

Анализ неоднородности результатов гидрогеохимического мониторинга апт-альб-сеноманского комплекса на месторождениях Западной Сибири

А. Г. Плавник^{1,2}, Ю. И. Сальникова^{1,2*}, В. А. Бешенцев¹, Т. В. Семенова¹

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²Институт геологии нефти и газа им. А. А. Трофимука, Западно-Сибирский филиал Сибирского отделения РАН, Тюмень, Россия

*salnikovaji@tyuiu.ru

Аннотация. В статье представлены результаты исследований пластовых вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса Западно-Сибирского артезианского бассейна, проводимых в рамках многолетнего мониторинга на нефтяных и газовых месторождениях. Актуальность исследования определяется недостаточной изученностью природы формирования современных гидрогеохимических условий бассейна, в частности, природы вариативности показателей химического состава проб подземных вод, фиксируемых в период мониторинга.

В работе проанализирован значительный объем информации (более 4 700 проб) о составе проб пластовых вод апт-альб-сеноманских отложений на объектах мониторинга. Для систематизации и обобщения накопленной информации по отдельным месторождениям проведен расчет среднегодовых значений содержания компонентов в водах, а также стандартные отклонения их изменения во времени. Выполнено сопоставление методических погрешностей лабораторных методов определения содержания основных компонентов состава со стандартными отклонениями в наблюдаемых данных. Проведена оценка природной неоднородности химического состава подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса по отдельным компонентам на рассматриваемых месторождениях. Результаты многолетних режимных гидрогеохимических опробований апт-альб-сеноманского комплекса на нефтяных и газовых промыслах свидетельствуют о значимой вариативности, даже в границах отдельных месторождений, содержания кальция, гидрокарбоната, йода и брома в подземных водах, что генетически обусловлено локальной неоднородностью состава и свойств вмещающих отложений.

Ключевые слова: Западно-Сибирский мегабассейн, апт-альб-сеноманский комплекс, пластовые воды, минерализация, гидрогеохимический мониторинг

Благодарности: Аналитические работы по изучению химического состава пластовых вод выполнены при финансовой поддержке проекта Министерства науки и высшего образования РФ №FWZZ-2022-0015 в рамках НИР СО РАН

Для цитирования: Анализ неоднородности результатов гидрогеохимического мониторинга апт-альб-сеноманского комплекса на месторождениях Западной Сибири / А. Г. Плавник, Ю. И. Сальникова, В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-2-39-53 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 2. – С. 39–53. – EDN: GBTLPA

Analysis of the heterogeneity of the results of hydrogeochemical monitoring of the Aptian-Albian-Cenomanian complex in the fields of Western Siberia

Andrey G. Plavnik¹, Yuliya I. Salnikova^{1,2*}, Vladimir A. Beshentsev¹, Tatyana V. Semyonova¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Institute of Petroleum Geology and Geophysics. A.A. Trofimuk, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, West Siberian Branch, Tyumen, Russia

*salnikovaji@tyuiu.ru

Abstract. This paper presents findings on the reservoir water of the Aptian-Albian-Cenomanian water-bearing complexes within the Western Siberian Artesian Basin, based on long-term monitoring conducted at oil and gas fields. The study is relevant due to the limited understanding of current hydrogeochemical conditions in the basin, particularly regarding the variability in groundwater chemical composition observed over the monitoring period. We analyzed a substantial dataset comprised of over 4,700 samples of the reservoir water from the Aptian-Albian-Cenomanian sediments at various monitoring sites. To organize and summarize the gathered data for each field, we calculated the average annual concentrations of each component found in the waters, in addition to their standard deviations over time. We also compared the methodological errors associated with laboratory methods for measuring the major components against the standard deviations in the observed data. Furthermore, we assessed the natural heterogeneity of the chemical composition of groundwater within the Aptian-Albian-Cenomanian water-bearing complexes across the studied fields. The results of our long-term hydrogeochemical monitoring reveal significant variability in components such as calcium, bicarbonate, iodine, and bromine within the groundwater, even among individual fields. This variability is largely attributed to the local heterogeneity of the composition and properties of the surrounding sediments.

Keywords: West Siberian megabasin, Aptian-Albian-Cenomanian complex, reservoir water, mineralization, hydrogeochemical monitoring

Acknowledgments: Analytical work on the study of the chemical composition of formation waters was carried out with the financial support of the project of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation No. FWZZ-2022-0015 within the framework of research work of the SB RAS.

For citation: Plavnik, A. G., Salnikova, Yu. I., Beshentsev, V. A., & Semyonova, T. V. (2025). Analysis of the heterogeneity of the results of hydrogeochemical monitoring of the Aptian-Albian-Cenomanian complex in the fields of Western Siberia. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 39-53. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-39-53

Введение

На территории Западной Сибири при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений продолжительное время (более 55 лет) для поддержания пластового давления (ППД) в залежах используются минерализованные воды апт-альб-сеноманского водоносного комплекса (ААС ВК) Западно-Сибирского мегабассейна. Накопленный объем добытой подземной воды за этот период превышает 7,4 млрд м³, а количество месторождений с организованной системой ППД, основанной на технических водах ААС ВК, составляет более трехсот тридцати. На месторождениях, где объемы попутно добываемых с углеводородами вод превышают потребности систем ППД, организованы участки размещения излишков этих вод в пласты-коллекторы ААС ВК. В настоящее время суммарный объем закачанной жидкости в апт-альб-сеноманский поглощающий комплекс составляет 671 млн м³. Очевидно, что при сохранении важной роли комплекса как объекта добычи технических вод для повышения нефтеотдачи пластов возрастает его значимость и как надежного резервуара для размещения значительных объемов попутно добываемых вод и других флюидов.

Кроме того, существует прецедент использования ААС ВК Западно-Сибирского мегабассейна в качестве резервуара для захоронения жидких отходов бурения, подготовленных в виде пульпы путем измельчения частиц и достижения необходимой вязкости взвеси. На газовых месторождениях в Ямало-Ненецком автономном округе активно разрабатываются сеноманские залежи. Под газовую залежь, наряду с попутной водой, осуществляется размещение флюидов, образующихся в процессе осушения природного газа, позволяя в определенной мере компенсировать падающее в результате отбора пластовое давление. Дополнительную техногенную нагрузку на ААС ВК оказывает создание подземных хранилищ газа.

Это требует внимательного подхода при организации систем мониторинга гидрогеологических условий на месторождениях углеводородов, особенно в северных районах Западной Сибири, где последние десятилетия активно эксплуатируются крупные газовые месторождения.

В рамках современных представлений [1, 2] мониторинг должен включать учет конкретных геолого-гидрогеологических условий месторождений углеводородов. Это касается, например, идентификации генетической принадлежности вод, поступающих на забой эксплуатационных скважин, прогноза направлений продвижения фронта пластовых вод, определения качества водоизоляционных работ, времени выхода скважин на нормальный режим после их капитальных ремонтов.

В мировой практике данные мониторинга водоносных горизонтов, содержащих залежи углеводородов, часто свидетельствуют о непрогнозируемых изменениях гидрогеологических условий, связанных с превышением предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ [3–5]. Для сохранения и защиты подземной гидросферы в процессе эксплуатации месторождений углеводородов многие исследователи используют комплексные подходы к анализу результатов мониторинга [6–10].

Вопросы контроля и сохранения подземной гидросферы актуальны и на территории России, в том числе в Западной Сибири [11–14]. Процессы заводнения нефтяных месторождений с целью поддержания пластового давления, размещение в недрах излишков попутно добываемых, сточных и технических флюидов, отбор значительных объемов вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса, а также длительный период ведения промысловых работ (десяtkи лет) повлекли за собой масштабные перераспределения флюидов в регионе. Вместе с тем массовые результаты мониторинга являются важной дополнительной составляющей для анализа природы формирования современных гидрогеохимических условий бассейна, в частности, природы вариативности показателей химического состава проб подземных вод.

Анализ результатов длительного мониторинга геохимического состава апт-альб-сеноманского водоносного комплекса на территории месторождений нефти и газа Среднеобской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей (НГО) Западной Сибири является целью исследования данной работы.

Объект и методы исследования

В статье представлены результаты десятилетних мониторинговых исследований состава подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного

комплекса Западно-Сибирского гидрогеологического бассейна на примере нефтяных месторождений рассматриваемых НГО (всего 27 водозаборных участков и 19 участков закачки, рис. 1).

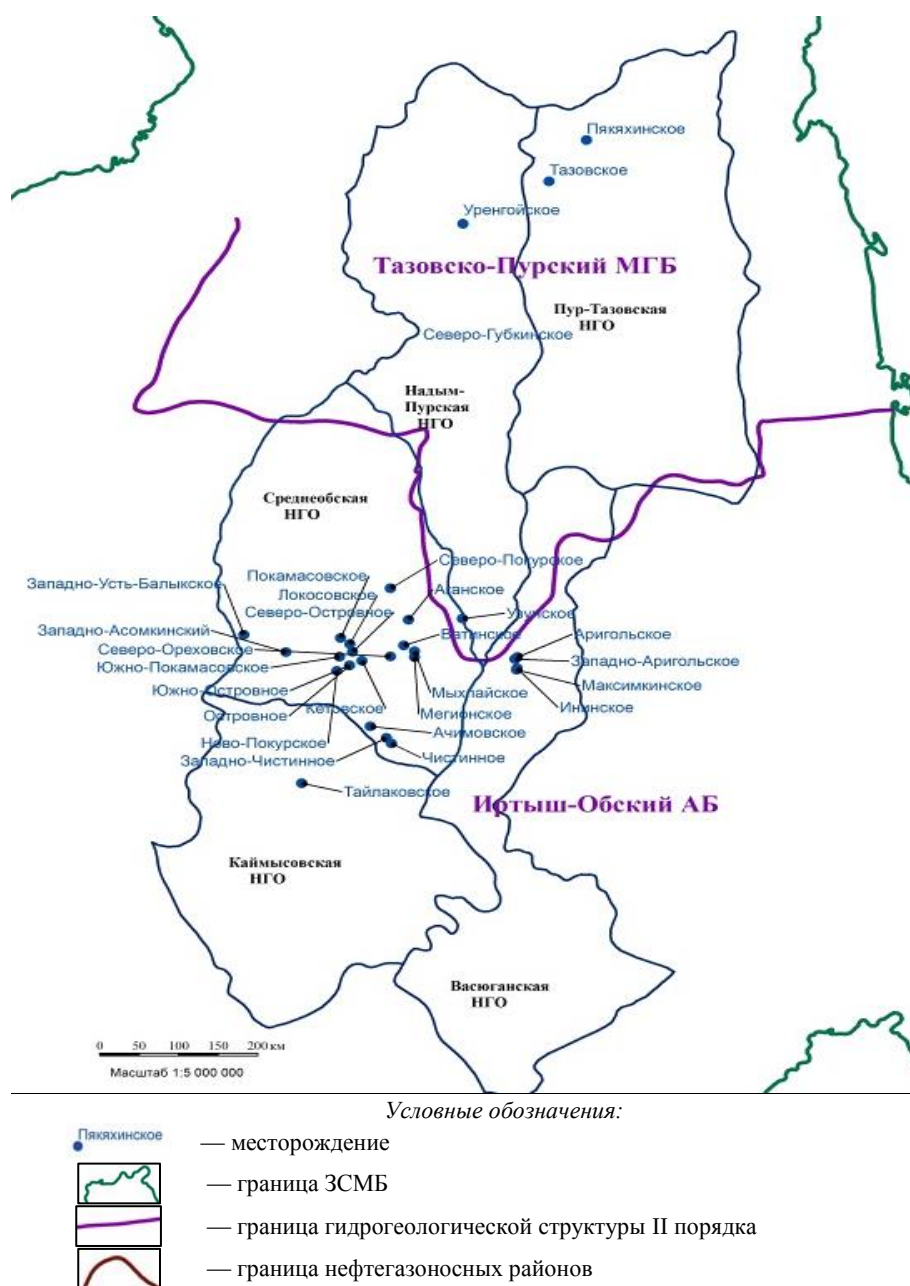


Рис. 1. Район исследований

Организация мониторинга на промыслах связана с закачкой в ААС ВК попутно добываемых вод, а также добычей подземных вод для поддер-

жания пластового давления в нефтяных залежах. На промыслах одновременно или в разные периоды времени могут функционировать как участок водозабора, так и участок размещения флюидов.

Согласно гидрогеологическому районированию территории Российской Федерации (ВСЕГИНГЕО, 2008) рассматриваемые месторождения Среднеобской НГО расположены в центральной части Западно-Сибирского сложного артезианского бассейна и находится в пределах Иртыш-Обского артезианского бассейна стока (гидрогеологическая структура II порядка). Месторождения Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО приурочены к северной части Западно-Сибирского сложного артезианского бассейна и относятся к Тазовско-Пурскому мегабассейну стока (структура II порядка).

В вертикальном разрезе Западно-Сибирского сложного артезианского бассейна выделяют два гидрогеологических этажа, резко различающиеся по своим гидрохимическим и гидродинамическим особенностям, условиям залегания, питания и разгрузки подземных вод. Этажи разделены региональным водоупором (порядка 600 и более метров) турон-эоценового возраста, изолирующим минерализованные воды нижнего этажа от пресных вод верхнего. В работе рассматриваются подземные воды апт-альб-сеноманского водоносного комплекса нижнего гидрогеологического этажа.

По В. А. Сулину, воды ААС ВК хлоридные натриевые, хлоридно-кальциевого типа. По данным опробования разведочных скважин [15], минерализация пластовых вод в пределах Среднеобской НГО изменяется в значительных пределах — 9,3–29,3 г/дм³. Основные макрокомпоненты представлены ионами натрия+калия — 6 054–6 505 мг/дм³, кальция — 419–535 мг/дм³, магния — 107–116 мг/дм³, хлора — 10 494–10 945 мг/дм³, гидрокарбоната — 183–227 мг/дм³. Микрокомпонентный состав характеризуется содержанием ионов йода от 10 до 15 мг/дм³, брома — от 47 до 51 мг/дм³.

Для рассматриваемых месторождений Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО значение минерализации подземных вод ААС ВК, опробованных по разведочным скважинам, варьирует от 3 до 24 г/дм³. Содержания ионов натрия+калия составляют 3 070–5 725 мг/дм³, кальция — 171–252 мг/дм³, магния — 28–74 мг/дм³, хлора — 4 883–9 285 мг/дм³, гидрокарбоната — 287–549 мг/дм³. Концентрации ионов йода в апт-сеноманских водах изменяются от 3 до 15 мг/дм³, брома — от 19 до 42 мг/дм³.

Наблюдения за качеством подземных вод на участках добычи апт-альб-сеноманских и вод и на участках размещения в этот комплекс включают в себя отбор проб с определением плотности воды, содержания основных катионов и анионов, микрокомпонентов и других параметров.

Методы исследований: анализ качества лабораторных определений химического состава подземных вод; отбраковка данных, не удовлетворяющих критериям достоверности; характеристика типа подземных вод по существующим генетическим классификациям.

К настоящему времени за весь период наблюдений накоплен значительный (более 4 700 проб) объем информации о составе пластовых вод апт-альб-сеноманских отложений на объектах мониторинга. Ввиду различной продолжительности и интенсивности разработки месторождений углеводородов количество проб подземных вод по отдельным месторождениям значительно отличается.

В таблице 1 приведены данные о количестве опробований на рассматриваемых месторождениях, минимальных и максимальных значений содержания макро- и микрокомпонентов в водах (Ca^{2+} , Mg^{2+} , HCO_3^- , Γ , Br^-) в полученных пробах воды.

Таблица 1

Количество опробований и минимальные и максимальные показатели содержания макро- и микрокомпонентов

Месторождение	Кол-во	Ca ²⁺ , мг/дм ³		Mg ²⁺ , мг/дм ³		HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³		Γ, мг/дм ³		Br ⁻ , мг/дм ³	
		min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
Среднеобская НГО											
Аганское	674	357,0	654,6	113,7	233,4	169,2	312,0	1,5	19	2,0	68,8
Аригольское	60	293,5	420,8	32,2	115,5	121,5	237,8	1,3	4,7	22,0	34,7
Ачимовское	176	457,8	668,4	73,0	230,9	135,1	329,3	2,9	19,6	12,5	85,0
Ватинское	266	490,8	850,7	149,4	290,5	157,1	262,3	1,0	20,8	2,4	59,5
Западно-Асомкинское	12	277,2	477,0	45,6	133,8	189,2	224,2	16,1	25,8	2,4	81,0
Западно-Усть-Балыкское	270	288,5	436,7	63,9	177,7	217,6	657,4	1,3	22,0	2,4	56,3
Западно-Чистинное	7	476,0	488,0	131,3	187,6	187,7	240,0	11,8	21,0	16,1	34,7
Ининское	33	693,7	1008,0	70,1	231,1	103,2	279,7	0,9	14,5	19,2	62,0
Кетовское	59	412,1	751,5	54,0	194,2	110,6	268,5	1,9	21,4	12,4	70,0
Локозовское	55	314,0	881,7	30,0	199,0	85,1	199,0	3,4	22,0	2,4	60,0
Максимкинское	39	216,9	433,9	24,3	121,6	122,0	221,7	0,2	10,6	12,2	77,0
Мегионское	176	609,6	828,0	67,0	265,2	159,0	235,9	2,1	21,4	22,3	60,7
Мыхайское	63	589,7	868,4	142,6	259,4	162,4	362,0	1,7	19,9	12,4	59,3
Ново-Покурское	156	380,8	601,2	106,0	224,1	155,4	329,5	2,4	23,8	20,9	74,0
Островное	88	339,7	575,9	130,3	256,3	168,9	314,6	12,8	21,6	21,6	31,7
Покамасовское	118	301,2	654,6	97,0	279,7	136,7	379,5	8,1	20,7	31,3	88,0
Северо-Ореховское	90	536,4	821,6	85,0	396,7	140,0	256,2	6,7	16,5	50,5	59,5
Северо-Островное	262	270,5	648,3	82,2	210,5	146,4	573,6	1,6	20,3	12,4	53,9
Северо-Покурское	238	501,7	793,2	91,0	352,6	169,8	226,0	0,2	12,7	23,5	59,0
Тайлаковское	783	386,7	554,5	102,4	201,6	199	627,2	2,5	25,5	18,0	72,7
Узунское	135	290,6	1082,0	93,2	267,0	116	299,7	1,8	11,0	23,5	53,2
Чистинное	155	396,3	633,1	112,1	220,2	168,7	266,3	4,6	21,7	12,4	82,0
Южно-Островное	58	415,9	555,0	136,1	250,1	132,5	1181	10,4	26,1	12,4	80,5
Южно-Покамасовское	162	414,8	522,5	127,5	279,7	67,1	282,2	2,0	15,3	12,4	57,1
Пур-Тазовская НГО											
Пяяхинское	234	65,1	725,6	28,5	90,8	121,0	533,9	6,2	21,4	22,5	74
Тазовское	27	214,2	634,2	54,9	159,9	221,6	610,0	16,3	14,7	40,5	43,2
Надым-Пурская НГО											
Уренгойское	101	110,2	929,9	8,5	287,0	24,4	608,8	0,3	21,1	24	66,5
Северо-Губкинское	243	214,2	634,2	54,9	159,9	221,6	610	0,6	17,6	25,0	80
Всего:	4 740										

Большая часть проб воды, отобранных в рамках мониторинга, анализировалась в аккредитованных лабораториях, использующих стандартизованные методики определения содержания макро- и микрокомпонентов. Содержание натрия, кальция, магния определяется методом ионной хроматографии, содержание карбонатов, гидрокарбонатов и хлоридов — титриметрическими методами.

В работе учтены погрешности определяемых параметров, в соответствии с нормативными документами, по которым проводились измерения (минерализация — $1,251 \text{ г/дм}^3$, натрий — 1131 мг/дм^3 , кальций — 20 мг/дм^3 , магний — 6 мг/дм^3 , хлор — $1\,075 \text{ г/дм}^3$, гидрокарбонат — 39 мг/дм^3 , йод — $3,6 \text{ мг/дм}^3$, бром — $4,6 \text{ мг/дм}^3$). Сопоставление методических погрешностей в определении содержания основных компонентов водорастворенного состава со стандартными отклонениями в наблюдаемых данных позволяет оценить природную неоднородность химического состава подземных вод ААС ВК по отдельным компонентам на рассматриваемых месторождениях.

Результаты и обсуждение

Согласно ранее проведенным исследованиям [16–17] содержание основных элементов ионно-солевого и микрокомпонентного состава в водах ААС ВК в целом характеризуется отсутствием явных трендовых изменений во времени, что обусловлено относительно незначительными объемами откачки вод (по сравнению с общими ресурсами ААС ВК и, соответственно, незначительными зонами водоотбора, охваченными эксплуатацией).

Для систематизации и обобщения накопленной информации проведен расчет среднегодовых значений содержания компонентов в водах по отдельным месторождениям, а также стандартные отклонения их изменения во времени (табл. 2, рис. 2).

Существенная вариативность средних значений содержания водорастворенных компонентов требует более детального анализа. При этом необходимо учитывать, что на месторождениях в процессе их эксплуатации фонд скважин, в которых осуществляется отбор проб, по годам может значительно отличаться. И, соответственно, изменчивость в полученных результатах может быть обусловлена опробованием различных участков водоносного горизонта.

Величина стандартного отклонения преобладающих компонентов — натрия (вместе с калием) и хлора — не превышает погрешностей используемых методик лаборатории (рис. 2, б) и в)). В целом такая картина ожидаема для вод ААС ВК Западно-Сибирского мегабассейна, поскольку морской генезис содержания ионов натрия и хлора определяет слабую изменчивость распределения этих параметров по напластованию отложений. А локальные особенности строения и свойств вмещающих отложений в относительно малой степени влияют на процессы постседиментационного метаморфизма в отношении содержания этих компонентов.

Иначе выглядит картина относительно стандартного отклонения концентраций ионов кальция, магния, гидрокарбоната, йода и брома (рис. 2, г), д), е), ж), з)) — почти все данные превышают погрешности методики определения этих компонентов. Все эти параметры в значительной степени зависят от процессов постседиментационного метаморфизма с участием минерального скелета и органического вещества, и, соответственно, от локальной неоднородности свойств вмещающих отложений.

Таблица 2

**Средние значения и стандартные отклонения* показателей
геохимического состава проб пластовых вод**

Месторожде- ние	М, г/дм ³	Na ⁺ +K ⁺ , мг/дм ³	Ca ²⁺ , мг/дм ³	Mg ²⁺ , мг/дм ³	Cl, мг/дм ³	HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	Г, мг/дм ³	Br, мг/дм ³
Среднеобская НГО								
Аганское	19,8 (0,9)	6847 (366)	539 (57)	183 (31)	11913 (545)	205 (39)	10,0 (4,6)	43,1 (18,1)
Аригольское	9,8 (0,8)	3339 (276)	352 (44)	61 (22)	5845 (469)	173 (29)	3,0 (1,1)	25,0 (4,1)
Ачимовское	19,0 (0,4)	6552 (404)	531 (46)	155 (40)	11491 (309)	205 (48)	11,6 (4,8)	46,7 (16,2)
Ватинское	20,6 (0,9)	7055 (281)	660 (74)	197 (39)	12450 (533)	197 (24)	9,6 (5,8)	43,2 (17,2)
Западно- Асомкинское	18,3 (1,6)	5859 (240)	391 (45)	125 (32)	9879 (377)	305 (113)	21,5 (5,0)	35,8 (40,6)
Западно-Усть- Балыкское	16,4 (0,7)	6526 (215)	483 (6)	157 (28)	11268 (457)	207 (29)	13,0 (6,4)	27,5 (16,5)
Западно- Чистинное	18,7 (0,6)	4556 (351)	854 (134)	128 (52)	8749 (424)	172 (47)	17,1 (4,8)	24,9 (9,3)
Ининское	14,4 (0,7)	6813 (379)	533 (93)	150 (36)	11831 (465)	195 (42)	6,4 (4,3)	36,4 (14,4)
Кетовское	19,6 (0,9)	3283 (358)	319 (55)	59 (31)	5647 (494)	171 (31)	10,3 (5,8)	39,7 (18,9)
Максимкин- ское	9,5 (0,9)	7007 (270)	710 (57)	169 (41)	12472 (444)	189 (21)	3,2 (3,1)	29,5 (19,1)
Мегионское	20,6 (0,7)	6964 (247)	708 (77)	188 (37)	12435 (516)	218 (60)	9,5 (5,5)	46,9 (12,4)
Мыхпайское	20,5 (0,8)	6579 (427)	490 (47)	168 (34)	11361 (697)	214 (42)	11,1 (6,4)	36,4 (17,7)
Ново- Покурское	18,9 (1,2)	7105 (425)	490 (74)	199 (46)	12253 (655)	248 (49)	9,6 (6,2)	45,2 (13,2)
Островное	20,4 (0,9)	6914 (464)	514 (88)	187 (45)	12006 (689)	234 (59)	17,4 (4,1)	26,4 (5,1)
Покамасовское	20,0 (1,0)	6551 (608)	652 (75)	204 (79)	11716 (880)	202 (25)	13,2 (4,0)	54,0 (14,9)
Северо- Ореховское	19,5 (1,6)	6840 (644)	495 (97)	156 (37)	11712 (1010)	241 (92)	11,2 (3,2)	53,4 (3,1)
Северо- Островное	19,7 (1,6)	7064 (287)	589 (80)	176 (60)	12318 (433)	198 (15)	10,9 (5,1)	39,1 (16,9)
Северо- Покурское	20,6 (1,0)	6531 (155)	483 (44)	159 (30)	11264 (226)	269 (101)	7,8 (3,9)	51,1 (8,9)

Продолжение табл. 2

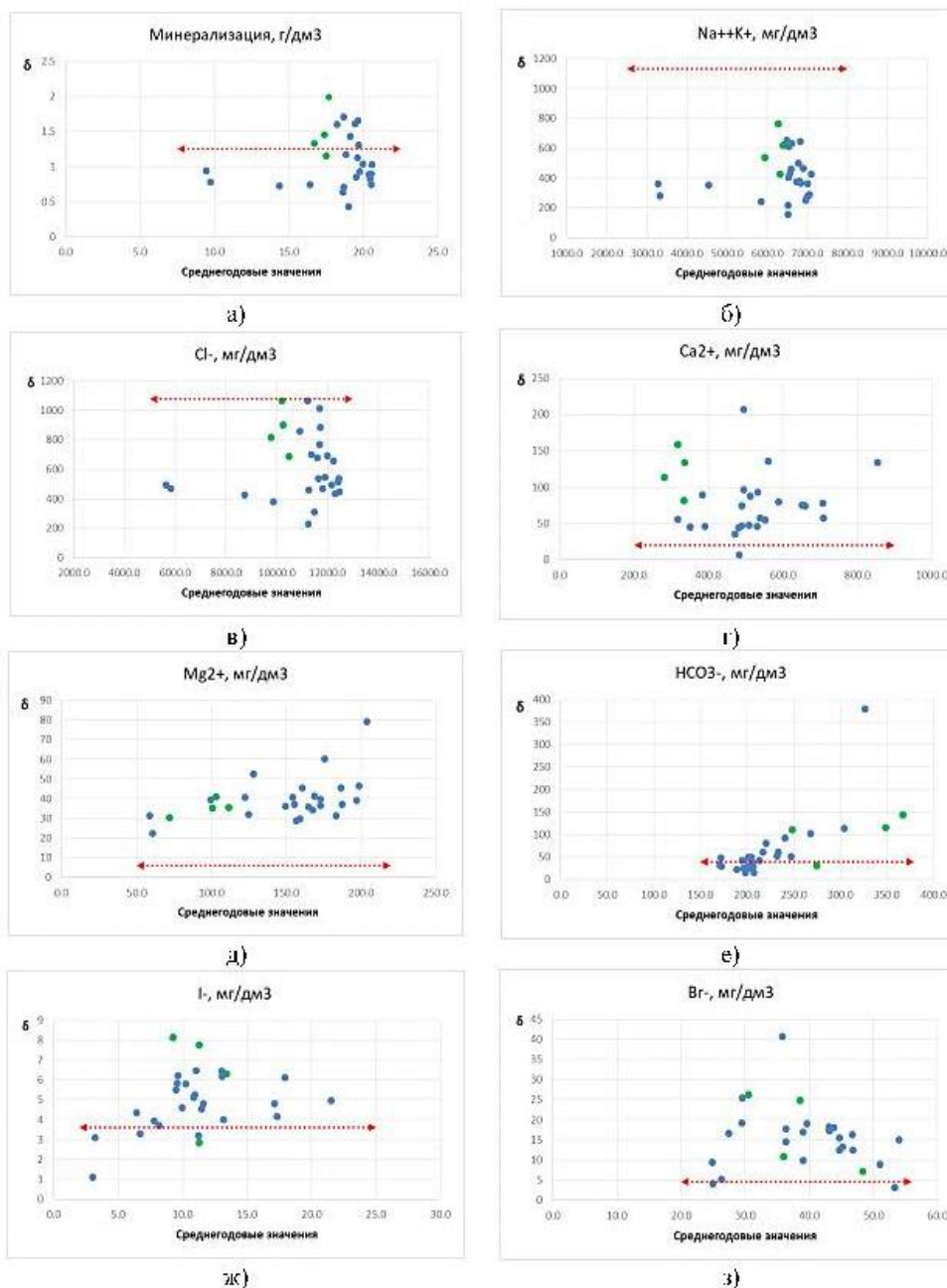
Месторождение	M, г/дм ³	Na ⁺ +K ⁺ , мг/дм ³	Ca ²⁺ , мг/дм ³	Mg ²⁺ , мг/дм ³	Cl ⁻ , мг/дм ³	HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	Г, мг/дм ³	Br, мг/дм ³
Тайлаковское	20,6 (1,0)	6501 (652)	495 (207)	161 (45)	11220 (1064)	232 (51)	13,1 (6,2)	44,7 (15,4)
Узунское	18,7 (1,7)	6612 (459)	552 (55)	165 (36)	11614 (677)	201 (29)	6,7 (3,3)	39,1 (9,7)
Чистинное	19,2 (1,4)	6795 (498)	561 (136)	123 (40)	11699 (767)	221 (81)	11,5 (4,5)	43,1 (17,5)
Локозовское	19,7 (1,3)	7017 (359)	510 (48)	173 (39)	12162 (493)	327 (378)	11,0 (5,2)	43,9 (18,0)
Южно-Островное	19,6 (1,1)	6744 (371)	473 (34)	173 (36)	11659 (535)	202 (49)	18,0 (6,1)	29,6 (25,4)
Южно-Покамасовское	18,7 (0,7)	6847 (366)	539 (57)	183 (31)	11913 (545)	205 (39)	8,2 (3,7)	44,7 (12,3)
Пур-Тазовская НГО								
Пяяхинское	17,7 (2,0)	6295 (764)	319 (159)	72 (30)	10216 (1060)	349 (114)	9,2 (8,1)	30,5 (26,2)
Тазовское	16,7 (1,3)	5952 (536)	338 (134)	101 (35)	9790 (813)	368 (142)	11,3 (7,7)	38,6 (24,7)
Надым-Пурская НГО								
Уренгойское	17,4 (1,5)	6414 (617)	283 (113)	103 (41)	10270 (899)	249 (110)	13,4 (6,3)	48,4 (7,1)
Северо-Губкинское	17,5 (1,2)	6259 (778)	301 (107)	107 (49)	10301 (1261)	310 (200)	11,3 (2,8)	36,1 (10,8)

* Значения стандартных отклонений приведены в скобках.

Источником кальция в подземных водах могут служить алюмосиликатные минералы, попадающие в раствор при взаимодействии с горными породами, а также глинистые породы, контактирующие с водами морского генезиса. Поступление магния в подземные воды связано как с морской водой, атмосферными осадками, так и с разложением минералов, содержащих магний. Одним из источников иона гидрокарбоната в подземных водах являются продукты преобразования органического вещества, а также растворение алюмосиликатов в горных породах.

Природа микроэлементов в пластовых водах носит литогенный характер, их распределение сформировалось под влиянием комплекса факторов литогенеза отложений [18]. Йод в подземных водах — это элемент биогенного происхождения, основным источником которого служит захороненное органическое вещество морского генезиса. Его высокое содержание (больше 10 мг/дм³) характеризует регионы, в которых распространены древние седиментогенные воды, а инфильтрагенные занимают подчиненное положение [19]. Процессы накопления бромид-иона в водах остаются недостаточно изученными [20, 21].

Стандартное отклонение общей минерализации пластовых вод рассматриваемого комплекса (рис. 2 а) в основном не превышает лабораторной погрешности метода. Наблюдаемые повышенные стандартные отклонения на ряде месторождений (Западно-Асомкинском, Северо-Ореховском, Северо-Островном, Узунском, Новопокурском, Мыхпайском, Пяяхинском, Тазовском, Уренгойском), по-видимому, связаны с повышенными стандартными отклонениями в содержании кальция и гидрокарбоната.



Условные обозначения:



Среднегодовое значение показателя по месторождению Среднеобской НГО



Среднегодовое значение показателя по месторождению Надым-Пурской или Пур-Тазовской НГО



Погрешность метода определения показателя

Рис. 2. Стандартные отклонения среднегодовых значений гидрогеохимических показателей (а — минерализация, б — натрий, в — хлор, г — кальций, д — магний, е — гидрокарбонат, ж — йод, з — бром)

Таким образом, по результатам исследований можно сделать следующие выводы:

1. Несмотря на отсутствие явных трендовых изменений в химическом составе подземных вод за период наблюдений, отмечается существенная вариативность в значениях содержания отдельных водорастворенных компонентов.

2. Концентрации ионов натрия и хлора, тесно связанных с морским генезисом подземных вод бассейна, имеют незначительную вариативность. Величина стандартного отклонения в подземных водах не превышает погрешностей используемых лабораторных методик.

3. Результаты многолетних режимных гидрогеохимических опробований апт-альб-сеноманского комплекса на нефтяных и газовых промыслах свидетельствуют о значимой вариативности, даже в границах отдельных месторождений, содержании кальция, гидрокарбоната, йода и брома в подземных водах, что генетически обусловлено локальной неоднородностью состава и свойств вмещающих отложений.

Список источников

1. Абукова, Л. А. Гидрогеохимический мониторинг разработки месторождений углеводородов / Л. А. Абукова, О. П. Абрамова, Е. П. Варягова. – DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2015-12.art2. – Текст : непосредственный // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2015. – № 2(12). – С. 15–19.

2. Муляк, В. В. Гидрогеохимический мониторинг разработки нефтяных месторождений (с позиции задач экологизации производства). – Текст : непосредственный // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2008. – №. 7. – С. 9–15.

3. Nelson, R. Monitoring Environmental Parameters with Oil and Gas Developments in the Permian Basin, USA / R. Nelson, J. Heo. – DOI 10.3390/ijerph17114026. – Text : direct // International Journal of Environmental Research and Public Health. – 2020. – 17(11). – P. 4026.

4. Temporal variation in groundwater quality in the Permian Basin of Texas, a region of increasing unconventional oil and gas development / Z. Hildenbrand, Jr. D. Carlton, B. Fontenot [et al.]. – DOI 10.1016/j.scitotenv.2016.04.144. – Text : direct // Science of the Total Environment. – 2016. – 562. – P. 906–913.

5. Geochemistry of Formation Water and Its Implications for Petroleum Source Rocks in the Fengcheng Formation, Mahu Depression, Xinjiang, China / J. Wang, L. Zhou, J. Liu [et al.]. – DOI 10.3389/feart.2021.774501. – Text : direct // Frontiers in Earth Science. – 2022. – 9. – P. 774501.

6. Aquifers of Arkansas: protection, management, and hydrologic and geochemical characteristics of groundwater resources in Arkansas / T. Kresse, P. Hays, K. Merriman [et al.]. – DOI 10.3133/sir20145149. – Text : direct // US Geological Survey. – 2014. – № 2014-5149.

7. Assessing changes in groundwater chemistry in landscapes with more than 100 years of oil and gas development / T. Wen, A. Agarwal, L. Xue [et al.]. – DOI 10.1039/C8EM00385H. – Text : direct // Environmental Science: Processes & Impacts. – 2019. – Vol. 21, Issue 2. – P. 384–396.

8. Multiple-well monitoring site adjacent to the lost hills oil field, Kern County, California / R. Everett, A. Kjos, A. Brown [et al.]. – DOI 10.3133/ofr20191114. – Text : direct // US Geological Survey. – 2020. – № 2019–1114.
9. Davis, T. Prioritization of oil and gas fields for regional groundwater monitoring based on a preliminary assessment of petroleum resource development and proximity to California's groundwater resources / T. Davis, M. Landon, G. Bennett – DOI 10.3133/sir20185065. – Text : direct // US Geological Survey. – 2018. – № 2018–5065.
10. Groundwater quality of a public supply aquifer in proximity to oil development, Fruitvale oil field, Bakersfield, California / M. T. Wright, P. B. McMahon, M. K. Landon, J. T. Kulongoski. – DOI 10.1016/j.apgeochem.2019.05.003. – Text : direct // Applied Geochemistry. – 2019. – Vol. 106. – P. 82–95.
11. Алексеева, Н. В. Государственный мониторинг состояния недр / Н. В. Алексеева, А. А. Вожик [и др.]. – DOI 10.53085/0034-026X_2023_11_11. – Текст : непосредственный // Разведка и охрана недр. – 2023. – № 11. – С. 11–14.
12. Белозеров, Д. А. Эколого-гидрогеологическая оценка состояния подземных вод водоносного турон-коньякского карбонатного комплекса в районе села Старая Калитва Россошанского района Воронежской области / Д. А. Белозеров, В. А. Бударина, А. А. Валяльщикова. – DOI 10.17308/geology.2020.3/3011. – Текст : непосредственный // Вестник Воронежского государственного университета. Серия : Геология. – 2020. – № 3. – С. 73–89.
13. Дьяконова, Д. В. Результаты использования комплекса геофизических исследований для подсчета запасов и ведения мониторинга подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Д. В. Дьяконова, Н. В. Алексеева. – Текст : непосредственный // Инженерная, угольная и рудная геофизика-2015. Современное состояние и перспективы развития : материалы конференции, Сочи, 28 сентября – 02 октября 2015 года. – Сочи : Межрегиональная общественная организация Евро-Азиатское геофизическое общество, 2015. – С. 154–157.
14. Елохина, С. Н. Гидрогеологический мониторинг: объекты, задачи, результаты и проблемы на территории Уральского федерального округа / С. Н. Елохина, Т. В. Прачкина, А. С. Сергеева. – DOI 10.52619/978-5-9908560-9-7-2021-23-1-48-52. – Текст : непосредственный // Подземная гидросфера : материалы XXIII Всероссийского совещания по подземным водам востока России с международным участием, Иркутск, 20–26 июня 2021 года. – Иркутск : Институт земной коры СО РАН, 2021. – С. 48–52.
15. Вертикальная и латеральная гидрогеохимическая зональность подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Б. П. Ставицкий, А. Р. Курчиков, А. Э. Конторович, А. Г. Плавник. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5–6. – С. 58–84.
16. Сальникова, Ю. И. О геохимической стабильности подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса в связи с разработкой нефтяных месторождений Западной Сибири / Ю. И. Сальникова. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-38-56. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы нефти и газа : тезисы доклада 4-й Всероссийской молодежной научной конференции, 20–22 октября 2021 // Институт проблем нефти и газа РАН; отв. ред. И. М. Индрупский. – Москва : ИПНГ РАН, 2021. – С. 30–31.

17. Плавник, А. Г., Гидрогеохимический мониторинг апт-альб-сеноманского водоносного комплекса в центральных районах Западно-Сибирского мегабассейна в связи с высокой техногенной нагрузкой / А. Г. Плавник, Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова. – DOI 10.33764/2618-981X-2024-2-1-145-150. – Текст: непосредственный // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. XX Международный научный конгресс, 15–17 мая 2024 г., Новосибирск : сборник материалов в 8 т. Т. 2: Международная научная конференция «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология». – Новосибирск : СГУГиТ, 2024. – № 1. – С.145–150.
18. Матусевич, В. М. Микроэлементы в подземных водах показатели нефтегазоносности / В. М. Матусевич, В. К. Попов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газа. – 1978. – № 8. – С. 3–8.
19. Карцев, А. А. Нефтегазопромысловая гидрогеология / А. А. Карцев, А. М. Никаноров. – Москва : Недра. – 1983. – 199 с. – Текст : непосредственный.
20. Смирнов, С. И. Введение в изучение геохимической истории подземных вод / С. И. Смирнов. – Москва : Недра. – 1974. – 263 с. – Текст : непосредственный.
21. Кузнецов, А. М. О закономерностях накопления бромид-иона в подземных рассолах / А. М. Кузнецов, Г. А. Максимович. – Текст: непосредственный // Доклады Академии наук СССР. – Пермь : Пермский университет им. А. М. Горького. – 1961. – Т. 138, № 5. – С. 1179–1182.

Reference

1. Abukova, L. A., Abramova, O. P. & Varyagova, Ye. P. (2015). Hidroge-okhimicheskiy monitoring razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov Georesursy, ge-oenergetika, geopolitika. 2(12), pp. 15-19. DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2015-12.art2. (In Russian)
2. Mulyak, V. V. (2008). Hydrogeochemical monitoring of oil fields development (from the position of production ecologization tasks). Environmental protection in oil and gas complex, (7), pp. 9-15. (In Russian).
3. Nelson, R., & Heo, J. (2020). Monitoring Environmental Parameters with Oil and Gas Developments in the Permian Basin, USA. International Journal of Environmental Research and Public Health, 17(11), p. 4026. (In English). DOI: 10.3390/ijerph17114026
4. Hildenbrand, Z. L., Carlton Jr, D. D., Fontenot, B. E., Meik, J. M., Walton, J. L., Thacker, J. B., ... & Schug, K. A. (2016). Temporal variation in groundwater quality in the Permian Basin of Texas, a region of increasing unconventional oil and gas development. Science of the Total Environment, (562), pp. 906-913. (In English). DOI: 10.1016/j.scitotenv.2016.04.144
5. Wang, J., Zhou, L., Liu, J., Zhang, X., Luo, X., Zhu, R., ... & Dick, J. (2022). Geochemistry of Formation Water and Its Implications for Petroleum Source Rocks in the Fengcheng Formation, Mahu Depression, Xinjiang, China. Frontiers in Earth Science, (9), p. 774501. (In English). DOI: 10.3389/feart.2021.774501
6. Kresse, T. M., Hays, P. D., Merriman, K. R., Gillip, J. A., Fugitt, D. T., Spellman, J. L., ... & Battreal, J. L. (2014). Aquifers of Arkansas: protection, management, and hydrologic and geochemical characteristics of groundwater resources in Arkansas US Geological Survey. (No. 2014-5149). (In English). DOI: 10.3133/sir20145149

7. Wen, T., Agarwal, A., Xue, L., Chen, A., Herman, A., Li, Z., & Brantley, S. L. (2019). Assessing changes in groundwater chemistry in landscapes with more than 100 years of oil and gas development. *Environmental Science: Processes & Impacts*, 21(2), pp. 384-396. (In English). DOI: 10.1039/C8EM00385H
8. Everett, R. R., Kjos, A., Brown, A. A., Gillespie, J. M., & McMahon, P. B. (2020). Multiple-well monitoring site adjacent to the Lost Hills oil field, Kern County, California US Geological Survey. (No. 2019-1114). (In English). DOI: 10.3133/ofr20191114
9. Davis, T., Landon, M. K. & Bennett G. L. (2018). Prioritization of oil and gas fields for regional groundwater monitoring based on a preliminary assessment of petroleum resource development and proximity to California's groundwater resources. US Geological Survey. (No. 2018-5065). (In English). DOI: 10.3133/sir20185065
10. Wright, M. T., McMahon, P. B., Landon, M. K., & Kulongoski, J. T. (2019). Groundwater quality of a public supply aquifer in proximity to oil development, Fruitvale oil field, Bakersfield, California. *Applied Geochemistry*, (106), pp. 82-95. (In English). DOI: 10.1016/j.apgeochem.2019.05.003
11. Alekseyeva, N. V., Vozhik, A. A., Golubev, S. A., Dezhnikova, I. Yu., & Stazhilo-Alekseev, S. K. (2023). State monitoring of subsoil conditions / Razvedka i okhrana nedr, (11), pp. 11–14. (In Russian). DOI: 10.53085/0034-026X_2023_11_11
12. Belozarov, D. A., Budarina, V. A. & Valyalshchikov, A. A. (2020). Ecological and hydrogeological assessment of the state of groundwater in the aquiferous turonian-coniacian carbonate complex near the village of Staraya Kalitva in the rossosh district of the Voronezh region. *Proceedings of Voronezh state university. Series: Geology*, (3), pp. 73–89. (In Russian). DOI: 10.17308/geology.2020.3/3011
13. D'yakonova, D. V., Alekseyeva, N. V. (2015). Rezul'taty ispol'zovaniya kompleksa geofizicheskikh issledovaniy dlya podscheta zapasov i vedeniya monitoringa podzemnykh vod apt-al'b-senomanskogo vodonosnogo kompleksa tsentral'noy chasti Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii, Inzhenernaya, ugol'naya i rudnaya geofizika-2015. Sovremennoye sostoyaniye i perspektivy razvitiya: Materialy konferentsii, Sochi, 28.09.-02.10.2015 goda. Sochi: Mezhhregional'naya obshchestvennaya organizatsiya Yevro-Aziatskoye geofizicheskoye obshchestvo, pp. 154-157. (In Russian).
14. Yelokhina, S. N., Prachkina, T. V. & Sergeyeva, A. S. (2021). Gidrogeologicheskii monitoring: ob'yekty, zadachi, rezul'taty i problemy na territorii Ural'skogo federal'nogo okruga. *Podzemnaya gidrosfera: Materialy XXIII Vserossiyskogo soveshchaniya po podzemnym vodam vostoka Rossii s mezhdunarodnym uchastiyem*, Irkutsk, 20-26.06.2021 goda. Irkutsk: Institut zemnoy kory SO RAN, pp. 48-52. (In Russian). DOI: 10.52619/978-5-9908560-9-7-2021-23-1-48-52
15. Stavitskiy, B. P., Kurchikov, A. R., Kontorovich, A. E., & Plavnik, A. G. (2006). Vertikal'naya i lateral'naya gidrogeokhimicheskaya zonal'nost' podzemnykh vod Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (5-6), pp. 58-84. (In Russian).
16. Sal'nikova, Yu. I. (2021). O geokhimicheskoy stabil'nosti podzemnykh vod apt-al'b-senomanskogo kompleksa v svyazi s razrabotkoy neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. *Abstracts of Papers of the 4th All-Russian Conference Actual Problems of Oil and Gas*. Moscow, Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the RAS Publ., pp. 30. (In Russian).

17. Plavnik, A. G., Sal'nikova, Yu. I. & Abdrashitova, R. N. (2024). Gidrogeokhimicheskiy monitoring apt-al'b-senomanskogo vodonosnogo kompleksa v tsentral'nykh rayonakh Zapadno-Sibirskogo megabasseyina v svyazi s vysokoy tekhnogennoy nagruzkoy. Interekspo GEO-Sibir'. XX Mezhdunarodnyy nauchnyy kongress, 15-17.05.2024 g., Novosibirsk : sbornik materialov v 8 t. T. 2: Mezhdunarodnaya nauchnaya konferentsiya «Nedropol'zovaniye. Gornoye delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopayemykh. Ekonomika. Geokologiya». Novosibirsk: SGUGiT, (1), pp. 145-150. (In Russian). DOI : 10.33764/2618-981X-2024-2-1-145-150
18. Matusevich, V. M. & Popov, V. K. (1978). Mikroelementy v podzemnykh vodakh pokazately neftegazonosnosti, Oil and gas studies, (8), pp. 3-8. (In Russian).
19. Kartsev, A. A. & Nikanorov A. M. (1983). Neftegazopromyslovaya gidrogeologiya. Moscow, Nedra Publ., 199 p. (In Russian).
20. Smirnov, S. I. (1974). Vvedeniye v izucheniye geokhimicheskoy istorii podzemnykh vod. Moscow, Nedra Publ., 263 p. (In Russian).
21. Kuznetsov, A. M. & Maksimovich, G. A. (1961). O zakonomernostyakh nakopleniya bromid-iona v podzemnykh rassolakh. Doklady Akademii nauk SSSR. Perm' : Permskiy universitet im. A. M. Gor'kogo Publ., 138 (5), pp. 1179-1182. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Плавник Андрей Гарьевич, доктор технических наук, главный научный сотрудник, директор, Институт геологии нефти и газа им. А. А. Трофимука, Западно-Сибирский филиал Сибирского отделения РАН, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8099-4874>

Сальникова Юлия Ивановна, заведующий лабораторией нефтяной гидрогеологии, Тюменский промышленный университет, г. Тюмень, salnikovaji@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7864-9115>

Бешенцев Владимир Анатольевич, доктор геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский промышленный университет, г. Тюмень, Россия

Семенова Татьяна Владимировна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский промышленный университет, г. Тюмень, Россия

Andrey G. Plavnik, Doctor of Engineering, Chief Researcher, Director, Institute of Petroleum Geology and Geophysics. Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the RAS, Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8099-4874>

Yuliya I. Salnikova, Head of the Laboratory of Petroleum Hydrogeology, Industrial University of Tyumen, salnikovaji@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7864-9115>

Vladimir A. Beshentsev, Doctor of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Tatyana V. Semyonova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 03.12.2024; одобрена после рецензирования 10.12.2024; принята к публикации 10.02.2025.

The article was submitted 03.12.2024; approved after reviewing 10.12.2024; accepted for publication 10.02.2025.