

**Факторы формирования гидрогеохимических условий  
подземных вод глубоких нефтегазоносных горизонтов  
западной части Западно-Сибирского мегабассейна**

**Р. Н. Абдрашитова<sup>1\*</sup>, Д. В. Бердова<sup>1</sup>, М. Г. Полуянов<sup>2</sup>,  
М. Д. Заватский<sup>1</sup>, М. А. Тюльков<sup>1</sup>**

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

<sup>2</sup>ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», Москва, Россия

\*abdrashitovarn@tyuiu.ru

**Аннотация.** Цель исследования — выявление причин наблюдающейся гидрогеохимической обстановки и факторов ее формирования в пределах среднеюрского гидрогеологического комплекса западной части Западно-Сибирского мегабассейна на примере Талинского нефтяного месторождения. В качестве основного метода исследований использовалось построение зависимостей  $y = f(x)$ , где  $y$  — минерализация,  $x$  — пористость, пластовое давление, современная температура фундамента, палеотемпература фундамента, глубина залегания фундамента. Далее была оценена теснота связи каждого из этих параметров с минерализацией. В результате выполненных исследований было получено, что изначальный гидрохимический облик на рассматриваемой территории характеризуется неоднородностью, значение минерализации значительно изменяется в пределах одного пласта. Наиболее тесные зависимости выявлены между минерализацией и пористостью пород-коллекторов (обратная зависимость), минерализацией и пластовым давлением (прямая зависимость). Практическая значимость исследования обоснована необходимостью понимания природы формирования гидрогеохимической обстановки в целях ее сохранения, контроля изменения, а также решения всевозможных вопросов прогноза, сохранения и разрушения залежей нефти.

**Ключевые слова:** минерализация подземных вод, Западно-Сибирский мегабассейн, юрские отложения, пористость, пластовое давление, палеотемпература

**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:** Факторы формирования гидрогеохимических условий подземных вод глубоких нефтегазоносных горизонтов западной части Западно-Сибирского мегабассейна / Р. Н. Абдрашитова, Д. В. Бердова, М. Г. Полуянов [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-1-14-29 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 1. – С. 14–29.

**Factors affecting mineralization of groundwater in deep oil and gas  
bearing horizons in the western part of the West Siberian megabasin**

**Rimma N. Abdrashitova<sup>1\*</sup>, Daria V. Berdova<sup>1</sup> Mikhail G. Poluyanov<sup>2</sup>,  
Mikhail D. Zavatsky<sup>1</sup>, Mikhail A. Tyulkov<sup>1</sup>**

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

<sup>2</sup>State Commission on Mineral Reserves, Moscow, Russia

\*abdrashitovarn@tyuiu.ru

**Abstract.** The purpose of this study was to identify the causes of the observed hydrogeochemical situation and the factors contributing to its formation within the Middle Jurassic hydrogeological complex in the western part of the West Siberian megabasin, using the Talinskoye oil field as an example. The research primarily involved constructing dependencies between mineralization (y) and various factors including porosity, reservoir pressure, modern and paleotemperature of the foundation, and depth of the foundation (x). The study evaluated the degree of connection between each parameter and mineralisation. The results showed that the initial hydrochemical state in the area is heterogeneous, with significant variations in mineralisation levels within a single reservoir. The closest dependencies have been revealed between mineralization and porosity of reservoir rocks (an inverse dependence), mineralization and reservoir pressure (a direct dependence). The practical significance of the study is justified by the need to understand the nature of the formation of the hydrogeochemical environment in order to preserve it, control changes, as well as solve issues related to the forecasting, preservation, and destruction of oil deposits.

**Keywords:** groundwater mineralization, the West Siberian megabasin, Jurassic deposits, porosity, reservoir pressure, paleotemperature of the foundation

**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:** Abdrashitova, R. N., Berdova, D. V., Poluyanov, M. G., Zavatsky, M. D., & Tyul'kov, M. A. (2024). Factors affecting mineralization of groundwater in deep oil and gas bearing horizons in the western part of the West Siberian megabasin. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 14-29. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-1-14-29

## **Введение**

Цель исследования связана с выявлением основных факторов, оказывающих влияние на формирование минерализации подземных вод продуктивных горизонтов. Соленость подземных вод на больших глубинах (более 1–2 км), как правило, подчинена влиянию сложного комплекса природных процессов, продолжительных в геологическом времени, на которые в Западной Сибири накладывается масштабное техногенное воздействие при разработке и эксплуатации месторождений углеводородов. Величина минерализации — один из показателей, относящийся к условно постоянным при отборе пробы воды, и в то же самое время его изменение во времени отражает развитие глубинной природно-техногенной системы «геологическая среда — инфраструктура месторождения».

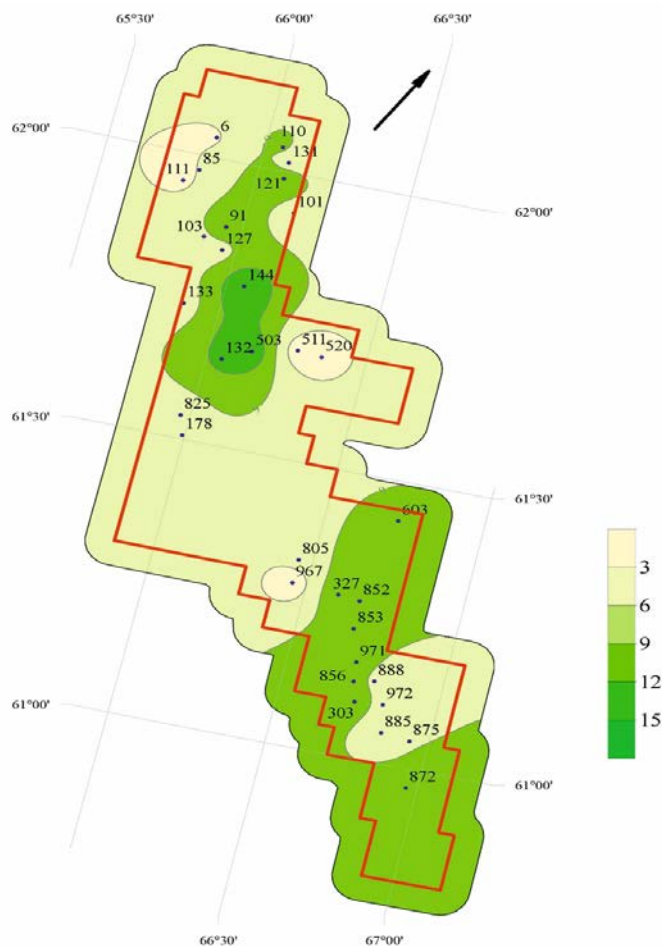
Актуальность исследования обусловлена необходимостью понимания природы формирования гидрогеохимической обстановки в целях ее сохранения, контроля изменения, а также решения всевозможных вопросов прогноза, сохранения и разрушения залежей нефти [1–5].

## **Объект исследований**

Объект исследования — пластовые воды среднеюрского гидрогеологического комплекса Талинского нефтяного месторождения (водовмещающие отложения приурочены к пластам Ю10-11). Отложения исследуемых пластов представлены песчаниками, гравелитами с прослоями алевролитов и аргилли-

тов. Глубина залегания достигает 2 700 м<sup>1</sup>, а мощность отложений — 80 м [6, 7]. Комплекс залегает под аргиллитами радомской пачки (толщина около 40 м).

Многие исследователи-гидрогеологи отмечали, что пластовые воды юрских отложений значительно более неоднородны по химическому составу и минерализации, чем воды вышележащих меловых отложений. В настоящее время основные данные по значениям минерализации и химическому составу подземных вод накоплены по отложениям пластов Ю10-11. По разрезу отложений юрского возраста наблюдается прямая вертикальная гидрогеохимическая зональность, которая заключается в том, что наблюдается закономерное увеличение минерализации пластовых вод от пластов Ю2–Ю9 (тюменская свита) к пластам Ю10-11 (шеркалинская свита) (рис. 1). Средние значения минерализации пластовых вод, соответственно, изменяются от 3,7 до 15,3 г/дм<sup>3</sup>.



**Рис. 1. Схематическая карта распределения минерализации подземных вод юрских отложений**

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

Из пластов Ю10-11 ведется добыча нефтяных углеводородов с использованием системы поддержания пластового давления, агентом заводнения выступает вода, добываемая из вышележащих отложений, либо ее смесь с попутно-добываемыми водами. В настоящее время мы наблюдаем изменчивость минерализации подземных вод нижеюрского комплекса, одновременно с техногенным воздействием на подземные воды изучаемых пластов, месторождение характеризуется сложными геолого-гидрогеологическими и тектоническими условиями, что, возможно, выступает главной причиной изменчивости показателя минерализации, не характерной для юрских отложений других месторождений Западно-Сибирского мегабассейна. Несмотря на соблюдение всех требований по закачке вод в продуктивные пласты, точно прогнозировать процессы взаимодействия в системе «вода — порода» на больших глубинах затруднительно. В связи с вышесказанным необходимым является процесс выяснения причин изменчивости минерализации и химического состава подземных вод нижеюрского комплекса. Ниже рассмотрены геологические и гидрогеологические условия объекта исследований в объеме, необходимом для достижения обозначенной цели исследований.

Талинское нефтяное месторождение, на основе фактических материалов которого было проведено это исследование, приурочено к Ляминскому нефтегазосносному району. Геологический разрез рассматриваемой территории представлен образованиями трех структурно-фациальных этажей: фундамента (PZ), переходного комплекса (доюрские образования) и платформенного чехла.

В тектоническом отношении исследуемая территория расположена в пределах Фроловского геоблока, выступающего 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 водообмена. В пределах рассматриваемой территории в верхней части фундамента широко развиты триасовые отложения. Данные образования представлены вулканогенно-осадочной туринской серией<sup>2</sup>. Также фундамент здесь характеризуется широким развитием разрывных нарушений (рис. 2).

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 кайнозое — с интенсивной разломно-блочной неотектоникой, на этом этапе почти все разломные и трещиноватые зоны Западной Сибири испытывали активизацию [8, 9].

---

<sup>2</sup> Там же. С. 50.

После проведения отбраковки для исследований в пределах пластов Ю10-11 было использовано 35 кондиционных результатов анализов проб подземных вод. Минерализация варьирует от 3,7 до 15,3 г/дм<sup>3</sup>, составляя в среднем 8,9 г/дм<sup>3</sup> (см. рис. 1). По площади месторождения выделяются 4 участка с наиболее низкой минерализацией: до 6–7 г/дм<sup>3</sup>. В целом такие низкие значения являются нетипичными для глубин нижней юры в пределах Западно-Сибирского мегабассейна [10, 11].

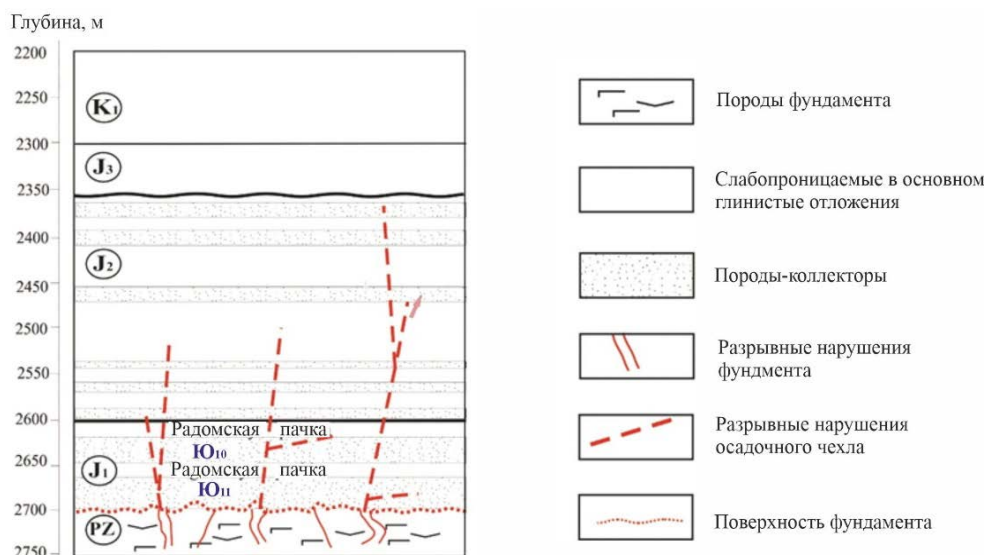
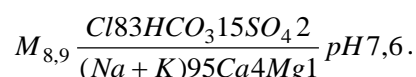


Рис. 2. Схематический геологический разрез западной части Западно-Сибирского мегабассейна

Подземные воды пластов Ю10-11 имеют хлоридный натриевый ионно-солевой состав, формула ионно-солевого состава выглядит следующим образом:



#### Методы исследований и постановка аналитических работ

Основным методом исследования являлось выявление наличия корреляционных связей между минерализацией и параметрами геологической среды. Установлено, что зависимости между физико-химическими характеристиками водных растворов и параметрами геологических условий (глубиной, температурой, давлением, дебитами вод, составом и сложением вмещающих горных пород, расстоянием до возмущающих геохимическое поле природных и техногенных объектов и т. п.) могут рассматриваться в числе простых и информативных способов уточнения генезиса подземных вод [12].

Ниже рассмотрены основные причины выбора использованных в корреляционном анализе параметров для исследуемого Талинского нефтяного месторождения.

Значения величины *пористости пород-коллекторов* могут меняться как в сторону увеличения в результате процессов растворения (выщелачивания), так и в сторону уменьшения в результате процессов вторичного минералообразования. Обе группы процессов напрямую связаны с изменением состава подземных вод вследствие возможного внедрения глубинных высокотемпературных флюидов из фундамента, либо реакций в системе «пластовая вода — порода» при изменении внешних условий.

Анализ характера изменения *величины пластового давления* по латерали и по разрезу дает возможность оценить расположение зон сверхгидростатических и нижегидростатических давлений. Причины формирования зон сверхгидростатических давлений в пределах юрских отложений Талинского месторождения одни исследователи связывают с поступлением глубинных флюидов из фундамента [13, 14], другие — с масштабными процессами отжатия элизонных вод из глинистых отложений нижнего мела (K1) мощностью более 750 м [5, 7, 10].

Характер распределения значений *современной температуры фундамента*, на котором непосредственно залегают отложения пластов Ю10-11, может также указывать на участки с наиболее активными неотектоническими процессами, что, соответственно, отражается на структуре поля минерализации подземных вод. Согласно исследованиям А. Р. Курчикова и Б. П. Ставицкого [15], район исследований характеризуется повышенной температурой фундамента по сравнению с соседними районами.

*Палеотемпература фундамента* также косвенно может указывать на участки, отличавшиеся тектонической активностью. Палеотемпература определяется возрастом консолидации отдельных блоков фундамента, распределением в осадочном чехле песчаных и глинистых пород, обладающих различными теплофизическими свойствами [15, 16].

*Глубина залегания кровли фундамента* напрямую зависит от глубины погружения отложений пластов Ю10-11 и тесно связана с созданием благоприятных условий для формирования зон застойного водообмена, для которых характерны явления концентрирования макро- и микрокомпонентов подземных вод. Также для наиболее погруженных участков явления отжатия элизонных вод, возможно, были выражены более интенсивно [5].

По вышеуказанным параметрам построены линейные зависимости  $y = f(x)$ , где  $y$  — это минерализация, а  $x$ , соответственно, — пористость, пластовое давление, современная температура фундамента, палеотемпература фундамента, глубина залегания фундамента. Далее была оценена теснота связи каждого из этих параметров с минерализацией.

Таким образом, выбор параметров для постановки аналитических работ обоснован также и тем, что значения вышеперечисленных параметров имеют единственную интерпретацию по данным полевых и лабораторных исследо-

ваний. При этом, конечно, следует учитывать, что условия седиментации являются первостепенным фактором, определяющим генезис современного состава подземной гидросферы [16].

### Результаты и обсуждение

Результаты расчетов коэффициентов корреляции значений минерализации пластовых вод нижнеюрского комплекса и пористости, пластового давления, современной температуры фундамента, палеотемпературы фундамента, глубины залегания фундамента приведены в таблице.

#### *Коэффициенты корреляции между величиной минерализации подземных вод пластов Ю10-11 и параметрами геологической среды*

Параметр	Коэффициент корреляции, R	Количество совместных измерений параметров в одной точке замера	Классификация связи
n, %	0,87	30	Тесная
P, МПа	0,91	15	Тесная
T <sub>соврем</sub> , °C	0,17	35	Слабая
T <sub>палео</sub> , °C	0,1	34	Слабая
Hфунд., м	0,49	28	Слабая

График зависимости между минерализацией и пористостью отложенных пластов Ю10-11 показан на рисунке 3.

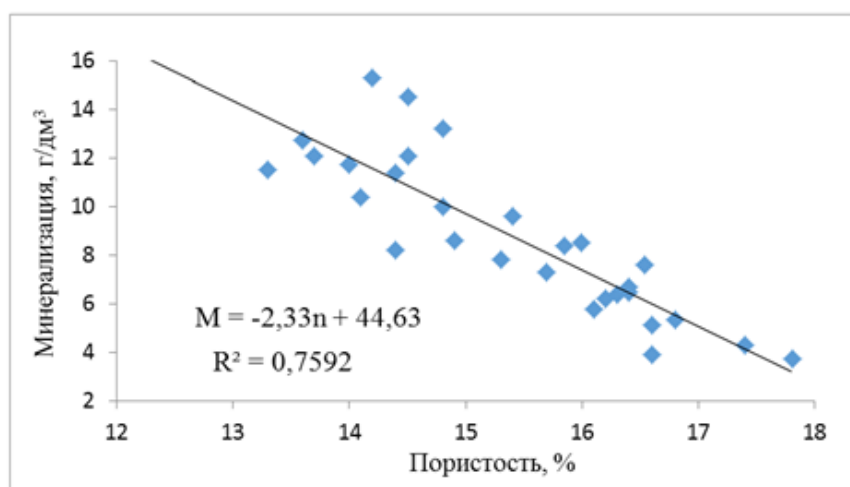


Рис. 3. Зависимость минерализации подземных вод пластов Ю10-11 от пористости

Получена обратная зависимость между этими параметрами: чем больше пористость, тем меньше минерализация. Тесная связь может быть объяснена наличием в течение геологической истории развития Западно-

Сибирского мегабассейна влияния элизионных поровых вод, которые по своему составу являются маломинерализованными и обладают высокой химической активностью [5–7, 11, 17]. А также внедрением глубинных высокотемпературных низкоминерализованных флюидов, воздействие которых привело к растворению породообразующих минералов и разбавлению изначально захороненных седиментационных растворов [13, 15, 18].

Подтверждением этого служат результаты ранее проведенных исследований минералогического состава нижнеюрских отложений Талинского месторождения. В соответствии с полученными результатами [14] для рассматриваемых отложений процесс растворения проявлен достаточно широко, он затрагивает каркасные, пластические и хемогенные компоненты. При этом интенсивность растворения различна: на отдельных зернах полевого шпата фиксируются мелкие поры и каверны, а другие — полностью растворены.

Между минерализацией подземных вод и пластовым давлением также выявлена тесная связь, зависимость прямая. График зависимости между этими параметрами показан на рисунке 4.

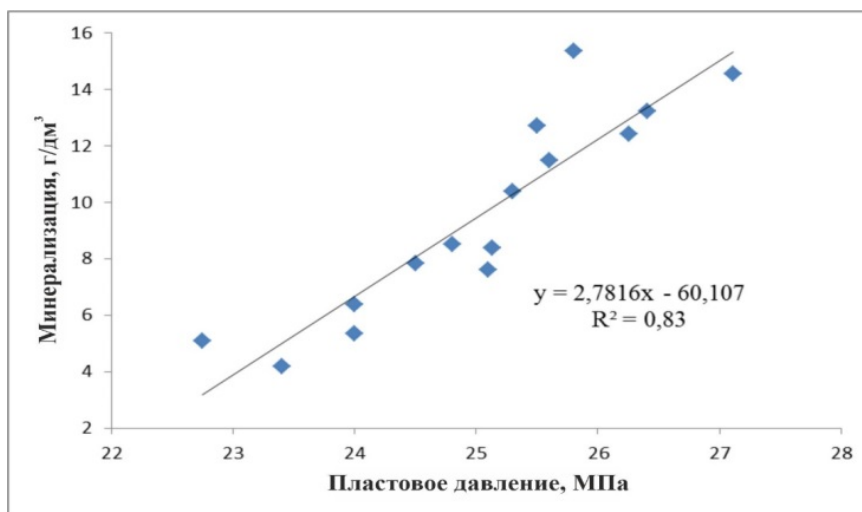


Рис. 4. Зависимость минерализации подземных вод пластов Ю10-11 от пластовых давлений

Пластовые давления, замеренные в тех же интервалах, что и минерализация, меняются в пределах от 22,75 до 27,11 МПа (в среднем составляя 24,91 МПа).

Вероятнее всего, участки повышенного давления с повышенными значениями минерализации являются элементами постэлизионной водонапорной системы, то есть водонапорной системы, которая сформировалась из элизионной при затухании процессов отжатия элизионных вод.



В таких системах вследствие закрытости происходит рост минерализации подземных вод.

Кроме этого, для объяснения выявленной зависимости необходимо учесть и геодинамические условия<sup>3</sup>: по данным исследований гравитационного поля [5, 8, 9, 17, 19], в исследуемом районе фиксируется зона растяжения земной коры. Вероятно, на протяжении тектонического развития территории происходило «засасывание» седиментационных вод в разрывные нарушения фундамента, что чередовалось с поступлением низкоминерализованных глубинных флюидов также по разрывным нарушениям фундамента.

Модель формирования гидрогеологического поля таким путем описана В. И. Дюниным и названа «пульсационно-флюидогеотермодинамической» [14]. При принятии этой модели развития разрывные нарушения осадочного чехла и фундамента являются путями вертикальной миграции флюидов.

На рисунках 5 и 6 приведены карты-схемы распределения современных температур и палеотемператур фундамента. При визуальном сравнении распределения современных и палеотемператур фундамента (рис. 5, 6) с распределением величины минерализации пластов Ю10-11 (см. рис. 1) каких-либо отдельных участков наличия зависимостей не наблюдается.

В классическом представлении увеличение температуры способствует накоплению ионов в составе седиментогенных вод и увеличению минерализации по мере углубления водоносных горизонтов, но это представление не находит подтверждения в пределах района исследований. Полученная слабая зависимость является следствием существования постэлизионной системы и, вероятно, затухания неотектонических процессов на современном этапе развития Западно-Сибирского мегабассейна.

Как слабая классифицируется и связь между величиной минерализации и глубиной залегания кровли фундамента ( $R = 0,49$ ). Вероятно, этот фактор не отражается на современном поле минерализации подземных вод нижнеюрского комплекса, его действие ослабло в течение геологического развития Западно-Сибирского мегабассейна.

Исходя из значений коэффициентов корреляции была выявлена тесная связь между значениями минерализации и пористостью отложений ( $R = 0,87$ ), очень тесная — между минерализацией и пластовым давлением ( $R = 0,91$ ). Связи между минерализацией и остальными параметрами слабо прослеживаются, и влияние этих величин имеет подчиненный характер.

---

<sup>3</sup> Геология и нефтегазоносность ... С. 85.

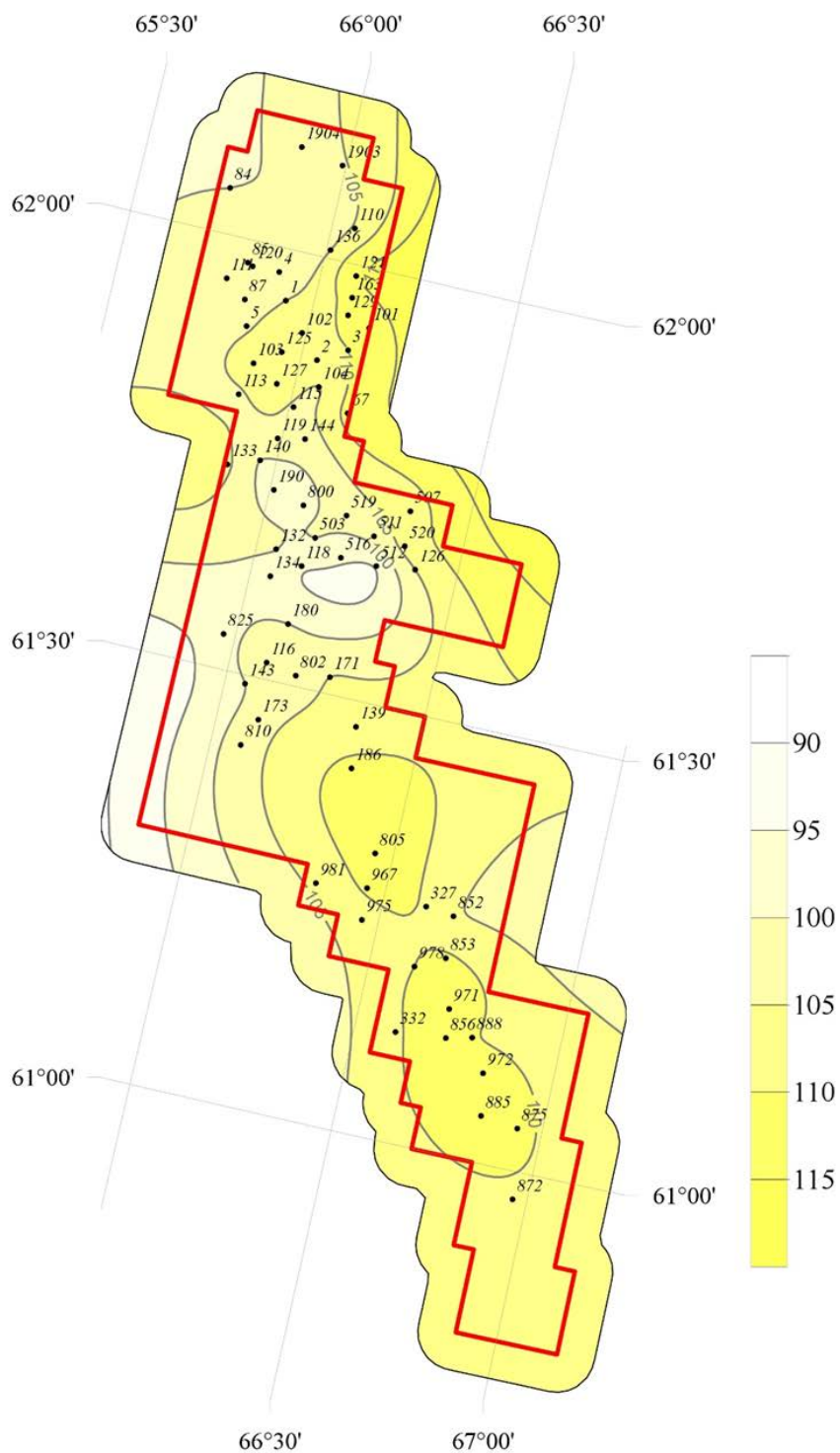
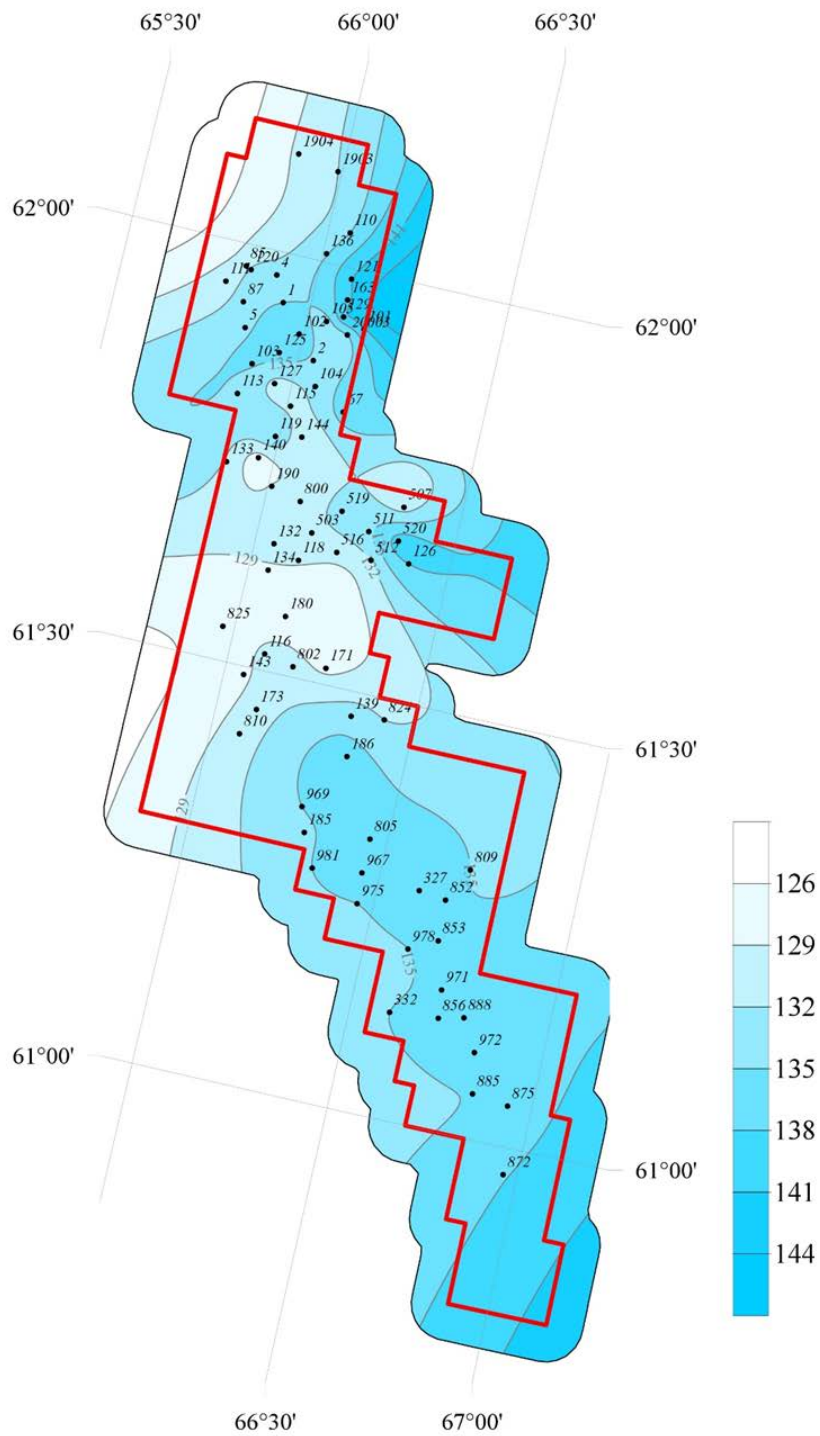


Рис. 5. Схематическая карта распределения современной температуры фундамента в пределах Талинского нефтяного месторождения



**Рис. 6. Схематическая карта распределения палеотемператур фундамента в пределах Талинского нефтяного месторождения**

## **Выводы**

По результатам анализов 35 кондиционных проб подземных вод подземные воды пластов Ю10-11 юрских отложений Талинского нефтяного месторождения отнесены к хлоридным натриевым водам по ионно-солевому составу и к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину. Построенная по значениям минерализации схематическая карта демонстрирует неоднородность поля распределения минерализации. Среднее значение минерализации составляет  $8,9 \text{ г/дм}^3$ , варьируя от  $3,7$  до  $15,3 \text{ г/дм}^3$ .

Анализ результатов исследований глубоких нефтегазоносных горизонтов в Западной Сибири, выполненных на протяжении последних десятилетий разными авторами, позволил выявить две основные группы причин формирования неоднородности поля минерализации в пределах района исследований: элизионный водообмен и периодическое поступление высокотемпературных низкоминерализованных глубинных флюидов по разрывным нарушениям. Подземные воды нижнеюрского комплекса представляют собой результат смешения и взаимодействия седиментационных вод, накопленных вместе с осадком, отжатых поровых вод, глубинных вод палеозойских отложений и периодически поступающих из фундамента глубинных вод.

Также на состав исследуемых вод пластов Ю10-11 оказывает влияние смешение с водами вышележащих апт-альб-сеноманских отложений, происходящее в результате закачки последних в пласты Ю10-11 для целей поддержания пластового давления.

Анализ связи основных параметров геологической среды со значениями минерализации подземных вод изучаемого комплекса позволил выявить, что тесная связь прослеживается между значениями минерализации и пористостью отложений ( $R = 0,87$ ), очень тесная — между минерализацией и пластовым давлением ( $R = 0,91$ ), что также является подтверждением преобладающего влияния на изменчивость минерализации природных факторов формирования над техногенными. Полученные коэффициенты корреляции свидетельствуют о том, что формирование пониженных в региональном плане современных значений минерализации подземных вод — следствие континентальных условий формирования подземных вод, процессов элизионного водообмена, для которых изначально были созданы благоприятные природные условия. Внедрение глубинных флюидов по разрывным нарушениям способствовало контрастности значений поля минерализации. К разрывным нарушениям, безусловно, приурочены гидротермо- и геохимические аномалии.

## **Список источников**

1. Нефтегазовая гидрогеология : учебник / А. А. Карцев, С. Б. Вагин, В. П. Шугрин, Ю. И. Брагин. – Москва : Нефть и газ, 2001. – 258 с. – Текст : непосредственный.

2. Геофлюидодинамическая концепция поисков скоплений углеводородов в земной коре / Л. А. Абукова, Ю. А. Волож, А. Н. Дмитриевский, М. П. Антипов. – DOI 10.31857/S0016-853X2019379-91. – Текст : непосредственный // Геотектоника. – 2019. – № 3. – С. 79–91.
3. Матусевич, В. М. Литогидрогеохимия — методологическая основа наращивания ресурсной базы углеводородов / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, Р. Н. Абдрашитова. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений Нефть и газ. – 2011. – № 5 (89). – С. 10–17.
4. Абукова, Л. А. Роль водонапорных систем древних осадочных бассейнов в процессах нефтегазонакопления / Л. А. Абукова, М. Е. Селиверстова, 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.
5. Матусевич, В. М. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазонаосности Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 225 с. – Текст : непосредственный.
6. 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>.
7. Abdrashitova, R. N. Structure of the hydrogeological field of the Krasnoleninsky arch / R. N. Abdrashitova, Yu. I. Salnikova. – Text : electronic // IOP Conference Series : Earth and Environmental Science, Tyumen, 28–29 September 2018. – Vol. 181. – URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/181/1/012001>.
8. Перспективы выделения продуктивных участков в юрских отложениях на площадях Фроловской нефтегазоносной области / С. Р. Бембель, Р. М. Бембель, Р. В. Авершин, В. А. Корнев. – DOI 10.31660/0445-0108-2018-4-7-14. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 4. – С. 7–14.
9. Киричек, А. В. Прогноз трещинно-кавернозных коллекторов в продуктивных породах Краснolenинского свода по рассеянным волнам / А. В. Киричек, М. А. Зверев. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 1. – С. 24–33.
10. Матусевич, В. М. Гидрогеологическая стратификация Западно-Сибирского мегабассейна по новым данным / В. М. Матусевич, Л. А. Ковяткина. – Текст : непосредственный // Развитие минерально-сырьевой базы Сибири : от Обручева В. А., Усова М. А., Урванцева Н. Н. до наших дней. Материалы Всероссийского форума с международным участием, посвященного 150-летию академика Обручева В. А., 130-летию академика Усова М. А. и 120-летию профессора Урванцева Н. Н. – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический ун-т, 2013. – С. 528–531.
11. 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.
12. Букаты, М. Б. Обработка и интерпретация данных в нефтегазопроисковой гидрогеологии : учебное пособие / М. Б. Букаты, В. А. Зуев ; Томский политехнический институт им. С. М. Кирова. – Томск : Томский политехнический институт им. С. М. Кирова, 1990. – 96 с. – Текст : непосредственный.

13. Розин, А. А. Подземные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна и их формирование / А. А. Розин ; под редакцией В. А. Кротова ; АН СССР. – Новосибирск : Наука, 1977. – 101 с. – Текст : непосредственный.
14. 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.
15. Курчиков, А. Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий. – Москва : Недра, 1987. – 134 с. – Текст : непосредственный.
16. 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.
17. Запивалов, Н. П. Нефтегазовая геофлюидодинамика / Н. П. Запивалов. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе. – Москва : ГЕОС, 2007. – С. 46–62.
18. Зосимов, Ф. Н. Диффузный слой и минерализация пластовых вод / Ф. Н. Зосимов. – Тюмень : СофтДизайн, 1995. – 192 с. – Текст : непосредственный.
19. Карцев, А. А. Связь аномально низких пластовых давлений с рифогенными зонами Сибири / А. А. Карцев, В. М. Матусевич, Ю. Н. Яковлев. – Текст : непосредственный // Геотектоника. – 1989. – № 2. – С. 86–88.

### **References**

1. Kartsev, A. A., Vagin, S. B., Shugrin, V. P., & Bragin, Yu. I. (2001). Neftegazovaya gidrogeologiya. Moscow, Neft' i gaz Publ., 258 p. (In Russian).
2. Abukova, L. A., Volozh, Y. A., Dmitrievsky, A. N., & Antipov, M. P. (2019). Geofluid dynamic concept of prospecting for hydrocarbon accumulations in the earth crust. *Geotectonics*, (3), pp. 79-91. (In Russian). DOI: 10.31857/S0016-853X2019379-91
3. Matusевич, V. M., Ryl'kov, A. V., & Abdrashitova, R. N. (2011). Litho-hydrogeochemistry - a methodological basis of hydrocarbon resources base build-up. *Higher Educational Institutions News. Neft' I Gaz*, (5(89)), pp. 10-17. (In Russian).
4. 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
5. Matusевич, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). Geoflyudal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyna. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).
6. 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>
7. Abdrashitova, R. N., & Salnikova, Yu. I. (2018). Structure of the hydrogeological field of the Krasnoleninsky arch. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, Tyumen, September, 28-29, 2018. Vol. 181. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/181/1/012001>

8. Bembel, S. R., Bembel, R. M., Avershin, R. V., & Kornev, V. A. (2018). Prospects for the allocation of productive sites in Jurassic sediments in the areas of the Frolovskaya oil and gas bearing region. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 7-14. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-4-7-14
9. Kirichek, A. V., & Zverev, M. A. (2011). Forecast of fracture-cavernous reservoirs presence in producing rocks of Krasnoleninsky arch by scattered waves method. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (1), pp. 24-33. (In Russian).
10. Matushevich, V. M., & Kovyatkina, L. A. (2013). *Gidrogeologicheskaya stratifikatsiya Zapadno-Sibirskogo megabasseyina po novym dannym. Razvitie mineral'no-syr'evoy bazy Sibiri: ot Obrucheva V. A., Usova M. A., Urvantseva N. N. do nashikh dney. Materialy Vserossiyskogo foruma s mezhdunarodnym uchastiem, posvyashchennogo 150-letiyu akademika Obrucheva V. A., 130-letiyu akademika Usova M. A. i 120-letiyu professora Urvantseva N. N. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ.*, pp. 528-531. (In Russian).
11. 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).
12. Bukaty, M. B., & Zuev, V. A. (1990). *Obrabotka i interpretatsiya dannykh v neftegazoposkovoy gidrogeologii. Tomsk, Tomskiy politekhnicheskii institut im. S. M. Kirova Publ.*, 96 p. (In Russian).
13. Rozin, A. A. (1977). *Podzemnye vody Zapadno-Sibirskogo artezianskogo basseyna i ikh formirovanie. Novosibirsk, Nauka Publ.*, 101 p. (In Russian).
14. Dyunin, V. I. (2000). *Gidrodinamika glubokikh gorizontov neftegazonosnykh basseynov. Moscow, Nauchnyy mir Publ.*, 472 p. (In Russian).
15. Kurchikov, A. R., & Stavitskiy, B. P. (1987). *Geotermiya neftegazonosnykh oblastey Zapadnoy Sibiri. Moscow, Nedra Publ.*, 134 p. (In Russian).
16. 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).
17. Zapivalov, N. P. (2007). *Neftegazovaya geoflyuidodinamika. Neftegazovaya gidrogeologiya na sovremennom etape. Moscow, GEOS Publ.*, pp. 46-62. (In Russian).
18. Zosimov, F. N. (1995). *Diffuznyy sloy i mineralizatsiya plastovykh vod. Tyumen, SoftDizayn Publ.*, 192 p. (In Russian).
19. Kartsev, A. A., Matushevich, V. M., & Yakovlev, Yu. N. (1989). Svyaz' anomal'no nizkikh plastovykh davleniy s rifogennymi zonami Sibiri. *Geotektonika*, (2), pp. 86-88. (In Russian).

#### **Информация об авторах / Information about the authors**

**Абрашитова Римма Наильевна**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник лаборатории геолого-гидрогеологического сопровождения процесса разработки месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, [abdrashitovarn@tyuiu.ru](mailto:abdrashitovarn@tyuiu.ru), ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7060-0701>

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

**Бердова Дарья Владимировна**, лаборант лаборатории геолого-гидрогеологического сопровождения процесса разработки месторождений углеводородов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Полуянов Михаил Григорьевич**, 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>

**Заватский Михаил Дмитриевич**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник лаборатории геолого-гидрогеологического сопровождения процесса разработки месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0658-4759>

**Тюльков Михаил Анатольевич**, младший научный сотрудник лаборатории геолого-гидрогеологического сопровождения процесса разработки углеводородов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Daria V. Berdova**, Laboratory Assistant at the Laboratory of Geological and Hydrogeological Support for the Development of Hydrocarbon Fields, Industrial University of Tyumen

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

**Mikhail D. Zavatsky**, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor, Leading Researcher at the Laboratory of Geological and Hydrogeological Support for the Development of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0658-4759>

**Mikhail A. Tyulkov**, Junior Researcher at the Laboratory of Geological and Hydrogeological Support for the Development of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 05.12.2023; одобрена после рецензирования 17.01.2024; принята к публикации 23.01.2024.

The article was submitted 05.12.2023; approved after reviewing 17.01.2024; accepted for publication 23.01.2024.