

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, МИНЕРАГЕНИЯ

УДК 553.98:550.84(571.56-18)
DOI 10.25587/SVFU.2023.31.3.001

А. Р. Александров¹, А. И. Сивцев²

¹ ФИЦ «ЯНЦ СО РАН», Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения
Российской академии наук, г. Якутск, Россия

² Северо-Восточный Федеральный Университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия
e-mail: sutuka1956@mail.ru
e-mail: maraday@yandex.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ИНДИГИРО-ЗЫРЯНСКОГО ПРОГИБА НА ОСНОВЕ ПРЯМЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Аннотация. В пределах Восточной Якутии определенные перспективы нефтегазоносности связываются с рядом отрицательных структурных элементов мезокайнозойского возраста. С позиций наличия мощного осадочного чехла и относительно спокойной тектонической обстановки Индигиро-Зырянский прогиб считается наиболее перспективной на нефть и газ территорией. По результатам глубокого бурения, проведенного в конце 80-х в начале 90-х годов прошлого столетия, было установлено наличие достаточно мощных пластов кайнозойского возраста. После совместной переобработки данных бурения с материалами сейсморазведочных работ мощность кайнозойских отложений в прогибе оценена в 2-2,5 км. Отмечается целесообразность переосмысления материалов геохимических опробований совместно с данными полученными в ходе глубокого бурения. По особенностям состава газов, полученных в ходе глубокого бурения и испытания скважин в разрезе Индигиро-Зырянского прогиба имеется два типа природного газа. Первый тип связан с палеогеновыми отложениями и судя по составу имеет микробиальный генезис (скважины № 272-01 и 272-02). Второй типа газа, полученный из верхнеюрских отложений, представляется катагенетическим и более тяжелым по составу (скважина № 272-05). Сделан аналитический обзор результатов прямого геохимического опробования, который также подтверждает наличие как минимум двух различных типов газов. При этом газ, характеризующийся как глубинный, имеет четкие черты схожие с газами разрушающихся нефтяных скоплений. Сделано предположение, что близповерхностные газы, обогащенные азотом и углекислым газом, могут быть связаны с углистыми отложениями верхней юры и нижнего мела. Рекомендовано проведение площадных геохимических опробований с использованием искусственных сорбентов по ароматическим углеводородам.

Ключевые слова: Восточная Якутия, Индигиро-Зырянский прогиб, верхнеюрские отложения, нижнемеловые отложения, палеогеновые отложения, глубокое бурение, газопроявления, геохимические опробования, угленосность, перспективы нефтегазоносности.

A. R. Aleksandrov¹, A. I. Sivtsev²¹ FRC “YSC SB RAS”, Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Yakutsk, Russia² M.K. Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russia

e-mail: sutuka1956@mail.ru

e-mail: maraday@yandex.ru

PROSPECTS OF OIL AND GAS POTENTIAL OF THE INDIGIRO-ZYRYANSKY TROUGH BASED ON DIRECT GEOCHEMICAL DATA

Abstract. Within Eastern Yakutia, certain prospects for oil and gas potential are associated with a number of negative structural elements of the Mesocainozoic age. Given the presence of a powerful sedimentary cover and a relatively calm tectonic situation, the Indigiro-Zyryansky trough is considered the most promising territory for oil and gas. According to the results of deep drilling conducted in the late 1980s and early 1990s, the presence of sufficiently powerful Cenozoic age strata was established. After joint processing of the drilling data with the seismic survey materials, the thickness of Cenozoic sediments in the trough is estimated at 2 – 2.5 km. The expediency of rethinking the materials of geochemical testing together with the data obtained during deep drilling is noted. According to the peculiarities of the composition of gases obtained during deep drilling and testing of wells in the section of the Indigiro-Zyryansky deflection, there are two types of natural gas. The first type is associated with Paleogene deposits and, judging by its composition, has a microbial genesis (wells No. 272-01 and 272-02). The second type of gas obtained from Upper Jurassic deposits appears to be catagenetic and heavier in composition (well No. 272-05). An analytical review of the results of direct geochemical testing is made, which also confirms the presence of at least two different types of gases. At the same time, the gas characterized as deep has clear features similar to the gases of collapsing oil accumulations. It is assumed that near-surface gases enriched with nitrogen and carbon dioxide may be associated with carbonaceous deposits of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous. It is recommended to conduct areal geochemical testing using artificial sorbents for aromatic hydrocarbons.

Keywords: Eastern Yakutia, Indigiro-Zyryansky trough, Upper Jurassic deposits, Lower Cretaceous deposits, Paleogene deposits, deep drilling, gas occurrences, geochemical testing, coal bearing, prospects for oil and gas.

Введение

На обширной северо-восточной части Российской Федерации остаются территории с крайне низкой степенью геолого-геофизической изученностью на нефть и газ. Объемы геолого-геофизической изученности Восточной Якутии и основные геологические результаты подытожены в работах [1, 2].

Одной из перспективных на нефть и газа территорий является Индигиро-Зырянский прогиб (ИЗП) – наиболее крупный осадочный бассейн на северо-востоке Республики Саха (Якутия), площадь которого составляет 60-70 тыс. км² [3]. Прогиб изучен геологической съемкой масштаба 1:200 000. Кроме того, начиная с 60-х годов прошлого столетия были проведены ограниченные объемы исследований, направленные на выяснение тектонических, литологических, геохимических и гидрогеологических условий региона.

По материалам геологической съемки северо-западная часть ИЗП представляла собой прогиб, выполненный мощной толщей (до 10-12 км), в основном терригенных верхнеюрских и нижнемеловых отложений, перекрытых маломощными отложениями позднемелового, неогенового и плейстоценового возраста. В разрезе верхней юры выделялись илинтасская и бастахская свиты, в разрезе нижнего мела – ожогинская, сияльская и буоркемюсская свиты [4].

Первыми тематическими работами, направленными на выяснение перспектив нефтегазоносности в пределах всей Восточной Якутии, были комплексные геохимические исследования природных газов, вод и битумов на обширных площадях Момо-Зырянской впадины и Индигиро-Зырянского прогиба проведенные Косолаповым А.И. По итогам проведенных работ

впервые были качественно оценены перспективы нефтегазоносности отдельных территорий в пределах Восточной Якутии. Результаты геохимических исследований 60-х годов могут быть интересны в свете полученных данных глубокого бурения и, соответствующего, переосмысления модели строения Индигиро-Зырянского прогиба.

Постановка проблемы

В период с 1989 по 1992 гг. на северо-западной части Индигиро-Зырянского прогиба было пробурено 4 структурно-параметрических скважины (№ 272-01; № 272-02; № 272-03 и № 272-05.) с суммарной проходкой 5126 пог. м (рис. 1).

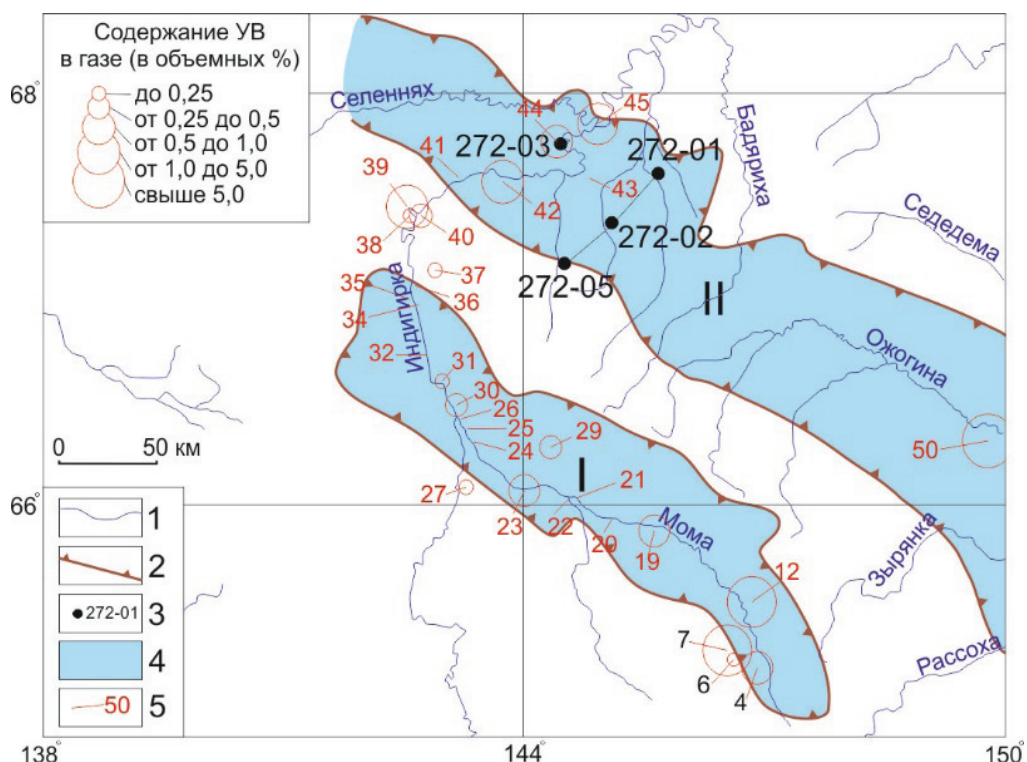


Рис. 1. Схема геохимических опробований в бассейне рек Индигирка и Мома.

Система координат ГСК-2011

Условные обозначения: 1 – гидросеть, 2 – границы тектонических элементов (прогибов), 3 – скважины и их названия и номера, 4 – потенциально нефтегазоносные площади, 5 – пункты наблюдения и их номера. Римские цифры: I – Момская впадина, II – Индигиро-Зырянский прогиб.

Fig. 1. Scheme of geochemical sampling in the basin of the Indigirka and Moma rivers.

GSK-2011 coordinate system

Symbols: 1 – hydraulic network, 2 – boundaries of tectonic elements (troughs), 3 – wells and their names and numbers, 4 – potentially oil and gas bearing areas, 5 – observation points and their numbers. Roman numerals: I – Momskaia depression, II – Indigiro-Zyryansky trough.

По результатам бурения месторождения нефти и газа не открыты, получены лишь незначительные притоки пластовой воды с растворенным газом. Вскрытый бурением разрез оказался представлен преимущественно отложениями кайнозоя и частично мезозоя (рис. 2). Забой скважины № 272-03 находится в илинйтасской свите средней – верхней юры, а в скважинах № 272-01, № 272-02 и № 272-05 – в бастахской свите верхней юры. Скважина № 272-05 вскрыла верхнеюрские отложения почти с дневной поверхности на глубине 10 м.

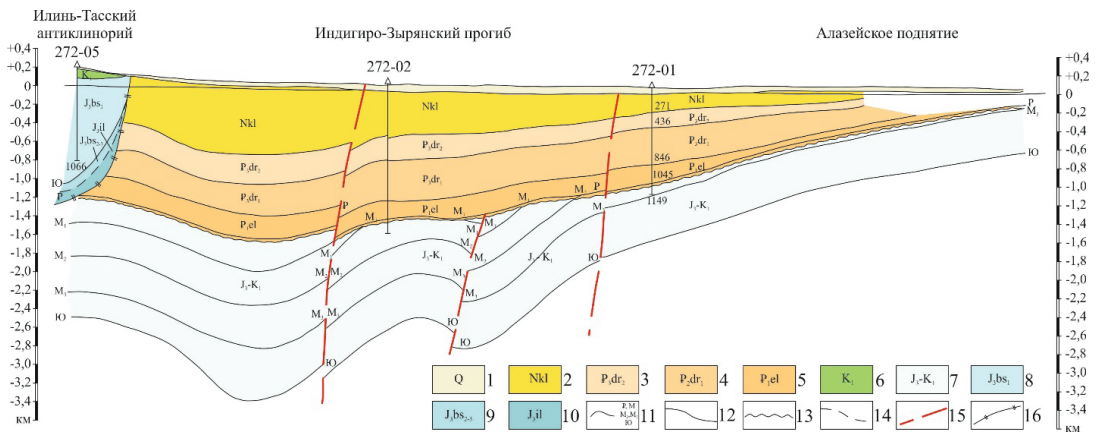


Рис. 2. Геолого-геофизический разрез по линии профилей 851903-851902-85190 (по материалам АО «Якутскгеология», ОАО «Якутскгеофизика», ВНИГРИ).

1 – четвертичные отложения; 2 – кыллахская свита (неоген); палеогеновые отложения мятисская серия: 3 – даркылахская свита, верхняя подсвита (олигоцен), 4 – даркылахская свита, нижняя подсвита (эоцен), 5 – эльганская свита (палеоцен), 6 – нижнемеловые отложения, 7 – нерасчлененные отложения верхней юры и нижнего мела; верхнеюрские отложения: 8 – бастахская свита, верхняя подсвита, 9 – бастахская свита, средняя и нижняя подсвиты, 10 – илинтасская свита; 11 – отражающие горизонты по сейсморазведке; геологические границы: 12 – согласные, 13 – несогласное залегание, 14 – предполагаемые, 15 – разрывные нарушения по сейсморазведке, 16 – плоскость надвига

Fig. 2. Geological and geophysical section along the line of profiles 851903-851902-85190 (based on the materials of JSC Yakutskgeologiya, JSC Yakutskgeofizika, VNIGRI).

1 – Quaternary, 2 – Kyllakh formation (Neogene), 3 – Darkylakh formation, upper sub-formation (Oligocene), 4 – Darkylakh formation, lower sub-formation (Eocene), 5 – Elga formation (Paleocene), 6 – lower Cretaceous, 7 – upper Jurassic – and lower Cretaceous, 8 – Bastakh series, lower part (upper Jurassic), 9 – Bastakh series, middle – upper part (upper Jurassic), 10 – Ilintas formation, 11 – reflecting horizons; geological boundaries: 12 – consonant, 13 – dissent, 14 – uncertain, 15 – discontinuous faults on seismic survey; 16 – thrust plane.

Геологической неожиданностью стало отсутствие в разрезах всех пробуренных скважин отложений мелового возраста, определенные в качестве проектного горизонта, в том числе и наиболее перспективные в нефтегазоносном отношении нижнемеловые толщи. Нужно заметить, что в условиях отсутствия в керна достоверных фаунистических остатков стратификация и корреляция вскрытых разрезов вышеуказанных скважин были проведены по описанию керна и малоинформативным материалам ГИС.

Полученные результаты бурения и их сопоставление с сейсморазведочными материалами позволило оценить толщины кайнозойских отложений в пределах ИЗП до 2-2,5 км. Таким образом, свидетельства о значительной мощности палеоген-неогеновых отложений на южном борту ИЗП, полученные по результатам маршрутных исследований геологов Института геологических наук ЯНЦ СО АН СССР нашли подтверждение. В частности, в междуречье Индигирки и Сулаккана были изучены разрезы кайнозоя суммарной мощностью около 2,5 км [4].

После получения отрицательных результатов бурения четырех структурно-параметрических скважин в начале 90-х годов прошлого века региональные и поисковые работы в Восточной Якутии, в частности в ИЗП, были свернуты.

Вместе с тем мощный осадочный чехол, наличие проницаемых горизонтов, относительно спокойная тектоническая обстановка, а также множество зафиксированных поверхностных геохимических показателей и скважинных газопроявлений (рис. 1) позволяют считать ИЗП одним из наиболее перспективных на нефть и газ территорий Восточной Якутии.

Газопроявления в скважинах

Незначительные притоки пластовой воды с растворенным газом были получены в скважинах № 272-01, 272-02 и 272-05. Составы газов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Состав газа в разрезах скважин № 272-01, 272-02 и 272-05 Индигирской площади

№ скв.	№ пробы	Плотность относительно- ная	Содержание, % объемные									
			CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i – C ₄ H ₁₀	n – C ₄ H ₁₀	i – C ₅ H ₁₂	n – C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂	H ₂
272-01	78	0,582	93,55	0,03	--	--	--	--	--	0,15	6,27	сл
272-01	81	0,568	97,06	0,05	--	--	--	--	--	0,12	2,77	сл
272-02	126	0,639	82,77	0,06						3,31	13,3	0,52
272-02	127	0,611	91,28	0,05	сл	--	--	--	--	4,71	3,23	0,73
272-02	127*	0,685	86,55	0,07	0,06	0,01	0,02			10,48	2,51	0,29
272-02	128	0,725	79,76	0,06						16,46	3,07	0,65
272-02	129	0,681	85,13	0,06						12,13	2,36	0,32
272-02	130	0,717	80,44	0,07						16,28	2,16	1,046
272-02	131	0,689	82,35	0,06						12,28	4,51	0,8
272-02	132	0,718	80,25	0,06						16,26	2,38	1,05
272-02	133	0,681	83,23	0,07						12,67	2,48	1,54
272-02	134	0,694	82,6	0,06						13,2	2,45	1,09
272-05	7	0,629	90,22	4,89	2,9	0,87	0,28	0,02	0,005	0,05	0,71	0,051
272-05	8	0,625	89,54	4,58	2,88	0,86	0,29	0,02	0,005	0,14	0,89	0,793

В скважине № 272-01 из палеогеновых отложений испытателем пластов КИИ-95 с интервала 695-835 м были получены пробы воды с растворенным газом (пробы № 78 и 81).

В скважине № 272-02 при опробовании верхнепалеогеновых отложений в открытом стволе в интервале 536-650 м получена пластовая жидкость с растворенным газом (пробы № 126 и 127). Также, в скважине № 272-02 при опробовании палеогеновых отложений прободоотборником ВПП-300 с интервала 715-725 м отобраны несколько проб пластовой воды плотностью 1051 кг/м³ с содержанием растворенного газа 200 см³/л (пробы № 127*-134).

В скважине № 272-05 при опробовании верхнеюрских отложений (бастакская серия) в открытом стволе в интервале 597-716 м получен незначительный приток газа. Газ горел с длиной факела 30 см. Расчетный дебит газа составил 1,7 тыс. м³/сут (пробы № 7 и 8).

Судя по приведенному составу, палеогеновые газы из скважин № 272-01 и 272-02 близповерхностные, микробиальные, и не связаны с нижележащими, наиболее перспективными горизонты юры, где газ представляется катагенетическим и более тяжелым по составу (скважина № 272-05). В составе газа этих двух скважин также отмечается относительно повышенное содержание азота. Считается, что содержание азота косвенно указывает на наличие УВ залежей:

- величина отношения концентраций азота к углеводородным газам (N₂/УВГ) при приближении к залежи УВ имеет тенденцию к снижению;

- локализация аномалий азота воздушного происхождения над залежами в зоне интенсивного газообмена (особенно в тектонически-активных зонах), связана с быстрым расходом кислорода на окислительные процессы УВ.

Также обращает на себя внимание большое содержание углекислого газа в составе газа скважины № 272-02. В некоторых пробах он достигает величины более 16 %. Диоксид углерода может образовываться как побочный продукт при восстановлении сульфатов углеводородами и как продукт окисления самих УВ. Следовательно, в верхней зоне активного газообмена

при поступлении заметного количества миграционных УВГ могут образовываться аномальные участки с повышенной концентрацией диоксида углерода.

Состав подавляющего большинства (94 %) газовых залежей характеризуется нормальными концентрациями CO_2 . В распределении нормальных концентраций двуокиси углерода в составе пластовых газов большое значение имеет глубина их залегания. В разрезе нефтегазоносных бассейнов (НГБ) содержание CO_2 в пластовых газах, как правило, увеличивается с глубиной от десятых долей процентов до первых единиц, редко превышая 10 %. Во многих НГБ на глубинах менее 1 км отмечается увеличение содержания CO_2 к поверхности.

Весьма вероятно, близость скважины № 272-02 к разрывному нарушению в центральной части Индигиро-Зырянского прогиба обуславливает активный газообмен и, как следствие, отмечается увеличение содержания CO_2 за счет интенсивного окисления поступающих газов.

В то же время, верхнеюрско-нижнемеловые отложения на Востоке Сибирской платформы и в пределах Восточной Якутии отличаются обильной угленосностью [5]. Повышенные концентрации приповерхностных условий метана наряду с присутствием азота и углекислого газа могут быть обусловлены метаморфизмом угленосных отложений.

Приповерхностные газопроявления

Приповерхностными геохимическими опробованиями были охвачены только северо-западная и юго-восточная части Индигиро-Зырянского прогиба. В частности, на северо-западе ИЗП геохимические исследования были приурочены непосредственно к долине р. Индигирки и приустьевым частям ее притоков доступных для лодочного транспорта (таблица 2). Главные проявления располагаются в приустьевых частях рек Колядин (п.н. 39), Кебергене (п.н. 44) и Селеннях (п.н. 45), и по всей видимости, связаны с тектоническими нарушениями. Важно отметить, что пробы свободного газа, отобранные с коренных отложений, содержат на порядок больше метановых углеводородов и на столько же меньше кислород. Данное обстоятельство исключает возможность фиксирования биогенного метана в приповерхностной зоне илистого дна. В пользу глубинного генезиса данного газа свидетельствует также относительно высокое содержание гелия (таблица 2).

По мнению А.И. Косолапова, на северо-западе ИЗП свободные газопроявления, фиксируемые на поверхности, могут быть связаны с разрушающимися нефтяными скоплениями. Так, на пробах, отобранных в нижнем течении р. Кебергене, левого притока р. Индигирки присутствует углеводородная фракция со всеми ее высшими гомологами. Причем соотношение тяжелых углеводородов к метану в обоих случаях весьма постоянное (5,0 %) и свидетельствует о чисто нефтяной природе (п.н. 44) (таблица 2). Резкое увеличение средних членов в гомологическом ряде тяжелых углеводородов характерна для нефтяных, обычно разрушающихся залежей. Данное явление может быть связано с миграцией УВ с аналогов доманикоидных [6] отложений Селенняхского блока предположительно подстилающих мезокайнозойские отложения на северо-западе ИЗП. Именно в Селенняхском блоке Омудевского террейна зафиксировано наибольшее количество битумопроявлений (включая жидкие) Восточной Якутии [7, 8]. Вместе с тем нельзя исключать наличие аквагенного типа исходного органического вещества и в юрских отложениях, которое могло обусловить генерацию жидких углеводородов [5].

На юго-западе ИЗП приповерхностными опробованиями был охвачен бассейн реки Ожогоино. Наиболее контрастные аномалии были получены в приустьевой зоне р. Силап правого притока р. Ожогоино (п.н. 50) (таблица 3). Здесь также наблюдается устойчивое и выдержанное распределение гомологического ряда метана, что характерно для газов нефтяного происхождения. Заметное содержание гелия при относительно заниженном аргоне также подчеркивает глубинный генезис фиксированного газа.

Таблица 2 – Химический состав свободно выделяющихся газов из источников, приуроченных к долине р. Индигирки в пределах северо-западной части Индигиро-Зырянского прогиба (в объемных % %)

Пункты наблюд.	№ анализов	Наименование источников	Общий анализ газа				Тяжелые углеводороды				Редкие газы	
			CO ₂	O ₂	CH ₄	N ₂	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	He	Ar
39	157/64	Источник на р. Индигирки у устья р. Колядин	0,59	12,13	0,19	86,89	0,0084	0,0010	0,0006	0,0004	0,0014	1,0154
39	156/64	Устье Колядин (из коренных пород)	0,38	0,57	1,91	96,47	0,001	0,0003	0,0003	0,00	0,0042	1,0144
39	158/64	То же (из илистого дна)	0,54	4,22	0,14	94,95	0,0013	0,0002	0,00	0,00	0,0064	0,9441
42	144/64	р. Таас-Кутуругун	0,00	18,94	2,27	78,79					0,0008	0,9161
44	163/64	р. Кебергене (выше наледи)	1,55	1,36	0,60	96,49	0,0055	0,0183	0,0059	0,0016	0,0021	1,0965
44	162/64	То же (в зоне наледи)	0,13	5,87	0,67	93,33	0,0063	0,0181	0,0004	0,00	0,0040	0,9857
45	164/64	р. Селенях	2,16	1,22	3,25	93,37	0,0213				0,0037	1,0544

Примечание: Непредельные углеводороды, окись углерода и водорода отсутствуют во всех пунктах за исключением трех анализов 39 пункта, где обнаружен в количествах соответственно 0,14-0,67 %.

Note: Unsaturated hydrocarbons, carbon monoxide and hydrogen are absent at all points, except for three analyzes of point 39, where they are found in amounts of 0.14-0.67 %, respectively.

Таблица 3 – Химический состав свободно выделяющихся газов из источников, приуроченных к долине р. Ожогойной в пределах юго-восточной части Индигиро-Зырянского прогиба (в объемных % %)

Пункты наблюд.	№ анализов	Наименование источников	Общий анализ газа				Тяжелые углеводороды				Редкие газы	
			CO ₂	O ₂	CH ₄	N ₂	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	He	Ar
50	167/64	Приустьевая зона р. Силап (в русле реки)	0,52	13,19	0,53	85,75					0,0013	0,9030

50	168/64	То же (на левом берегу)	2,22	0,69	4,16	92,93	0,0039	0,0005	0,0005	0,00	0,0064	0,7868
50	168/64	То же (на правом берегу)	2,02	0,27	33,56	64,12					0,0013	0,8995

Примечание: Непредельные углеводороды, окись углерода и водорода отсутствуют во всех пунктах за исключением 51, где обнаружен в количестве 0,20 %.

Note: Unsaturated hydrocarbons, carbon monoxide and hydrogen are absent at all points except 51, where it was found in an amount of 0.20 %.

На рисунке 1 приведены объемные содержания УВ в пробах газа по Илин-Тасскому антиклинорию и Момской впадине по бассейнам рек Индигирка и Мома.

По представлениям Гайдук В.В. и др. [3, 4] Момская впадина и Индигиро-Зырянский прогиб и разделяющий их Илин-Тасский антиклинорий обособились в позднем миоцене за счет складчатости. Аналитический обзор геохимических показателей по территориям Илин-Тасского антиклинория и Момской впадины стоит в задачах следующей статьи.

Закключение

Рассмотренные приповерхностные геохимические показатели и газопроявления в скважинах на северо-западной части Индигиро-Зырянского прогиба свидетельствуют о региональной перспективности территории. Составы газов, полученные в ходе бурения скважин и испытания пластов свидетельствуют о наличии как минимум двух типов газов: близповерхностного микробиального и катагенетического глубинного.

Главной причиной получения отрицательного результата глубокого бурения на рубеже 80-х и 90-х годов 20 века стало на принятие неадекватной к природной модели строения прогиба, что привело к заложению поисково-оценочной скважины без должной подготовки [9].

Для более уверенного подтверждения перспектив нефтегазоносности Индигиро-Зырянского прогиба, в том числе по жидким углеводородам, рекомендуется проведение недорогих по стоимости площадных геохимических опробований с использованием искусственных сорбентов по ароматическим углеводородам.

Использование арен в качестве поисковых элементов основывается на концепции отсутствия ароматических углеводородов (в частности, бензола, толуола и ксилолов) в органическом веществе современных осадков. Генезис этой группы соединений связывается с сравнительно жесткими термобарическими условиями «нефтяного окна» [10]. Другими словами, использование в качестве поисковых элементов ароматических углеводородов обусловлено попыткой минимизации неоднозначностей при получении геохимических полей над перспективными территориями. Кроме того, к благоприятным факторам для их применения в качестве поисковых признаков относят высокую мобильность ароматических углеводородов и их устойчивость к действию углеводородокисляющих бактерий.

Совместными усилиями производственных предприятий геологического направления, а также академических и отраслевых институтов необходимо внести в план геологоразведочных работ слабоизученные территории Восточной Якутии, включая Арктическую зону.

Работа выполнена в рамках Госзадания Министерства науки и высшего образования РФ № 122011100158-1 и при поддержке РФФИ (грант № 21-510-22001), с использованием научного оборудования ЦКП ФИЦ ЯНЦ СО РАН в рамках гранта № 13. ЦКП.21.0016.

Литература

1. Аржаков, Н.А. Анализ геолого-геофизической изученности потенциально нефтегазоносных районов Северо-Восточной Якутии и прилегающего шельфа Восточно-Арктических морей / Н.А. Аржаков, А.П. Оболкин, В.С. Ситников // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12, № 4. – https://doi.org/10.17353/2070-5379/39_2017. – Текст : электронный.
2. Оболкин, А.П. Ситников В.С., Александров А.Р. и др. Обобщение результатов сейсморазведочных исследований Северо-Востока Якутии / А.П. Оболкин, В.С. Ситников, А.Р. Александров [и др.] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. – Т. 12, № 4. – https://doi.org/10.17353/2070-5379/38_2017. – Текст : электронный.
3. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия) / Отв. ред. Л.М. Парфенов, М.И.Кузьмин. – Москва : МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. – 571 с. – Текст : непосредственный.
4. Гайдук, В.В. Строение и нефтегазоносность кайнозойского Индигиро-Зырянского прогиба / В.В. Гайдук, И.Ш. Сюндюков, О.В. Гриненко, В.С. Имаев // Тектоника и нефтегазоносность Якутии: сборник научных трудов. – Якутск: ЯНЦ СО АН СССР, 1989. – С. 75-87. – Текст : непосредственный.
5. Sivtsev, A.I. Paragenesis of the Upper Jurassic-Lower Cretaceous Sediments in the Priverhoyansky and Indigiro-Zyryansky Basins / A.I. Sivtsev, I.N. Zueva, O.N. Chalaya / IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. – 2019. – 272. – 022122. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/272/2/022122/pdf> DOI: 10.1088/1755-1315/272/2/022122
6. Зуева, И.Н. Геохимия органического вещества пород девонских отложений О. Котельный (Новосибирские о-ва) и Селенняхского блока (Омулевский террейн) / И.Н. Зуева, О.Н. Чалая, А.Ф. Сафронов, Ю.С. Глязнецова, С.Х. Лифшиц // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. – 2020. – Т. 7, № 2. – С. 81-88. – DOI 10.15372/FPVGN2020070214. – Текст : электронный.
7. Иванов, В.В. Нафтиды и нафтоиды Северо-Востока СССР / В.В. Иванов, Б.А. Клубов. – Москва : Наука, 1979. – 147 с – Текст : непосредственный.
8. Клубов, Б.А. Природные битумы Севера / Б.А. Клубов. – Москва : Наука, 1983. – 205 с. – Текст : непосредственный.
9. Петров, Д.М. Причины отрицательных результатов при структурно-параметрическом бурении в пределах Индигиро-Зырянском прогибе / Д.М. Петров, А.И. Сивцев – Текст : непосредственный // Материалы XV Международной научно-практической конференции «Новые идеи в науках о Земле» – Москва : Издательство РГГУ им. Серго Орджоникидзе, 2021. – С. 69-71.
10. Тимшанов, Р.И. Особенности распределения бензола и толуола в подпочвенных глинах как поисковый критерий нефтеносности на юге Западной Сибири: диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.09 / Тимшанов Р.И. – Новосибирск, 2014. – 221 с.

References

1. Arzhakov, N.A. Analiz geologo-geofizicheskoy izuchennosti potencial'no neftegazonosnyh rajonov Severo-Vostochnoj Jakutii i priliegajushhego shel'fa Vostochno-Arkticheskikh morej / N.A. Arzhakov, A.P. Obolkin, V.S. Sitnikov // Neftegazovaja geologija. Teorija i praktika. – 2017. – T. 12, № 4. – https://doi.org/10.17353/2070-5379/39_2017. – Tekst : jelektronnyj.
2. Obolkin, A.P. Sitnikov V.S., Aleksandrov A.R. i dr. Obobshhenie rezul'tatov sejsmorazvedochnyh issledovanij Severo-Vostoka Jakutii / A.P. Obolkin, V.S. Sitnikov, A.R. Aleksandrov [i dr.] // Neftegazovaja geologija. Teorija i praktika. – 2017. – T. 12, № 4. – https://doi.org/10.17353/2070-5379/38_2017. – Tekst : jelektronnyj.
3. Tektonika, geodinamika i metallogenija territorii Respubliki Saha (Jakutija) / Отв. ред. Л.М. Парфенов, М.И.Куз'мин. – М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. – 571 с. – Текст : непосредственный.

4. Gajduk, V.V. Stroenie i neftegazonosnost' kajnozojskogo Indigiro-Zyrjanskogo progiba / V.V. Gajduk, I.Sh. Sjundjukov, O.V. Grinenko, V.S. Imaev // Tektonika i neftegazonosnost' Jakutii: sbornik nauchnyh trudov. – Jakutsk: JaNC SO AN SSSR, 1989. – S. 75-87. – Tekst : neposredstvennyj.
5. Sivtsev, A.I. Paragenesis of the Upper Jurassic-Lower Cretaceous Sediments in the Priverhoyansky and Indigiro-Zyryansky Basins / A.I. Sivtsev, I.N. Zueva, O.N. Chalaya / IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. – 2019. – 272. – 022122. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/272/2/022122/pdf> DOI: 10.1088/1755-1315/272/2/022122
6. Zueva, I.N. Geohimija organicheskogo veshhestva porod devonskih otlozhenij O. Kotel'nyj (Novosibirskie o-va) i Sennjahskogo bloka (Omulevskij terrej) / I.N. Zueva, O.N. Chalaya, A.F. Safronov, Ju.S. Gljaznecova, S.H. Lifshic // Fundamental'nye i prikladnye voprosy gornyh nauk. – 2020. – T. 7, № 2. – S. 81-88. – DOI 10.15372/FPVGN2020070214. – Tekst : jelektronnyj.
7. Ivanov, V. V. Naftidy i naftoidy Severo-Vostoka SSSR / V. V. Ivanov, B. A. Klubov. – M.: Nauka, 1979. – 147 s – Tekst : neposredstvennyj.
8. Klubov, B.A. Prirodnye bitumy Severa / B.A. Klubov. – M.: Nauka, 1983. – 205 s. – Tekst : neposredstvennyj.
9. Petrov, D.M. Prichiny otricatel'nyh rezul'tatov pri strukturno-parametricheskom burnenii v predelah Indigiro-Zyrjanskom progibe / D.M. Petrov, A.I. Sivcev – Tekst : neposredstvennyj // Materialy XV Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii «Novye idei v naukah o Zemle» – M.: Izdatel'stvo RGGU im. Sergo Ordzhonikidze, 2021. – S. 69-71.
10. Timshanov, R.I. Osobennosti raspredelenija benzola i toluola v podpochvennyh glinah kak poiskovyj kriterij neftenosnosti na juge Zapadnoj Sibiri: dissertacija na soiskanie uchenoj stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk: 25.00.09 / Timshanov R.I. – Novosibirsk, 2014. – 221 s.

Сведения об авторах

АЛЕКСАНДРОВ Александр Романович – н.с. ФИЦ «ЯНЦ СО РАН» Институт проблем нефти и газа СО РАН, <https://orcid.org/0000-0001-6459-8951>, e-mail: sutuka1956@mail.ru

ALEKSANDROV Alexander Romanovich – researcher, FRC “YSC SB RAS”, Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the RAS, e-mail: sutuka1956@mail.ru

СИВЦЕВ Алексей Иванович – к.г.-м.н., доцент, Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, <https://orcid.org/0000-0001-8386-2383>, e-mail: ai.sivcev@empl.s-vfu.ru

SIVTSEV Aleksei Ivanovich – Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, M.K. Ammosov North-Eastern Federal University, e-mail: ai.sivcev@empl.s-vfu.ru