

**Гидрогеохимические условия ниже-среднеюрского комплекса
Ем-Еговского нефтяного месторождения**

Р. Н. Абдрашитова*, Т. В. Семенова, М. А. Кадыров, С. В. Воробьева

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**abdrashitovarn@tyuiu.ru*

Аннотация. Актуальность исследования структуры гидрогеохимических полей глубоких нефтегазоносных горизонтов Западной Сибири связана с прикладными и фундаментальными вопросами нефтегазовой гидрогеологии. В статье представлены результаты анализа гидрогеохимического поля ниже-среднеюрского гидрогеологического комплекса Ем-Еговского нефтяного месторождения, входящего в состав Красноленинской группы месторождений. Цель исследования — изучить факторы формирования контрастности гидрогеохимического поля месторождения. Анализ ионно-солевого состава вод по площади показал, что в основном подземные воды относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину и характеризуются достаточно большим разбросом значений минерализации (от 4,5 до 16,1 г/дм³, при среднем значении 8,6 г/дм³). Расчеты изменения генетических коэффициентов метаморфизации: натрий-хлорного (значения варьируют от 0,9 до 1,4 при среднем 1,1) и хлор-бромного (от 105 до 254,6 при среднем 177,2) в подземных водах в комплексе с анализом палеогеографических и тектонических условий района исследований позволили отнести воды к седиментогенным, подвергшимся значительной метаморфизации.

Температурное поле в пределах изучаемого месторождения характеризуется неоднородностью, одной из главных причин которой является поступление глубинных флюидов из фундамента по разрывным нарушениям. В комплексе это сформировало условия для глубокой метаморфизации химического состава вод и высокой активности процессов в системе «вода — порода». Также на структуру гидрогеохимического поля значительное воздействие оказали условия литостатической водонапорной системы и влияние питающей провинции — Уральского обрамления.

Ключевые слова: нефтегазовая гидрогеология, палеогидрогеология, минерализация подземных вод, пластовая температура

Для цитирования: Гидрогеохимические условия ниже-среднеюрского комплекса Ем-Еговского нефтяного месторождения / Р. Н. Абдрашитова, Т. В. Семенова, М. А. Кадыров, С. В. Воробьева. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-2-9-18 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 2. – С. 9–18.

**Hydrogeochemical conditions of the Lower-Middle Jurassic complex,
the Em-Egovsky oil field**

**Rimma N. Abdrashitova*, Tatyana V. Semenova, Marsel A. Kadyrov,
Seema V. Vorobjeva**

Abstract. The research relevance of the structure of deep oil and gas horizons' hydrogeochemical fields in Western Siberia is associated with applied and fundamental issues of oil and gas hydrogeology. The article presents the hydrogeochemical field analysis results of the Lower-Middle Jurassic hydrogeological complex, the Em-Egovsky oil field, which is part of the Krasnoleninsk fields group. The research aim was to establish the reasons for the contrast formation in the hydrogeochemical deposit field. We analyzed ion-salt composition of waters over the area (mainly groundwaters belong to the hydrocarbonate-sodium type according to V. A. Sulin) and revealed a fairly large scatter of salinity values (from 4.5 to 16.1 g/dm³, with an average value of 8.6 g/dm³). Study of the genetic sodium-chloride behavior (values vary from 0.9 to 1.4 with an average of 1.1) and chlorine-bromine coefficients (values vary from 105 to 254.6 with an average of 177.2) in groundwater in combination with the analysis of paleogeographic and tectonic allowed classifying waters as sedimentogenic, undergone significant metamorphization.

The conditions for the waters formation made it possible to classify the waters as sedimentogenic, after significant metamorphization. The study of the deposit temperature field gave grounds to assume that one of the reasons for the hydrogeochemical field contrast is the inflow of deep fluids from the basement along faults. In addition, the structure of the hydrogeochemical field was significantly influenced by its formation in the environment of a lithostatic water pumping system and by the feeding province - the Ural framing.

Keywords: oil and gas hydrogeology, paleohydrogeology, groundwater salinity, reservoir temperature

For citation: Abdrashitova, R. N. Semenova, T. V. Kadyrov, M. A., & Vorobjeva, S. V. (2022). Hydrogeochemical conditions of the Lower-Middle Jurassic complex, the Em-Egovsky oil field. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 9-18. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-2-9-18

Введение

Гидрогеохимические и гидродинамические закономерности формирования подземных вод глубоких нефтегазоносных горизонтов, информация о микрокомпонентном и газовом составе пластовых вод может быть использована для решения различных задач геологии нефти и газа. В частности, результаты анализа механизмов формирования гидрогеохимии подземных водных растворов мезозойских отложений Западной Сибири могут быть использованы при разработке палеогидрогеологических критериев нефтегазоносности.

Многие специалисты в сфере геологии нефти и газа, нефтегазовой гидрогеологии указывают на сложность геологических и гидрогеологических условий¹ месторождений Краснolenинского нефтегазоносного района [1–5]. В первую очередь это связано со строением и литологическим составом отложений юрского возраста.

Объект и методы исследования

Em-Egovское нефтяное месторождение входит в состав Краснolenинской группы месторождений и находится в западной части ХМАО — Югры. Юрские отложения перекрываются глинистыми осадками неокомского возраста мощностью около 700 м. В настоящее время не произведена оценка количества элизионных вод, поступивших в юрские коллекторы в течение процесса заполнения осадками Западно-Сибирской геосинеклизы

¹ Шпильман, А. В., Мясникова, Г. П., Плавник, Г. И. Атлас «Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса по территории ХМАО — Югры». — Тюмень: НАЦ РН им. В. И. Шпильмана. — 193 с.

из данной толщи. Наличие данных отложений способствовало формированию в районе исследований элизионной водонапорной системы (ВНС) литостатического типа. Элизионные воды по А. А. Карцеву [6] при отжати из глинистых отложений в процессе увеличения геостатической нагрузки способны растворять различные виды органических соединений. Несмотря на отсутствие такой оценки, данный район, по мнению В. М. Матусевича [4, 5, 7], с большой долей вероятности может быть назван региональной зоной нефтегазообразования. Механизмы протекания процесса отжати элизионных вод и трансформации в результате этого химического состава пластовых вод приведены в работе Ф. Н. Зосимова [8].

Расчеты числа циклов элизионного водообмена в районе исследований усложняются необходимостью учета большой мощности глинистых отложений. В работе А. Э. Конторовича [9] приведена модель нефтепроизводящей толщи, согласно которой эмиграция углеводородов при больших мощностях глинистых отложений происходит только из краевых частей пласта, в центральной части отжати не происходит, а битумы по компонентному составу близки к автохтонным (первичным). Отжати элизионных вод не только определяет процессы нефтегазообразования, но и способствует опреснению вод, так, средняя минерализация подземных вод нижне-среднеюрского гидрогеологического комплекса Ем-Еговского месторождения (которые являются объектом исследования) составляет $8,76 \text{ г/дм}^3$, что ниже регионального гидрогеохимического фона.

Вторым обстоятельством, определяющим сложность района исследований и особенности гидрогеохимических условий, является наличие большого количества тектонических нарушений в фундаменте, которые способствуют появлению участков геодинамической ВНС в юрских отложениях. Тектонические нарушения оказывают влияние на гидрогеохимические условия вследствие их гидравлической проводимости или, наоборот, экранирующей способности вследствие аутигенного минералообразования [1, 4].

Результаты и их обсуждение

Породы-коллекторы юрских осадков в пределах рассматриваемой площади представлены типично полимиктовыми разномерными песчаниками и алевролитами. Среднее значение коэффициента пористости составляет 14,1 %, проницаемости — $3,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Исследуемые воды относятся к хлоридным натриевым, ниже приведена формула ионно-солевого состава:

$$M_{8,6} \frac{Cl88HCO_310 SO_42}{(Na + K)95Ca4Mg1}$$

По В. А. Сулину преобладает гидрокарбонатно-натриевый тип, реже встречается хлоридно-кальциевый. Средняя минерализация составляет $8,76 \text{ г/дм}^3$.

Сложность анализа гидрогеохимических условий юрских отложений заключается также в крайне неоднородном опробовании пластовых вод при разведке и эксплуатации месторождений. Для изучения гидрогеохимических условий Ем-Еговского месторождения были использованы резуль-

таты химических анализов 13 проб пластовых вод, отобранных после отбраковки некачественных образцов воды.

Статистические характеристики показателей состава подземных вод ниже-среднеюрского гидрогеологического комплекса Ем-Еговского нефтяного месторождения приведены в таблице.

**Статистические характеристики показателей состава
подземных вод ниже-среднеюрского гидрогеологического комплекса
Ем-Еговского месторождения**

Показатель	Единицы измерения	Объем выборки, шт.	Наименьшее значение	Наибольшее значение	Среднее значение
Минерализация	г/дм ³	13	4,49	16,12	8,64
Na ⁺ +K ⁺	мг/дм ³	13	1 650	5 310	3 013
Ca ²⁺		13	8	740	151
Mg ²⁺		10	6	18	12
SO ₄ ²⁺		12	16	290	114
Cl ⁻		13	2 056	9 397	2 056
HCO ₃ ⁻		13	195	1 379	745
Г		13	1	8	5
Br ⁻		13	8	61	27
I ⁻		13	4	25	12
CO ₃ ²⁻		5	24	360	161

Водорастворенные газы относятся к метановому типу (по Л. М. Зорькину). Содержание метана (CH₄) составляет 95%, азота (N₂) — 4 %, углекислого газа (CO₂) — около 2 %, остальные газы содержатся в незначительных количествах.

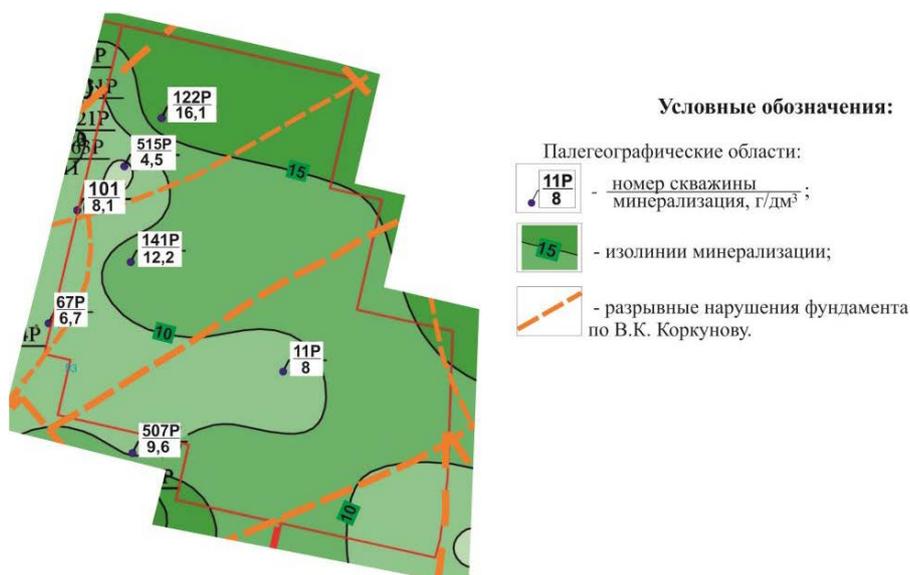


Рис. 1. Карта-схема изменения минерализации подземных вод юрских отложений Ем-Еговского месторождения нефти

Как указывалось ранее, территория Ем-Еговского месторождения характеризуется большим количеством разрывных нарушений. На рисунке 1 показана карта-схема изменения минерализации по площади с учетом разрывных нарушений.

В пределах рассматриваемой площади наблюдается увеличение минерализации от менее 10 до 16,1 г/дм³ в северо-восточном направлении, которое коррелируется с наличием разрывных нарушений (по В. К. Коркунову), что также не нарушает общий региональный гидрогеохимический фон, сформировавшийся под влиянием питающей провинции — Урала [10, 11].

По данным В. М. Матусевича [12], в микрокомпонентном составе подземных вод западной части Западно-Сибирского мегабассейна, и в частности Красноленинского нефтегазоносного района, фиксируется сложная гидрогеохимическая обстановка, связанная с влиянием Урала. Район исследований характеризуется высоким содержанием никеля, титана и меди в пластовых водах, что объясняется продолжающимся химическим разрушением обломков по мере удаления от Урала. Увеличение содержания микроэлементов с глубиной является следствием длительного контакта подземных вод с породообразующими минералами.

Для определения происхождения пластовых вод были использованы генетические коэффициенты метаморфизации: натрий-хлорный (rNa/rCl) и хлор-бромный (Cl/Br) [13, 14].

Для подземных вод ниже-среднеюрского гидрогеологического комплекса среднее значение коэффициента метаморфизации rNa/rCl составило 1,1 (минимальное — 0,9, максимальное — 1,4). Величина данного коэффициента в океанической воде составляет 0,87, и в случае если этот коэффициент превышает 0,87, то водные растворы считаются малометаморфизованными инфильтрогенными, либо седиментогенными, сформированными из опресненных водоемов [14]. Изменение данного коэффициента в зависимости от минерализации для Ем-Еговского месторождения показано на рисунке 2.

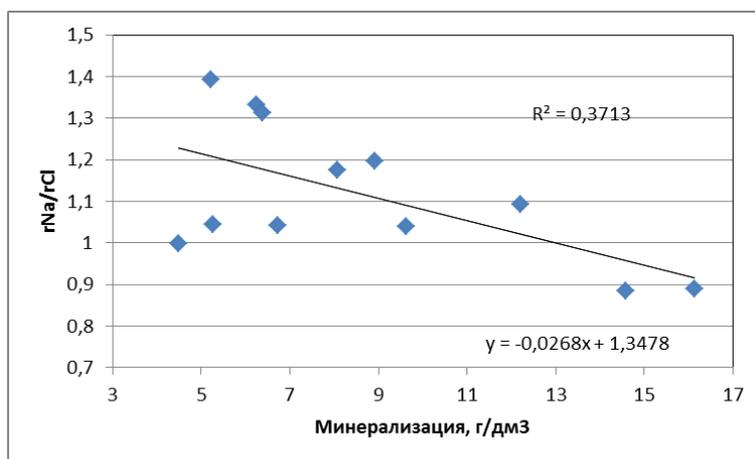


Рис. 2. График зависимости натрий-хлорного коэффициента от величины минерализации ниже-среднеюрского гидрогеологического комплекса Ем-Еговского месторождения нефти

Натрий-хлорный коэффициент находится в обратной зависимости от минерализации, коэффициент корреляции составляет $r = 0,61$, следовательно, такая связь относится к «средним» согласно классификации коэффициентов корреляции ($0,5 < r < 0,69$).

Среднее значение генетического хлор-бромного коэффициента для подземных вод рассматриваемого комплекса составляет 177,2 (минимальное — 105,0, максимальное — 254,6). Считается [14, 15], что значение данного коэффициента менее 300 указывает на то, что водные растворы имеют седиментогенный (талассогенный) генезис или являются сильнометаморфизованными инфильтрационными. График зависимости хлор-бромного (Cl/Br) коэффициента от величины минерализации показан на рисунке 3. Коэффициент корреляции составляет 0,1, что относится к «очень слабым» связям по классификации коэффициентов корреляции. Анализ зависимости генетических коэффициентов метаморфизации дает основание отнести пластовые воды ниже-среднеюрского комплекса к метаморфизованным седиментогенным.

Гидрогеохимическая информация в данном случае (состав подземных вод и генетические коэффициенты) должна рассматриваться в комплексе с палеогеографическими и тектоническими условиями формирования вод. Палеогеографические условия [16] формирования подземных вод коллекторов юры определялись положением месторождения в пределах эрозионно-денудационной полого-увалистой равнины, лишь небольшая часть на северо-западе была занята денудационно-аккумулятивной и озерно-аллювиальной равниной, таким образом, это время характеризовалось континентальным режимом осадконакопления. Значение минерализации подземных вод в это время составляло не более 10 г/л [5] — наибольшей минерализации гидрокарбонатного и сульфатного типов вод по В. А. Сулину, образующихся в континентальных условиях.

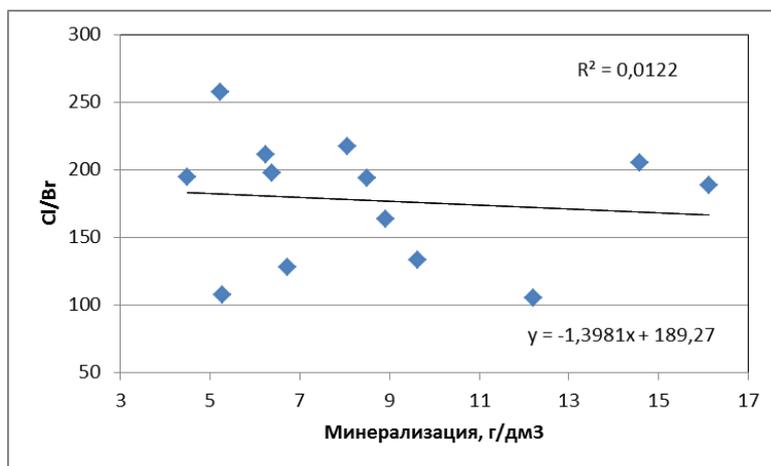


Рис. 3. График зависимости хлор-бромного коэффициента от величины минерализации ниже-среднеюрского гидрогеологического комплекса Ем-Еговского месторождения нефти

В целом существующая гидрогеохимическая обстановка нижне-среднеюрского комплекса отражает палеогеографические условия формирования пластовых вод, и воды исследуемого комплекса могут рассматриваться как седиментогенные. При этом контрастность ионно-солевого состава (разброс значений минерализации составляет $11,6 \text{ г/дм}^3$), по нашему мнению, связана с процессами метаморфизации пластовых вод за счет влияния температурного фактора и внедрения глубинных флюидов.

Температуры фундамента в пределах рассматриваемого месторождения являются высокими в региональном плане. Это создает, с одной стороны, условия для глубокой метаморфизации состава вод вследствие высокой активности процессов в системе «вода — порода», с другой стороны, свидетельствует о непростых глубинных условиях и возможном поступлении высокотемпературных глубинных флюидов по разрывным нарушениям (см. рис. 1). На рисунке 4 показана структура температурного поля фундамента месторождения (построена по данным А. Р. Курчикова [3, 17]).

Доказательства наличия этого процесса в районе исследований приводятся в работах многих исследователей [2, 18, 19]. На основе минералогического анализа М. Ю. Зубковым показана высокая вероятность воздействия на породы и воды нижне-среднеюрского комплекса высокоэнталийных высокотемпературных флюидов в пределах Галинской площади, находящейся в непосредственной близости от Ем-Еговского месторождения [2]. С этих же позиций автор объясняет преобладание в нижне-среднеюрском комплексе рассматриваемого месторождения гидрокарбонатно-натриевого типа вод по В. А. Сулину.

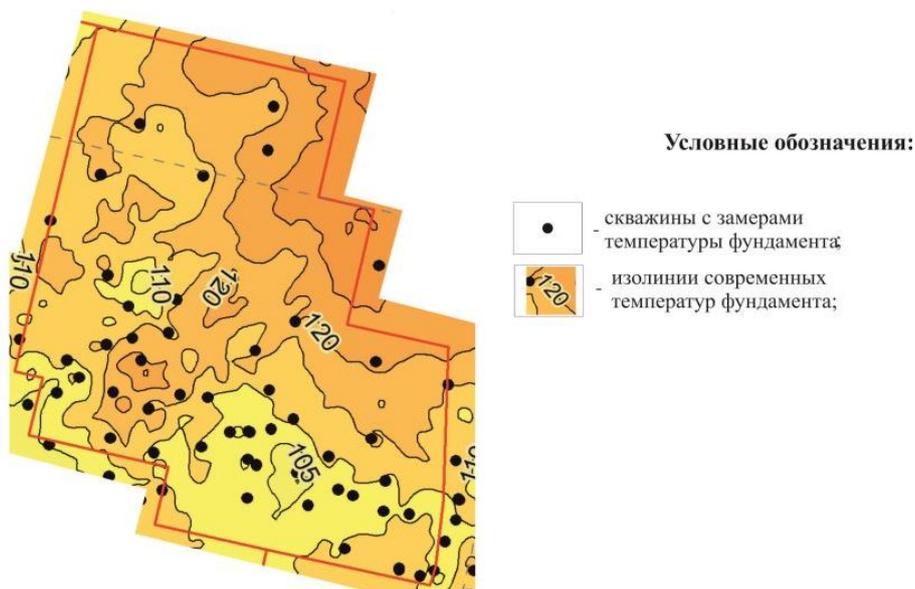


Рис. 4. Карта-схема температурного поля фундамента в пределах Ем-Еговского месторождения нефти

О значительных масштабах миграции флюидов из фундамента в данном районе свидетельствуют данные о составе нефтей [19] и прослежива-

нии каналов вертикальной миграции на волновых картинах юрских отложений [18]. В юрских отложениях на Ем-Еговском месторождении присутствует микрофлора раннепалеозойского возраста. Также нефти этого комплекса содержат палеонтологические остатки палеозойского, в некоторых случаях триасового возраста. По данным К. Р. Чепикова, на месторождении и в апт-альб-сеноманских отложениях в составе микрофлоры выделено приблизительно 50 % более древних миграционных форм [19].

Выводы

Гидрогеохимический облик подземных водных растворов нижне-среднеюрского комплекса Ем-Еговского месторождения формировался и продолжает формироваться под влиянием множества различных факторов, к которым относятся палеогеографические условия формирования; принадлежность района к литостатической ВНС, предопределившей поступление элизионных вод; высокие температуры фундамента, влияющие на активность процессов ионного обмена в системе «вода — порода»; влияние питающей провинции — Урала. Особая группа вопросов формирования гидрогеохимических условий месторождения касается тектонической активности района исследований, которая влияет на вещественный и газовый состав пластовых вод и их гидрогеодинамику. Решение этих вопросов осложняется неоднородной опробованностью на настоящее время подземных вод комплекса. В качестве одного из вариантов продолжения исследования мы видим проведение изотопного анализа подземных вод, которое позволило бы количественно доказать связь положения разрывных нарушений и структуры гидрогеохимического поля нижне-среднеюрского комплекса Ем-Еговского месторождения.

Список источников

1. 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.
2. Гидротермальные процессы в шеркалинской пачке Талинского месторождения (Западная Сибирь) / М. Ю. Зубков, С. В. Дворак, Е. А. Романов, В. Я. Чухланцева. – Текст : непосредственный // Литология и полезные ископаемые. – 1991. – № 3. – С. 122–132.
3. Курчиков, А. Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий, – Москва : Недра, 1987. – 134 с. – Текст : непосредственный.
4. 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.
5. Матусевич, В. М. Геофлюидалные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 225 с. – Текст : непосредственный.
6. Карцев, А. А. Палеогидрогеология : монография / А. А. Карцев, С. Б. Вагин, Е. А. Басков. – Москва : Недра, 1969. – 152 с. – Текст : непосредственный.
7. Матусевич, В. М. Проблемы нефтегазопромысловой гидрогеологии в Западно-Сибирском мегабассейне (ЗСМБ) / В. М. Матусевич. – Текст : непосредственный // Нефть и газ Западной Сибири : материалы международной научно-технической конференции, Тюмень, 12–13 ноября 2003 г. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2003. – С. 20–21.
8. Зосимов, Ф. Н. Диффузный слой и минерализация пластовых вод / Ф. Н. Зосимов. – Тюмень : СофтДизайн, 1995. – 192 с. – Текст : непосредственный.

9. Конторович, А. Э. Очерки теории нефтидогенеза : избранные статьи = *Studies on the theory of naphthide genesis : selected articles* / А. Э. Конторович ; науч. ред. С. Г. Неручев ; Рос. акад. наук. Сиб. отд-ние. Объед. ин-т геологии, геофизики и минералогии, Ин-т геологии нефти и газа. – Новосибирск : Изд-во СО РАН. Фил. «Гео», 2004. – 545 с. – Текст : непосредственный.
10. Гидрогеология СССР. Т. 14 : Урал / Уральское territor. геол. упр. ; под редакцией В. Ф. Прейс. – Москва : Недра, 1972. – 648 с. – Текст : непосредственный.
11. Рылков, С. А. Глубинное строение и металлогения Урала : сопоставление глубинной структуры Южного, Среднего и Полярного Урала / С. А. Рылков, А. В. Рыбалка, К. С. Иванов. – Текст : непосредственный // *Литосфера*. – 2013. – № 1. – С. 3–16.
12. Матусевич, В. М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского артезианского бассейна / В. М. Матусевич. – Москва : Недра, 1976. – 158 с. – Текст : непосредственный.
13. Крайнов, С. Р. Гидрогеохимия / С. Р. Крайнов, В. М. Швец. – Москва : Недра, 1992. – 463 с. – Текст : непосредственный.
14. Ходжакулиев, Я. А. Палеогидрогеологические исследования при поисках нефти и газа / Я. А. Ходжакулиев, Л. А. Абукова. – Москва : Недра, 1985. – 208 с. – Текст : непосредственный.
15. Маврин, К. А. Палеогидрогеологический метод в нефтегазовой геологии : учебное пособие / К. А. Маврин ; Саратовский государственный университет им. Н. Г. Чернышевского. – Саранск : Наука, 2011. – 36 с. – Текст : непосредственный.
16. Мухер, А. Г. Геологическое строение и нефтегазоносность юры Западной Сибири : избранные труды / А. Г. Мухер ; под редакцией В. А. Волкова ; Авт. учреждение ХМАО — Югры «Науч.-аналит. центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана». – Тюмень : ООО ИД «ИздатНаукаСервис», 2018. – 524 с. – Текст : непосредственный.
17. Нестеров, И. И. Соотношение современных и максимальных палеотемператур в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты / И. И. Нестеров, А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий. – Текст : непосредственный // *Известия Академии Наук СССР. Сер. Геологическая*. – 1982. – № 12. – С. 112–120.
18. Запывалов, Н. П. Нефтегазовая геофлюидодинамика / Н. П. Запывалов // *Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе*. – Москва : ГЕОС, 2007. – С. 46–62. – Текст : непосредственный.
19. 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. Dyunin, V. I. (2000). *Gidrodinamika glubokikh gorizontov neftegazonosnykh basseynov*. Moscow, Nauchnyy mir, 472 p. (In Russian).
2. Zubkov, M. Yu., Dvorak, S. V., Romanov, E. A. & Chukhlantseva, V. Ya. (1991). *Gidrotermal'nye protsessy v sherkalinskoy pachke Talinskogo mestorozhdeniya (Zapadnaya Sibir')*. *Litologiya i poleznye iskopaemye*, (3), pp. 122-132. (In Russian).
3. Kurchikov, A. R., & Stavitskiy, B. P. (1987). *Geotermya neftegazonosnykh oblastey Zapadnoy Sibiri*. Moscow, Nedra Publ., 134 p. (In Russian).
4. 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).
5. 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).
6. Kartsev, A. A., Vagin, S. B., & Baskov, E. A. (1969). *Paleogidrogeologiya*. Moscow, Nedra Publ., 152 p. (In Russian).
7. Matusevich, V. M. (2003). *Problemy neftegazopromyslovy gidrogeologii v Zapadno-Sibirskom megabasseyne (ZSMB)*. *Neft' i gaz Zapadnoy Sibiri: materialy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnikeskoy konferentsii*, Tyumen, November, 12-13, 2003. – Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., pp. 20-21. (In Russian).

8. Zosimov, F. N. (1995). Diffuznyy sloj i mineralizatsiya plastovykh vod. Tyumen, SoftDizayn Publ., 192 p. (In Russian).
9. Kontorovich, A. E. (2004). Studies on the theory of naphthide genesis: selected articles. Novosibirsk, Publishing house of SB RAS, Branch "Geo", 545 p. (In Russian).
10. Preys, V. F. (Ed.) (1972). Gidrogeologiya SSSR. Tom 14: Ural. Moscow, Nedra Publ., 648 p. (In Russian).
11. Rylkov, S. A., Rybalka, A. V., & Ivanov, K. S. (2013). Glubinnoe stroenie i metallogeniya Urala: sopostavlenie glubinnoy struktury Yuzhnogo, Srednego i Polyarnogo Urala. Lithosphere, (1), pp. 3-16. (In Russian).
12. Matusevich, V. M. (1976). Geokhimiya podzemnykh vod Zapadno-Sibirskogo artzianskogo basseyna. Moscow, Nedra Publ., 158 p. (In Russian).
13. Kraynov, S. R., & Shvets, V. M. (1992). Gidrogeokhimiya. Moscow, Nedra Publ., 463 p. (In Russian).
14. Khodzhaikuliev, Ya. A., & Abukova, L. A. (1985). Paleogidrogeologicheskie issledovaniya pri poiskakh nefiti i gaza. Moscow, Nedra Publ., 208 p. (In Russian).
15. Mavrin, K. A. (2011). Paleogidrogeologicheskiy metod v neftegazovoy geologii. Saransk, Nauka Publ., 36 p. (In Russian).
16. Mukher, A. G. (2018). Geologicheskoe stroenie i neftegonosnost' yury Zapadnoy Sibiri: izbrannye trudy. Tyumen, IzdatNaukaServis LLC Publ., 524 p. (In Russian).
17. Nesterov, I. I., Kurchikov, A. R., & Stavitskiy, B. P. (1982). Sootnoshenie sovremennykh i maksimal'nykh paleotemperatur v osadochnom chekhle Zapadno-Sibirskoy plity. Izvestiya Akademii Nauk SSSR. Ser. Geologicheskaya, (2), pp. 112-120. (In Russian).
18. Zapivalov, N. P. (2007). Neftegazovaya geoflyuidodinamika. Neftegazovaya gidrogeologiya na sovremennom etape. Moscow, GEOS Publ., pp. 46-62. (In Russian).
19. 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 nefiti 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, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, abdrashitovarn@tyuiu.ru

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

Кадыров Марсель Алмазович, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Воробьева Сима Васильевна, доктор технических наук, профессор кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Rimma N. Abdrashitova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, abdrashitovarn@tyuiu.ru

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

Marsel A. Kadyrov, Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Seema V. Vorobjeva, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 11.12.2021; одобрена после рецензирования 10.01.2022; принята к публикации 17.01.2022.

The article was submitted 11.12.2021; approved after reviewing 10.01.2022; accepted for publication 17.01.2022.