

УДК 553.982.2(571.122): 556.31  
DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-25-38

## Гидрогеологические условия Мегионского нефтяного месторождения

Д. В. Бердова<sup>1</sup>, Р. Н. Абдрашитова<sup>1\*</sup>, Ю. И. Сальникова<sup>1</sup>,  
Л. А. Ковяткина<sup>1</sup>, Т. В. Семенова<sup>1</sup>, В. А. Бешенцев<sup>1</sup>,  
М. Г. Полуянов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

<sup>2</sup>Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых

\*[abdrashitovarn@tyuiu.ru](mailto:abdrashitovarn@tyuiu.ru)

**Аннотация.** Цель исследования — комплексное описание подземной гидросферы Мегионского месторождения нефти. Территория месторождения приурочена к хорошо изученному Западно-Сибирскому мегабассейну. В разрезе Мегионского месторождения в соответствии с классификацией В. М. Матусевича (1986) выделены три наложенных друг на друга гидрогеологических бассейна (кайнозойский, мезозойский, палеозойский). Результаты оценки характера изменчивости минерализации, пластовых давлений и геотемператур с глубиной послужили обоснованием отнесения Мегионского нефтяного месторождения к водонапорной системе элизионного геодинамического типа. Водоносные горизонты и комплексы в пределах изучаемой территории широко используются как для питьевых, хозяйственно-бытовых целей, так и для технологического водообеспечения. Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс мезозойского бассейна также является целевым для размещения излишков попутных вод. Все перечисленное свидетельствует о значительной техногенной нагрузке на гидрогеологические объекты. Понимание гидрогеологических особенностей подземной гидросферы дает основание для проектирования мер по защите пресных и минерализованных подземных вод от загрязнения и истощения.

**Ключевые слова:** минерализация подземных вод, Западно-Сибирский мегабассейн, нефтегазовый техногенез, гидрохимическая зональность, элизионная геодинамическая водонапорная система

**Благодарности:** статья подготовлена в рамках государственного задания в области науки по научным проектам, выполняемым коллективами молодежных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России, по проекту: «Разработка системы мониторинга, оценки и прогнозирования комплексного состояния компонентов системы “вода-порода-газ-органическое вещество” при разработке месторождений углеводородов» (FEWN-2023-0011, 2023-2024).

**Для цитирования:** Гидрогеологические условия Мегионского нефтяного месторождения / Д. В. Бердова, Р. Н. Абдрашитова, Ю. И. Сальникова [и др]. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-6-25-38 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 6. – С. 25–38.

## Hydrogeological conditions of the Megionsky oil field

Daria V. Berdova<sup>1</sup>, Rimma N. Abdrashitova<sup>1\*</sup>, Yuliya I. Sal'nikova<sup>1</sup>,  
Lyubov An. Kovyatkina<sup>1</sup>, Tatyana V. Semyonova<sup>1</sup>, Vladimir A. Beshentsev<sup>1</sup>,  
Mikhail G. Poluyanov<sup>2</sup>

<sup>1</sup> *Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

<sup>2</sup> *Federal State Budgetary Institution "State Commission on Mineral Reserves"*

\**abdrashitovarn@tyuiu.ru*

**Abstract.** The aim of this study is to provide a comprehensive description of the underground hydrosphere of the Megionsky oil field. The field is located within the well-studied West Siberian megabasin. According to V. M. Matushevich's classification (1986), the stratigraphy of the Megionsky field is divided into three overlapping hydrogeological basins (Cenozoic, Mesozoic, and Paleozoic). The results of the analysis of the variation in water mineralization, formation pressures, and geothermal gradients with depth have justified the classification of the Megion oil field as a water-bearing system of the elision-type geodynamic origin. The aquifers and water-bearing complexes in the study area extensively utilized for drinking, domestic, and industrial water supply. Additionally, the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex of the Mesozoic basin is also targeted for the disposal of excess associated water. These factors indicate a significant anthropogenic impact on hydrogeological systems. Understanding the hydrogeological features of the underground hydrosphere provides a foundation for designing measures to protect fresh and mineralized groundwater from contamination and depletion.

**Keywords:** groundwater mineralization, West Siberian megabasin, oil and gas technogenesis, hydrochemical zoning, elision geodynamic aquifer system

**Acknowledgments:** the article has been prepared under the state assignment for scientific research carried out by youth laboratory teams in higher education organizations, which are subordinated to the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation; the scientific project: "Development of a system for monitoring, assessing, and forecasting the complex state of the components of the "water-rock-gas-organic matter" system during the development of hydrocarbon fields" (FEWN-2023-0011, 2023-2024).

**For citation:** Berdova, D. V., Abdrashitova, R. N., Sal'nikova, Yu. I., Kovyatkina, L. An., Semyonova, T. V., Beshentsev, V. A., & Poluyanov, M. G. (2024). Hydrogeological conditions of the Megionsky oil field. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 25-38. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-6-25-38

## **Введение**

Активное изучение нефтегазовой гидрогеологии Западно-Сибирского мегабассейна началось в 60-е годы XX века, параллельно с геологоразведочными работами на нефть и газ. Исследователями Западно-Сибирского мегабассейна, в том числе на территории Мегионского месторождения, были известные ученые-гидрогеологи М. С. Гуревич, В. М. Матусевич, О. В. Равдоникас, Б. П. Ставицкий, Н. Н. Ростовцев, Н. М. Кругликов и многие другие.

Эксплуатация нефтегазового месторождения сопряжена как с вопросами обеспечения системы поддержания пластового давления (ППД) агентом заводнения, так и с вопросами размещения излишков попутных вод и вод, использованных пользователем недр для собственных производственных нужд. Решение указанных промысловых задач сопровождается изучением начального гидрогеодинамического и гидрогеохимического облика подземной гидросферы и мониторинга его изменения под техногенным воздействием.

Мегионское нефтяное месторождение открыто в 1961 году, введено в промышленную разработку в 1964-м. Согласно нефтегеологическому районированию Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции Мегионское месторождение расположено в Вартовском нефтегазоносном районе Среднеобской нефтегазоносной области [1].

Месторождение разрабатывается с применением системы поддержания пластового давления, для этого используются воды апт-альб-сеноманского комплекса и попутно добываемые воды. Кроме эксплуатации апт-альб-сеноманского комплекса в районе работ активно используются воды атлым-новомихайловского комплекса для питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения.

### **Объект и методы исследования**

Объект исследования — пластовые воды Мегионского нефтяного месторождения, приуроченные к водовмещающим отложениям трех гидрогеологических бассейнов. В ходе работ был выполнен анализ палеогеографических условий формирования подземных вод, изучены особенности геологического строения и гидрогеологических условий объекта, включающие анализ изменений показателя минерализации, пластовых давлений и температур, что позволило обосновать отнесение территории месторождения к водонапорной системе элизионного геодинамического типа.

#### *Геолого-гидрогеологические особенности*

Мегионское месторождение территориально приурочено к центральной части Западно-Сибирского сложного артезианского бассейна и по гидрогеологическому районированию территории РФ [2].

Согласно стратификации В. М. Матусевича (1986) территория исследуемого месторождения относится к Западно-Сибирскому мегабассейну [3–5]. Дальнейшее описание гидрогеологических единиц выполнено в соответствии с последней стратификацией.

Кайнозойский гидрогеологический бассейн по условиям водообмена, динамике и химическому составу подземных вод разделен на две структуры: олигоцен-четвертичный и турон-олигоценый гидрогеологические комплексы. Оligocen-четвертичный гидрогеологический комплекс объединяет в своем составе водоносные горизонты отложений четвертичного и палеогенового возраста (атлымская и новомихайловская свиты) и является основным коллектором пресных подземных вод. Водоносный четвертичный комплекс испытывает максимальную техногенную нагрузку, являясь своеобразным «буферным горизонтом» по отношению к низезалегающему атлым-новомихайловскому комплексу.

Первый от поверхности *водоносный четвертичный комплекс (Q)* представляет собой совокупность водоносных горизонтов, приуроченных к разновозрастным четвертичным осадкам. Водовмещающими породами являются пески, преимущественно мелкозернистые, и супеси с подчинен-

ными прослоями суглинков и алевроитов, залегающих в виде прослоев мощностью 3–5 метров, в основном, в верхней части комплекса.

Воды комплекса — безнапорные, удельные дебиты немногим больше  $0,5 \text{ дм}^3/\text{с}/\text{м}$ , коэффициент фильтрации в среднем по месторождению —  $4,5 \text{ м}/\text{сут}$ . Уровень устанавливается на абсолютных отметках 43 м на севере месторождения, понижаясь по направлению потока грунтовых вод к пойме реки Обь — от 34 м. По условиям залегания и циркуляции подземные воды комплекса порово-пластовые. Воды гидрокарбонатные со смешанным катионным составом и минерализацией  $0,18\text{--}1,04 \text{ г}/\text{дм}^3$ .

Четвертичный водоносный комплекс (ВК) подстилается слабопроницаемыми осадками, залегающими в кровле атлым-новомихайловского ВК на глубине около 60 м.

*Водоносный атлым-новомихайловский комплекс ( $P_{3at+nm}$ )* выступает основным объектом эксплуатации для добычи вод в целях питьевого, хозяйственно-бытового и технического водоснабжения как на территории Мегионского месторождения, так и в целом на территории Западной Сибири.

Собственно водовмещающие породы комплекса представлены песком разномзернистым с преобладанием мелко- и среднезернистого с включением тонко- и крупнозернистого, местами глинистым. В подошве комплекса залегает однородный песок, преимущественно среднезернистый. Слабопроницаемые отложения представлены глинами и алевроитами. Они встречаются в виде отдельных прослоев мощностью 3–6 м, приурочены к верхней и средней частям разреза.

Подземные воды атлым-новомихайловского ВК — напорные. Высота напора над его кровлей в естественных условиях составляет 54 м. Удельные дебиты скважин, опробованных на водоносном атлым-новомихайловском комплексе, варьируют в широких пределах от  $0,3$  до  $5,3 \text{ дм}^3/\text{с}/\text{м}$ . По результатам моделирования коэффициент фильтрации атлым-новомихайловского ВК по месторождению оценивается средним значением  $16,2 \text{ м}/\text{сут}$ . При эффективной мощности ВК в районе работ около 100 м водопроницаемость принимается равной  $1\,600 \text{ м}^2/\text{сут}$ . Подземные воды по составу преимущественно гидрокарбонатные кальциево-магниевого, реже натриевого с минерализацией —  $0,23\text{--}0,58 \text{ г}/\text{дм}^3$ .

Нижним водоупором атлым-новомихайловского ВК служат глинистые осадки, залегающие в кровле тавдинского комплекса. Они представлены алевроитами, вскрытая мощность которых около 30 м.

Турон-олигоценый гидрогеологический комплекс сложен глинами алевроитистыми, опоковидными, реже известковистыми. В гидрогеологическом отношении этот комплекс можно рассматривать как региональный водоупор. Мощность отложений олигоцен-туронского комплекса в пределах района изучения составляет 650–800 м.

*Водоносный тавдинский комплекс ( $P_{2tv}$ )* распространен повсеместно и приурочен к песчано-глинистым осадкам одноименной свиты. Комплекс рассматривается как многослойная толща, состоящая из серии водоносных горизонтов. В районе Мегионского месторождения можно условно выде-

лить три водоносных горизонта, разделенных относительно выдержанными глинистыми слоями.

Водовмещающей породой комплекса является песок разномерный, преимущественно мелкозернистый с включением тонкозернистого, пылеватого, реже среднезернистого, глинистый. По условиям циркуляции и залегания подземные воды комплекса порово-пластовые. Несмотря на увеличивающиеся с глубиной коэффициенты водопроницаемости и проницаемости, значения удельного дебита при этом снижаются от 0,3–0,7 дм<sup>3</sup>/с/м в верхнем горизонте до 0,03–0,67 дм<sup>3</sup>/с/м в подстилающем верхнем горизонте. Воды тавдинского горизонта по ионно-солевому составу — хлоридно-натриевые с минерализацией до 1,1 г/дм<sup>3</sup>.

Водоупорный люлинворский горизонт ( $P_{2II}$ ) в пределах месторождения распространен повсеместно и выполняет роль регионального водоупора для вышележащих водоносных комплексов.

Водоупорный люлинворский горизонт завершает разрез Кайнозойского гидрогеологического бассейна Мегионского месторождения.

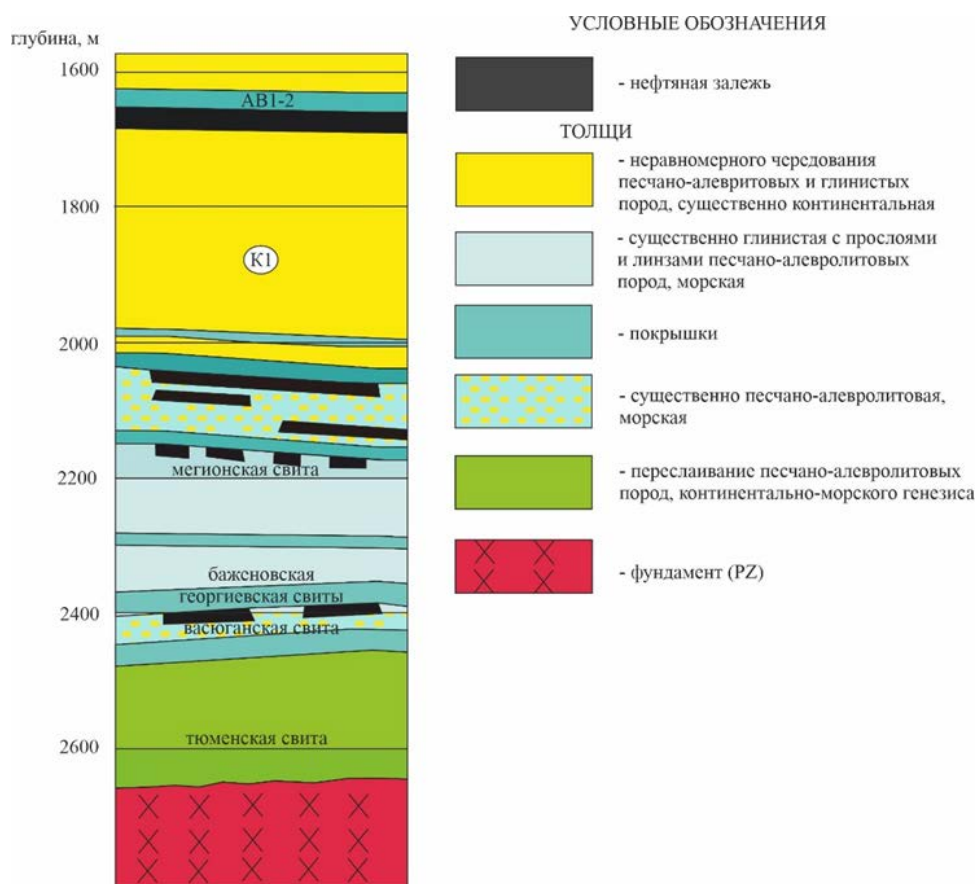


Рис. 1. Схематический геологический разрез мезозойских отложений Мегионского нефтяного месторождения [1]

Мезозойский гидрогеологический бассейн представлен коллекторами порово-пластового типа с подчиненным значением локальных трещинно-жильных структур (рис. 1). Бассейн по своему гидрогеохимическому и гидрогеохимическому облику является гетерогенным несмотря на то, что комплекс регионально выдержан.

*Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс* в районе исследований сложен осадками покурской свиты и представляет собой мощную многослоистую толщу, сложенную чередованием относительно однородных уплотненных песков, алевритов, песчаников и алевролитов. Мощность комплекса достигает 760 м. Как было отмечено ранее, апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс имеет высокую практическую значимость в процессах разработки Мегионского нефтяного месторождения, как и на большинстве месторождений ХМАО и ЯНАО Тюменской области [2, 3].

Пьезометрическая поверхность подземных вод находится под влиянием общего погружения кровли комплекса от краевых обрамлений к центру бассейна и далее — к Карскому морю (предполагаемая область разгрузки). Воды — высоконапорные, часто самоизливающиеся. Водообильность отложений — значительная. Минерализация подземных вод варьирует от 13,9 до 23,2 г/дм<sup>3</sup>, в среднем — 19,4 г/дм<sup>3</sup>.

Верхним водоупором апт-сеноманского водоносного комплекса является мощная (около 550 м) толща глинисто-кремнистых пород турон-среднеэоценового возраста, нижним — глинистые отложения чернореченской толщи в основании покурской свиты и глины верхнеалымской под-свиты суммарной мощностью порядка 30 м.

*Неокомский гидрогеологический комплекс* включает осадки баррема, готерива и валанжина. Вмещающие породы комплекса представлены чередованием песчаников, глин аргиллитоподобных, алевролитов, известняков. Общая мощность комплекса достигает 830–880 м.

Водопроявления приурочены к пластам песчаников и алевролитов, разделенным глинисто-алевритовыми и глинистыми водоупорами, со сложным и неравномерным чередованием по разрезу.

Данный комплекс на Мегионском и других месторождениях Нижневартовского свода связан с залежами углеводородов. По результатам испытания пластов групп АВ и БВ воды комплекса являются высоконапорными. Дебиты скважин при переливе могут достигать 288 м<sup>3</sup>/сут. Водообильность отложений часто высокая, по всему разрезу наблюдаются переливы.

*Юрский гидрогеологический комплекс* приурочен к отложениям васьганской, тюменской и горелой (в районе работ распространена не повсеместно) свит. Для данного комплекса характерно сложное строение, существенная неоднородность как по литологическому составу, так и по фильтрационным свойствам пород [4].

Так же, как и неокомский гидрогеологический комплекс, юрский комплекс, в границах месторождения, связан с промышленной нефтеносностью.

Водообильность комплекса неравномерна. По химическому составу воды комплекса — хлоридные натриевые с величиной минерализации 21,6–38,6 г/дм<sup>3</sup>.

Завершает гидрогеологическую стратификацию Мегионского месторождения палеозойский гидрогеологический бассейн, который практически лишен поровых коллекторов и представлен их трещино-жильными и трещино-карстовыми разностями. Данные о его коллекторских свойствах и водообильности отсутствуют [5–7].

#### *Гидрохимическая характеристика подземных вод*

Воды горизонтов верхнего гидрогеологического бассейна в разрезе месторождения схожи по составу между собой и значительно отличаются от вод нижезалегающих комплексов. Воды горизонтов и комплексов кайнозойского бассейна характеризуются минерализацией около 0,5–0,8 г/дм<sup>3</sup>, состав преимущественно гидрокарбонатный натриевый.

Характерная особенность состоит в формировании повышенных концентраций в описываемых ВК Fe (II), Mn (II), NH<sub>4</sub>, Si, что является следствием природных геохимических процессов, типичных для олигоценых водоносных систем Западно-Сибирского мегабассейна. К числу показателей химического состава, превышающих ПДК, относится и цветность вод. Однако с цветностью дело обстоит иным образом: значения «кажущейся» цветности могут превышать 100–200 град. По результатам исследований, выполненных Институтом геохимии и аналитической химии имени В. И. Вернадского РАН (1997), АО «ГИДЭК» (2000) и ООО «Водгео» (2008), непосредственное отношение к высоким значениям цветности могут иметь следующие факторы:

- значительная лигнитизированность вмещающих пород;
- в изучаемом районе происходит фациальное замещение морских отложений континентальными, что провоцирует смешение вод разных типов и появление аномальных зон по показателю цветности;
- высокоцветные воды чаще всего связаны с высокими значениями перманганатной окисляемости.

В ходе проведения мониторинговых исследований [8] на территориях водозаборных участков в пределах Мегионского месторождения пресных подземных вод было выявлено, что зонам вод с высокими значениями цветности соответствуют области перетока подземных вод из тавдинского комплекса. Для обеспечения постоянства химического состава и предотвращения смещения равновесия в системе вода — порода на данной территории необходимо регулировать объемы добычи подземных вод и своевременно фиксировать изменения показателей химического состава.

Описание химического состава подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна приведено по результатам анализа около 100 представительных проб.

Воды апт-альб-сеноманского комплекса — соленые, характерные значения минерализации — 17,5–24,0 г/дм<sup>3</sup> (в среднем 20,2 г/дм<sup>3</sup>). Основными солеобразующими ионами являются натрий и хлорид; кальций содержится в пределах 9–11 %-экв/дм<sup>3</sup>, магний — 3–7 %-экв/дм<sup>3</sup>, сульфат-ион отсутствует, гидрокарбонат-ион не превышает 2 %-экв/дм<sup>3</sup>. Воды — очень жесткие, с высоким содержанием твердых взвешенных частиц, в среднем 188,4 мг/дм<sup>3</sup>. В микрокомпонентном составе определены йод (в среднем 7,3 мг/дм<sup>3</sup>) и бром (в среднем 23,7 мг/дм<sup>3</sup>).

$$M_{20,2} \frac{Cl^{199}HCO_3^1}{(Na+K)86Ca10Mg4} pH6,7.$$

Воды неокомского комплекса — соленые, минерализация составляет 16,1–26,7 г/дм<sup>3</sup> (в среднем 23,5 г/дм<sup>3</sup>). Основные солеобразующие ионы — натрий и хлорид; доля иона кальция возрастает до 20 %-экв/дм<sup>3</sup>, содержание иона магния варьирует от отсутствия до 5 %-экв/дм<sup>3</sup>, сульфат-ионы отсутствуют либо фиксируются в концентрациях менее 1 %-экв/дм<sup>3</sup>, гидрокарбонат-ион составляет примерно 1,5 %-экв/дм<sup>3</sup>. Воды — очень жесткие. Микрокомпонентный состав комплекса характеризуется более высокими концентрациями, чем вышележающего апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса: концентрация йода в среднем составляет 12,8 мг/дм<sup>3</sup>, брома — 62,1 мг/дм<sup>3</sup>, бора — 17,0 мг/дм<sup>3</sup>, фтора — 1,3 мг/дм<sup>3</sup>.

$$M_{23,5} \frac{Cl^{199}HCO_3^1}{(Na+K)79Ca20Mg1} pH7,2.$$

Воды юрского гидрогеологического комплекса являются солеными с минерализацией 21,6–21,9 г/дм<sup>3</sup> (в среднем 21,8 г/дм<sup>3</sup>). Основные солеобразующие ионы сохраняются. Это — натрий и хлорид; ионы кальция и магния не превышают 5 %-экв/дм<sup>3</sup> и 1,5 %-экв/дм<sup>3</sup>, соответственно, сульфат-ионы отсутствуют, воды отличаются более высоким содержанием гидрокарбонат-иона — 2,8 %-экв/дм<sup>3</sup>, чем в вышележающих комплексах. Воды очень жесткие. В микрокомпонентном составе определены йод (в среднем 2,5 мг/дм<sup>3</sup>) и бор (в среднем 6,9 мг/дм<sup>3</sup>).

$$M_{21,8} \frac{Cl^{197}HCO_3^3}{(Na+K)94Ca5Mg1} pH7,4.$$

Подземные воды палеозойского гидрогеологического комплекса описаны по результатам анализа одной пробы. Воды относятся к слабым рассолам, минерализация 38,6 г/дм<sup>3</sup>, содержание отдельных компонентов закономерно возрастает, но при этом соотношение их между ними остается таким же, как в мезозойском гидрогеологическом комплексе. Данные о содержании микрокомпонентов отсутствуют.



Подземные воды описанных комплексов относятся по В. А. Сулину к хлоридно-кальциевому типу, что говорит о единстве генетического типа вод и об их глубинно-морском происхождении. С глубиной минерализация подземных вод в пределах Мегионского нефтяного месторождения увеличивается, разрез характеризуется прямым типом гидрохимической зональности (рис. 2). До глубин около 2 500 м минерализация увеличивается постепенно. На глубинах более 2 500 м в палеозойском гидрогеологическом бассейне значение минерализации резко возрастает, достигая почти 40 г/дм<sup>3</sup>.

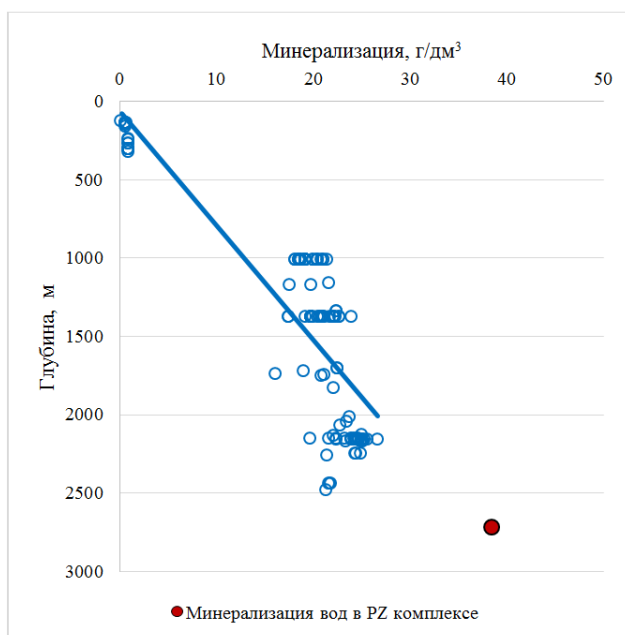


Рис. 2. Изменение минерализации подземных вод по глубине

### Результаты и обсуждение

*Гидродинамическая модель.* Согласно геодинамической модели, предложенной В. М. Матусевичем и О. В. Бакуевым в 1986 году, Западно-Сибирский мегабассейн является сложной структурой, возникшей в результате столкновения трех разновозрастных мегаблоков, произошедшего после закрытия Сибирского океана (складчатые комплексы Казахстана, сооружения Урала и Таймыра, Сибирской платформы) [5]. Во время образования единого бассейна перечисленные блоки находились на разных этапах геодинамической эволюции. Эволюции мегаблоков (цикл Уилсона) и их частей соответствовал характер формирующихся в их пределах водонапорных систем [7, 9].

К юго-западному и восточному мегаблокам приурочены инфильтрационные водонапорные системы. Западный мегаблок представляет собой реликтовую эксфильтрационную геогидродинамическую систему, не оформившуюся в водонапорную систему классического (инфильтрационного) типа.

В области соприкосновения восточного и западного мегаблоков фундамента в Омско-Гыданской структурной зоне (ОГСЗ) выделяется еще одна водонапорная система. Она отделяет друг от друга инфильтрационную и эксфильтрационную водонапорные системы мегаблоков. Здесь наблюдаются типичные черты эллизионной геодинамической водонапорной системы, связанной с особенностями геодинамического развития рифтовых зон — спредингом земной коры, инверсионным сжатием. Особенности строения и функционирования водонапорной системы во многом определяют направленность и интенсивность процессов нефтегазообразования [6, 10].

Согласно карте геодинамического районирования, Мегионское нефтяное месторождение находится в пределах западного мегаблока, представляющего эллизионную геодинамическую водонапорную систему. Предположительно, исследуемое месторождение также находится в зоне влияния ОГСЗ. Данное предположение подтверждается наличием прямой гидрогеохимической зональности (рис. 2), в отличие от обстановки, соответствующей эллизионной литостатической системе (западный мегаблок), для которой характерна обратная зональность [11–12]. Дополнительным подтверждением принадлежности Мегионского месторождения к западному мегаблоку служит постепенное увеличение пластовых температур с глубиной (рис. 3).

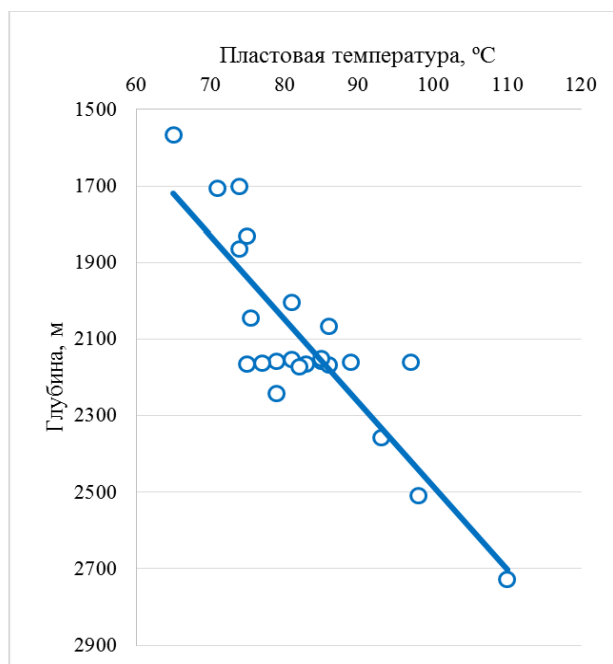


Рис. 3. Изменение температур подземных вод по глубине

Согласно представлениям о геодинамической модели ОГСЗ, максимальные значения пластовых давлений должны соответствовать макси-

мальным значениям минерализации подземных вод, что подтверждается данными, проиллюстрированными на рисунке 4.

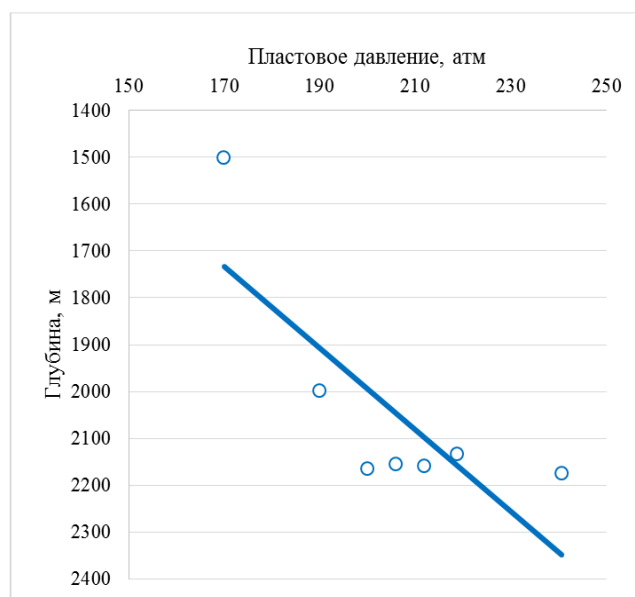


Рис. 4. Изменение пластовых давлений подземных вод

График приведенных пластовых давлений свидетельствует о тенденции увеличения пластового давления с глубиной: максимальным значениям пластового давления соответствуют максимальные значения минерализации подземных вод.

По мнению авторов геодинамической модели, пространственное совпадение максимальных пластовых давлений и максимальной минерализации подземных вод является следствием вертикальных перетоков флюидов из палеозойского гидрогеологического бассейна в мезозойский.

Исходя из вышеперечисленных факторов, подтверждается принадлежность месторождения к водонапорной системе элизионного геодинамического типа.

### Выводы

Систематизация сведений о породах, слагающих водовмещающие отложения, химическом составе подземных вод гидрогеологического разреза месторождения и пластовых давлениях позволила представить гидрогеологическую модель Мегионского нефтяного месторождения. Месторождение отнесено к элизионной геодинамической водонапорной системе, с прямой гидрохимической зональностью.

Значительное влияние техногенной нагрузки в пределах месторождения на гидрогеохимические и гидрогеодинамические условия мезозойского гидрогеологического бассейна не прослеживается, в отличие от вод

кайнозойского. Четвертичный водоносный комплекс кайнозойского гидрогеологического бассейна выступает как буферная зона перед целым на пресные питьевые воды атлым-новомихайловским ВК. Воды последнего могут приобретать аномальные показатели цветности при нарушении равновесия вода — порода при интенсивном отборе.

Комплексное изучение всех факторов, формирующих облик подземной гидросферы, и рациональное использование ресурсов пресных и минерализованных вод являются основой обеспечения сохранности исходного состава и состояния подземных вод в пределах Мегионского нефтяного месторождения.

#### **Список источников**

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 : ИздатНаука-Сервис, 2004. – 148 с.
2. Семенова, Т. В. Проблемы совместимости пластовых и закачиваемых вод на нефтепромыслах Западной Сибири / Т. В. Семенова. – DOI 10.31660/0445-0108-2017-4-34-37. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 4 (124) – С. 34–37.
3. Бешенцев, В. А. Охрана подземных вод от загрязнения на полигонах закачки при захоронении промышленных сточных вод (на примере Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) / В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова. – Текст : электронный // Электронный научный журнал « Нефтегазовое дело». – 2014. – № 5 – С. 357–374. – URL: <https://doi.org/10.17122/ogbus-2014-5-357-374>
4. Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области) / Под редакцией В. А. Нуднер. – Москва : Недра, 1970. – 367 с. – Текст : непосредственный.
5. 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.
6. Нефтегазовая гидрогеология : учебное пособие. В 2 ч. Ч. 1. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии. Ч. 2. Нефтегазовая гидрогеология Западно-Сибирского мегабассейна / Матусевич В. М., Ковяткина Л. А. – Тюмень : Вектор Бук, 2010. – 216 с. – Текст : непосредственный.
7. 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.
8. Вашурина, М. В. Качество пресных подземных вод хозяйственно-питьевого назначения в Нижневартовском нефтегазоносном районе / М. В. Вашурина, В. М. Матусевич. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 1 (73) – С. 121–127.
9. Матусевич, В. М. Крупнейшие геодинамические водонапорные системы Западно-Сибирского мегабассейна/ В. М. Матусевич, Р. Н. Абдрашитова, Т. Ю. Яковлева. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 8–6. – С. 1400–1407.
10. 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. Kadirov. – Text : electronic // Sustainability. – 2022. – Vol. 14, Issue 13. – P. 1–19. – URL: <https://doi.org/10.3390/su14137675>.

11. Абдрашито́ва, Р. Н. Формирование подземных вод Красноленинского свода : специальность 25.00.07 «Гидрогеология»: диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Римма Наильевна Абдрашито́ва; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2012. – 193 с. – Текст : непосредственный.

12. Абукова, Л. А. Роль водонапорных систем древних осадочных бассейнов в процессах нефтегазоаккумуляции / Л. А. Абукова, М. Е. Селиверсто́ва, Г. Ю. Исаева. – DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art2. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2020. – № 4 (31). – С. 14–24.

### References

1. Atlas geologii i neftegazonosnost` Xanty`-Mansijskogo avtonomnogo okruga (2004). Xanty`-Mansijsk, GP «NaCzRN im. V. I. Shpil'mana», 150 p. (In Russian).

2. Semenova, T. V. (2017). Problems of compatibility of formation water and injected water in the oil fields of Western Siberia. Oil and gas studies, 4 (124), pp. 34-37. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-4-34-37

3. Bechensev, V. A. & Semenova T. V. (2014). Groundwater protection from contamination on pumping areas during industrial waste water burial (through the example of the Yamalo-Nenets oil and gas production region). Oil and gas business, (5), pp. 357-374. (In Russian). Available at: <https://doi.org/10.17122/ogbus-2014-5-357-374>

4. Nudner, V. A. (Ed.) (1970). *Gidrogeologiya SSSR. Tom XVI. Zapadno-Sibirskaya ravnina* (Tyumenskaya, Omskaya, Novosibirskaya i Tomskaya oblasti). Moscow, Nedra Publ., 367 p. (In Russian).

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

6. Matusevich, V. M., & Kovyatkina, L. A. (2010). *Neftegazovaya gidrogeologiya. Ch.1. Teoriticheskie osnovy` neftegazovoj gidrogeologii. V 2 ch. Ch.2. Neftegazovaya gidrogeologiya Zapadno-Sibirskogo megabassejna*. Tyumen, Vektor Buk Publ., 216 p. (In Russian).

7. 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).

8. Vashurina, M. V., & Matusevich, V. M. (2009). Quality of underground household waters in Nizhnevartovsk oil-and-gas province. *Oil and gas studies*, 1(73), pp. 121-127. (In Russian).

9. Matusevich, V. M., Abdrashitova, R. N., & Yakovleva, T. Yu. (2014). Largest geodynamic water pressure system of the West Siberian megabasin. *Fundamental'ny'e issledovaniya*, (8(6)), pp. 1400-1407. (In Russian).

10. 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>

11. Abdrashitova, R. N. (2012). *Formirovaniye podzemnykh vod Krasnoleninskogo svoda. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen'*, 193 p. (In Russian).

12. Abukova, L. A., Seliverstova, M. E., & Isaeva, G. Yu. (2020). The role of water-drive systems of ancient sedimentary basins in the processes of oil and gas accumulation. *Actual Problems of Oil and Gas*, (4(31)), pp. 14-24. (In Russian). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art2

## Информация об авторах / Information about the authors

**Бердова Дарья Владимировна**, аспирант кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Abdrashitova Rimma Nail'evna**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, [abdrashitovarn@tyuiu.ru](mailto:abdrashitovarn@tyuiu.ru), ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7060-0701>

**Сальникова Юлия Ивановна**, заведующий лабораторией промышленных вод ЯНАО, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7864-9115>

**Ковяткина Любовь Андреевна**, старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

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

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

**Daria V. Berdova**, postgraduate student of the Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

**Rimma N. Abdrashitova**, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor of the Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, [abdrashitovarn@tyuiu.ru](mailto:abdrashitovarn@tyuiu.ru), ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7060-0701>

**Yuliya I. Sal'nikova**, Head of the Laboratory of Industrial Groundwater of the Yamal-Nenets Autonomous District, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7864-9115>

**Lyubov An. Kovyatkina**, Senior Lecturer, Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

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

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

**Mikhail G. Poluyanov**, Deputy Head of the Department of Groundwater and Underground Structures, Federal Budgetary Institution "State Commission on Mineral Reserves", ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-6380-2422>

Статья поступила в редакцию 24.09.2024; одобрена после рецензирования 07.10.2024; принята к публикации 14.10.2024.

The article was submitted 24.09.2024; approved after reviewing 07.10.2024; accepted for publication 14.10.2024.