

А.В. Погодаев^{1,2}, Р.Ф. Севостьянова¹, М.И. Слепцова¹ ✉, А.М. Жарков³, К.А. Павлова¹

¹ Якутский научный центр СО РАН Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

² АО «Туймааданефтегаз», г. Якутск, Россия

³ Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

✉ msleptsova@mail.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ ВОСТОЧНОГО ОБРАМЛЕНИЯ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ ПО МАТЕРИАЛАМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПОСЛЕДНИХ ЛЕТ

Аннотация. В результате тщательного анализа геолого-геофизических материалов и глубокого бурения установлено, что наиболее перспективные зоны для открытия новых залежей нефти и газа локализованы в северной и центральной частях Предверхоанского прогиба, а также на юго-востоке Сибирской платформы вдоль Алдано-Майского прогиба. Высокое содержание растворенного газа в пластовых водах продуктивных слоёв указывает на масштабные процессы газообразования и активную вертикальную и горизонтальную миграцию, что способствует созданию благоприятной среды для формирования залежей газа. Особое внимание привлекают юрские отложения, которые образуются благодаря вторичному захвату газовых потоков при интенсивном вертикальном и латеральном движении флюидов. Коллекторами выступают песчаноглинистые пермские отложения под глиняной толщей нежелтинской свиты нижнего триаса. Большинство разведанных запасов газа ассоциируются с крупными, высокоамплитудными валообразными поднятиями. Современное геологическое строение и высокий гидродинамический потенциал региона определяют оптимальные условия для миграции углеводородов. Первоочередными объектами в центральной части Предверхоанского прогиба и смежных территорий Вилюйской синеклизы предлагается обозначить Китчанскую, Якутскую и Мунскую зоны ожидаемого нефтегазонакопления. В статье рассмотрены перспективы нефтегазоносности Алдано-Майского прогиба. Здесь погребенные формы рельефа играют ключевую роль в геологическом строении района и определяют перспективы генерации и миграции углеводородов. Промышленная значимость залежей, содержащихся в рифейских отложениях подтверждена на сопредельных территориях, в частности в пределах Березовской впадины.

Ключевые слова: Предверхоанский прогиб, Алдано-Майский прогиб, сейсморазведка, параметрическое бурение, скважина, нефтегазоносность, пермо-триасовый нефтегазоносный комплекс.

Для цитирования: Погодаев А.В., Севостьянова Р.Ф., Слепцова М.И., А.М. Жарков, Павлова К.А. Перспективы нефтегазоносных территорий восточного обрамления Сибирской платформы по материалам геологоразведочных работ последних лет. *Вестник СВФУ. Серия «Науки о Земле»*. 2024, № 4. С. 33–48. DOI: 10.25587/2587-8751-2024-4-33-48

Финансирование: Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования РФ № 122011100158-2.

A.V. Pogodaev^{1,2}, R.F. Sevostianova¹, M.I. Sleptsova¹ *, A.M. Zharkov³,
K.A. Pavlova¹

¹ Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Yakut Scientific Center SB RAS, Yakutsk, Russian Federation

² JSC Tuymaadaneftegaz, Yakutsk, Russian Federation

³ Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation

✉ msleptsova@mail.ru

OIL AND GAS PERSPECTIVE OF THE EASTERN BORDER OF THE SIBERIAN PLATFORM BASED ON RECENT EXPLORATION DATA

Abstract. As a result of a thorough analysis of geophysics data and deep drilling, it was established that the most likely zones for the discovery of new oil and gas reserves are localized in the north and center of

the Pre-Verkhoyansk trough, as well as in the southeastern part of the Siberian platform along the Aldan-Maya trough. The high content of hydrocarbons in the formation waters of productive layers indicates large-scale processes of gas formation and active vertical and horizontal migration, which contributes to the creation of a favorable environment for the formation of free gas. Particular attention is drawn to deposits in Jurassic deposits, formed due to the secondary capture of gas flows during intense vertical and inter-reservoir movement. The key reservoirs for future discoveries are the sandy-clayey Permian deposits under the clayey strata of the Lower Triassic Nedzhelin Formation. Most proven gas reserves are associated with large, high-amplitude swell-like uplifts. Modern geological structures and the hydrodynamic potential of the region determine optimal conditions for the migration of hydrocarbons. It is proposed to designate the Kitchanskaya, Yakutskaya and Munskeya zones of expected oil and gas accumulation as priority objects in the central part of the Pre-Verkhoyansk trough and adjacent territories of the Vilyui syncline. The article examines the oil and gas potential prospects of the Aldan-Maya trough. Here, buried landforms play a key role in geological structures and determine the prospects for the generation and migration routes of hydrocarbons, in the structure of lithological-stratigraphic traps. The industrial significance of deposits contained in Riphean sediments has been confirmed in adjacent territories, in particular within the Berezovskaya depression.

Keywords: Pre-Verkhoyansk trough, Aldan-Maya trough, seismic exploration, parametric drilling, well, oil and gas potential, Permo-Triassic oil and gas complex

For citation: Pogodaev A.V., Sevostianova R.F., Sleptsova M.I., Zharkov A.M., Pavlova K.A. Oil and gas perspective of the eastern border of the Siberian platform based on recent exploration data. *Vestnik of NEFU. Earth Sciences*. 2024, № 4. Pp. 33–48. DOI: 10.25587/2587-8751-2024-4-33-48

Financing: The work was performed within the framework of the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation No. 122011100158-2.

Введение

Интенсивное развитие геологоразведочных работ на Сибирской платформе в последние два десятилетия за счет средств Федерального и регионального бюджетов, а также инвестиционных программ недропользователей в слабоизученных территориях Восточной Сибири и Дальнего Востока направлено на укрепление минерально-сырьевой базы нефтегазовых проектов Республики Саха (Якутия).

Исследования по тектоническому районированию восточных районов Сибирской платформы позволяют сделать вывод о закономерной приуроченности выявленных и предполагаемых зон нефтегазоаккумуляции в палеоплане к зонам перехода от депрессионных к приподнятым областям, а также, соответственно к склону и бортам крупных поднятий и впадин [1].

Актуальность научных исследований заключается в комплексном решении задач повышения эффективности планируемых и выполняемых геологоразведочных работ на нефть и газ для континентальных территорий Якутии в сложных горно-геологических условиях, как на этапе прогноза, так и на стадии поисков, разведки и освоения нефтегазовых месторождений.

Материалы и методы исследования

В основу нефтегазогеологического районирования Сибирской платформы заложены крупнейшие структуры платформенного чехла, различающиеся набором формационных комплексов и особенностями структурно-тектонического развития. История геологического развития периферийных областей в составе верхнепалеозой-мезозойского седиментационного бассейна и более древних отложений Сибирской платформы позволяют с полным основанием рассматривать их в качестве благоприятной территории с необходимыми условиями, определяющими формирование региональных зон потенциального нефтегазоаккумуляции на площадях вдоль северо-восточной границы Сибирской платформы [2].

В современном представлении пассивная окраина Сибирской платформы рассматривается в редуцированных размерах и деформированном виде, осложненная складчато-сдвиговыми и дизъюнктивными процессами постпалеозойского тектогенеза [3]. Вдоль фронта мезозойских складчатых комплексов, формирующих выпуклую дугу на юго-западе, размещена

Восточно-Сибирская система впадин, представленная палеозойскими и мезозойскими отложениями. Западные и южные границы определяются склонами Алданской и Анабарской антеклиз. Система включает Предверхоянский предгорный прогиб и две перпендикулярные ему отрицательные структуры: Вилуйскую, находящуюся напротив изгиба Верхоянской дуги складчатой горной системы или внутреннего угла Верхоянской геосинклинальной структуры, и Лаптевскую, южная часть которой соответствует Анабаро-Ленскому прогибу [4].

Предверхоянский прогиб располагается параллельно надвиговому фронту Верхоянья, протягивающемуся от дельты Лены на юг сначала почти меридионально, но затем, близ устья Алдана, поворачивающему к востоку-юго-востоку и далее, вдоль правобережья Алдана, снова на юг в направлении Охотского моря. Но сам прогиб выклинивается в начале этого нового поворота и южное краевое поднятие Верхоянья – хр. Сетте-Дабан, непосредственно надвинуто на Алданский щит Сибирского кратона. Юго-восточным звеном системы краевых прогибов является Алдано-Майская впадина (прогиб). Наиболее широкая и глубокая часть Предверхоянского прогиба приурочена к центральной области, где он сливается с Вилуйской синеклизой, отрицательной структурой платформы, раскрывающейся и углубляющейся в восточном направлении (рис.1).

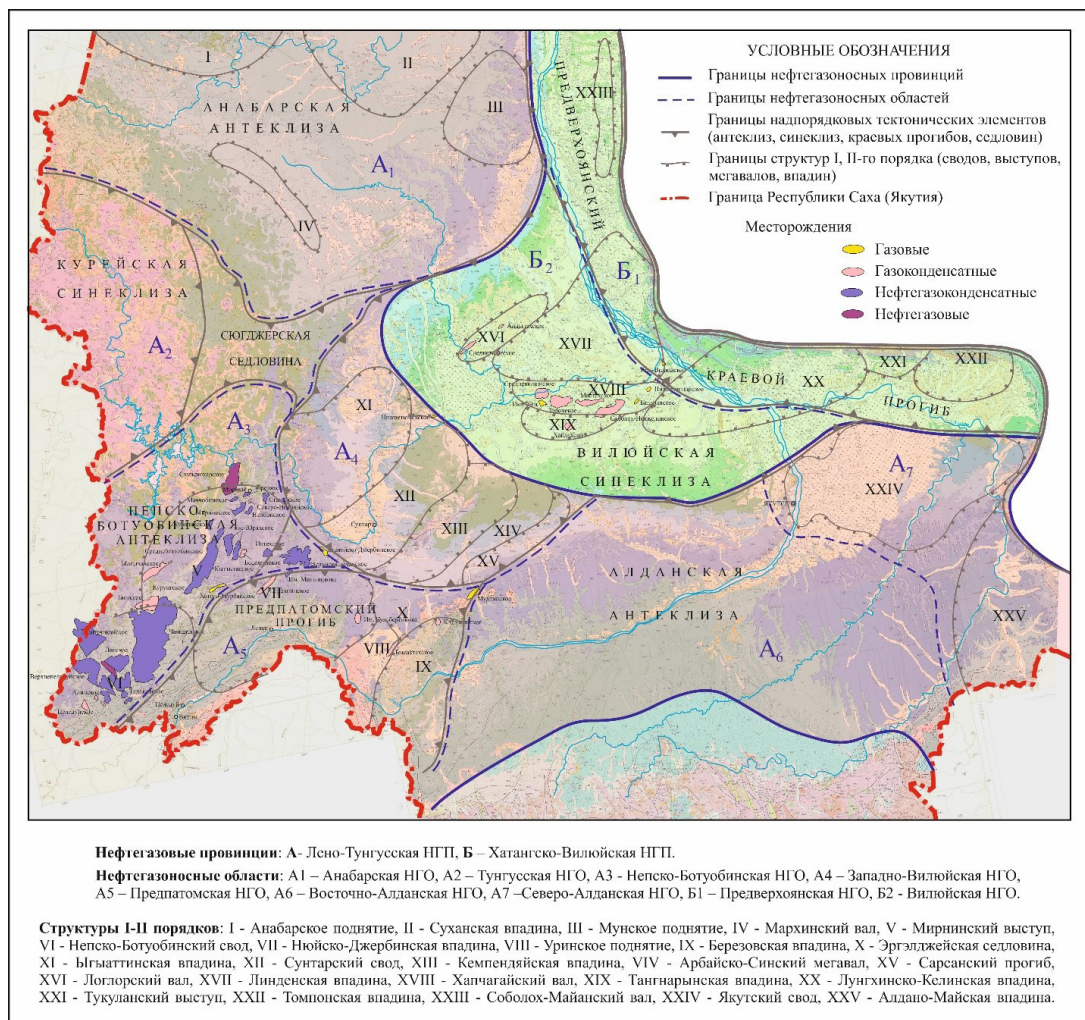


Рис. 1. Обзорная схема района исследования

Figure 1. Overview of the study region

Прогиб, как и все подобные структуры, построен асимметрично, с полого моноклинальным платформенным и осложненным надвигами противоположным крылом. Положительная оценка перспектив нефтегазоносности Восточной Якутии, выполненная К.Б. Мокшанцевым и Н.В. Черским более полувека назад остается актуальной по настоящее время. С учетом важнейшей роли краевых, предгорных прогибов в процессе генерации и локализации углеводородов, правомерно считать, что с перикратонными депрессиями должны быть связаны основные перспективы обнаружения скоплений нефти и газа на восточной периферии Сибирской платформы, что подтверждают, в частности, современные исследования ФГБУ «ВНИГНИ» [5,6].

Качественные и количественные оценки перспектив нефтегазоносности многих сложнопостроенных и недостаточно изученных регионов Восточной Сибири не являются безусловно однозначными и по целому ряду показателей могут носить вероятностный характер научного прогноза. На начальных этапах геологического изучения территории Якутии ввиду многочисленности поверхностных нефте- и битумопроявлений, как наиболее перспективные, рассматривались также обширные районы Анабарской и Алданской антеклиз. К малоперспективным или к землям с неясными перспективами относилась, в частности, Вилюйская синеклиза. Практика геологоразведочных работ в дальнейшем существенным образом дополнила эти первоначальные представления. В Вилюйской синеклизе уже первыми поисковыми скважинами в отложениях верхнего палеозоя и мезозоя были открыты крупные газоконденсатные месторождения, которые уже более полувека составляют основу газовой промышленности республики [7].

Безусловно, что одной из важнейших предпосылок при региональной оценке нефтегазоносности слабоизученных территорий осадочных бассейнов на начальной стадии поисков являются прямые проявления углеводородных газов, нефти и природных битумов на поверхности. Целый ряд крупных месторождений нефти и даже провинций были установлены в результате успешного бурения вблизи поверхностных нефтепроявлений.

Отсутствие открытий месторождений и залежей традиционного вида на территории исследования, при многочисленных проявлениях водорастворенных углеводородных газов, нефти и мест масштабного скопления природных битумов указывают на назревшую необходимость всестороннего научного анализа тектонических, гидрогеологических и геохимических показателей, определяющих успешность геологоразведочных работ на углеводородное сырье и эффективность освоения ресурсной базы северных территорий [8].

Не всегда верно прямолинейно связывать неопределенность поисковых результатов с ограниченным масштабом проводимого комплекса геолого-геофизических работ. На каждом этапе следует последовательно уточнять характерные черты и причинно-следственные связи процессов, влияющих на достоверность прогноза предполагаемого нахождения локальных зон нефтегазонакопления [9]. Нефтегазоносность необходимо рассматривать как свойство осадочного бассейна, его функциональное состояние в качестве природного резервуара для нефти и газа, проявляющееся на определенном этапе развития процесса [4].

Современное состояние изученности и открытий.

В 1956 г. было открыто первое газоконденсатное месторождение в Якутии – Усть-Вилюйское (Предверхоянский прогиб) в структуре, которая была подготовлена сейсморазведкой МОВ в комплексе с колонковым бурением. К северу от него уже в 1961 г. было выявлено Собо-Хаинское месторождение газа. Одновременно с указанным направлением, геологоразведочные работы были развернуты в Вилюйской синеклизе, в пределах Хапчагайского мегавала, которые привели к открытию нескольких газоконденсатных месторождений: Бадаранское (1962 г.), Неджелинское (1963 г.), Средневилюйское (1963 г.) и др. В 1976 году в пределах Малыкай-Логлорской структурной зоны северо-западного борта Вилюйской синеклизы (Тюнгский нефтегазоносный район, НГР) было открыто крупное Среднетюнгское месторождение. В настоящее время, к сожалению, эффективность поисково-разведочных работ на территории Вилюйской синеклизы существенно снизилась.

В 2013 году в ИПНГ СО РАН (г. Якутск) по методу геологических аналогий выполнена предварительная оценка прогнозных геологических ресурсов, в основу которой были заложены результаты исследований и новые научные представления о современном строении слабоизученных территорий. Прогнозные геологические ресурсы по Вилюйской НГО в варианте по авторам составили 5 448 млн.т. УУВ [9,10].

Необходимо отметить, что опорное, параметрическое и поисковое бурение также выполнялось как в центральной, так и периферийных частях Предверхоанского прогиба. Информация о строении, составе осадочного чехла получена на материалах скважин глубокого бурения и интерпретации геофизических материалов [11,12]. К основным наиболее распространенным и перспективным относятся рифейский, вендско-нижнепалеозойский и верхнепалеозой-мезозойский комплексы.

Рифейские и вендско-нижнепалеозойские отложения достаточно широко распространены на севере и северо-востоке Сибирской платформы, а также в Алдано-Майском прогибе, где они изучены главным образом в разрезах естественных обнажений и по материалам глубокого бурения единичных скважин. Промышленная значимость залежей, содержащихся в рифейских отложениях подтверждена на сопредельных территориях, в частности в пределах Березовской впадины. Здесь в интервале торгинской свиты рифея установлена газоконденсатная залежь на Бысахтахском ГКМ.

Отложения верхнепалеозой-мезозойского комплекса территориально преобладают и присутствуют практически повсеместно в пределах Вилюйской синеклизы и Предверхоанского прогиба. Здесь они вскрыты скважинами глубокого бурения в северной части Анабаро-Ленской ветви, в центральной области и в Алданской ветви прогиба (Ивановская скв.). Пермо-триасовый интервал осадочного комплекса содержит основные газовые и газоконденсатные залежи в пределах Вилюйской синеклизы и Предверхоанского прогиба. Промышленные и полупромышленные залежи нефти установлены на Южно-Тигянской площади Анабаро-Хатангской седловины. По результатам сейсморазведочных работы МОГТ-2Д, в пределах Западно-Анабарского лицензионного участка уточнено строение Южно-Тигянского месторождения.

Наибольший объем поискового и разведочного бурения (свыше 300 скважин) был выполнен в пределах Вилюйской НГО. Одновременно с открытием газовых залежей, установлены достаточно высокие уровни газонасыщенности пластовых вод мезозойских и верхнепалеозойских отложений углеводородным газом, преимущественно метаном. Даже приближенные оценки свидетельствуют о существенном преобладании объемов водорастворенного газа относительно суммарных запасов свободного газа открытых месторождений [13].

Условия размещения и сохранности залежей нефти и газа зависят от сложной совокупности многих природных факторов, каждый из которых по своему значению так или иначе участвует в динамичном процессе первичного формирования или переформирования залежей, ключевую роль здесь могут играть гидродинамические условия пластовых систем [14].

Наличие больших концентраций углеводородных газов в пластовых водах продуктивных комплексов свидетельствует об уровне современного масштаба газообразования, в широком развитии процессов вертикальной и латеральной миграции, что в итоге является благоприятным фактором, способствующим формированию залежей свободного газа в ловушках с необходимыми структурными условиями [13].

Образование толщи многолетнемерзлых горных пород (ММГП) с функциями мерзлотно-го изолирующего экрана приостановило и ограничило процесс рассеивания газа в атмосферу. Весь разрез осадочного чехла становится газоаккумулирующим, происходит естественная концентрация свободного газа в отложениях ниже подошвы мерзлоты. Примерами возможного образования относительно крупных скоплений свидетельствуют установленные газопроявления в виде устойчивых дебитов скважин, полученных из приповерхностных подмерзлотных отложений мела, юры, а именно в Вилюйской синеклизе: на Мастахском, Бадаранском,

Средневилюйском месторождениях, а также проявления в Вилюйской опорной скважине; Предверхоанский прогиб: приток газа с водой с глубины 500 м в гидрогеологической скважине у с. Богоронцы, газопроявления при бурении на Усть-Вилюйской, Сангарской, Бергеинской, Хандыгской площадях; Лено-Анабарский прогиб: на Улахан-Юряхской площади в процессе бурения колонковой скважины 308 произошел выброс воды при забое 519 м. Дебит составил около 600 м³ /сут. Воды хлоркальциевого типа с минерализацией 11,1 г/см³. Самоизлив вод из скважины обусловлен их газонасыщенностью.

Закономерности размещения и сохранности установленных залежей. Методические подходы к прогнозу, поискам и разведке месторождений новых территорий

Как показывает анализ истории нефтегазообразования и нефтегазонакопления, условия для латеральной миграции и аккумуляции УВ на востоке Сибирской платформы были весьма благоприятными. УВ мигрировали далеко в глубь территории, пример тому Мунское нефтепроявление в нижнеюрских базальных песчаниках на юго-западном склоне Мунского поднятия [15]. На это также указывают пермские нафтидопроявления в низовьях р. Лены (Туорасисский выступ). Регионально прослеживаемую битумонасыщенность базальных пермских песчаников на площади 140×20 км следует рассматривать как вещественные следы миграции углеводородных флюидов из шельфовой зоны на платформу, в том числе и на Оленекское поднятие на перикратонном этапе развития описываемой территории.

Вилюйская НГО, Хапчагайский газонасыщенный район. В хорошо изученном бурением разрезе верхнего палеозоя и мезозоя Вилюйской синеклизы выделяются пермо-триасовый, нижнетриасовый, и нижнеюрский нефтегазонасыщенные комплексы.

Нижнетриасовые отложения (таганджинский резервуар) суммарно содержат основной объем всех установленных промышленных запасов углеводородов Вилюйской НГО. В пределах Логлорской антиклинальной зоны, залежь Среднетюнгского месторождения в отложениях нижнего триаса имеет максимальную высоту 250 м и заполняет антиклинальную ловушку под замком, положение ГВК горизонтальное, с отметкой -2626 м. Перечисленное свидетельствует о равновесном состоянии систем нефтегазонакопления и исключительных изолирующих свойствах мономской глинистой покрышки, которая в сравнении с Хапчагайским районом (толщина 130 м) возрастает в мощности до 230 м. Площадь залежи 80 км². Пластовое давление близко к гидростатическому и равно 27,54 МПа, пластовая температура 60°C [7].

Газонасыщенность нижнеюрского комплекса находится в зависимости от качества экранирующих свойств мономской глинистой толщи. Залежи образуются при вторичном улавливании газовых потоков в процессе активной вертикальной, межрезервуарной миграции за счет перестроения залежей нижнетриасового комплекса.

Наиболее качественным резервуаром, благодаря высоким изолирующим свойствам перекрывающей 80-100 метровой глинистой толщи неджелинской свиты нижнего триаса, считаются песчано-глинистые пермские отложения [16]. Для залежей верхнепермского продуктивного комплекса Хапчагайского вала характерной отличительной чертой является наличие аномально-высоких пластовых давлений (АВПД) с коэффициентом аномальности до 1,4. Положение контактов здесь наклонное, градиент наклона от 7 до 20 м на км. Равновесное состояние всячих залежей с в положении с наклонным ГВК обеспечивается высоким латеральным градиентом динамического напора.

Стоит отметить, что современные проявления элизионного гидродинамического режима способствуют процессам латеральной миграции УВ-флюидов. Минерализация вод возрастает с глубиной, в триасовом комплексе она составляет от 34 г/л до 43 г/л, в пермском до 70-100 г/л. [7]. Воды практически бессульфатны, в них отмечено содержание брома, йода, аммония, нефтяных кислот и большого количества растворенных газов. Четкая ступенчатая дифференциация гидрогеологического разреза по солевому составу, величинам пластового давления на границах

изолирующих толщ, характеру газовой зональности указывает на наличие благоприятных условий для формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции.

В условиях Вилуйской синеклизы вполне очевидна приуроченность практически всех разведанных запасов газа промышленных категорий к крупным высокоамплитудным валлообразным поднятиям: к Малыкай-Логлорской структурной зоне, Хапчагайскому мегавалу и Китчанскому выступу, расположенным по бортам и периферии Линденской впадины [13]. При этом суммарный объем запасов открытых месторождений, прежде всего установленный в пермских залежах Хапчагайского мегавала (неджелинский резервуар), по итогам разведки оказался существенно меньше первоначальной количественной оценки. Производным следствием наклонных контактов (ГВК), сместившихся под действием латерального градиента, стало изменение полезного объема ловушки в меньшую сторону относительно первоначального горизонтального положения ГВК, и проявилось в снижении коэффициента заполнения газом пермской структурной ловушки. Предполагается, что фактор напряженного состояния гидродинамической системы вмещающего пермско-триасового комплекса при высоком градиенте латерального напора, как ключевая причина, оказал негативное влияние на благоприятные структурные условия сохранности массивной газовой залежи, контролируемой общим контуром Хапчагайского мегавала, что привело к смещению и переформированию залежи [13].

Гидродинамические закономерности Предверхоянского прогиба. Усть-Вилуйский гидрогеологический район. На Усть-Вилуйской структуре промышленная газоносность установлена в юрских отложениях нижнего и среднего лейаса (горизонты J_1-I , J_1-II и J_1-III). Залежь продуктивного горизонта J_1-III залегает на глубине 1940-2030 м. Залежь пластовая сводовая, высотой 43 м. Дебиты газа до 2 млн. $m^3/сут$. Содержание конденсата до 25 г/ cm^3 . Пластовое давление 19,9 МПа, пластовая температура +58°C [7]. На месторождении было пробурено 27 скважин, в том числе 20 разведочных и 7 эксплуатационных, общим метражом 106 тыс. пог. м. На Собо-Хаинском газовом месторождении пробурено 8 разведочных скважин общим метражом 13958 м.

Структурные планы данной территории, уточнены в полевой сезон 2014-2016 гг. по материалам региональных комплексных работ в акватории реки Лена, речной профиль (Гос. рег. № 98-17-1347, АО «Росгеология», 2018) [17].

По результатам совместной интерпретации сейсмических профилей восточного обрамления Сибирской платформы и профиля р. Лена удалось значительно уточнить строение Китчанского выступа и смежных структур. [18]. В пределах Мунского свода и Китчанского надвига подстилающие меловой сейсмокомплекс юрские отложения выходят на дневную поверхность (рис. 2). Отложения перми и триаса на территории исследования вскрыты редкими скважинами в ограниченном объеме, залегают достаточно глубоко и оцениваются как интервалы наиболее перспективной части разреза Предверхоянского прогиба.

Структурный план восточной части Вилуйской гемисинеклизы в зоне ее сочленения с Предверхоянским краевым прогибом, во многом повторяет структурный план по кровле кристаллического фундамента. Большое значение для сохранения перспектив пермских отложений имеет присутствие в нижнем триасе пачек глинистых пород в составе индского и оленекского ярусов. Эти отложения играют роль регионального флюидоупора [19].

Отдельное положение в группе структур Усть-Вилуйского района занимают Бергеинская и Олойская структуры, осложняющие Берге-Олойский вал в зоне сочленения Вилуйской синеклизы и Предверхоянского прогиба. Здесь скважинами поискового бурения до глубины 3980 м исследованы песчано-глинистые угленосные отложения мела и верхней юры (рисунок 3). Пермотриасовые отложения не вскрыты. Отметка глубины горизонта ТП по новым данным сейсморазведки и структурным построениям в своде складки составляет -5600 м, (граница триас-пермь).

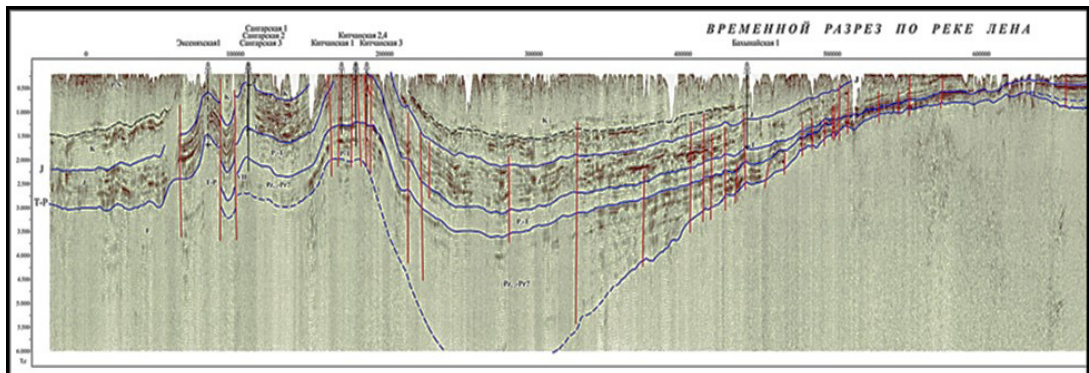


Рис. 2. Фрагмент сейсмического разреза по профилю р. Лена, направление с юга на север вдоль Предверхоянского прогиба, Центральная часть, пограничная с Вилуйской синеклизой (Эксеняхская и Сангарская структуры, Китчанский выступ, Линденская впадина, Мунский свод). Временной интервал 6 сек. Протяженность фрагмента 650 км. от устья р. Алдан, пос. Батамай до пос. Жиганск [17]

Figure 2. A fragment of a seismic section along the Lena River, profile is directed from south to north along the Pre-Verkhoyansk trough, the central part bordering the Vilyui syncline (Eksenyakh and Sangar structures, Kitchan ledge, Linden depression, Munskiy arch). The time interval is 6 seconds. The length of the fragment is 650 km. from the mouth of the Aldan river, Batamai to Zhigansk [17]

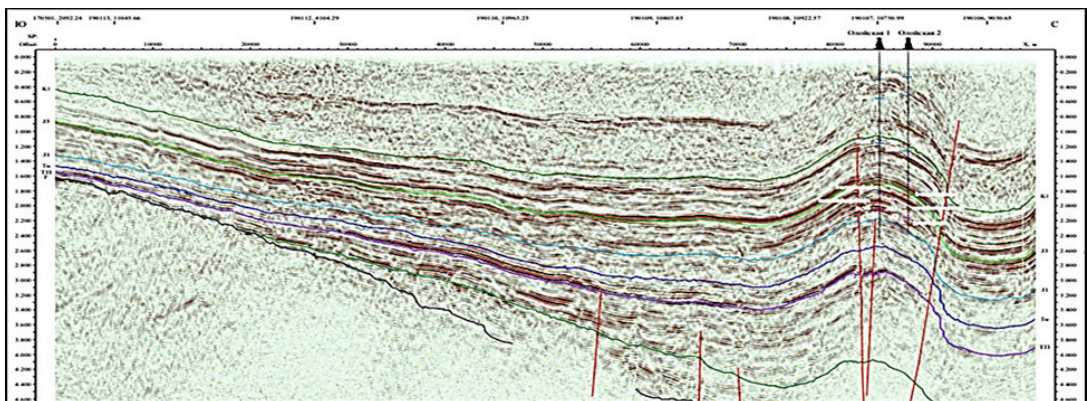


Рис. 3. Фрагмент временного разреза 190120. Направление с юга на север. (Бес-Кюельская моноклираль, Лунгхино-Келинский прогиб, Берге-Олойский вал, Олойская антиклинальная структура). Отметка в своде складки горизонта ТП – 2,9 сек, (триас-пермь). Протяженность профиля 100 км, временной интервал 4,6 сек (Намская площадь, ФГБУ «ВНИГНИ», 2022, гос.рег. № 643-21-1108)

Fig.3. A fragment of the time section 190120. The direction is from south to north. (Bes-Kuel monocline, Lunghino-Kelin trough, Berge-Oloy shaft, Oloy anticline structure). The mark in the arch of the fold of the horizon TP is 2.9 seconds, (Triassic-Perm). The length of the profile is 100 km, the time interval is 4.6 seconds {Nam Area, Federal State Budgetary Institution "VNIGNI", 2022, state registration. No. 643-21-1108}

В гидрогеологическом разрезе Усть-Вилуйского района выделяются две обособленные гидродинамические зоны. Площади Китчанской, Сангарской и, вероятно, Эксеняхской структур являются областью транзита с интенсивно промытой верхней частью разреза. Пластовые температуры понижены. Для поиска УВ эти отложения бесперспективны.

В нижнюю гидродинамическую зону входит триас-нижнеюрский водоносный комплекс, изолированный сверху региональным флюидоупором аргиллитов сунтарской свиты верхнего лейаса. Здесь преобладает упругий гидродинамический режим, обусловленный особенностями литогенеза, тектоническими движениями и внутрипластовыми перетоками глубинных

флюидов. В целом, пластовые давления в водоносных горизонтах на 5-7 % выше условного гидростатического давления ($R_{пл}/R_{уг}=1,05\div 1,07$) – скважины нередко переливали.

В рамках структурного подхода, являющимся главенствующим в теории нефтегазонакопления, на площади Предверхоанского прогиба поисковыми объектами исследования первой очереди могут быть обозначены, прежде всего, Берге-Олойский вал и зона Китчанских поднятий. Особенностью вскрытого разреза на Бергеинской и Олойской структурах выступают повышенные газопоказания и газопроявления, наблюдавшиеся в процессе бурения скважин на глубинах более -2900 м. В составе метанового газа были установлены уникальные содержания тяжелых углеводородов (до 20 %). Газонасыщенность рассолов и выходы газа могут свидетельствовать о наличии крупных залежей в отложениях пермо-триасового комплекса на глубинах более -6000 метров.

Алдано-Майский прогиб (АМП). Территория относится к районам с неустановленными перспективами нефтегазоносности, в то же время, наряду с Предверхоанским прогибом и Вилуйской синеклизой, является составной частью краевого структурного обрамления восточной окраины Сибирской платформы и обладает практически всеми необходимыми геологическими предпосылками для положительной оценки нефтегазоносности рифей-нижнепалеозойских отложений, что также подтверждается геолого-геохимическими материалами последних лет [20].

Особенность очагов генерации окраинных зон заключается в том, что они обособлены относительно друг друга, и характеризуются существенными отличиями в стратиграфическом диапазоне нефтегазоперспективных комплексов. В данном случае речь идет о двух, в этом смысле самостоятельных территориях, разделяемыми Якутским сводовым поднятием: Вилуйской НГО и Алдано-Майской НГО. Их общей чертой является наличие мощной толщи осадочного чехла с обширной площадью моноклинального залегания перспективных горизонтов с погружением в направлении к складчатой области. В пределах указанных территорий НГО установлено широкое развитие процессов латеральной и вертикальной миграции, подобная миграция была наиболее интенсивной в меловую эпоху за счет динамического воздействия фронта надвигов. Характер строения осадочного разреза позволяет здесь прогнозировать литологические и структурные залежи в зонах выклинивания проницаемых тел.

Общая проходка глубоким бурением на территории Алдано-Майской НГО (площадь 159,5 тыс. км²) составляет 11186 м, относительная плотность низкая и составляет меньше одного метра на кв. км. (табл. 1) (по материалам геофизики, дел скважин, ПГО «Ленанефтегазгеология», Госкомгеологии РС (Я), ОАО «Якутскгеофизика»).

Таблица 1 – Данные глубокого бурения на Алдано-Майской НГО

Table 1 – Data on deep drilling at Aldan-Maya oil and gas region

№ пп	Площадь, № скв.	Категория скважин	Альти- туда, м	Возраст забоя (система/свита)	Глубина (факт), м	Год бу- рения
1	Нижне-Амгинская, 1	опорная	139,9	Кристаллический фундамент	-1109	1951
2	Мокуйская, 1	параметрическая	194,8	Нижний рифей, Гонамская свита	-3090	1981
3	Хочомская, 1	параметрическая	157,4	Кристаллический фундамент	-2072	1985
4	Усть-Майская, 366-0	параметрическая	364,0	Верхний рифей, Нерюенская свита	-3715	2014
5	Джебарики-Хаинская, 1	структурно- поис- ковая		Нижняя юра	-1200	1952
Всего по Алдано-Майской НГО – 5 скв: 11186 пог. М						

Ранее южнее административной границы РС (Я), в 1938 г. была пробурена Лахандинская скважина (глубиной 591,25 м) в своде выявленной В.З. Скороходом одноименной структуры (на периферии Омнинского поднятия). При ее бурении, в долине р. Б. Лаханда, с глубины 511-513 м был поднят керн кавернозных карбонатов рифея, насыщенных жидкой нефтью.

Отложения рифея вскрыты двумя скважинами (рис. 4, 5): Мокуйская 1, в интервале 1241-3090 (-1849) м в депрессии Алдано-Майского палеорифта и Усть-Майская 366, в инт. 1749-3712 (-1963) м в Председтедабанском прогибе.

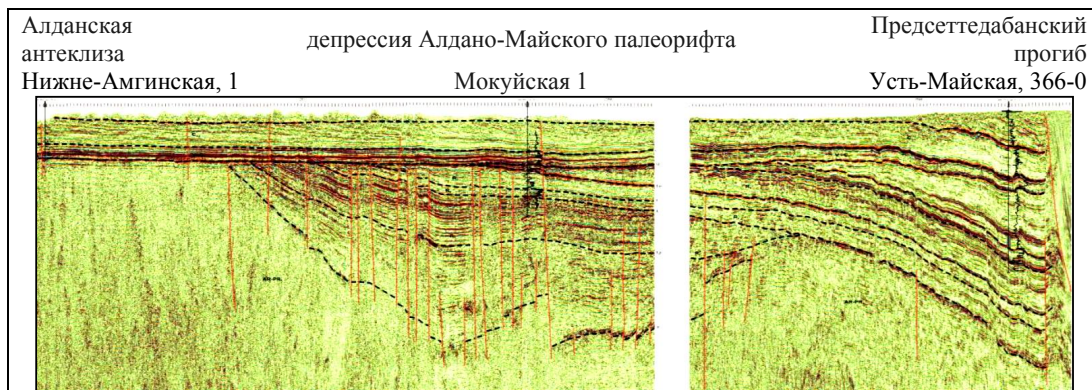


Рис. 4. Сводный временной разрез, региональный маршрут по линии скважин Ниже-Амгинская, 1 – Мокуйская, 1 – Усть-Майская, 366-0, общая протяженность ~400 км [21]

Figure 4. Summary time profile, regional route along the line of wells Lower Amga, 1 – Mokui, 1 – Ust-Maya, 366-0, total length ~400 km [21]

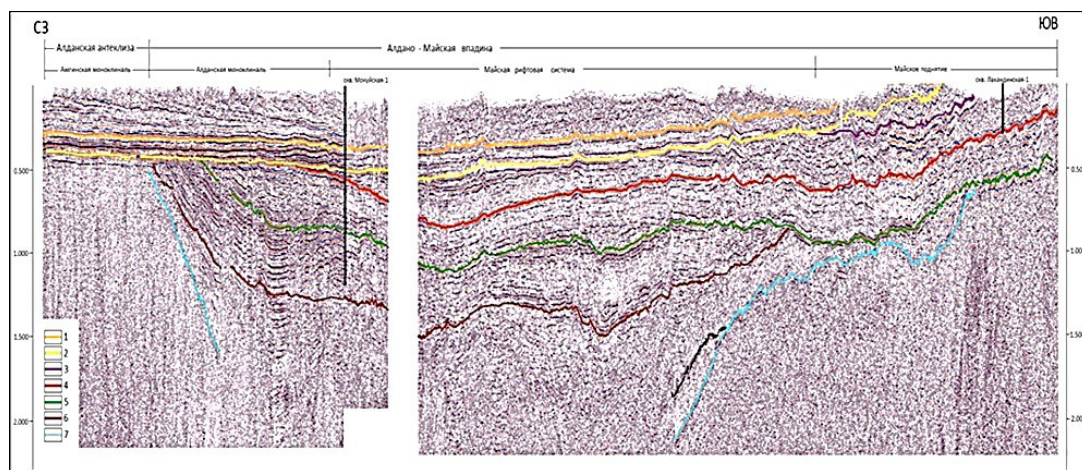


Рис. 5. Сводный сейсмический разрез по профилям МОГТ, общая протяженность ~500 км.

(направление: северо-запад – юго-восток; Якутский свод – Омнинское поднятие; Мокуйская параметрическая скважина – Лахандинская структурно-поисковая скважина [21])

Figure 5. Consolidated seismic section according to the profiles of the common depth point (CDP), the total length is ~500 km. (direction: north-west – south-east; Yakut vault – Omnin uplift; Mokui parametric well – Lakhandina structural prospecting well) [21]

Ограничивающим обстоятельством в прогнозе УВ здесь, прежде всего, является недостаточная изученность территории глубоким бурением, в практическом плане не позволяющая дать уверенную и максимально достоверную оценку перспектив. В свою очередь, отсутствие открытых месторождений и преобладание в разрезе плотных и слабопроницаемых пород, косвенно указывают на возможные неблагоприятные условия для образования скоплений и сохранности залежей.

Преобладающие перспективы АМП, вероятно, следует связывать с отложениями рифея. В том числе это обусловлено тем, что с рифейскими и вендскими интервалами разреза связан наблюдаемый здесь основной спектр нафтидопроявлений. В Усть-Майской скважине № 366 вскрытая в объеме 1963 м толща рифея представлена только верхним отделом: усть-кирбинская, кандыкская, игниканская, нерюенская свиты. В Мокуйской скважине 1, встречены отложения всех трех отделов рифея (вскрытая мощность 1849 м).

Алдано-Майская впадина – крупнейший структурный элемент рассматриваемой территории. С востока ограничена Кыллахской зоной Верхояно-Колымской складчатой системы, с юга и запада структурами Алданской антеклизы, а на севере Предверхоянского краевого прогиба.

По общим геологическим представлениям и на современном уровне знаний контролируемыми факторами газонакопления АМП следует считать, прежде всего структурную поверхность несогласия венд-рифей (региональный экран), а также структурно-блоковую поверхность фундамента.

Вендский разрез, являющийся флюидопором для массивного резервуара Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления, литологически сходен с вендом Алдано-Майского бассейна, равно как и залегающие выше нижнекембрийские, что допускает сравнимое рассмотрение их геологического строения и истории формирования.

Погребенные рельефы также являются важной составляющей в определении перспектив геологических структур и участвуют в формировании областей генерации и путей миграции УВ, в строении литолого-стратиграфических ловушек. Наиболее перспективными территориями предположительно являются бортовые части Алдано-Амгинского осадочного бассейна, прилегающие к Омнинскому, Якутскому и другим поднятиям, выделяемым в структурном плане Алданской антеклизы.

Основные сведения о геологическом строении и нефтегазоносности на площади работ в зоне сочленения Алдано-Майской впадины и широтной ветви Предверхоянского прогиба базируются на результатах бурения Ивановской, Хочомской и Хандыгской скважин, а так же на материалах современных и ранее проведенных сейсморазведочных работ. Ивановская параметрическая скважина (глубина – 3625 м.), пробуренная на одноименной структуре в 1983 году, вскрыла непосредственно под пермскими отложениями породы кристаллического фундамента на глубине – 3508 м. Хочомская скважина вскрыла породы юры, кембрия, венда и фундамента на глубине – 2072 м. Хандыгская скважина вскрыла образования нижнего мела, нижней юры, верхнего кембрия, глубина – 1501 м. Мезозойская часть разреза этих скважин представлена в основном песчаными разностями. Кембрийский перспективный НГК во многом недоразведан, его потенциал необходимо определить в процессе проведения нефтегазопроисловых работ, бурения параметрических и поисково-оценочных скважин.

Сравнительный анализ сопредельной суши и арктического шельфа России, с одной стороны, показывает сходство строения и истории развития соседних территорий по палеозойским и мезокайнозойским комплексам отложений [22–25]. С другой стороны, отсутствие глубокого морского бурения в российском сегменте Северного Ледовитого океана (СЛО) и недостаток необходимой достоверной информации, порождает существенные различия в интерпретации геологического материала и в ресурсной оценке территории.

Заключение

Современное геологическое строение восточного обрамления Сибирской платформы является одним из главных факторов для благоприятных условий миграции углеводородов. Здесь фиксируются положительные структуры, мегавалы, структурные выступы и региональные моноклинали. Мощный осадочный чехол, достигающий в погруженных частях более 10 км., создает благоприятные условия для нефтегазообразования и нефтегазонакопления. На этом фоне верхнепалеозой-мезозойский этаж нефтегазоносности терригенного заполнения имеет преобладающее значение в общем объеме осадочного выполнения суши арктической зоны.

В региональном плане на основе закономерностей в распределении углеводородов по фазовому состоянию углеводородов можно предполагать, что в бортовых частях исследуемой территории могут оказаться нефтеносные залежи, а в сводах газonosные.

Двухэтажное строение чехла обуславливает сложные взаимодействия верхнего и нижнего осадочных комплексов: каждый из них имеет свои структурные особенности, первичные термобарические условия и закономерности формирования залежей. Тектоническая перестройка могла влиять на процессы газонакопления не всегда оптимальным образом, но наличие двух самостоятельных этажей расширяет возможности успешного поиска углеводородов при оценке ресурсов новых территорий и планировании геологоразведки.

Высокий потенциал нефтегазонасности Вилуйской синеклизы неоспорим, хотя причины её, пока недооцененной реализации, требуют тщательного изучения. Особенно примечательно, что более 90 % глубокого бурения приходится именно на эту зону.

Подтверждение запасов газа и нефти на сопредельной суше, могло бы существенно стимулировать благоприятное развитие недропользования и инвестиций в поиски, разведку и газодобычу в экстремальных условиях шельфа Арктики

Литература

1. Арчegov, В.Б. Строение, нефтегазонасность и факторы контроля зональных скоплений углеводородов в древних комплексах Сибирской платформы / В.Б. Арчegov. Текст: электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. –2010. – Т.5. № 3. – URL: https://ngtp.ru/rub/4/41_2010.pdf (дата обращения 02.12.2024).
2. Мигурский, Ф.А. Обоснование региональных исследований нефтегазонасности Предверхоанского перикратонного прогиба / Ф.А. Мигурский, Е.М. Якупова. Текст: непосредственный // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 18–25.
3. Каньгин, А.В. Происхождение палеозойских террейнов северо-восточной Азии: геологические доказательства раскола перикратонной окраины Сибирского палеоконтинента и миграции её фрагментов / А.В. Каньгин, Т.В. Гонга, А.В. Тимохин. Текст: непосредственный // Геология и геофизика. — 2020. – Т.61, № 11. – С. 1459–1475.
4. Соколов, Б.А. История нефтегазообразования и нефтегазонакопления на востоке Сибирской платформы / Б.А. Соколов, А.Ф. Сафронов, А.Ан. Трофимук, Г.С. Фрадкин, В.Е. Бакин, В.А. Каширцев, О.В. Япаскурт, А.И. Изосимова. – М.: Наука, 1986. – 167 с. – Текст: непосредственный.
5. Мигурский, Ф.А. Новые данные о геологическом строении Кютингдинского грабена (северо-восток Сибирской платформы) / Ф.А. Мигурский, Е.М. Якупова. Текст: непосредственный // Разведка и охрана недр. – 2018. – № 6. – С. 10–17.
6. Мигурский, Ф.А. Новые данные о геологическом строении антиклинальных структур северной части Предверхоанского перикратонного прогиба / Ф.А. Мигурский, Е.М. Якупова. Текст: непосредственный // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 31–36.
7. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов, В.И. Вожов, В.Н. Воробьев, А.В. Гольберт, В.В. Гребенюк, М.П. Гришин, Т.И. Гурова, Д.И. Дробот, А.Э. Конторович, В.Л. Кузнецов, В.М. Лебедев, И.Г. Левченко, М.М. Мандельбаум, Н.В. Мельников, К.И. Микуленко, Г.Д. Назимков, В.Д. Накаряков, И.Д. Полякова, Б.Л. Рыбьяков, В.Е. Савицкий, В.В. Самсонов, О.Ф. Стасова, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Э.Э. Фотиади, А.В. Хоменко. –Москва: Недра, 1981. – 552 с. – Текст: непосредственный.
8. Сафронов, А.Ф. Нефтегазонасность востока Сибирской платформы: историко-генетический анализ, размещение месторождений нефти и газа / А.Ф. Сафронов // Наука и образование. – 2014. – № 3. – С. 63–69.
9. Ситников, В.С. Геологические условия нефтеносности и главные направления нефтепоисковых работ в западной Якутии / В.С. Ситников, А.Ф. Сафронов, В.П. Жерновский, А.И. Калинин, И.А. Кушмар, В.Ю. Мироненко, К.А. Павлова, М.М. Петров, А.В. Погодаев, А.И. Сивцев, С.Ю. Севостьянов,

И.Н. Фадеев, В.Б. Черненко, К.В. Шостак. Текст: непосредственный // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России: сборник материалов научно-практической конференции, г. Санкт-Петербург, 17-21 июня 2013 г. – Санкт-Петербург: Изд-во ФГУП «ВНИГРИ», 2013. – С. 268–275.

10. Мельников, Н.В. Количественная оценка ресурсов углеводородного сырья юго-западной Якутии в свете новых геологических данных / Н.В. Мельников. Текст: непосредственный // Состояние и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса Республики Саха (Якутия) в современных условиях. – Якутск: Изд-во ЯФ СО РАН, 2001. – С.108–113.

11. Берзин, А.Г. Особенности размещения залежей углеводородов и природы геологических структур в Западной Якутии / А.Г. Берзин. – Новосибирск: Наука, 2011. – 255 с. – Текст: непосредственный.

12. Геология и нефтегазовый потенциал юго-запада Якутии: реалии и перспективы / В.С. Ситников, И.А. Бурова, И.А. Кушмар, Т.К. Баженова, И.А. Бурова, В.П. Семенов, Т.Д. Шибина, К.В. Шостак, Л.К. Яшенкова; под ред. В.С. Ситникова и О.М. Прищепы. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – 436 с. – Текст: непосредственный.

13. Клейменов, В.Ф. Специфичность газоаккумуляции в криолитозоне регионов Крайнего севера / В.Ф. Клейменов, Ю.М. Качалов. Текст: непосредственный // Геохимические и геофизические методы разведки, моделирование и разработка месторождений нефти и газа: сборник научных трудов ВНИГНИ. – М.: Изд-во ВНИГНИ, 2001. – С. 36–47.13.

14. Погодаев, А.В. Влияние режима АВПД на условия формирования и сохранения залежей газа в верхнепермских отложениях Хапчагайского мегавала / А.В. Погодаев. Текст: электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т.13, № 4. – URL: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/929/39_2018.pdf (дата обращения 02.12.2024).

15. Каширцев, В.А. Месторождения природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы (Российский сектор Арктики) / В.А. Каширцев, А.Э. Конторович, В.Л. Иванов, А.Ф. Сафронов. Текст: непосредственный // Геология и геофизика. – 2010. – Т.51, № 1. – С. 93–105.

16. Черданцев, Г.А. Перспективы нефтегазоносности верхнепермских отложений юго-западной части Вилуйской синеклизы на основе анализа обстановок осадконакопления и геохимических условий нефтегазоносности / Г.А. Черданцев, А.М. Жарков. Текст: непосредственный // Записки Горного института. – 2021. – Т.251. – С. 698–711.

17. Шапорина, М.Н. Геолого-геофизические особенности строения Предверхоянского краевого прогиба и прилегающих территорий по данным нового сейсморазведочного речного профиля МОГТ-2D и переинтерпретации архивных материалов / М.Н. Шапорина, Е.В. Мосягин, О.Г. Садур, В.Н. Беспечный. Текст: непосредственный // Геология нефти и газа. – 2021. – № 5. – С. 55–73.

18. Росляк, И.Е. Оценка перспектив нефтегазоносности Ленской ветви Предверхоянского краевого прогиба на основе бассейнового моделирования / И.Е. Росляк, К.И. Данцова, А.С. Монакова. Текст: непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 05. С. 52–56.

19. Найденов, Л.Ф. Перспективы нефтегазоносности осадочного чехла и прогноз ловушек углеводородов в северных и центральных районах Предверхоянского краевого прогиба / Найденов Л.Ф. Текст: непосредственный // Геология нефти и газа. – 2021. – № 6. С. 25–36.

20. Маргулис, Л.С. Строение юго-восточного перикратонного обрамления Сибирской платформы / Л.С. Маргулис, Б.Д. Ковнир, В.Г. Сереженков, И.Ф. Нафиков. Текст: электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т.10, № 1. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/11_2015.pdf (дата обращения 02.12.2024).

21. Шкарубо, С.И. Стратиграфия и характеристика сейсмических комплексов осадочного чехла шельфа западной части моря Лаптевых / С.И. Шкарубо, Г.А. Заварзина. Текст: электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т.6, № 2. – URL: http://www.ngtr.ru/2/14_2011.pdf (дата обращения 02.12.2024).

22. Берзин, А.Г. Данные по геологии Алдано-Майского прогиба / А.Г. Берзин, А.П. Оболкин, С.Ю. Севастьянов, А.А. Егшин, В.А. Дьяконова. Текст: непосредственный // Отечественная геология. – 2011. – № 6. – С. 21–26.

23. Оболкин, А.П. Особенности сейсмогеологических характеристик Анабаро-Оленекской структурной зоны, шельфов моря Лаптевых и Восточно-Сибирского моря / А.П. Оболкин, М.И. Слепцова. Текст: непосредственный // Успехи современного естествознания. – 2023. – № 9. – С. 54–62.

24. Оболкин, А.П. Изучение возможного проявления в сейсмическом волновом поле Южно-Ануйской сутуры в основании Тастахского прогиба северо-востока Якутии / А.П. Оболкин, В.С. Ситников, М.И. Слепцова, Р.Ф. Севостьянова. Текст: непосредственный // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2022. – № 1. С. 57–62.

25. Оболкин А.П., Ситников В.С., Слепцова М.И., Севостьянова Р.Ф. Изучение Андриановского поднятия на шельфе Северо-Востока методами сейсмостратиграфического и структурного анализов / А.П. Оболкин, В.С. Ситников, М.И. Слепцова, Р.Ф. Севостьянова. Текст: электронный // Геология и нефтегазовый потенциал Республики Саха (Якутия). Проблемы разведки и освоения: сборник тезисов Всероссийской научно-практической конференции, г. Якутск, 11 августа 2022. – Киров: АНО ДПО Межрегиональный центр инновационных технологий в образовании, 2022. – ISBN 978–5–907623–22–4. – С. 72–73. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=49509730>

References

1. Archegov VB. Structure, petroleum potential and control factors of hydrocarbon accumulations zones in ancient complexes of Siberian Platform. *Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*. 2010;5(3):13. Available from: https://ngtp.ru/rub/4/41_2010.pdf [Accessed 02 December 2024]. (in Russian)

2. Migurskiy FA., Yakupova EM. Substantiation of local studies of oil and gas potential of Predverkhoyanskiy pericratonic sag. *Russian Oil And Gas Geology*, 2017;3:18–25. (in Russian)

3. Kanygin AV, Gonta TV, Timokhin AV. Position of the Siberian platform and adjacent cratonic terranes in the Paleozoic from paleontological and geological evidence. *Russian Geology and Geophysics*, 2020;61(4):359–377. (in Russian)

4. Sokolov BA, Safronov AF, Trofimuk AAn, et al. History of oil and gas formation and oil and gas accumulation in the east of the Siberian platform. Moscow: Science, 1986:167. (in Russian)

5. Migurskiy FA, Yakupova EM. New data on geological structure of Cutungdinsky graben (the Siberian platform north-east). *Exploration and protection of subsoil*, 2018;6:10–17. (in Russian)

6. Migurskiy FA, Yakupova EM. New data on the geological anticlinal structures of the northern part of Predverkhoyanskiy pericratonic foredeep. *Russian Oil And Gas Geology*, 2017;5:31–36. (in Russian)

7. Antsiferov AS, Bakin VE, Varlamov IP, et al. Geology of oil and gas of the Siberian platform. Moscow: Nedra, 1981:552. (in Russian)

8. Safronov AF. Oil and gas potential of the east of the Siberian platform: historical and genetic analysis, location of oil and gas fields. *Science and education*, 2014;3:63–69. (in Russian)

9. Sitnikov VS, Safronov AF, Zhernovsky VP, et al. Geological conditions of oil content and the main directions of oil exploration in western Yakutia. In: *Oil and gas geological forecast and prospects for the development of the oil and gas complex of the East of Russia: a collection of materials from the scientific and practical conference*, 17–21 June 2013, St. Petersburg, Russia. St. Petersburg: Publishing House FSUE “VNIGRI”; 2013: 268–275. (in Russian)

10. Melnikov NV. Quantitative assessment of hydrocarbon resources of southwestern Yakutia in the light of new geological data. In: *State and prospects for the development of the mineral resource complex of the Republic of Sakha (Yakutia) in modern conditions*. Yakutsk: Publishing House YaF SB RAS, 2001: 108–113. (in Russian)

11. Berzin AG. Features of the location of hydrocarbon deposits and the nature of geological structures in Western Yakutia. *Novosibirsk: Science*, 2011:255. (in Russian)

12. Sitnikov VS, Burova IA, Kushmar IA, et al. Geology and oil and gas potential of the south-west of Yakutia: realities and prospects St. Petersburg: FSUE “VNIGRI”, 2014:436. (in Russian)

13. Pogodaev AV. Influence of abnormally high formation pressure of the permian sequences preservation conditions of the Khapchagai mega-swell. *Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*. 2018;13(4):19.

Available from: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/929/39_2018.pdf [Accessed 02 December 2024]. (in Russian)

14. Kleimenov VF. Specificity of gas accumulation in the cryolithozone of the regions of the Far North. In: Geochemical and geophysical exploration methods, modeling and development of oil and gas fields: collection of scientific works of VNIGNI. Moscow: Publishing house VNIGNI, 2001:36–47. (in Russian)

15. Kashirtsev VA, Kontorovich A E, et al. Natural bitumen fields in the northeast of the Siberian Platform (Russian Arctic sector). Russian Geology and Geophysics, 2010;51(1):72–82. (in Russian)

16. Cherdantsev GA, Zharkov AM. Prospects for the oil and gas content of the Upper Permian deposits of the southwestern part of the Vilyui syncline based on the analysis of sedimentary environments and geochemical conditions of oil and gas content. Zapiski Gornogo Instituta, 2021;251: 698–711. (in Russian)

17. Shaporina MN, Mosyagin EV, et al. Geological and geophysical structural features of Predverkhoyansk foreland basin and neighbouring areas: data from new along-river 2d cdp seismic survey line and reinterpretation of legacy data. Russian Geology and Geophysics, 2021;5:55–73. (in Russian)

18. Roslyak IE, Dantsova KI, Monakova AS. Estimation of prospects for oil and gas potential of the Lena branch of the Predverkhoyansk foredeep based on basin modeling. Oil Industry Journal, 2023;5:52–56. (in Russian)

19. Naidenov LF. Northern and central regions of Verkhoyansk foredeep: sedimentary cover petroleum potential and hydrocarbon traps prediction. Russian Oil And Gas Geology, 2021;6:25–36. (in Russian)

20. Margulis LS, Kovnir BD, et al. Structure of southeastern pericratonic plunging of Siberian Platform. Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies. 2015;10(1):20. Available from: http://www.ngtp.ru/rub/4/11_2015.pdf [Accessed 02 December 2024]. (in Russian)

21. Shkarubo SI, Zavarzina GA. Stratigraphy and characteristics of seismic complexes of the sedimentary cover of the shelf of the western part of the Laptev Sea. Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies. 2011;6(2):21. Available from: https://www.ngtp.ru/rub/2/14_2011.pdf [Accessed 02 December 2024]. (in Russian)

22. Berzin AG, Obolkin AP, Sevastyanov SYu., Egoshin AA., Dyakonova VA. Data on the geology of the Aldan-May trough. Domestic Geology, 2011;6: 21–26. (in Russian)

23. Obolkin AP, Sleptsova MI. Features of the seismogeological characteristics of the Anabar-Olenek structural zone, the shelves of the Laptev sea and the East Siberian sea. Advances in current natural sciences, 2023;9:54–62. (in Russian)

24. Obolkin AP, Sintnikov VS, et al. Study of possible manifestation of the South–Anyuy suture in the seismic wave field at the base of the Tastakh trough in the northeastern Yakutia. Geology and mineral resources of Siberia, 2022;1:57–62. (in Russian)

25. Obolkin AP, Sintnikov VS, Sleptsova MI, et al. Study of the Andrianovsky uplift on the shelf of the North-East using seismostratigraphic and structural analyzes. In: Geology and oil and gas potential of the Republic of Sakha (Yakutia). Problems of exploration and development: collection of abstracts of the All-Russian Scientific and Practical Conference, 11 August, Yakutsk, Russia. Kirov: ANO DPO Interregional Center for Innovative Technologies in Education; 2022:72–73. Available from: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=49509730> [Accessed 02 December 2024]. (in Russian)

Сведения об авторах

ПОГОДАЕВ Александр Валентинович – к.г.-м.н., с.н.с., Институт проблем нефти и газа СО РАН; АО «Туймааданефтегаз», Researcher ID: AAC-9270-2022, SPIN: 7077-9181. E-mail: alexandrvgopodaev@gmail.com

POGODAEV Alexander V. – Candidate Geological And Mineralogical Sciences, Senior Researcher, Institute of Oil and Gas Problems SB RAS; JSC Tuymadaneftgaz ResearcherID: AAC-9270-2022, SPIN: 7077-9181

СЕВОСТЬЯНОВА Розалия Федоровна – И.о. зав. лаб. Институт проблем нефти и газа СО РАН. E-mail: rose_sevos@mail.ru

SEVOSTYANOVA Rosalia F. – Acting head of the laboratory. Institute of Oil and Gas Problems SB RAS

СЛЕПЦОВА Мария Ивановна – к.т.н., с.н.с., Институт проблем нефти и газа СО РАН, ORCID: 0000-0002-7499-2060, Researcher ID: F-1126-2014, Scopus Author ID: 57216500804, SPIN: 3656-8593. E-mail: msleptsova@mail.ru

SLEPTSOVA Maria I. – Candidate Technical Sciences, Senior Researcher, Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, <https://orcid.org/0000-0002-7499-2060>, ResearcherID: F-1126-2014, Scopus Author ID: 57216500804, SPIN: 3656-8593

ЖАРКОВ Александр Михайлович – д.г.-м.н., профессор, Санкт-Петербургский горный университет, ORCID: 0000-0001-7326-1664, Researcher ID: 64388, Scopus Author ID: 14055125400, SPIN: 7096-0109. E-mail: zharkov_am@pers.spmi.ru

ZHARKOV Alexander M. – Doctor Geological and Mineralogical Sciences, professor, The Saint Petersburg Mining University, <https://orcid.org/0000-0001-7326-1664>, Scopus Author ID: 14055125400, SPIN: 7096-0109

ПАВЛОВА Капитолина Алексеевна – н.с., Институт проблем нефти и газа СО РАН, <https://orcid.org/0000-0001-5833-8547>, Researcher ID: F-1371-2014, Scopus Author ID: 57209804659, SPIN: 8599-3070. E-mail: pavlova_kapitolina@mail.ru

PAVLOVA Kapitolina Alekseevna – Researcher, Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, <https://orcid.org/0000-0001-5833-8547>, ResearcherID: F-1371-2014, Scopus Author ID: 57209804659, SPIN: 8599-3070