Carbonate reservoirs of the Vendian-Lower Cambrian petroleum complex, Eastern Siberia. *Oil and Gas Geology. Theory and Practice*. 2010;5(2):4. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2010.pdf (in Russian).
4. Vasiliev S.A., Sobolev P.N., Taffarel E.S. et al. Oil and gas potential of Vilyuiskaya syncline and prospects of hydrocarbon deposits searching. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2018;(12):14-26 (in Russian). DOI 10.30713/2413-5011-2018-12-14-26
5. Sitnikov V.S., Sevostyanova R.F., Pavlova K.A. Updating the concepts of the deep structure of the territories of Western Yakutia in connection with the oil and gas potential of the sedimentary cover. *Riftogenesis, orogenesis and associated processes: Proceedings of the IV All-Russian symposium with the participation of foreign scientists dedicated to the 90th anniversary of the birth of Academician N.A. Logachev*, Irkutsk, October 14-15, 2019; Irkutsk: Institute of the Earth's Crust, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; 2019:196–198 (in Russian).
6. Lemeshev Ya.V., Sivtsev A.I. On the productivity of individual wells in a number of areas of the Sakha Republic (Yakutia). *Oil and Gas – 2020: Proceedings of the 74th International Youth Scientific Conference, Moscow, September 28 – April 04, 2020*. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University); 2020:235-238 (in Russian).
7. Kalacheva L.P., Rozhin I.I. On the possible formation of natural gas hydrates in the conditions of the Lena-Tunguska oil and gas province fields. *International Journal of Applied and Fundamental Research*. 2019(12):55–59 (in Russian). DOI 10.17513/mjpf.12953.
8. Cherdantsev G.A., Golovin S.V. Clarification of the oil and gas potential of the Middle Paleozoic deposits of the southern part of the Vilyui syncline. *Oil and Gas Geology. Theory and Practice*. 2018;13(3):6. Available at: https://ngtp.ru/rub/4/33_2018.pdf (in Russian). DOI 10.17353/2070-5379/33_2018
9. Fedorovich M.O., Kosmacheva A.Yu. Prediction of oil and gas occurrence in the Vilyui hemisineclise according to interpretation of geological and geophysical data and basin modeling (Republic of Sakha (Yakutia)). *Georesources*. 2023;25(1):81–94 (in Russian). <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.9>
10. Mandelbaum M.M., Khokhlov G.A., Kondratyev V.A. Nepa-Botuoba anticline: history of identification, geology, development prospects. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2004(1):28–37 (in Russian).
11. Ryzhov A.E., Sklyarova Z.P., Krikunov A.I. et al. Clarification of the internal structure of the Lower Vendian terrigenous complex of the Verkhnevilyuchanskoye oil and gas condensate field. *Scientific and technical collection Vesti gazovoy nauki*. 2021;1(46):87–105 (in Russian).
12. Nedosekin A.S., Lukashov A.V., Smirnov O.A. et al. Model of sedimentary cover formation of the Verkhnevilyuchansky license area based on 3D reflection seismic exploration data. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2018;(6):18–24 (in Russian). DOI 10.30713/2413-5011-2018-6-18-24
13. Petrov M.M. Generalization and analysis of field data and recommendations for the search for hydrocarbon accumulations in the Osinsky horizon of the Nepa-Botuoba anticline. *Oil and Gas Business*. 2010;(1):31. Available at: https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/PetrovMM/PetrovMM_1.pdf (in Russian).

14. Rapatskaya L.A. Osinsky reservoir – a model of a geofluidodynamic system: generation centers, migration routes and hydrocarbon accumulation sites. *Earth Sciences and Subsoil Use*. 2024;3(88):329-341 (in Russian). DOI 10.21285/2686-9993-2024-47-3-329-341

15. Sivtsev A.I., Timofeev N.G., Meshcheryakov V.A. Oil-and-gas potential of the northeast Predpatom trough. *Arctic and Subarctic Natural Resources*. 2024;29(2):193–203 (in Russian). <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2024-29-2-193-203>

Об авторах

СВИНОБОЕВ Алексей Алексеевич – студент Геологоразведочного факультета, СВФУ им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Российская Федерация

E-mail: alex_doydu@mail.ru

СИВЦЕВ Алексей Иванович – к.г.-м.н., доц. каф. «Недропользование», СВФУ им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Российская Федерация, <https://orcid.org/0000-0001-8386-2383>, ResearcherID: F-1077-2014, Scopus Author ID: 56287496100, SPIN: 8676-4888

E-mail: maraday@yandex.ru

КАРПОВА Мария Ивановна – ст. преп. Геологоразведочного факультета СВФУ им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Российская Федерация

E-mail: karpova-grf@mail.ru

About the authors

Alexey Alexeevich SVINOBEOV – student, Faculty of Geology and Survey, M. K. Ammosov North-Eastern Federal University

E-mail: alex_doydu@mail.ru

Aleksei Ivanovich SIVTSEV – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, <https://orcid.org/0000-0001-8386-2383>, ResearcherID: F-1077-2014

E-mail: maraday@yandex.ru

Maria Ivanovna KARPOVA – Senior Lecturer, Faculty of Geology and Survey, M. K. Ammosov North-Eastern Federal University

E-mail: karpova-grf@mail.ru

Вклад авторов

Свинобоев А.А. – проведение исследования, редактирование рукописи, визуализация, администрирование данных.

Сивцев А.И. – разработка концепции, проведение исследования, руководство исследованием.

Карпова М.И. – создание черновика рукописи, визуализация.

Authors' contribution

Svinoboev A.A. – investigation, writing-review&editing, visualization, project administration.

Sivtsev A. I. – conceptualization, investigation, supervision.

Karpova M.I. – writing-original draft, visualization.

Информация о конфликте интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interest.

Поступила в редакцию / Submitted 14.04.2025

Принята к публикации / Accepted 16.05.25