

**Современный гидрогеохимический облик подземных вод
среднеюрского гидрогеологического комплекса
Ляминского нефтегазоносного района**

**Р. Н. Абдрашитова^{1*}, А. А. Прудченко², М. А. Кадыров¹,
М. Г. Полуянов³**

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²ООО «Тюменский институт нефти и газа», Тюмень, Россия

³ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», Москва, Россия

*abdrashitovarn@tyuiu.ru

Аннотация. Цель исследования — выявление влияния некоторых параметров геологической среды на формирование современного гидрогеохимического облика подземных вод среднеюрского гидрогеологического комплекса (пласты Ю2-4) Ляминского нефтегазоносного района Западной Сибири.

На основе литогенетической теории преобразования состава подземных вод в течение геологической эволюции были проанализированы факторы, контролирующие изменения химического состава подземных вод (геотемпературы, влияние неотектоники и т. д.) после процесса седиментации и накопления вод. В процессе исследований были получены коэффициенты корреляции, значения минерализации подземных вод комплекса с современной и палеотемпературами тюменской свиты, коэффициентом пористости и глубиной залегания фундамента. Полученные результаты позволили предположить, что современный гидрогеохимический облик среднеюрского гидрогеологического комплекса — результирующая последовательного воздействия всего комплекса факторов. Результаты анализа показали, что существует довольно большая вероятность влияния неотектонических процессов на современный гидрогеохимический облик. Причинами неоднородности указанных параметров помимо неотектонических процессов могут быть и другие, но так или иначе выявление таких взаимосвязей, как «минерализация — параметр состояния геологической среды», указывает на изменение концентрации солей в подземных водах после их накопления совместно с осадком.

Ключевые слова: минерализация подземных вод, юрские отложения, палеотемпература

Для цитирования: Современный гидрогеохимический облик подземных вод среднеюрского гидрогеологического комплекса Ляминского нефтегазоносного района / Р. Н. Абдрашитова, А. А. Прудченко, М. А. Кадыров, М. Г. Полуянов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-3-11-23 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 3. – С. 11–23.

**Current hydrogeochemical profile of groundwater in the Middle
Jurassic hydrogeological complex of the Lyaminsky oil and gas field**

**Rimma N. Abdrashitova^{1*}, Anastasia A. Prudchenko²,
Marsel A. Kadyrov¹, Mikhail G. Poluyanov³**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Tyumen Institute of Oil and Gas LLC, Tyumen, Russia

³FBI "State Commission for Mineral Reserves", Moscow, Russia

*abdrashitovarn@tyuiu.ru

Abstract. The aim of the study is to identify the influence of some parameters of the geological environment on the formation of the current hydrogeochemical profile in the Middle Jurassic hydrogeological complex (layers YU2-4) of the Lyaminsky oil and gas field in Western Siberia.

The factors controlling the changes in the chemical composition of the groundwater (geotemperatures, influence of neotectonics, etc.) after the process of sedimentation and water accumulation were analysed on the basis of the lithogenetic theory of the transformation of the composition of groundwater during geological evolution. In the course of the research, correlation coefficients were obtained for the value of groundwater mineralisation in the complex with the modern and paleotemperatures of the Tyumen suite, the porosity coefficient and the depth of the foundation. The obtained results allowed assuming that the current hydrogeochemical profile of the Middle Jurassic hydrogeological complex is the result of the consistent action of the whole complex of factors. The results of the analysis showed that the influence of neotectonic processes on the current hydrogeochemical profile is quite probable. The reasons for the heterogeneity of mineralisation, apart from neotectonic processes, may be different, but in any case, the identification of relationships such as "Mineralisation - a parameter of the state of the geological environment" indicates a change in the concentration of salts in groundwater after their accumulation together with sediment.

Keywords: groundwater mineralization, Jurassic deposits, paleotemperature

For citation: Abdrashitova, R. N., Prudchenko, A. A., Kadyrov, M. A., & Poluyanov, M. G. (2023). Current hydrogeochemical profile of groundwater in the Middle Jurassic hydrogeological complex of the Lyaminsky oil and gas field. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 11-23. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-3-11-23

Введение

Цель исследования — выявление факторов формирования современного гидрогеохимического облика подземных вод среднеюрского гидрогеологического комплекса мезозойского гидрогеологического бассейна Ляминского нефтегазоносного района в пределах Емангальского, Северо-Селияровского и Сыньеганского лицензионных участков Западной Сибири.

Актуальность обозначенной тематики исследования связана с тем, что понимание того, как формируется гидрогеохимический облик подземных вод глубоких нефтегазоносных горизонтов, дает возможность раскрыть вопросы образования, сохранения и разрушения залежей углеводородов, которые происходят в водной среде. В настоящее время это касается в первую очередь малых залежей. Обводненность месторождений Западной Сибири достигает 90 %, а иногда и более. Несмотря на то, что факторам, механизмам, региональным особенностям формирования подземной гидросферы в Западно-Сибирском нефтегазоносном регионе посвящен целый ряд теоретических исследований, многие вопросы до сих пор остаются открытыми и дискуссионными.

Разработка новых подходов к обработке и интерпретации гидрогеохимических данных, отражающих состав подземных вод глубоких нефтегазоносных горизонтов Западной Сибири, является актуальной задачей нефтегазовой гидрогеологии, направленной на решение как фундаменталь-

ных проблем, связанных с пониманием процессов формирования подземных вод, так и прикладных, относящихся к обоснованию гидрогеологических критериев нефтегазоносности и сохранению природного баланса подземной гидросферы в связи с разработкой и эксплуатацией месторождений [1–5].

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются пластовые воды среднеюрского гидрогеологического комплекса (пласты Ю2-4) трех вышеуказанных лицензионных участков. Данный комплекс является основным продуктивным в Ляминском нефтегазоносном районе, нефтяные залежи открыты по всему разрезу. В ходе исследований был выполнен анализ палеогеографических условий формирования подземных вод, изучены особенности геологического строения и гидрогеологических условий объекта, а также произведен анализ регрессионной зависимости минерализации подземных вод и следующих параметров геологической среды: современной и палеотемператур тюменской свиты, глубины залегания кровли фундамента, коэффициента пористости пластов Ю2-4. Данные параметры геологической среды были выбраны в связи с тем, что их определение проводится почти всегда на месторождениях углеводородов Западной Сибири. Подобные исследования возможно повторить и для других районов. Замеры всех параметров выполнены в тех же скважинах и интервалах (пласты Ю2-4), где был выполнен отбор проб пластовых вод. Для оценки тесноты связи применена общеизвестная классификация: коэффициент корреляции менее 0,51 — связь слабая; 0,51–0,70 — умеренная; 0,71–0,90 — тесная; 0,91–1 — очень тесная.

Геологические и гидрогеологические особенности объекта исследований

Ляминский нефтегазоносный район является одним из старейших нефтегазовых районов Западной Сибири. Геологический разрез рассматриваемой территории (рис. 1) представлен образованиями трех структурно-фациальных этажей: фундамента (PZ), переходного комплекса (доюрские образования) и платформенного чехла.

Исследуемые отложения среднеюрского гидрогеологического комплекса (J2), содержащие опробованные пластовые воды, относятся к верхней подсвите тюменской свиты — пластам Ю2-4 мезозойской группы (на рисунке 1 — YU2-4). В целом верхняя подсвита тюменской свиты, содержащая также пласты Ю5, Ю6, Ю7, Ю9, сложена ритмично чередующимися пластами алеврито-песчаных и алеврито-глинистых пород. Общая толщина подсвиты составляет 80 м. Исследуемые пласты-коллекторы Ю2-4 характеризуются выдержанностью, залегают на глубинах порядка 2 700–2 850 м, состоят из песчаников и алевритов. Общая мощность варьирует в пределах 20–40 м. Эти толщи и формируют среднеюрский гидрогеологический комплекс.

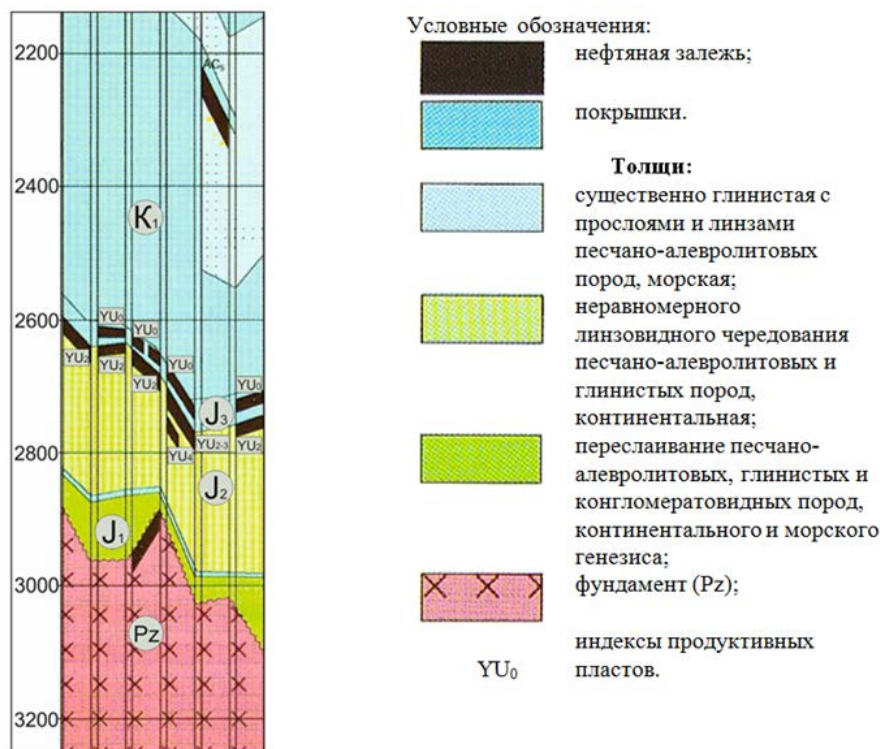


Рис. 1. Схематический геологический разрез
Ляминского нефтегазоносного района¹

Перекрываются юрские осадки неокомским и апт-альб-сеноманским гидрогеологическими комплексами. Неокомский комплекс представлен сложным чередованием песчаников и алевролитов с глинами. Мощность комплекса 500–700 м. Выше неокомского комплекса залегает апт-альб-сеноманский, который является наиболее выдержанным по площади и разрезу среди мезозойских отложений осадочного чехла. В изучаемом районе апт-альб-сеноманский комплекс приурочен к отложениям уватской, ханты-мансийской и викуловской свит. Мощность комплекса в пределах исследуемого района составляет порядка 800–900 м.

В тектоническом отношении исследуемая территория расположена в пределах Фроловского геоблока, являющегося крупной субмеридиональной шовной зоной Западно-Сибирской геосинеклизы. В мезозое в пределах этой зоны скорость погружения превышала скорости опускания окружающих территорий, что привело к формированию впадин, котловин и разделяющих их террас, а в гидрогеологическом отношении — к формированию участков с застойным режимом. В пределах рассматриваемой

¹ Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа: атлас / Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилемана; сост. Э. А. Ахпателов [и др.]. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2004. – 148 с.

территории в верхней части фундамента широко развиты триасовые отложения. Данные образования представлены вулканогенно-осадочной туринской серией². Также фундамент здесь характеризуется широким развитием разрывных нарушений (рис. 2).

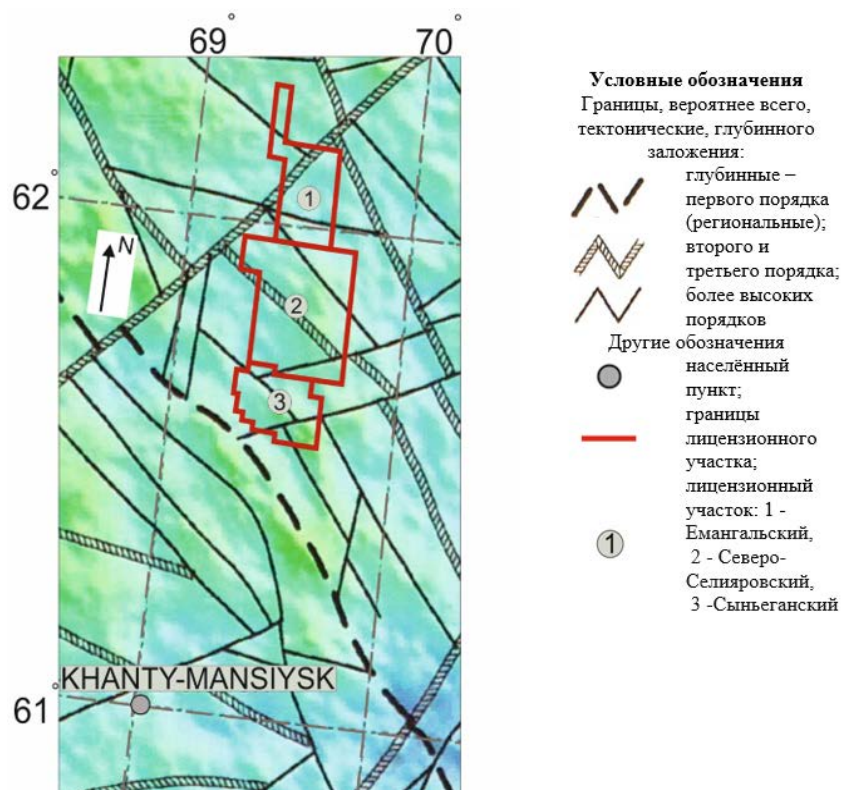


Рис. 2. *Фрагмент схемы разломно-блокового строения фундамента*³

Разломы фундамента, трассируемые в геофизических полях, в пределах района исследований имеют северо-западное, субширотное и северо-восточное направления. Считается, что разломы субширотного простирания являются сравнительно молодыми, развивавшимися синхронно с формированием юрско-мелового осадочного чехла, а позднее в кайнозой — с интенсивной разломно-блочной неотектоникой. На неотектоническом этапе почти все разломные и трещиноватые зоны Западной Сибири испытывали активизацию [2, 6–8].

Гидрогеохимический облик подземных вод пластов Ю2-4

Химический состав подземных вод пластов Ю2-4 оценен по результатам анализов 33 проб. Следует отметить, что химический состав подземных вод глубоких нефтегазоносных горизонтов Западной Сибири описан в работах многих исследователей [2, 3, 9–11].

² Там же. – С. 95.

³ Там же. – С. 97.

Минерализация подземных вод в пределах рассматриваемых площадей изменяется от 15,5 до 25,3 г/дм³ (рис. 3).

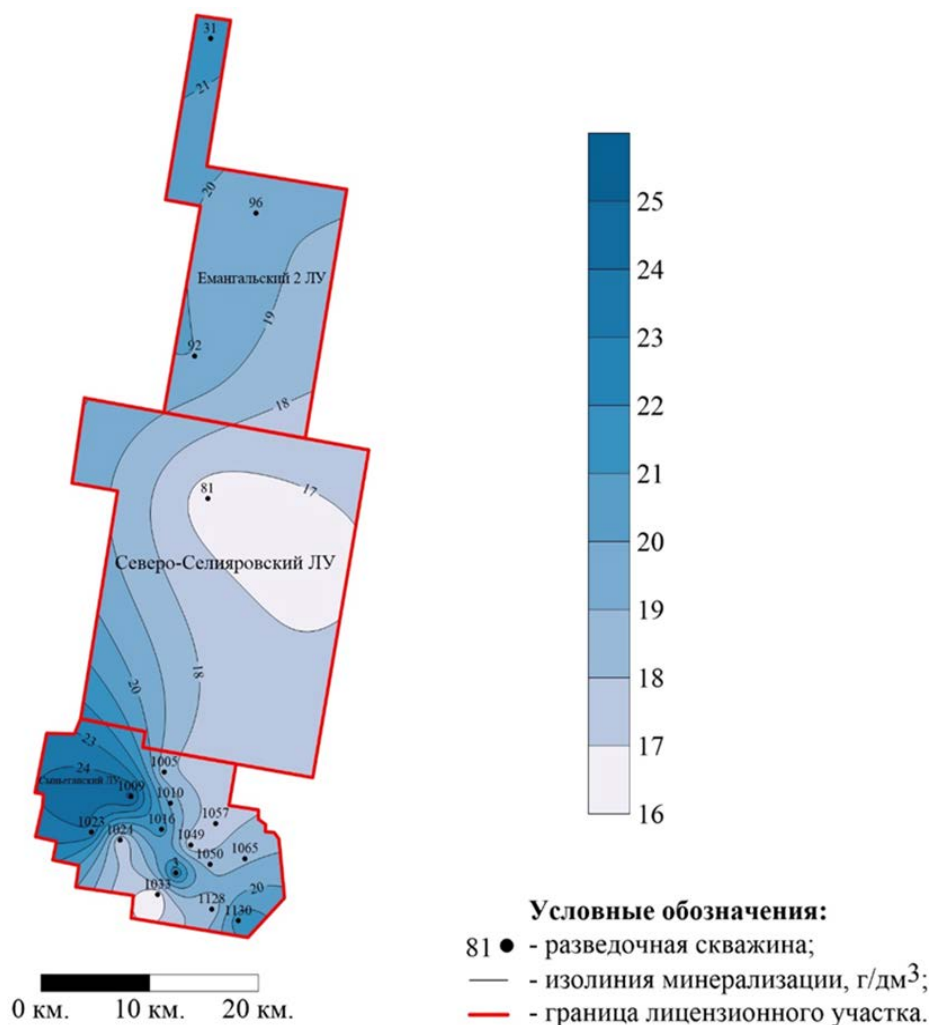


Рис. 3. Схематическая карта распределения минерализации подземных вод среднеюрского гидрогеологического комплекса

Воды относятся к хлоридным натриевым, гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину. Значения показателей макрокомпонентного состава подземных вод приведены в таблице 1.

Несмотря на единый тип подземных вод — гидрокарбонатно-натриевый по В. А. Сулину, характер распределения параметра минерализации по площади в пределах пласта Ю2-4 достаточно сложный, неоднородный (см. рис. 3). В ионно-солевом составе преобладают ионы натрия + калия (в среднем 7 042,1 мг/дм³) и хлора (10 329 мг/дм³). Степень метаморфизации вод, характеризующаяся натрий-хлорным генетическим коэф-

фициентом, достаточно высокая (в среднем rNa/rCl составляет 1,05). Состав водорастворенных газов метановый.

Таблица 1

**Значения показателей состава подземных вод
среднеюрского гидрогеологического комплекса**

Показатель	Единица измерения	Минимальное значение	Максимальное значение	Среднее значение
М	г/дм ³	15,5	25,3	18,7
Na ⁺ + K ⁺	мг/дм ³	5 149,1	9 220,7	7 042,1
Ca ²⁺		8	397	149,1
Mg ²⁺		2	100	45,7
Cl ⁻		7 507	13 964	10 329
HCO ³⁻		976	2 306	15 82,9
Br ⁻		36,9	61,94	50,0
Формула ионно-солевого состава	$\frac{Cl\ 91\ HCO_3\ 8\ SO_4\ 1}{(Na + K)96\ Ca\ 3\ Mg\ 1}\ pH7,6$			

Некоторые параметры геологической среды пластов Ю2-4

Исходя из общих представлений об основных факторах, контролирующих изменение химического состава подземных вод после накопления осадка, были проанализированы взаимосвязи минерализации подземных вод среднеюрского гидрогеологического комплекса и следующих параметров: современной и палеотемператур тюменской свиты, глубины залегания кровли фундамента, коэффициента пористости пластов Ю2-4 (табл. 2). Представленные значения параметров геологической среды в целом отвечают зоне погружения фундамента Западной Сибири от бортов к центру.

Таблица 2

**Значения параметров состояния геологической среды
среднеюрского гидрогеологического комплекса**

Параметр	Объем выборки, шт.	Единица измерения	Минимальное значение	Максимальное значение	Среднее значение
Современная температура тюменской свиты	33	°C	92	112	98,3
Палеотемпература тюменской свиты			117,5	133,2	120,2
Коэффициент пористости		д.ед.	0,145	0,165	0,151
Глубина залегания фундамента		м	2 700	2 850	2 750

Результаты и обсуждение

Согласно результатам палеогеографических исследований [12], в Ляминском районе осадконакопление в течение среднеюрского времени происходило в условиях аккумулятивных равнин с озерами, болотами и реками. Территорию Емангальского лицензионного участка в среднеюрское время занимала палеогеографическая область денудационно-аккумулятивных равнин и озерно-аллювиальных аккумулятивных равнин, основную часть территории Северо-Селияровского и весь Сыньеганский участок — палеогеографическая область эрозионно-денудационных пологоувалистых равнин. В целом обстановка формирования среднеюрского гидрогеологического комплекса оценивается как континентальная, климат этого времени был охарактеризован как теплый и влажный.

В отложениях накапливались воды инфильтрационного генезиса. В классическом представлении этим и объясняется современный гидрокарбонатно-натриевый тип исследуемых вод по В. А. Сулину.

Для более полного понимания формирования современного гидрогеохимического облика далее приведены значения коэффициентов корреляции, отражающих тесноту связи значения минерализации подземных вод среднеюрского комплекса с современной температурой и палеотемпературами тюменской свиты, коэффициентом пористости и глубины залегания фундамента (табл. 3).

Таблица 3

Корреляционный анализ связи минерализации подземных вод среднеюрского гидрогеологического комплекса и параметров геологической среды

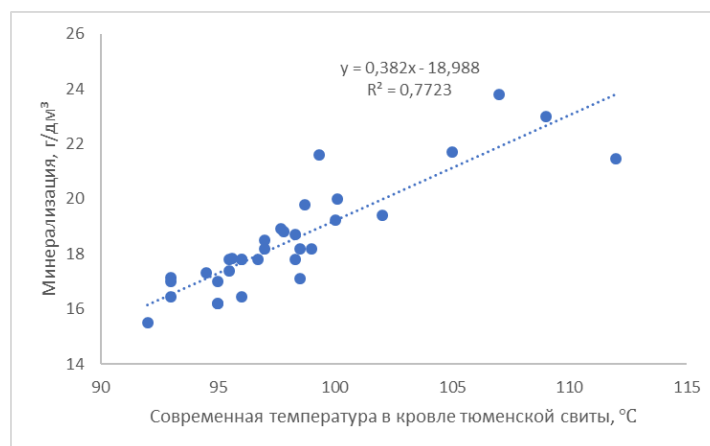
Параметр	Коэффициент корреляции R	Теснота связи
Современная температура тюменской свиты	0,77	Тесная
Палеотемпература тюменской свиты	0,75	Тесная
Коэффициент пористости	0,85	Тесная
Глубина залегания фундамента	0,12	Слабая

Тесная положительная связь зафиксирована между значениями минерализации и современной и палеотемпературами в кровле тюменской свиты (коэффициент корреляции равен 0,77 и 0,75, соответственно), а также минерализацией и коэффициентом пористости (коэффициент корреляции равен 0,85) (рис. 4). Более высокие значения минерализации соответствуют более высоким современной и палеотемпературам и более высоким значениям коэффициента пористости отложений.

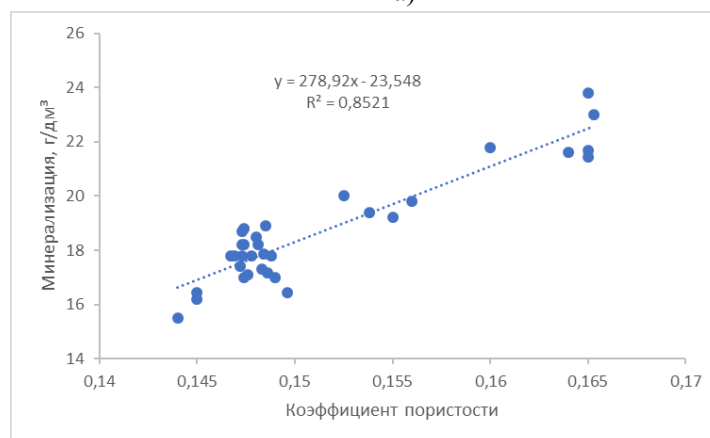
Одной из возможных причин этого является активизация процессов ионного обмена в системе «вода — порода» при повышении

геотемператур [2, 5, 13], например, при поступлении эндогенных флюидов из разломов фундамента.

Следствием таких неотектонических процессов также часто является растворение пород, переход ионов из породы в воду, изменение структуры порового пространства. Повышение геотемператур — одна из главных причин увеличения скоростей реакций в системе «вода — порода».



а)



б)

Рис. 4. Зависимости между величиной минерализации подземных вод среднеюрского гидрогеологического комплекса и современной температурой тюменской свиты (а), а также коэффициентом пористости (б)

Связь «минерализация — глубина залегания фундамента» классифицируется как «слабая» ($R = 0,12$). Низкое значение коэффициента корреляции, вернее всего, объясняется тем, что на характер изменения гидрогеохимического облика подземных вод с глубиной накладываются дополнительные процессы, усложняющие взаимодействие в системе «вода — порода».

Как было указано ранее, фундамент в пределах изучаемого района характеризуется наличием большого количества разломов (см. рис. 2).

По результатам исследований соседнего с изучаемым районом — Красноленинского [3, 14, 15] — установлено, что с большой вероятностью глубинные флюиды, поступающие по разломам, зонам дробления в юрские коллекторы в западной части Западной Сибири (к которой относится и Ляминский район), характеризуются именно низкими минерализациями и высоким содержанием углекислого газа. Внедрение таких флюидов приводит к изменению состава седиментационных вод, чаще всего в сторону опреснения и переходу хлоридно-кальциевого типа в гидрокарбонатно-натриевый тип [10]. Исследования «следов» внедрения высокотемпературных глубинных флюидов выполнены для нескольких районов Западной Сибири [3, 10, 14, 15], но методика таких исследований не является широко распространенной и не входит в состав стандартных анализов вод и пород, выполняемых при разведке, разработке и эксплуатации месторождений.

На данном этапе развития гидрогеодинамики и гидрогеохимии глубоких горизонтов оценить количественно объемы внедрения эндогенных флюидов достаточно сложно. О принципиальном их присутствии в регионе можно судить по наличию широких масштабов аутигенного преобразования пород, палиологическим данным, газовым аномалиям, площадным аномалиям содержания таких компонентов, как ртуть, литий, в подземных водах [10, 15].

Выводы

Результаты выполненного анализа показали, на наш взгляд, что существует довольно большая вероятность влияния неотектонических процессов на современный гидрогеохимический облик (поступления из фундамента глубинных флюидов) среднеюрского гидрогеологического комплекса мезозойского гидрогеологического бассейна Ляминского нефтегазоносного района в пределах Емангальского, Северо-Селяровского и Сыньеганского лицензионных участков. Этот фактор является «периодически проявляющимся». В Западной Сибири влияние глубинных флюидов в первую очередь затрагивает низы осадочного чехла — юрские отложения. Эти отложения залегают непосредственно на фундаменте и, следовательно, с одной стороны, являются максимально перекрытыми от воздействия «сверху», с другой стороны, испытывают значимое влияние тепловых потоков, высоких температур и давлений. Причинами неоднородности минерализации среднеюрского гидрогеологического комплекса и всего характера наблюдаемого гидрогеохимического облика помимо неотектонических процессов могут быть и другие, но так или иначе выявление таких взаимосвязей «минерализация — параметр состояния геологической среды» указывает на существенное изменение концентрации солей в подземных водах уже после их накопления совместно с осадком.

Список источников

1. Матусевич, В. М. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / В. М. Матусевич, О. В. Бакуев. – Текст : непосредственный // Советская геология. – 1986. – № 2. – С. 117–122.
2. Матусевич, В. М. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 225 с. – Текст : непосредственный.
3. Abdrashitova, R. N. Causes of Variability in Groundwater Salinity of the Lower Jurassic Sediments in the Talinskoye Oilfield of West Siberia / R. N. Abdrashitova, M. A. Kadyrov. – Text : electronic // Sustainability. – 2022. – Vol. 14, Issue 13. – URL: <https://doi.org/10.3390/su14137675>. – Published: June, 23, 2022.
4. Абукова, Л. А. Флюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазоаккумуляции осадочных бассейнов / Л. А. Абукова, Ю. А. Волож. – DOI 10.15372/GiG2021132. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62, № 8. – С. 1069–1080.
5. Курчиков, А. Р. Современные представления о гидрогеохимических условиях глубоких горизонтов Западно-Сибирского мегабассейна / А. Р. Курчиков, А. Г. Плавник. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2016. – № 5–6 (144–145). – С. 74–85.
6. Бембель, Р. М. Геосолитоны : функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов / Р. М. Бембель, В. М. Мегеря, С. Р. Бембель. – Тюмень : Вектор Бук, 2003. – 344 с. – Текст : непосредственный.
7. Радченко, А. В. Динамически напряженные зоны литосферы — активные каналы энерго-массопереноса / А. В. Радченко, О. С. Мартынов, В. М. Матусевич. – Тюмень : Тюменский дом печати, 2009. – 240 с. – Текст : непосредственный.
8. Матусевич, В. М. Геодинамическая концепция в современной гидрогеологии на примере Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, Р. Н. Абдрашитова. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2013. – № 4–5. – С. 1157–1160.
9. Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области) / Под редакцией В. А. Нуднера. – Москва : Недра, 1970. – 367 с. – Текст : непосредственный.
10. Дюнин, В. И. Гидродинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов / В. И. Дюнин ; Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова. – Москва : Научный мир, 2000. – 472 с. – Текст : непосредственный.
11. Гидрогеохимия доюрских комплексов Западной Сибири / Д. А. Новиков, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных [и др.]. – DOI 10.15372/GiG2019145. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61, № 11. – С. 1561–1576.
12. Мухер, А. Г. Геологическое строение и нефтегазоносность юры Западной Сибири. Избранные труды / А. Г. Мухер ; под редакцией В. А. Волкова. – Тюмень : ИздатНаукаСервис, 2018. – 524 с. – Текст : непосредственный.
13. Abdrashitova, R. N. Structure of the hydrogeological field of the Krasnoyarsk arch / R. N. Abdrashitova, Y. I. Salnikova. – Text : electronic // IOP Conference Series : Earth and Environmental Science, September, 28–29, 2018. – Tyumen. – Vol. 181. – URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/181/1/012001>.

14. Лукин, А. Е. Литогенез и нефтеносность юрских терригенных отложений Среднеширотного Приобья / А. Е. Лукин, О. М. Гарипов. – Текст : непосредственный // Литология и полезные ископаемые. – 1994. – № 5. – С. 65–85.

15. Чепиков, К. Р. К вопросу о самостоятельности палеозойского комплекса Западной Сибири по данным палинологического анализа нефтей / К. Р. Чепиков, Л. П. Климушина, А. М. Медведева. – Текст : непосредственный // Породы-коллекторы нефти и газа. – Москва : Наука, 1980. – С. 84–94.

References

1. Matusevich, V. M., & Bakuev, O. V. (1986). Geodinamika vodonapornykh sistem Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna. Sovetskaya geologiya, (2), pp. 117-122. (In Russian).

2. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyna. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).

3. Abdrashitova, R. N., & Kadyrov, M. A. (2022). Causes of Variability in Groundwater Salinity of the Lower Jurassic Sediments in the Talinskoye Oilfield of West Siberia. Sustainability, 14(13). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3390/su14137675>

4. Abukova, L. A., & Volozh, Y. A. (2021). Fluid geodynamics of deeply buried zones of oil and gas accumulation in sedimentary basins. Russian Geology and Geophysics, 62(8), pp. 878-886. (In English). DOI: 10.2113/RGG20214348

5. Kurchikov, A. R., & Plavnik, A. G. (2016). Sovremennye predstavleniya o gidrogeokhimicheskikh usloviyakh glubokikh gorizontov Zapadno-Sibirskogo megabasseyna. Gornye vedomosti, (5-6(144-145)), pp. 74-85. (In Russian).

6. Bembel, R. M., Megerya, V. M., & Bembel, S. R. (2003). Funktsional'naya sistema Zemli, kontseptsiya razvedki i razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov. Tyumen, Vektor Buk Publ., 344 p. (In Russian).

7. Radchenko, A. V., Martynov, O. S., & Matusevich, V. M. (2009). Dinamicheski napryazhennyye zony litosfery - aktivnye kanaly energo-massoperenosa. Tyumen, Tyumenskiy dom pečati Publ., 240 p. (In Russian).

8. Matusevich, V. M., & Abdrashitova, R. N. (2013). Geodynamic concept in modern hydrogeology (illustrated West Siberian megabasin). Fundamental Research, (4-5), pp. 1157-1160. (In Russian).

9. Nudner, V. A. (1970). Gidrogeologiya SSSR. Tom XVI. Zapadno-Sibirskaya ravnina (Tyumenskaya, Omskaya, Novosibirskaya i Tomskaya oblasti). Moscow, Nedra Publ., 368 p. (In Russian).

10. Dyunin, V. I. (2000). Gidrodinamika glubokikh gorizontov neftegazonosnykh basseynov. Moscow, Nauchnyy mir Publ., 472 p. (In Russian).

11. Novikov, D. A., Dultsev, F. F., Chernykh, A. V., Khilko, V. A., Yurchik, I. I., & Sukhorukova, A. F. (2020). Hydrogeochemistry of pre-Jurassic aquifers in West Siberia. Russian Geology and Geophysics, 61(11), pp. 1561-1576. (In Russian). DOI: 10.15372/GiG2019145

12. Mukher, A. G. (2018). Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' yury Zapadnoy Sibiri. Izbrannyye trudy. Tyumen, IzdatNaukaServis Publ., 524 p. (In Russian).

13. Abdrashitova, R. N., & Salnikova, Y. I. (2018). Structure of the Hydrogeological Field of the Krasnoleninsky Arch. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Vol. 181, September, 28-29, 2018. Tyumen. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/181/1/012001>

14. Lukin, A. E., & Garipov, O. M. (1994). Litogenez i neftenosnost' yurskikh terrigennykh otlozheniy Sredneshirotnogo Priob'ya. Litologiya i poleznye iskopaemye, (5), pp. 65-85. (In Russian).

15. Chepikov, K. R., Klimushina, L. P., & Medvedeva, A. M. (1980). K voprosu o samostoyatel'nosti paleozoyskogo kompleksa Zapadnoy Sibiri po dannym palinologicheskogo analiza neftey. Porody-kollektory nefti i gaza. Moscow, Nauka Publ., pp. 84-94. (In Russian).

Информация об авторах

Абдрашитова Римма Наильевна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, ведущий научный сотрудник лаборатории нефтепромысловой химии НОЦ РНК, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, abdrashitovarn@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7060-0701>

Прудченко Анастасия Александровна, инженер, ООО «Тюменский институт нефти и газа», г. Тюмень

Кадыров Марсель Алмазович, аспирант кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5387-4236>

Полуянов Михаил Григорьевич, руководитель сектора подземных сооружений, заместитель начальника отдела подземных вод и подземных сооружений, ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», г. Москва, ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6380-2422>

Information about the authors

Rimma N. Abdrashitova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Leading Researcher, Laboratory of Petroleum Chemistry, Scientific and Educational Center for the Development of Scientific Competencies, Industrial University of Tyumen, abdrashitovarn@tyuiu.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7060-0701>

Anastasia A. Prudchenko, Engineer, Tyumen Institute of Oil and Gas LLC, Tyumen

Marsel A. Kadyrov, Postgraduate at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5387-4236>

Mikhail G. Poluyanov, Head of the Sector of Underground Structures, Deputy Head of the Department of Groundwater and Underground Structures, FBI "State Commission for Mineral Reserves", Moscow, ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6380-2422>

Статья поступила в редакцию 22.05.2023; одобрена после рецензирования 31.05.2023; принята к публикации 02.06.2023.

The article was submitted 22.05.2023; approved after reviewing 31.05.2023; accepted for publication 02.06.2023.