

УДК 553.98:550.84(571.56-18)
DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-50-68

Газогидрогеохимические показатели нефтегазоносности Индигирской площади (Восточная Якутия)

Н. Ф. Чистякова^{1*}, А. И. Сивцев²

¹Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

²Северо-Восточный Федеральный университет им. М. К. Аммосова, Якутск, Россия

*n.f.chistyakova@utmn.ru

Аннотация. Актуальность исследования обусловлена необходимостью оценки результатов газогидрогеохимических характеристик мезозойско-кайнозойских отложений Индигирской площади, полученных при испытании параметрических скважин, благодаря которому в 1989–90 годах эти отложения были вскрыты с целью оценки перспектив их нефтегазоносности. Цель работы — обоснование генезиса водных и газообразных флюидов мезозойско-кайнозойских отложений как следствия катагенетического преобразования органического вещества, содержащегося в одновозрастных нефтегазоматеринских породах.

В исследовании мы использовали различные методы, в том числе универсальный — геологический анализ полученных данных.

Основные результаты работы: подземные воды неогеновых отложений (кыллахская свита) относятся к сульфатно-натриевому и гидрокарбонатно-натриевому типам элизионного генезиса; палеогеновых отложений (даркылахская свита) — к гидрокарбонатно-натриевому типу элизионного генезиса, мезозойских отложений (верхняя юра — бастахская свита) — к гидрокарбонатно-натриевому типу элизионного генезиса, что подтверждает вхождение мезозойско-кайнозойских отложений в интервалы стадии катагенеза. ВРГ характеризуются углеводородным типом «сухим» подтипом (даркылахская свита) и «жирным» подтипом (бастахская свита), что позволяет оценить глинистые породы мезозойских отложений как потенциально нефтегазоматеринские.

Наличие вод элизионного генезиса, качественный и количественный состав ВРГ, их типы и подтипы отражают начальный этап реализации углеводородного потенциала верхнеюрских отложений и возможность формирования в мезозойских отложениях нефтяных залежей при наличии природных резервуаров, перекрытых флюидоупорами.

Эти результаты могут быть использованы для оценки перспектив нефтегазоносности мезозойско-кайнозойских отложений Индигирской площади (Восточная Якутия).

Ключевые слова: газогидрогеохимическая обстановка, элизионный генезис подземных вод, состав водорастворенных газов, нефтегазоносность

Для цитирования: Чистякова, Н. Ф. Газогидрогеохимические показатели нефтегазоносности Индигирской площади (Восточная Якутия) / Н. Ф. Чистякова, А. И. Сивцев. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-1-50-68 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 1. — С. 50–68.

Gas-hydrogeochemical indicators of oil and gas potential in the Indigirka area (Eastern Yakutia)

Nelly F. Chistyakova^{1*}, Aleksei I. Sivtsev²

¹University of Tyumen, Tyumen, Russia

²North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russia

*n.f.chistyakova@utmn.ru

Abstract. This study is relevant due to the need for a comprehensive assessment of the gas-hydrogeochemical characteristics of Mesozoic-Cenozoic deposits in the Indigirka area, based on data collected from exploration wells tested between 1989 and 1990.

The aim of this study is to elucidate the origin of water and gas fluids in Mesozoic-Cenozoic deposits as a result of the catagenetic transformation of organic matter from contemporaneous oil and gas source rocks.

The various methods were used in this study, including the universal method of geological analysis of the obtained data.

Key results. Groundwater from Neogene deposits (Kyllakh suite) is classified as sulfate-sodium and bicarbonate-sodium types of elision genesis. Groundwater from Paleogene deposits (Darkylakh Suite) is categorized as the bicarbonate-sodium type, while groundwater from Mesozoic deposits (Upper Jurassic – Bastakh Suite) is also classified as the bicarbonate-sodium type. These classifications confirm that Mesozoic-Cenozoic deposits are within catagenesis stage intervals. Water-soluble natural gases are characterized by a "dry" hydrocarbon type in the Darkylakh suite and a "fatty" type in the Bastakh suite. This indicates that the clayey rocks of the Mesozoic deposits could serve as potential oil and gas source rocks.

The presence of elision genesis waters, along with the qualitative and quantitative composition of WSNGs, reflects the initial stage of hydrocarbon potential realization in Upper Jurassic deposits and the potential for forming oil reservoirs in Mesozoic deposits if suitable natural reservoirs exist and are sealed by fluid traps.

The results can be used for evaluating the oil and gas potential of Mesozoic-Cenozoic deposits in the Indigirka area (Eastern Yakutia).

Key words: gas-hydrogeochemical situation, elision genesis of groundwater, composition of water-dissolved gases, oil and gas content

For citation: Chistyakova, N. F., & Sivtsev, A. I. (2025). Gas-hydrogeochemical indicators of oil and gas potential in the Indigirka area (Eastern Yakutia). *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 50-68. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-50-68

Введение

Подземные воды — неотъемлемая часть осадочно-породного бассейна на различных стадиях его геологической эволюции — представляют собой водный раствор неорганических и органических веществ различного состава и фазового состояния и водорастворенных в них газов. Использование газогидрогеохимических показателей, полученных на этапе параметрического бурения при испытании скважин для оценки перспектив нефтегазоносности, обусловлено значительной ролью подземных вод в процессах нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Прогноз перспектив нефтегазоносности территорий основан на диффузионном перераспределении жидких и газообразных углеводородов, водорастворенного органического вещества, макро- и микроэлементов в системе «нефтегазоматеринская порода — подземные воды — залежь углеводородного сырья» в течение длительного геологического времени. Высокоинформативными показателями нефтегазоносности структур осадочного чехла являются качественная и количественная характеристика макро- и микрокомпонентов подземных вод, состав водорастворенных газов, поскольку они формируют гидрохимические и газогидрогеохимические аномалии — ореолы рассеяния жидких и газообразных углеводородов [1, 2]. Газогидрогеохимические

особенности мезозойско-кайнозойских отложений Индигирской площади, расположенной в северо-западной части Индигиро-Зырянского прогиба, до настоящего времени остаются почти неизученными.

Объект и методы исследования

С 1989 по 1992 год в северо-западной части Индигиро-Зырянского прогиба были пробурены 4 структурно-параметрических скважины, из которых получены незначительные притоки пластовой воды с растворенными в ней газами. Индигиро-Зырянский прогиб — наиболее крупный осадочно-породный бассейн на северо-востоке Якутии, он простирается на 480 км вдоль северо-восточных предгорий Момского хребта, имеет ассиметричное строение и площадь 60–70 тыс. км² и рассматривается в качестве территории, перспективной на нефть и газ [3]. Толщина осадочного чехла в наиболее прогнутой юго-восточной части прогиба оценивается в 10–12 км [4]. Параметрические скважины вскрыли проектный горизонт (отложения верхней юры) и имеют фактические глубины от 1 066 м до 1 611 м. Суммарная проходка составила 5 126 м. Геохимия подземных вод и водорастворенных газов Индигиро-Зырянского прогиба изучалась в трудах [4, 5].

В настоящей работе использованы первичные и фондовые материалы производственных и научно-исследовательских организаций: Чаро-Токинской и Вилюйской нефтегазоразведочных экспедиций производственного геологического объединения «Ленанефтегазгеология» и Института геологии ЯФ СО АН СССР, а также опубликованные работы, посвященные газогидрогеохимии мезозойско-кайнозойских отложений Восточно-Сибирского артезианского бассейна [4, 5], геохимии органического вещества пород верхнеюрских отложений Индигиро-Зырянского прогиба [6]. Анализы ионно-солевого состава подземных вод (катионы: кальций, магний, натрий + калий; анионы: хлорид, сульфат, гидрокарбонат, карбонат), отобранных из скв. 272-01, 272-02, 272-05 в августе 1989 года и мае 1990-го, и микрокомпонентного состава (бром, йод, фтор, нафтенновые кислот) проводили в Центральной лаборатории ПГО «Ленанефтегазгеология». В работе рассчитывались минерализация подземных вод (г/л); коэффициент метаморфизма подземных вод Γ_{Na+Cl} и другие коэффициенты В. А. Сулина, отражающие гидрогеологическую закрытость недр; генетические типы подземных вод. Строились диаграммы Шоллера и графики изменения состава ВРГ. Анализ ВРГ мезозойско-кайнозойских отложений осадочного чехла Индигирской площади проводился в лаборатории Института проблем нефти и газа СО РАН.

Обзорная карта территории работ и литолого-стратиграфический разрез наиболее глубокой скважины 272-02 Индигирской площади представлены на рисунках 1, 2.

Полный химический анализ воды был проведен только в скв. 272-02, 272-05; в скв. 272-01 была определена лишь минерализация подземных вод (табл. 1).

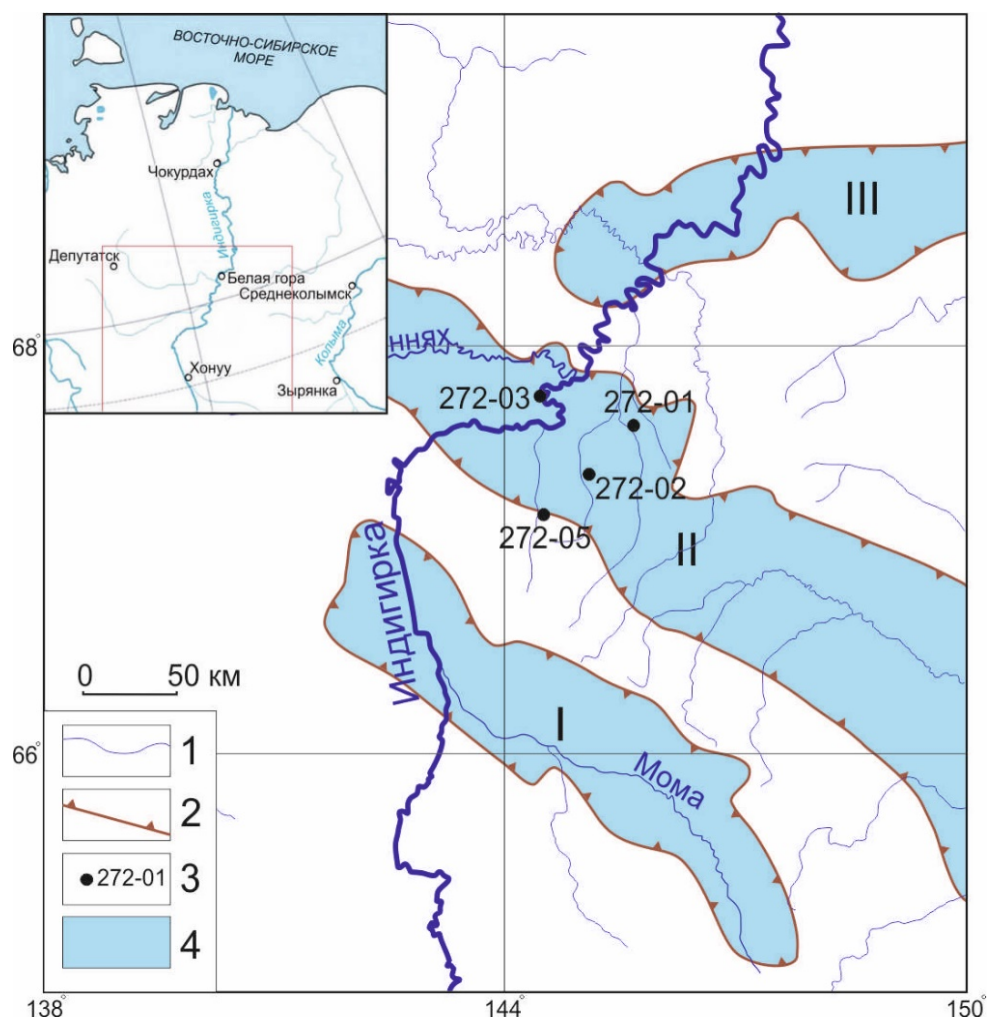


Рис. 1. **Обзорная карта Индигирской площади бурения:** 1— гидросеть;
2— границы тектонических элементов (прогибов); 3 — скважина и ее номер;
4 — потенциально нефтегазоносные площади.
I — Момская впадина; II — Индигиро-Зырянский прогиб;
III — Алазейско-Индигирская система впадин

В настоящей работе анализируется современная газогидрогеохимическая обстановка осадочного чехла Индигирской площади по данным бурения параметрических скважин 272-01, 272-02, 272-05, в результате испытания которых получены данные о подземных водах и растворенных в них газах. Для вод характерны следующие показатели: минеральный (ионно-солевой) состав подземных вод: макро- и микрокомпоненты; величина pH; минерализация вод; состав ВРГ подземных вод: углеводородные, кислые, редкие газы.

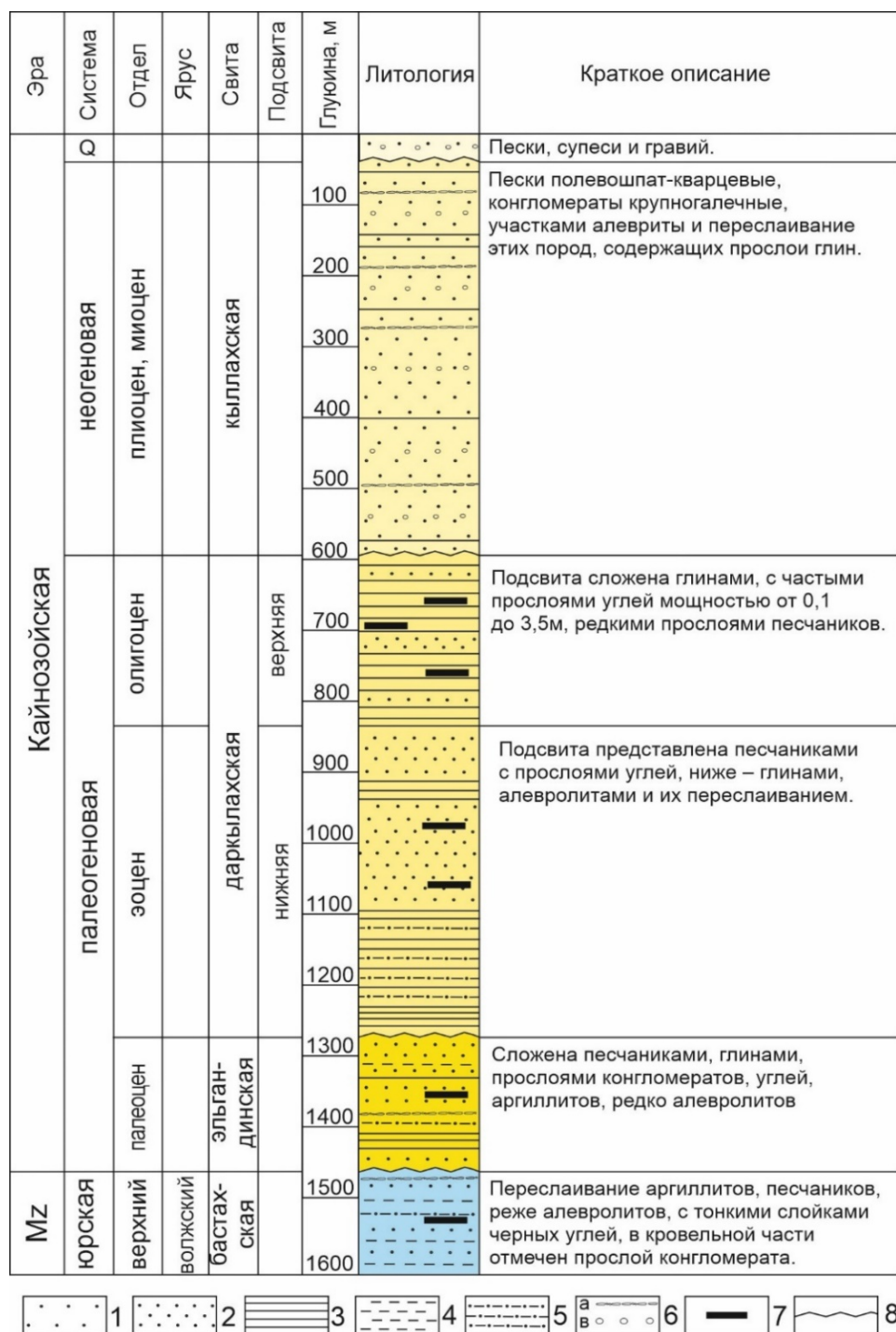


Рис. 2. Литолого-стратиграфический разрез скважины 272-02. Индигирской площади: 1 — пески, 2 — песчаники, 3 — глины, 4 — аргиллиты, 5 — алевролиты, 6 а — конгломераты, 6 в — гравелиты, 7 — пласты и пропластки углей, 8 — несогласия

**Химический состав подземных вод кыллахской свиты Индигирской площади
(скв. 272-02,272-05) по данным [5]**

Номер анализа. / глубина отбора, м, номер скважины	М, г/л /рН	Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻
37/ 0-650м, Скв.272-02	22,2/ 8,2	8111,6* 352,7**	144 7,2	68,6 5,64	9574,2 269,7	3960 82,5	793,0 13,0
38/0-650м, Скв.272-02	25,6/ 7,9	9238,6 401,7	144 7,2	68,6 5,64	9928,8 280,0	5880, 122,5	732,0 12,0
39/325м, Скв.272-02	27,4/ 7,9	9818,2 426,9	144 7,2	68,6 5,64	9928,8 279,7	7080 144,5	744,2 12,2
65/720 м, Скв.272-02	15,69/ 10,9	2725,5* 118,5**	6,6 0,33	9,9 0,8	346 72	14,7 0,31	163,1 2,7/1320 - 44,0
66/947 м, Скв.272-05	15,32/ 8,6	4264,0 185,4	9,9 0,5	189 16	1920 40,0	40,7 0,85	8064,0 132,2/828- 27,6
67/715 м, Скв.272-02	5,95/ 7,55	1780 77,4	189 9,4	105 8,7	2660 75	5,1 0,1	1211,4 19,9/отс.
68/940 м, Скв.272-05	12,15/ 7,85	3480 151,3	52,1 2,6	51 4,2	1382 39,0	5,1 0,11	7229,5 118,5/отс.

* — содержание ионов, мг/л

** — содержание ионов, мг-экв/л

В настоящей работе анализируется современная газогидрогеохимическая обстановка осадочного чехла Индигирской площади по данным бурения параметрических скважин 272-01,272-02,272-05, в результате испытания которых получены данные о подземных водах и растворенных в них газах. Для вод характерны следующие показатели: минеральный (ионно-солевой) состав подземных вод: макро- и микрокомпоненты; величина рН; минерализация вод; состав ВРГ подземных вод: углеводородные, кислые, редкие газы.

С использованием данных ионно-солевого состава подземных вод были рассчитаны степень метаморфизма вод (по данным коэффициента метаморфизма $\text{гNa}^+ / \text{гCl}^-$ и других соответствующих коэффициентов), генетические типы вод (по В. А. Сулину). В составе ВРГ, обладающих высокой информативностью при раздельном прогнозе фазового состояния углеводородных флюидов, кроме углеводородных газов: метан C_1 и его гомологи C_{2-5} присутствуют в различных концентрациях; неуглеводородные газы, среди которых биогенный азот, водород, гелий, углекислый газ.

Результаты и обсуждение

Данные химического анализа пластовых вод содержат сведения об их макрокомпонентном составе: главных анионах и катионах.

Результаты химического анализа подземных вод неоген-палеогеновых скв. 272-02 и верхнеюрских отложений (скв. 272-05) представлены в таблице 2. Анализ проб воды, отобранных пробоотборником, показал следующие результаты (см. табл. 2).

Таблица 2

Гидрогеохимические характеристики вод скв. 272-02 и 272-05 Индижирской площади

Номер пробы / глубина, м	rNa^+/rCl^-	rNa^+-rCl^- $/rSO_4^{2-}$	Нафтеновые кислоты, мг/л	B_r^- / J мг/л	Тип воды (по В. А. Су- лину)
37/0–650	1,43	0,97	18,2	Отс.	1,43 S/Na
38/0–650	1,43	0,99	17,7	Отс.	1,52 S/Na
39/325	1,52	1,02	18,0	Отс.	1,30 H/Na
65/715	1,65	>1	5,9	37,3/3,17	1,03 H/Na
66/720	4,64	>1	15,7	46,2/7,15	1,65 H/Na
67/940	1,03	>1	12,1	34,6/8,5	3,85 H/Na
68/947	3,88	>1	15,3	35,3/2,1	4,6 H/Na

При опробовании бастахской свиты в открытом стволе скв. 272-05 были отобраны пробы воды с глубин 940–947 м (пробы 66, 68), даркылахской свиты — с глубин 715–720 м (пробы 65, 67), кыллахской свиты — с глубин 0–650 м (пробы 37, 38, 39).

Величина pH вод в отложениях кыллахской свиты изменяется в пределах 8,2–7,9, снижаясь с глубиной, отражая слабо щелочную среду; в отложениях даркылахской свиты — изменяется от слабо щелочной до сильно щелочной (10,9–7,5), снижаясь с глубиной; в отложениях бастахской свиты pH изменяется от 8,6 до 7,8 (слабо щелочная среда), также снижается с глубиной.

В водах бастахской свиты минерализация вод, равная 15,3–12,1 г/л, снижается с глубиной; оба коэффициента метаморфизма больше единицы, что обосновывает их гидрокарбонатно-натриевый генетический тип (по В. А. Сулину).

В отложениях даркылахской свиты минерализация вод изменяется в пределах 15,7–5,9 г/л, также снижаясь с глубиной; первый коэффициент метаморфизма вод 1,65–1,03, второй коэффициент метаморфизма больше 1, что характеризует генетический тип этих вод как гидрокарбонатно-натриевый (по В. А. Сулину).

Минерализация подземных вод кыллахской свиты изменяется в пределах 22,2–27,4 г/л, нарастая с глубиной; коэффициент метаморфизма

rNa^+/rCl^- в пробах 37 и 38 равен 1,43–1,43 (соответственно), а коэффициент $rNa^+ - rCl^- / rSO_4^{2-}$ равен 0,97 и 0,990 (соответственно), что обосновывает их сульфатно-натриевый тип. В пробе 39 коэффициент метаморфизма воды равен 1,52, а второй генетический коэффициент — 1,02, что позволяет отнести ее к гидрокарбонатно-натриевому генетическому типу (по В. А. Сулину). Следовательно, в разрезе мезозойско-кайнозойских отложений Индигирской площади проявляется аномальный тип гидрогеохимической зональности — гидрохимическая инверсия, когда минерализация подземных вод снижается с глубиной залегания отложений. В этом же направлении генетические типы подземных вод переходят от сульфатно-натриевого к гидрокарбонатно-натриевому (табл. 2).

Анализ гидрогеохимических характеристик разных интервалов опробования Индигиро-Зырянского прогиба показал, что подземные воды относятся к двум генетическим типам (по В. А. Сулину): сульфатно-натриевому и гидрокарбонатно-натриевому [7]. Воды гидрокарбонатно-натриевого типа, выделенные В. А. Сулиным, насыщающие осадочный чехол, с учетом особенностей их генезиса и состава, растворенных в них газов, были подразделены на два генетических типа: гидрокарбонатно-натриевый инфильтрационного генезиса и гидрокарбонатно-натриевый элизионного генезиса [8]. Воды инфильтрационного генезиса образуются из атмосферных осадков и в них растворены кислые газы — углекислый газ, кислород, атмосферный азот. Седиментогенные воды элизионного генезиса — «возрожденные воды», образующиеся из химически связанной воды при дегидратации монтмориллонита, отжимающиеся из уплотняющихся глинистых нефтегазогенерирующих пород на грациях МК₁₋₂ катагенеза, содержат азотно-углеводородные, углеводородно-азотные и углеводородные газы. Источником HCO_3^- — иона в водах инфильтрационного генезиса является атмосферный CO_2 , который, растворяясь в атмосферных осадках, сопровождается образованием HCO_3^- -иона, а элизионного генезиса — углекислый газ, образующийся при декарбоксилировании жирных и нафтеновых кислот рассеянного органического вещества пород и других преобразований углеводородов нефтегазоматеринских пород, погрузившихся в интервалы стадии катагенеза. Вступая с подземными водами в реакцию, органогенный углекислый газ приводит к образованию HCO_3^- -иона [9, 10]. Ареалы вод гидрокарбонатно-натриевого типа инфильтрационного генезиса распространены в окраинных частях осадочных бассейнов, а элизионного генезиса — во внутренних зонах седиментационных бассейнов и совпадают с зонами глинизации песчаных пластов, ухудшения их проницаемости, присутствуя во всех региональных автономных нефтегазоводоносных комплексах Западно-Сибирского НГБ и других нефтегазоносных бассейнах [8]. Седиментационные воды сульфатно-натриевого типа переходят в породы-коллекторы из закрытых пор уплотняющихся глинистых нефтегазоматеринских пород на ПК₁₋₃ грациях буроугольной стадии катагене-

за в ходе реализации ими своего углеводородного потенциала, что подтверждает их элизионный генезис [8, 11, 12].

С использованием результатов химического анализа вод были построены диаграммы Шоллера (рис. 3: А и Б).

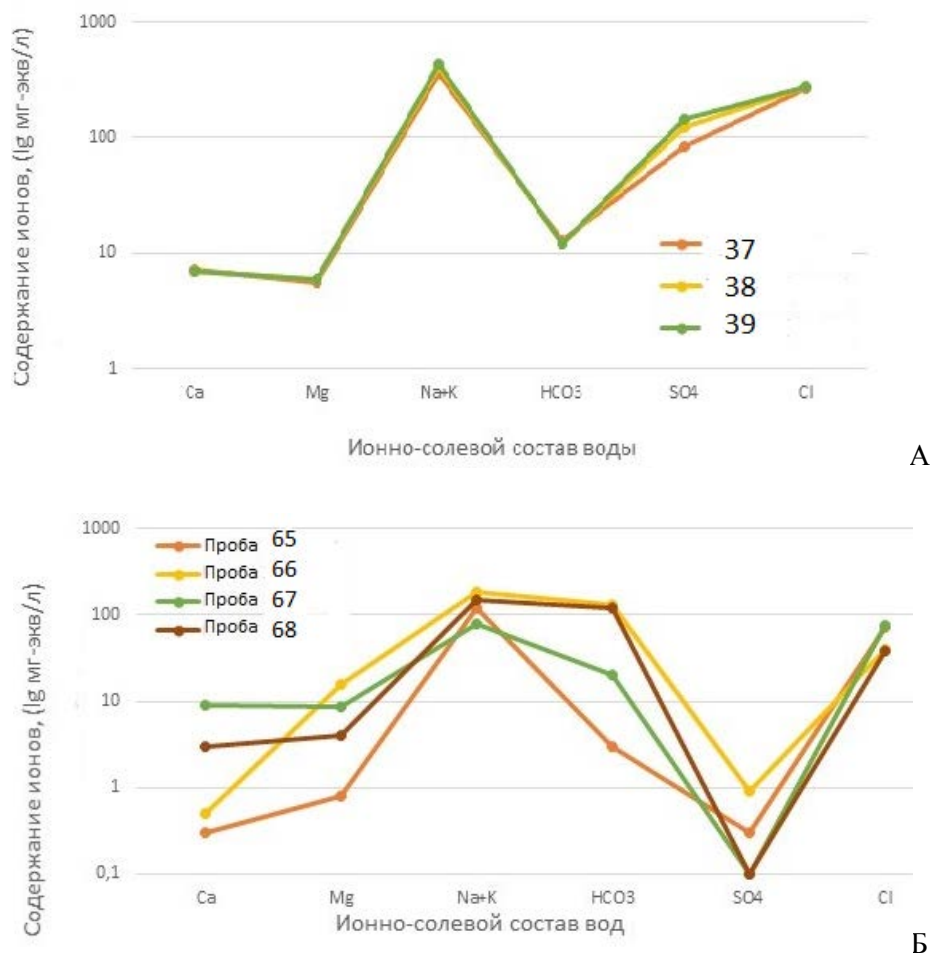


Рис. 3. Диаграммы Шоллера для подземных вод: верхнеюрских отложений — пробы 66,68; палеогеновых отложений — пробы 65,67 (Б); неогеновых отложений — пробы 37,38,39 (А) Индигирской площади (по данным [5]).

Построенные диаграммы Шоллера отражают химический состав изученных в работе подземных вод. Воды неогена характеризуются Cl-SO₄-Na составом; палеогена — Cl-HCO₃-Na составом; верхней юры — HCO₃-Cl-Na составом. Преобладание ионов Na⁺ (350–401 мг-экв/л), Cl⁻ (270–280 мг-экв/л), SO₄²⁻ (82–122 мг-экв/л) и минимальное содержание HCO₃⁻ иона (12 мг-экв/л) установлено в водах сульфатно-натриевого типа кыллахской свиты неогенового возраста по сравнению с водами даркылах-

ской и бастахской свит. В водах гидрокарбонатно-натриевого типа палеогеновых отложений даркылахской свиты содержание ионов хлора снижается почти в 8 раз, натрия — в 3–3,5 раз, сульфат-иона — до 0,31 мг-экв/л по сравнению с отложениями неогена; содержание гидрокарбонат-иона несколько увеличивается. При переходе в верхнеюрские отложения происходит еще большее снижение содержания хлор-иона (до 39 мг-экв/л), сульфат-иона (до 0,11 мг-экв/л); на порядок увеличивается содержание в водах гидрокарбонат-иона (до 132 мг-экв/л) (табл. 1, 2).

Подобное различие химического состава разновозрастных подземных вод является следствием степени их преобразования на различных стадиях литогенеза. Воды, содержащие повышенные концентрации сульфат-ионов, формируются как седиментационные сульфатно-натриевого типа элизионного происхождения, отжимающиеся из пор глинистых пород, обогащенных органическим веществом, на ПК₁₋₃ грациях бурого угольной стадии катагенеза. Воды элизионного происхождения гидрокарбонатно-натриевого генетического типа с незначительным содержанием сульфат-ионов и повышенными содержаниями гидрокарбонат-иона отжимаются из толщи глинистых пород уже на более поздних МК₁₋₂ грациях длиннопламенной — газовой стадий катагенеза на этапе реализации своего углеводородного потенциала [11, 12]. Форма диаграмм Шоллера для вод неогеновых, палеогеновых и верхнеюрских отложений показывает, что эти воды имеют различный генезис (рис. 3).

Среди макрокомпонентов подземных вод были изучены: бром, йод и нафтенновые кислоты. Бром и йод установлены только в пробах 65–68 (даркылахская и бастахская свиты), что подтверждает их элизионный генезис, а нафтенновые кислоты — во всех семи пробах воды, отобранных по разрезу скв. 272-02. Присутствие нафтенновых кислот в пластовых водах является признаком биodeградации нефтяных углеводородов.

Газы, растворенные в подземных водах отложений Индигирской площади, представлены углеводородными компонентами — метаном (C₁), его гомологами (C₂₋₅) и неуглеводородными газами: CO₂, N₂, H₂, He (табл. 3).

При опробовании бастахской свиты в открытом стволе скважины 272-05 в интервале глубин 597–716 м получен незначительный приток газа с расчетным дебитом 1,7 тыс. м³/сут (пробы 13, 14., табл. 3). При испытании отложений даркылахской свиты в скв. 272-01 испытателем пластов КИИ-95 из интервала глубин 695–835 м были отобраны пробы ВРГ (пробы 1, 2, табл. 3); в скв. 272-02 в интервале глубин 0–650 м — были отобраны пробы 3, 4 водорастворенного газа (табл. 3) и в интервале глубин 536–850 м получена пластовая вода с ВРГ и пробоотборником ВПП-300 на глубинах 15–725 м отобраны пробы пластовой воды плотностью 1 051 кг/м³ с содержанием ВРГ 200 см³/л (пробы 5–12, табл. 3).

**Состав водорастворенных газов в отложениях осадочного чехла
Индижирской площади (по данным работы [5])**

№ скважин/ пробы/ глубина, м	C ₁ , %	C ₂ , %	C ₃ , %	C _{4-i} , %	C _{4-n} , %	C _{5-i} , %	C _{5-n} , %	CO ₂ , % H ₂ , %	N ₂ , % He, %
272-01/1/ 695–835	93,55	0,03	–	–	–	–	–	0,15 Сл.	6,27 Сл.
272-01/2/ 695–35	97,06	0,05	–	–	–	–	–	0,12 Сл.	2,77 Сл.
272-02/3/ 0–650	82,77	0,06	–	–	–	–	–	3,31 –	13,3 –
272-02/4/ 0–650	91,28	0,05	Сл.	–	–	–	–	4,71 0,73	3,23 –
272-02/5/ 715–725	86,55	0,07	0,06	0,01	0,03	–	–	10,48 –	2,51 –
272-02/6/ 715–725	79,76	0,06	–	–	–	–	–	16,46 –	3,07 –
272-02/7/ 715–725	85,13	0,06	–	–	–	–	–	12,13 –	2,36 –
272-02/8/ 715–725	80,44	0,07	–	–	–	–	–	16,28 –	2,16 –
272-02/9/ 715–725	82,35	0,06	–	–	–	–	–	12,28 –	4,51 –
272-02/10/ 715–725	80,25	0,06	–	–	–	–	–	16,26 –	2,38 –
272-02/11/ 715–725	83,23	0,07	–	–	–	–	–	12,67 –	2,48 –
272-02/12/ 715–725	82,6	0,06	–	–	–	–	–	13,2 –	2,45 –
272-05/13/ 940	90,32	4,89	2,9	0,87	0,28	0,02	0,005	0,05 0,051	0,71 –
272-05/14/ 947	89,54	4,58	2,88	0,86	0,29	0,02	0,005	0,14 0,7943	0,89 –

Генезис углеводородных газов C₁₋₅ связан с катагенезом рассеянного органического вещества нефтегазоматеринских пород. Возможна генерация и миграция метана в пределах углесодержащих отложений даркылахской свиты, где он может образовываться при гидрировании углей; возможно также его поступление из нижележащих мезозойских отложений. На стадии диагенеза (ГЗГ₁) углеводородные газы имеют микробиальное происхождение, а в зоне ГЗГ₂ — высокотемпературное; последние могут мигрировать в толще осадочного чехла снизу-вверх [9].

Генезис неуглеводородных газов: CO₂, N₂, He, H₂ сложен и весьма разнообразен. Эти газы могут генерироваться совместно с углеводородами органическим веществом нефтегазоматеринских пород, поступать из глубинных источников, образовываться в результате окисления нефтей, разрушения залежей и т. п. [13]. К наиболее информативным ВРГ относятся:

азот биогенный (но не атмосферный), водород, аргон, углеводородные газы: метан и его гомологи. Азот по своему содержанию часто является наиболее существенным компонентом ВРГ. В отличие от углеводородных газов, имеющих своим источником отравляющие вещества (ОВ), образование азота может происходить несколькими путями. В залежах может накапливаться азот воздушный, биогенный, радиогенный и вулканогенный. Генезис азота принято определять с помощью коэффициента Ar_{100}/N_2 , который для атмосферного воздуха равен 1,18, а с учетом растворимости азота в воде — 2,86 [14]. В анализах ВРГ, проведенных в лаборатории Института геологии Якутского филиала АН СССР, отсутствует определение Ar, что не позволяет установить генезис азота в составе ВРГ Индигирской площади и это требует дополнительных исследований. О присутствии вулканогенного азота можно судить по аналогии с территориями, в пределах которых установлен генезис скоплений высокоазотных газов, поступивших в ловушки по глубинным разломам. Радиогенный азот можно не учитывать, так как при распаде радиоактивно стабильные изотопы азота 14 и 15 почти не образуются [15].

Углекислый газ, как и азот, может присутствовать в составе ВРГ в значительных количествах. В отличие от азота для углекислого газа характерна высокая растворимость в воде, которая увеличивается с повышением пластового давления и температуры. В нормальных условиях ($t = 4\text{ }^{\circ}\text{C}$, давление 0,1 МПа) в одном объеме воды растворяется около 1 объема углекислого газа, а при $P = 3,0\text{ МПа}$ и температуре около $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ — около 30 объемов [16]. На основе данных об изотопном составе углерода в газах осадочных бассейнов можно выделить две генетические группы углекислого газа: 1) обогащенного менее тяжелым изотопом С, который имеет своим источником рассеянное органическое вещество и нефти, подвергшиеся катагенному преобразованию или бактериальному окислению; 2) обогащенного более тяжелым изотопом углерода, в которых углекислый газ имеет экзогенное происхождение [13].

Водород может иметь мантийное происхождение, образовываться в пределах спрединговых зон, генерироваться сингенетичным органическим веществом горных пород, образовываться в ходе радиолиза подземных вод [16]. Гелий входит в состав газов нефтяных месторождений, образуется из водорода в результате термоядерного синтеза в недрах звезд, на Земле — при альфа распаде тяжелых элементов [16, 17, 18].

Основой для выделения типов и подтипов ВРГ являются соотношения главных газовых компонентов: метана и азота [8]. Тип ВРГ «углеводородный» характеризуется содержанием в нем 80 % метана (вместе с его гомологами) и менее 20 % азота (рис. 4 А, Б, В). Тип ВРГ «азотно-углеводородный» — азота свыше 20 %, а углеводородных газов менее 80 %. По содержанию в составе ВРГ гомологов метана выделяется четыре подтипа: «сухой» < – 1 %, «тощий» — 1–3 %, «полужирный» — 3–5 %, «жирный» — > 5 % [8].

ВРГ, проанализированные в скв. 272-01 (неогеновые отложения) и 272-02 (палеогеновые отложения), относятся к типу «углеводородные» подтипу «сухие», а в скв. 272-05 (верхнеюрские отложения) — к этому же

типу, с подтипом — «жирные». ВРГ (скв. 272-02 проба 6, палеоген) относится к типу «азотно-углеводородный», подтипу «сухой» (рис. 4 Б).

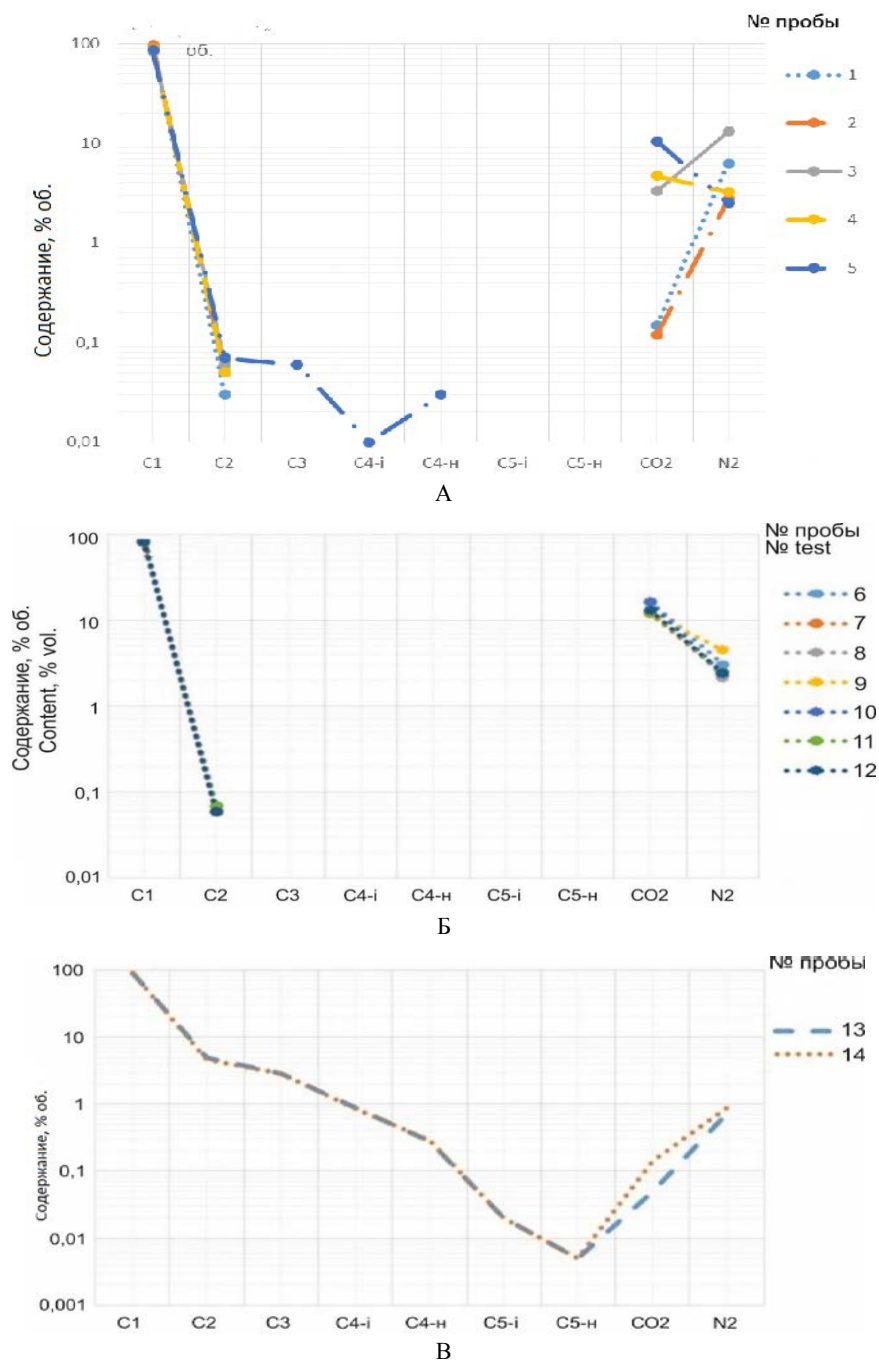


Рис. 4. Состав водорастворенных газов в скважинах: 272-01, 272-02 (А), 272-02(Б), 272-05 (В) Индигирской площади

Присутствие в неоген-палеогеновых отложениях только метана может свидетельствовать о его сингенетичном образовании из углей, содержащихся в толще этих отложений. Метан и его гомологи C_{2-5} , характерные для отложений бастакской свиты, могут образовываться на стадии катагенеза из органического вещества террагенно-планктоногенного типа.

Для оценки перспектив нефтегазоносности недостаточно знать химический состав подземных вод, величину их минерализации, качественный состав микрокомпонентов, генезис, состав и содержание ВРГ. Важно оценить характеристики рассеянного органического вещества нефтегазогенерирующих пород, содержащихся в осадочном чехе. Результаты изучения состава и химической структуры битумоидов верхнеюрских отложений Индигиро-Зырянского прогиба в скв. 272-05 на глубинах 352–688 м показали, что содержание исходного рассеянного органического вещества (РОВ), представленного планктоногенным и водорослевым материалом, разбавленным детритом высшей континентальной растительности, составляет 1–4 % Сорг, а величина битумоидного коэффициента равна 1,3–2,1 (в верхней части разреза на глубинах 352–626 м) и 3,7–5,8 (нижняя часть, глубина 627–688 м), находящихся на МК₁₋₂ грациях длиннопламенной и газовой стадий катагенеза. Присутствие аллохтонных битумоидов отражает миграционные процессы, происходящие в этих отложениях. Коэффициент отношения нч/ч-н-алканов близок к 1, что характерно для высокой катагенетической зрелости РОВ [6].

Общегидрогеологические особенности региональных показателей нефтегазоносности осадочного чехла предполагают наличие нефтегазоматеринских отложений и природных резервуаров, перекрытых выдержанными региональными и субрегиональными флюидоупорами, что является необходимым условием для формирования и сохранения залежей углеводородного сырья. Основными углеводородопroduцирующими толщами в пределах Индигиро-Зырянского прогиба традиционно считаются преимущественно континентально-субаквальные отложения верхней юры, нижнего мела, палеогена и нижнего неогена [19]. Преобладание континентальных отложений и отсутствие в изученной части мезозойско-кайнозойского разреза осадочного чехла нефтепроявлений могут свидетельствовать как об их преимущественном газоматеринском потенциале, так и о начальном этапе генерации углеводородов на глубинах 1–611 м, когда происходит начальный процесс формирования их залежей. Вместе с тем последние результаты по геохимии ОВ образцов верхнеюрских отложений Индигиро-Зырянского бассейна [20] показали, что входящие в их состав реликтовые углеводороды являются компонентами катагенеза планктоногенного ОВ, что позволяет перспективно оценивать глинистые отложения верхней юры как нефтематеринские. Таким образом, в пределах Индигиро-Зырянского прогиба нельзя исключать обнаружение, кроме га-

зовых месторождений, незначительных по размерам нефтяных оторочек или газонефтяных залежей.

На основании геохимического изучения ОВ и битумоидов глинистых пород верхнеюрских отложений, генетического типа подземных вод неогена, палеогена и верхней юры, насыщающих разновозрастные породы-коллекторы, и состава ВРГ этих вод Индигирской площади, возможно предполагать, что в настоящее время только нефтегазоматеринские отложения бастакской серии верхней юры реализуют свой углеводородный потенциал в наибольшей степени по сравнению с неогеновыми и палеогеновыми отложениями. Следствием этого является присутствие в разрезе осадочного чехла юрского возраста вод гидрокарбонатно-натриевого генетического типа элизионного генезиса, в которых растворены углеводородные газы: метан и его гомологи, водород (рис. 4).

По результатам геологической съемки и данным бурения Индигирской площади наиболее благоприятны в качестве природных резервуаров пласты песчаников эльгандинской свиты (палеоцен) и нижней подсвиты даркылахской свиты (эоцен). Песчаники этих свит перекрываются региональными и субрегиональными глинистыми флюидоупорами, способными сохранить в природных резервуарах новообразованные скопления углеводородов.

Выводы

1. Сульфат и гидрокарбонат-ионы подземных вод, заполняющих породы-коллекторы мезозойско-кайнозойских отложений Индигирской площади, выделяющиеся из закрытых пор разновозрастных глинистых пород на ПК₁₋₃ и МК₁₋₂ грациях катагенеза — продукты катагенетической трансформации минеральной и органической компонент глинистых нефтегазоматеринских пород, обогащенных ОВ, на этапах реализации своего углеводородного потенциала. Воды сульфатно-натриевого и гидрокарбонатно-натриевого типов, отжимающиеся из закрытых пор нефтегазоматеринских пород на ПК₁₋₃ и МК₁₋₂ грациях катагенеза, имеют элизионный генезис, что подтверждается как величинами соответствующих генетических коэффициентов, так и составом водорастворенных в них газов.

2. Водорастворенные газы, полученные из скважин 272-01 и 272-02, относятся к углеводородному типу, «сухому» подтипу, а из скв. 272-05 — к углеводородному типу, «жирному» подтипу.

3. Результаты геохимического изучения РОВ глинистых пород верхней юры позволяют оценить их как потенциально нефтегазоматеринские породы, реализующие в настоящее время свой углеводородный потенциал.

4. С газогидрогеологических позиций качественная и количественная характеристики ионно-солевого состава подземных вод и растворенных в них ВРГ Индигирской площади отражают благоприятные усло-

вия для генерации нефтяных углеводородов в верхнеюрских отложениях мезозойского осадочного чехла Индигиро-Зырянского прогиба.

5. Для формирования залежей углеводородного сырья в этих отложениях необходимо установить наличие и характеристики природных резервуаров, перекрытых флюидоупорами и способных аккумулировать новообразованные газообразные и жидкие углеводороды, что требует дополнительных исследований.

Список источников

1. Зорькин, Л. М. Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов / Л. М. Зорькин, Н. С. Старобинец, Е. В. Стадник. – Москва : ВИЭМС, 1980. – 42 с. – Текст : непосредственный.
2. Зорькин, Л. М. Нефтегазопроисковая гидрогеология / Л. М. Зорькин, М. И. Суббота, Е. В. Стадник. – Москва : Недра, 1982. – 216 с. – Текст : непосредственный.
3. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия); отв. ред.: Л. М. Парфенов, М. И. Кузьмин. – Москва : Наука/Интерпериодика, 2001. – 571 с. – Текст : непосредственный.
4. Александров, А. Р. Перспективы нефтегазоносности Индигиро-Зырянского прогиба на основе прямых геохимических данных / А. Р. Александров, А. И. Сивцев. – DOI 10.25587/SVFU.2023.31.3.001. – Текст : непосредственный // Вестник Северо-Восточного Федерального университета им. М. К. Аммосова. Серия: Науки о Земле. – 2023. – № 3(31). – С. 5–14.
5. Петров, Д. М. Изучение возможности гидратообразования в пластах северо-западной части Индигиро-Зырянского прогиба / Д. М. Петров, А. И. Сивцев, И. И. Рожин. – DOI 10.20403/2078-0575-2023-4а-37-42. – Текст : непосредственный // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2023. – № 4-1(56). – С. 37–42.
6. Новые данные по геохимии органического вещества пород верхнеюрских отложений форланда Индигиро-Зырянского прогиба / И. Н. Зуева, О. Н. Чалая, В. А. Каширцев [и др.]. – DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-95-98. – Текст : непосредственный // Успехи органической геохимии : материалы 2-й Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 120-летию со дня рождения члена-корреспондента АН СССР Н. Б. Вассоевича и 95-летию со дня рождения заслуженного геолога РСФСР, профессора С. Г. Неручева. – Новосибирск, 05–06 апреля 2022 г. – Новосибирск : Новосибирский национальный исследовательский государственный университет. – 2022. – С. 95–98.
7. Сулин, В. А. Условия образования, основы классификации и состав природных вод, в частности вод нефтяных месторождений. Часть 1. Образование и основы классификации природных вод / В. А. Сулин. – Москва : Изд-во АН СССР, 1948. – 108 с. – Текст : непосредственный.
8. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / М. Я. Рудкевич, Л. С. Озеранская, Н. Ф. Чистякова [и др.]. – Москва : Недра, 1988. – 303 с. – Текст : непосредственный.

9. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов [и др.]. – Москва : Недра, 1975. – 680 с. – Текст : непосредственный.
10. Конторович, А. Э. Литогенез и нефтегазообразование / А. Э. Конторович, А. А. Трофимук // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нефтидов и битуминозных пород. – Москва : Наука, 1976. – С. 19–36. – Текст : непосредственный.
11. Чистякова, Н. Ф. Гидрогеохимические особенности подземных вод зоны катагенеза / Н. Ф. Чистякова. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1999. – № 6. – С. 4–12.
12. Чистякова, Н. Ф. Поровые растворы мезозойских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Н. Ф. Чистякова. – DOI 10.31660/0445-0108-2018-5-84-88. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 5(131). – С. 84–88.
13. Геохимия углеводородных компонентов газов нефтяных и газовых месторождений / Н. А. Еременко, Т. А. Ботнева, С. П. Максимов [и др.] // Обзор ВНИИЭГАЗПРОМА, Сер. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, 1975. – Вып 1. – С. 7–15. – Текст : непосредственный.
14. Справочник по геологии нефти и газа ; под ред. Н. А. Еременко. – Москва : Недра, 1984. – 480 с. – Текст : непосредственный.
15. Динисенко, В. Е. Геобактериальное углеводородообразование в связи с размещением и поисками залежей нефти и газа / В. Е. Динисенко, Е. В. Стадник // Обзор. Сер. Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. – Москва : ВИЭМС, 1984. – 42 с. – Текст : непосредственный.
16. Вовк, И. Ф. Радиолиз подземных вод и его геохимическая роль / И. Ф. Вовк. – Москва : Недра, 1979. – 231 с. – Текст : непосредственный.
17. Мархинин, Е. К. Вулканизм / Е. К. Мархинин. – Москва : Недра, 1985. – 285 с. – Текст : непосредственный.
18. Нестеров, И. И. Фундаментальные основы формирования залежей нефти и природных газов, их поисков, разведки и разработки / И. И. Нестеров. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика, 2009. – № 50(4). – С. 425–433.
19. О строении и перспективах нефтегазоносности пришельфовых арктических территорий Восточной Якутии / В. С. Ситников, Н. Н. Алексеев, Н. А. Аржаков [и др.]. – Текст : непосредственный // Наука и образование. – 2017. – № 4(88). – С. 50–59.
20. Геохимия органического вещества пород верхнеюрских отложений форланда Индигиро-Зырянского прогиба / И. Н. Зуева, О. Н. Чалая, В. А. Каширцев [и др.] – DOI 10.31242/2618-9712-2022-27-4-514-526. – Текст : непосредственный // Природные ресурсы Арктики и Субарктики. – 2022. – Т. 27, № 4. – С. 514–526.

References

1. Zor'kin, L. M., Starobinets, N. S., & Stadnik, E. V. (1980). Geokhimiya prirodnikh gazov neftegazonosnykh basseinov. Moscow, VIEMS Publ., 42 p. (In Russian).
2. Zor'kin, L. M., Subbota, M. I., & Stadnik, E. V. (1982). Neftegazopiskovaya gidrogeologiya. Moscow, Nedra Publ., 216 p. (In Russian).

3. Parfenov, L. M. & Kuzmin, M. I. (Ed.). (2001). Tektonika, geodinamika i metallogeniya territorii Respubliki Saha (Yakutiya). Moscow, Nauka/Interperiodika Publ., 571 p. (In Russian).
4. Aleksandrov, A. R., & Sivtsev, A. I. (2023). Prospects of oil and gas potential of the Indigiro-Zyryansky trough based on direct geochemical data. Vestnik of north-eastern federal university. Earth sciences, 3(31), pp 5-14. (In Russian). DOI: 10.25587/SVFU.2023.31.3.001
5. Petrov, D. M., Sivtsev, A. I., & Rozhin, I. I. (2023). Possibility study of hydrate formation in reservoirs of the north-eastern part of the Indigirka-Zyryanka trough. Geologiy and mineral resurces of Siberia, 4-1(56), pp. 37-42. (In Russian). DOI 10.20403/2078-0575-2023-4a-37-42.
6. Zueva, I. N., Chalaya, O. N., Kashirtsev, V. A., Sivtsev, A. I., Aleksandrov, A. R., Glyaznetsova, Yu. S., & Lifshits, S. Kh. (2022). New data on organic matter geochemistry of rocks of the upper jurassic deposits foreland of the Indigiro-Zyryansk trough. Uspekhi organicheskoi geokhimii : materialy 2-y Vserossiyskoy nauchnoy konferentsii s uchastiem inostrannykh uchenykh, posvyashchennoy 120-letiyu so dnya rozhdeniya chlena-korrespondenta AN SSSR N. B. Vassoevicha i 95-letiyu so dnya rozhdeniya zaslu-zhennogo geologa RSFSR, professora S. G. Nerucheva. Novosibirsk, 05–06 aprelya 2022 g. Novosibirsk : Novosibirskiy natsional'nyy issledovatel'skiy gosudarstvennyy universitet Publ., pp. 95-98. (In Russian). DOI: 10.25205/978-5-4437-1312-0-95-98.
7. Sulin, V. A. (1948). Usloviya obrazovaniya, osnovy klassifikatsii i sostav prirodnkh vod, v chastnosti vod neftyanykh mestorozhdeniy. Chast' 1. Obrazovanie i osnovy klassifikatsii prirodnkh vod. Moscow, Izdatel'stvo Akademii Nauk SSSR Publ., 108 p. (In Russian).
8. Rudkevich, M. Ya, Ozeranskaya, L. S., Chistyakova, N. F., Kornev, V. A., & Maksimov, E. M. (1988). Neftegazonosnye komplekсы Zapadno-Sibirskogo basseina. Moscow, Nedra Publ., 303 p. (In Russian).
9. Kontorovich, A. E., Nesterov, I. I., Salmanov, F. K., Surcov, V. C., Trofimuk, A. A., & Ehrv'e, Yu. G. (1975). Geologiya nefi i gaza Zapadnoi Sibiri. Moscow, Nedra Publ., 680 p. (In Russian).
10. Kontorovich, A. E., & Trofimuk, A. A. (1976). Litogenez i nefte-gazooobrazovanie. Goryuchie iskopaemye. Problemy geologii i geokhimii naftidov i bituminoznykh porod. Moscow, Nauka Publ., pp. 19-36. (In Russian).
11. Chistyakova, N. F. (1999). Gidrogeokhimicheskie osobennosti podzemnykh vod zony katageneza. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz, (6), pp. 4-12. (In Russian).
12. Chistyakova, N. F. (2018). Pore solutions of mesozoic sediments from the West Siberian basin. Oil and Gas Studies, 5(131), pp. 84-88. (In Russian). DOI : 10.31660/0445-0108-2018-5-84-88
13. Eremenko, N. A., Botneva, T. A., Maksimov, S. P., & Pankina, R. G. (1975). Geokhimiya uglevodorodnykh komponentov gazov neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii. Geologiya i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii. Moscow, VNIIEGAZPROM Publ., pp. 7-15. (In Russian).
14. Eremenko, N. A. (Eds) (1984). Spravochnik po geologii nefi i gaza. Moscow, Nedra Publ., 480 p. (In Russian).
15. Denisenko, V. E., & Stadnik, E. V. (1984). Geobakterial'noe uglevodorodoobrazovanie v svyazi s razmeshcheniem i poiskami zalezhei nefi i gaza. Moscow, VIEMS Publ., 42 p. (In Russian).

16. Vovk, I. F. Radioliz podzemnykh vod i ego geokhimicheskaya rol'. (1979). Moscow, Nedra Publ., 231p. (In Russian).
17. Markhinin, E. K. (1985). Vulkanizm. Moscow, Nedra Publ., 285 p. (In Russian).
18. Nesterov, I. I. (2009). Oil and gas pools: the fundamentals of formation, prospecting, and exploitation. Russian Geology and Geophysics, 50(4), pp. 320-326. (In Russian).
19. Sitnikov, V. S., Alekseev, N. N., Arzhakov, N. A., Obolkin, A. P., Pavlova, K. A., Sevostyanova, R. F., & Slepova, M. I. (2017). About the structure and prospects for oil and gas bearing of the coastal Arctic territories of Eastern Yakutia. Nauka i obrazovanie, (4(88)), pp. 50-59. (In Russian).
20. Zueva, I. N., Chalaya, O. N., Kashirtsev, V. A., Sivtsev, A. I., Aleksandrov, A. R., Glyaznetsova, Yu. S., & Lifshits, S. Kh. (2022). The organic geochemistry of rocks from Upper Jurassic deposits foreland of the Indigiro-Zyryansky trough. Arctic and Subarctic natural resources, 27(4), pp. 514-526. (In Russian). DOI: 10.31242/2618-9712-2022-27-4-514-526

Информация об авторах / Information about the authors

Чистякова Нелли Федоровна, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геоэкологии и природопользования школы естественных наук, Тюменский государственный университет, г. Тюмень, n.f.chistyakova@utmn.ru, ORCID: <http://orcid.org/0009-0005-4272-2196>

Nelly F. Chistyakova, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geoecology and Nature Management of The School of Natural Sciences, University of Tyumen, n.f.chistyakova@utmn.ru, ORCID: <http://orcid.org/0009-0005-4272-2196>

Сивцев Алексей Иванович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры недропользования Северо-Восточного федерального университета им. М. К. Аммосова, г. Якутск

Aleksei I. Sivtsev, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Subsoil Use, North-Eastern Federal University, Yakutsk

Статья поступила в редакцию 12.05.2024; одобрена после рецензирования 12.07.2024; принята к публикации 13.09.2024.

The article was submitted 12.05.2024; approved after reviewing 12.07.2024; accepted for publication 13.09.2024.