

УДК 553.98
DOI 10.17513/use.38190

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ НА СЕВЕРНОМ СКЛОНЕ ЯКУТСКОГО ПОДНЯТИЯ

Калинин А.И.

*ФГБУН ФИЦ «Якутский научный центр» Сибирского отделения Российской академии наук,
Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения Российской академии наук,
Якутск, e-mail: alexklnn@mail.ru*

Северный склон Якутского поднятия охватывает Северо-Алданскую нефтегазоносную область и частично Предверхоянскую и Вилуйскую нефтегазоносные области. Потенциальная нефтегазоносность Северного склона Якутского поднятия связана с широким стратиграфическим диапазоном перспективных комплексов отложений (венд-кембрийский, пермо-триасовый и юрско-меловой). Все эти комплексы имеют подтвержденные нефте- или газопроявления разной интенсивности. Наиболее перспективными отложениями в плане нефтегазоносности представляются терригенно-карбонатные пласты венд-кембрийского комплекса, приуроченные к низам верхней подсвиты юдомской свиты венда. Относительно эффективным флюидоупором для вендских углеводородов может выступать пестроцветная свита нижнего кембрия, сложенная плотными заглинизированными карбонатными породами. Перспективы пермо-триасового и юрско-мелового комплексов отложений будут определяться отсутствием или наличием зональных и локальных флюидоупоров, в том числе и нетрадиционных мерзлотно-гидратных. Таким образом, в разрезе выделяются несколько нефтегазоносных комплексов разного происхождения и с разными видами флюидоупоров. Проведенный краткий обзор перспективных нефтегазоносных комплексов Северного склона Якутского поднятия подчеркивает необходимость постановки первоочередных геологоразведочных работ на нефть и газ. Уточнение геологического строения изучаемого района позволит выделить наиболее перспективные зоны и участки для планирования и постановки поисковых работ.

Ключевые слова: Якутское поднятие, нефтегазоносность, комплексы отложений, венд-кембрийский, пермо-триасовый, верхнеюрско-нижнемеловой

Работа выполнена при финансовой поддержке в рамках Госзадания Министерства науки и высшего образования РФ № 122011100158-1 с использованием научного оборудования ЦКП ФИЦ ЯНЦ СО РАН в рамках гранта № 13.ЦКП.21.0016.

PROMISING OIL AND GAS COMPLEXES ON THE NORTHERN SLOPE OF THE YAKUT UPLIFT

Kalinin A.I.

*Federal Research Centre – The Yakut Scientific Centre of the Siberian Branch
of the Russian Academy of Sciences, Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch
of the Russian Academy of Sciences, Yakutsk, e-mail: alexklnn@mail.ru*

The northern slope of the Yakut uplift covers the North Aldan oil and gas bearing region and partially the Pre-Verkhoyansk and Vilyui oil and gas bearing regions. The potential oil and gas content of the Northern slope of the Yakut uplift is associated with a wide stratigraphic range of promising sediment complexes (Vendian-Cambrian, Permian-Triassic and Jurassic-Cretaceous). All these complexes have confirmed oil or gas occurrences of varying intensity. Terrigenous-carbonate formations of the Vendian-Cambrian complex are the most promising deposits in terms of oil and gas potential, confined to the lower part of the upper sub-suite of the Yudom formation of the Vendian. A relatively effective fluid seals for the Vendian hydrocarbons can be the variegated formation of the Lower Cambrian, composed of dense mudded-off carbonate rocks. The prospects of Permian-Triassic and Jurassic-Cretaceous sediment complexes will be determined by the absence or presence of zonal and local fluid seals, including non-traditional permafrost hydrate. Thus, several oil and gas complexes of different origin and with different types of fluid seals are identified in the section. A brief overview of the promising oil and gas complexes of the Northern slope of the Yakut uplift emphasizes the need for priority geological exploration for oil and gas. Clarification of geological structure of the studied area will make it possible to identify the most promising zones and sites for planning and organizing exploration work.

Keywords: Yakut uplift, oil and gas content, sediment complexes, Vendian-Cambrian, Permian-Triassic, Upper Jurassic-Lower Cretaceous

The work was carried out with financial support within the framework of the State Assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation No. 122011100158-1 using scientific equipment of the Center for Collective Use of the Federal research center «Yakut Scientific Center of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences» within the framework of grant No. 13.TsKP.21.0016.

Первый на территории Якутии промышленный приток газа был получен на северо-западном склоне Алданской антеклизы из скважины № 1 на Русскореченской площади в 1953 г. Аварийный выброс природного газа с ориентировочным дебитом до 100 тыс. м³/сут был получен предположительно из рифейских отложений [4]. После обсадки и цементации скважины повторное испытание не дало результатов. Исчезновение притока газа из скважины объясняли следующими возможными причинами: образованием гидратов в призабойной зоне пласта, выработкой небольшой линзы газа, дегазацией залежи тяжелой нефти и глубоким проникновением цемента в призабойную зону пласта. Бурение и испытание скважин-дублеров (Русскореченские 2 и 3) также не дало результатов. Было сделано предположение, что промышленный приток мог быть получен из глубинных горизонтов, подпитывающих по разрывному нарушению район Русскореченской скважины № 1 [5].

Во вновь открытом Мухтинском газовом месторождении промышленные притоки газа получены из отложений толбачанской и чарской свит нижнего кембрия. Дебиты газа небольшие – 28–29 тыс. м³/сут. Залежь в чарской свите пластовая, тектонически экранированная, размером 9,8x26 км, вскрыта двумя скважинами. Эффективная газонасыщенная толщина составляет 10,5 м в скважине № 2210 и 24,4 м в скважине № 647-1. Залежь в толбачанской свите пластовая, тектонически экранированная, размером 5,3x11,1 км, вскрыта одной скважиной № 647-1 (эффективная газонасыщенная толщина – 11,6 м).

По *северной части* Северо-Алданской НГО установленные признаки нефтегазонасыщенности связаны со среднекембрийскими отложениями.

В 1939 по 1941 г. в с. Покровка Амгинского улуса были пробурены колонковые скважины на структуры, выделенные О.В. Флёровой. В скважинах по трещинам кливажа отмечены примазки асфальта, полужирной нефти. В 1,5 км северо-восточнее с. Болугур Амгинского улуса в 1985 г. пробурена поисковая гидрогеологическая скважина Амга 1-П с глубиной 503 м. Здесь, в танхайской свите среднего кембрия, выявлены нефтенасыщенные известняки в интервале глубин 375–377 м. Поднятая нефть в керне при комнатной температуре высачивается из каверны. В скважине 3-Т у устья руч. Бере (р. Амга) пропитанные нефтью извест-

няки подняты с интервала глубин 70–75 м. В скважине 1-Т, расположенной на участке «Амга» (вблизи п. Амга), выявлена сильная битуминозность в интервале глубин 53,0–57,5 м в трещиноватых и кавернозных песчаниках нижнеюрского возраста. В битуминозных породах скважин 1-П и 1-Т содержание битума 10%. Было сделано предположение о присутствии в этом районе нефтяной залежи, которой было дано условное название Болугурская.

В 2012 г. исследователями Института нефтегазовой геологии и геофизики Сибирского отделения Российской академии наук было обнаружено месторождение нефти на левом берегу реки Амга, на расстоянии 60 км выше по течению от скважины 1-П. Это нефтепроявление отличается от нефтепроявлений, найденных в скважине 1-П в районе Болугурской, которые принадлежат к классу мальт. Наоборот, анализ битумоидов, извлеченных из доломитизированного известняка в этом районе, показал, что они относятся к асфальтам. Анализ состава и распределения алифатических углеводородов указывает на то, что не было заметных следов бактериального окисления. Эти факты позволяют сделать вывод о том, что эта нефть появилась на поверхности довольно недавно [6].

Непосредственно на изучаемой территории вендские и кембрийские отложения вскрыты на Урдахской, Кенкеменской площадях.

В Урдахской зоне венд представлен отложениями юдомской свиты. Нижняя подсвита в основании сложена преимущественно песчаниками, вверх по разрезу сменяющимися доломитами. Мощность подсвиты достигает 260 м. Верхняя подсвита сложена преимущественно доломитами. Мощность подсвиты около 130 м. В Урдахской скважине терригенные отложения венда по данным лабораторного анализа керна имеют открытую пористость от 0,4 до 1,6% (10 определений). Вскрытые толщины вендских отложений на Кенкеменской площади составляют 47,6 м в скважине КП-1 и 42 м в скважине 1-К. Открытая пористость песчаников не превышает 4%, что не позволяет ожидать наличия гранулярных коллекторов в пределах Кенкеменской площади. Вместе с тем общая толщина вендских отложений в районе исследований по данным сейсморазведки оценивается в 400 м, что не исключает наличия проницаемых трещиноватых горизонтов в не вскрытой части. Например, в Предпатомском региональном прогибе










быхтахский терригенный горизонт при открытой пористости 4% за счет высокой трещиноватости является продуктивным и дебиты газа достигают почти 1 млн м³/сут.

Определенный интерес представляют карбонатные отложения верхней подсвиты юдомской свиты. В нижней части верхней подсвиты выделяются пласты-коллекторы, в том числе терригенный пропласток с пористостью до 9,1%. Удовлетворительные фильтрационно-емкостные свойства подтверждаются получением притока фильтра промывочной жидкости дебитом 273,6 м³/сут в интервале 1679–1807 м.

Достаточно эффективными флюидопорами для углеводородов вендской генерации могут выступать отложения пестроцветной свиты нижнего кембрия, сложенные

плотными заглинизированными породами (рисунок).

В скважинах Кенкемена был обнаружен разрез иниканской свиты, принадлежащей нижнему-среднему кембрию и имеющей максимальную толщину до 84 м (слоя К-3). Эта иниканская свита считается хронологическим и химическим аналогом куонамской горючесланцевой формации. Куонамская формация широко признана исследователями за ее высокий потенциал в содержании нефтяных материалов, который заметно превосходит аналогичные стратиграфические уровни палеозоя и мезозоя на Сибирской платформе. Этот потенциал открывает перспективы для дальнейших исследований и разработки нефтяных ресурсов в данном регионе.

Система	Отдел	Свита	Толщины	Флюидопоры	Резервуар
Палеоген-неогеновая			0+800		подмерзлотно-гидратный
Меловая	нижний		0+1000		подмерзлотно-гидратный
Юрская	верхний	бергеинская	~320		подмерзлотно-гидратный
		марыкчанская	111+126		
		нижневилуйская	97+165		
	средний	якутская	0+186-546,5		среднеюрский
нижний	сунтарская	40+50		нижнеюрский	
	кызылсырская	~350			
Пермская	верхний	нерасчлененные	0-81-117		
Кембрийская	средний	чайская	0+650		нижнесреднекембрийский
		усть-майская			
	ниж.-средн.	иниканская	56+84		
Вендская	верхний	верхне юдомская	0+130		
		нижне юдомская	0+230		



Расчленение перспективных комплексов отложений на Северном склоне Якутского поднятия
Условные обозначения: 1 – региональные флюидопоры; 2 – зональные и участковые флюидопоры; 3 – нетрадиционные флюидопоры (мерзлотно-гидратные); 4 – границы резервуаров; 5 – условные границы резервуаров

При наличии подходящих геологических условий, нефтяные месторождения, связанные с куонамскими отложениями, могут располагаться как в покрывающих слоях, так и в самих углеродистых породах, принадлежащих к нижнему и среднему кембрию [7]. В пределах изучаемой территории можно выделить отдельный ниже-среднекембрийский перспективный нефтегазоносный комплекс (рисунки).

Пермо-триасовый комплекс

Отличительными чертами непосредственно самих пермских залежей Хапчагайского мегавала определенно являются наличие аномально высоких пластовых давлений (АВПД), сложное строение продуктивных горизонтов и небольшие величины дебитов (100–150 тыс. м³/сут) [8]. Залежи надежно экранируются пачкой аргиллитов неджелинской свиты нижнего триаса. На некоторых структурах неджелинской свиты установлены газовые залежи, часть которых имеет АВПД.

К таганджинской свите нижнего триаса приурочена большая часть установленных запасов газа и конденсата Хапчагайского мегавала. Пластовые давления близки к условному гидростатическому. Дебиты скважин достигают в среднем 350–500 тыс. м³/сут, в редких случаях – до 1 млн м³/сут. Коллекторы таганджинской свиты перекрываются аргиллитами мономской свиты нижнего триаса. В пределах Средневиллойской и Толонской площадей мономская свита также содержит газоконденсатные залежи.

Надо заметить, на некоторых газоконденсатных месторождениях Хапчагайского мегавала установлены незначительные по толщине нефтяные оторочки [9].

Исходя из данных, полученных в результате сейсморазведочных исследований и глубокого бурения, в данной области можно ожидать выступления отложений пермской эпохи и, возможно, триасовых отложений. По результатам бурения Ивановской скважины, которая имеет глубину от 3506 до 3387 м, видно, что пермские отложения включают в себя песчаники с прослоями аргиллитов и алевролитов.

Существует спорное мнение относительно наличия триасовых отложений в скважине Ивановской. По данным ПГО «Лена-нефтегазгеология», на глубине 3508–3022 м имеются пермские отложения, под которыми находятся породы кызылсырской свиты нижней юры. В то время как М.И. Алексеев с соавт. выделяют неджелинскую, таганджинскую и мономскую свиты на глубине

3387–3184 м. Исходя из их данных, возраст этих отложений определяется спорово-пыльцевым комплексом, выделенным на глубине 3279–3184 м, который напоминает комплексы нижнетриасовых отложений Виллойской синеклизы. Согласно Г.В. Ивенсену, породы в этой части скважины Ивановской схожи с пермскими породами Виллойской синеклизы и Предверхоаянского прогиба по их петрохимическим свойствам. Кроме того, глинистая составляющая пород в этом интервале представлена гидрослюдой, в то время как характерным признаком нижнетриасовых отложений синеклизы и прогиба является преобладание монтмориллонита в этой составляющей. Помимо этого, палинологические исследования кернового материала, полученного из скважин, пробуренных на южном склоне Якутского поднятия, позволили выявить три комплекса растительных остатков, которые характерны для сообществ наземных растений позднепермской эпохи.

В Урдахской зоне пермские отложения залегают на венд-кембрийских отложениях и перекрываются кызылсырской свитой нижней юры.

Исходя из имеющихся фактических данных и особенностей распространения триасовых отложений на южном борту Виллойской синеклизы [10], с большей долей уверенности, на северном склоне Якутского поднятия можно выделить преимущественно пермский комплекс отложений. В пределах Виллойской синеклизы, в том числе по южному борту, пермские отложения находятся на главных стадиях газообразования [11].

В условиях отсутствия триасовых отложений в качестве экрана для пермских газовых углеводородов могут рассматриваться глинистая сунтарская свита нижней юры. Совместно с кызылсырской свитой они составляют нижнеюрский резервуар. Имеются предположения, что на Северном склоне Якутского поднятия происходит уменьшение толщины и опесчанивание сунтарской свиты – регионального флюидоупора раннеюрского возраста. В этом случае весь остаточный потенциал пермских отложений будет аккумулирован вышележащим нижнесреднеюрским резервуаром.

Юрско-меловой комплекс

В середине 1950-х гг. на северном склоне Якутского поднятия была пробурена Намская опорная скважина на глубину 3003 м. В ходе бурения были обнаружены отложения юрского и мелового периодов (предположительно бурение было прекращено на отложениях нижней юры).

Газопроявления из гидрогеологических скважин

Скважина	Интервал	Порода, возраст	Признак газоносности
Тандинский профиль Скв. 150-к	218,1–271,5	Песчаники. Неоген.	Слабый спонтанный выход метанового газа (метан до 71,12%)
Скв. 1. Пос. Борогонцы, оз. Мюрю	422–551	Батылхская свита. Нижний мел	Спонтанные (на изливе) выходы газа с содержанием метана 84,3–98,2%
Скв. 4. Кептени	436–496	Батылхская свита. Нижний мел	Спонтанный выход газа, метан до 73,6%
Скв. Дюпся	432	Батылхская свита. Нижний мел	Свободное выделение газа. Состав и дебит не определены
Скв. 2. Тумул	273–501	Батылхская свита. Нижний мел	Получен водорастворенный азотный газ с азотом до 60%

Важно отметить, что во время испытанной скважины из разных горизонтов были получены пластовые воды с растворенными газами. Рассчитанный дебит воды из нижеюрского интервала (глубина 2364–3003 м) составил 430 кубических м в сутки.

Весьма вероятно, приведенные выше газопроявления обязаны своим происхождением сунтарской свите нижней юры. Она сложена преимущественно морскими глинистыми осадками и повсеместно распространена в пределах Вилюйской синеклизы. Несмотря на небольшую толщину (26–32 м) свита интенсивно обогащена сапропелевым органическим веществом, что делает ее одной из главных нефтегазоматеринских толщ Вилюйской синеклизы [12].

Теоретически нижеюрские УВ могут экранироваться среднеюрскими глинистыми пластами локального или зонального распространения. Исследования [13] указывают на присутствие палеонтологических остатков морского седиментогенеза в отложениях среднеюрского возраста в пределах изучаемой территории. Морские условия осадконакопления подразумевают наличие глинистых пластов локального и зонального распространения, способные служить достаточно эффективными флюидоупорами. Все это позволяет выделить отдельно нижнесреднеюрский резервуар.

Верхнеюрско-нижнемеловой угленосный комплекс отложений газонасыщен повсеместно. Расчетные дебиты газа в Намской скважине по интервалам залегания верхнеюрско-нижнемеловых отложений составили: интервал 2200–2194 (верхняя юра, марыкчанская свита) – 1000 м³/сут; интервал 2100–2093 (верхняя юра, бергеинская свита) – 216 м³/сут; интервал 2035–2046 (верхняя юра, бергеинская свита) – 422 м³/сут; интервалы 1975–1980 и 1956–1964 (верхняя юра, бергеинская свита) 1700 тыс. м³/сут;

интервал 1861–1866 (нижний мел, батылхская свита) – 45 м³/сут; интервал 671–1681 – 1000 м³/сут.

Также в пределах северного склона Якутского поднятия в ряде гидрогеологических скважин из разреза нижнего мела были получены газопроявления различного характера (таблица) [14].

По разрезу верхней юры промышленные притоки газа установлены в Усть-Вилюйском и Средневилюйском месторождениях. Кроме того, незначительные притоки нефти были установлены на Бергеинской и Олойской площадях Предверхоанского прогиба. Касаясь меловой части разреза, можно отметить промышленную газоносность в пределах Бадаранского газового месторождения и нефтепроявления на Бергеинской площади Предверхоанского прогиба.

В пределах Северного склона Якутского поднятия в разрезе верхней юры и мела не устанавливаются выдержанные глинистые пласты, способные служить эффективным флюидоупором. Меловой и весь кайнозойский разрез представлен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Здесь небольшие скопления газа могут быть приурочены к нетрадиционному мерзлотно-гидратному флюидоупору [15].

Результаты исследования и их обсуждение

Наиболее перспективным комплексом отложений в плане нефтегазоносности следует рассматривать терригенно-карбонатные пласты, приуроченные к низам верхней подсвиты юдомской свиты венда, установленные в пределах Уордахской площади. Данные проницаемые пласты, установленные в Уордахской скважине, в региональном плане могут рассматриваться возрастным аналогом преображенского (на юге)

и успунского (на севере) горизонтов Непско-Ботуобинской антеклизы (рисунок).

Продуктивность терригенной породы базальной пачки успунской свиты была впервые установлена в 2017 г. в результате бурения скважины 115Р на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении. В ходе испытаний было зафиксировано поступление газа с дебитом более 200 тыс. м³ в сутки. Базальная пачка находится под успунской свитой и в основном состоит из глинистых и карбонатных слоев. Песчаники, входящие в состав базальной пачки в нескольких скважинах, вероятно, представляют заполняющие материалы врезанной долины [16]. Аналогичные фациальные условия, по всей видимости, вскрыты бурением и на Урдахской площади, и могут быть распространены на других участках северо-западного склона Якутского поднятия. Относительно эффективным флюидоупором для вендских углеводородов может выступать пестроцветная свита нижнего кембрия, сложенная плотными заглинизированными карбонатными породами.

Основанием возможной продуктивности ниже-среднекембрийского резервуара на изучаемой территории является установленная нефтеносность аналогичных отложений на среднем течении р. Амга в районе пос. Болугур. В отличие от танхайской нефтеносной свиты иниканская свита в изучаемом районе залегает намного ниже зоны многолетнемерзлых пород (от 1000 м и ниже). Таким образом, при благоприятных структурно-тектонических условиях на территории возможно обнаружение подвижных жидких углеводородов, генетически связанных с куонамской горючесланцевой формацией.

Остаточный газогенерационный потенциал пермских отложений в геологических условиях Северного склона Якутского поднятия может обусловить газонакопление на двух комплексах отложений. При наличии в разрезе полноценной преимущественно глинистой сунтарской свиты нижней юры резервуаром послужат песчаники кызылсырской свиты (нижнеюрский резервуар). В условиях уменьшения толщины или опесчанивания сунтарской свиты газовые углеводороды могут быть экранированы локальными или зональными глинистыми пластами среднеюрского возраста (среднеюрский резервуар).

Верхнеюрско-нижнемеловой комплекс отложений с многочисленными газопро-

явлениями не имеет выдержанных по площади и разрезу литологических экранов. Вместе с тем определенные скопления газов могут быть обнаружены в проницаемых отложениях верхнеюрско-нижнемелового комплекса под нетрадиционными мерзлотно-гидратными флюидоупорами [15].

Ограниченность объемов газа под мерзлотно-гидратными флюидоупорами обуславливается временем существования многолетнемерзлых пород, которое в геологических масштабах незначительно. Во внутренней части Нижнеалданской впадины нельзя исключать наличие аналогичных резервуаров в палеогеновых отложениях (рисунок). Тектонические процессы, связанные динамическим воздействием Верхоянья, могут способствовать образованию существенных по объему скоплений углеводородов под мерзлотно-гидратными флюидоупорами.

Заключение

Проведенный краткий обзор перспективных нефтегазоносных комплексов Северного склона Якутского поднятия подчеркивает необходимость постановки первоочередных геологоразведочных работ на нефть и газ.

На современном этапе Северный склон Якутского поднятия изучен достаточно плотной сетью профилей геофизических и геохимических методов и в меньшей степени глубоким бурением. Для уточнения перспектив нефтегазоносности рассматриваемой территории необходима постановка параметрического бурения с охватом зоны выклинивания пермских отложений. Наиболее приоритетными участками для заложения параметрических скважин с позиций уверенной привязки отражающих горизонтов и вскрытия слабоизученного разреза представляются район среднего течения р. Танда и среднее течение р. Кенкеме в районе урочища Хонгор-Бизэ.

Уточнение геологического строения изучаемого района позволит выделить наиболее перспективные зоны и участки для планирования и постановки поисковых работ.

Список литературы

1. Мельников П.Н., Погодаев А.В., Матвеев А.И., Порожун В.И., Царев В.В., Соболева Е.Н. Открытие нового нефтегазоносного района на северо-западном склоне Алданской антеклизы Сибирской платформы // Геология нефти и газа. 2023. № 2. С. 5–16. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-5-16.
2. Калинин А.И., Сивцев А.И. Перспективы нефтегазоносности Северо-Восточной части Алданской антеклизы // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 22–27. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-6-22-27.

3. Фомин А.М., Моисеев С.А. Типизация разрезов вендско-кембрийских отложений западной части Северо-Алданской НГО // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2017. № 2 (1). С. 46–51.
4. Бурова И.А. Карбонатные коллекторы вендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса Восточной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т. 5. № 2. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2010.pdf (дата обращения: 14.12.2023).
5. Лемешев Я.В., Сивцев А.И. Цветковые структуры и связанные с ними нефтегазопоявления // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России: материалы X Всероссийской научно-практической конференции с международным участием (Якутск, 08–10 апреля 2020 г.). Якутск: Издательский дом СВФУ, 2020. С. 247–250.
6. Сафронов А.Ф., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Александров А.Р. Естественный выход нефти в пойме р. Амга (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. 2014. № 11. С. 1661–1666.
7. Парфенова Т.М. Новые сведения о геохимии органического вещества пород Куонамского комплекса нижнего и среднего кембрия Лено-Амгинского междуречья (Юго-Восток Сибирской платформы) // Геохимия. 2018. № 5. С. 448–460.
8. Погодаев А.В. Гидрогеологические условия формирования и сохранности газоконденсатных залежей Хапчгайского мегавала Вилюйской синеклизы: автореф. дис. ... канд. геол.- минер. наук. Якутск, 2019. 24 с.
9. Сафронов А.Ф., Сивцев А.И., Черненко В.Б. Нефтеносность нижнемезозойских отложений Хапчгайского мегавала Вилюйской синеклизы // Геология и геофизика. 2014. Т. 55, № 8. С. 1263–1269.
10. Черданцев Г.А., Бухаленкова Ю.Ю., Семенов В.П., Кушмар И.А., Родина Т.В. Условия осадконакопления тарагайской свиты верхней перми в Юго-Западной части Вилюйской синеклизы // Геология нефти и газа. 2020. № 5. С. 55–73. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-5-55-73.
11. Зуева И.Н., Чалая О.Н., Сафронов А.Ф., Сивцев А.И., Глянцева Ю.С., Лифшиц С.Х. Нефтегенерационный потенциал рассеянного органического вещества пермских отложений Вилюйского бассейна // Наука и образование. 2017. № 2 (86). С. 17–21.
12. Зуева И.Н., Чалая О.Н., Сафронов А.Ф., Сивцев А.И., Глянцева Ю.С., Лифшиц С.Х. Оценка нефтегенерационного потенциала рассеянного органического вещества верхне-лейасовых отложений Вилюйского рифтогенного бассейна // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России: материалы VII Всероссийской научно-практической конференции (Якутск, 05–07 апреля 2017 г.). Якутск: Издательский дом СВФУ, 2017. Т. 2. С. 113–118.
13. Гриненко В.С., Князев В.Г. Нижняя-средняя юра Якутского погребенного сводового поднятия, Тукуланского выступа и Лунгхинско-Келинской впадины: расчленение разрезов и их корреляция // Отечественная геология. 2017. № 1. С. 75–84.
14. Сивцев А.И., Чалая О.Н., Зуева И.Н. Перспективы нефтегазоносности Центральной Якутии как ресурс энергобезопасности // Нефтегазовое дело. № 2. 2016. С. 71–84. DOI: 10.17122/ogbus-2016-2-71-84.
15. Сюндюков И.Ш., Сивцев А.И. Обоснование потенциальных скоплений газа под мерзлотно-гидратным флюидоупором // Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы освоения: материалы Всероссийской конференции с международным участием (Москва, 12–14 ноября 2013 г.). М.: ГЕОС, 2013. С. 259–261.
16. Агалаков С.Е., Гайфулина Е.Ф., Грищенко М.А., Новокрещин А.В., Новоселов М.Ю., Торгашева Л.В., Чикина Н.Н. Новые направления поисков и разведки скоплений углеводородного сырья // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 7 (103). С. 58–64.