

УДК 556.311«615.2»(571.1)  
DOI: 10.31660/0445-0108-2023-2-15-27

**Гидрогеохимия продуктивных нижнеюрских отложений  
Талинского месторождения нефти Западной Сибири**

**Р. Н. Абдрашитова\*, М. А. Кадыров, Р. Г. Лебедева**

*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия  
\*abdrashitovarn@tyuiu.ru*

*Аннотация.* Цель исследования — определить факторы формирования гидрогеохимического облика продуктивных нижнеюрских отложений Талинского месторождения нефти с точки зрения превалярования влияния природных или техногенных факторов. Авторами статьи произведена оценка воздействия на химический состав исследуемых вод таких факторов, как седиментогенез, элизионные и неотектонические процессы, закачка попутно добываемых с нефтью вод. Известно, что вследствие закачки происходит изменение гидрогеохимического равновесия, формируются техногенные гидрогеологические системы. В настоящее время значения минерализации пластовых вод варьируют от 3,7 до 15,3 г/дм<sup>3</sup>. Объем закаченных вод из вышележающих отложений в продуктивные пласты для поддержания пластового давления составил более 8960,3 тыс. м<sup>3</sup> (с 2014 по 2021 гг.). Для достижения поставленной цели были проанализированы генетические коэффициенты различных типов вод (включая закачиваемые), выполнено сравнение полученных коэффициентов. В результате определено, что закачиваемые воды в настоящее время не оказывают значимого воздействия на гидрогеохимический облик продуктивных нижнеюрских отложений Талинского месторождения нефти.

*Ключевые слова:* минерализация подземных вод, Западно-Сибирский мегабассейн, юрские отложения

*Для цитирования:* Абдрашитова, Р. Н. Гидрогеохимия продуктивных нижнеюрских отложений Талинского месторождения нефти Западной Сибири / Р. Н. Абдрашитова, М. А. Кадыров, Р. Г. Лебедева. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-2-15-27 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 2. – С. 15–27.

**Hydrogeochemistry of productive Lower Jurassic deposits  
of the Talinskoye oil field in Western Siberia**

**Rimma N. Abdrashitova\*, Marsel A. Kadyrov, Rushaniya G. Lebedeva**

**Abstract.** The aim of the study is to determine, in terms of the prevalence of influence of natural or technogenic factors, the factors of formation of the hydrogeochemical composition of productive Lower Jurassic deposits of the Talinskoye oil field. During the study, the authors of the article evaluated the effects of sedimentogenesis, elutriation, neotectonic processes and oilfield water injection on the chemical composition of the waters studied. Water injection is known to cause changes in the hydrogeochemical balance and the formation of technogenic hydrogeological systems. Formation water salinities currently range from 3.7 to 15.3 g/dm<sup>3</sup>. More than 8960.3 thousand m<sup>3</sup> of water was injected from overlying sediments into productive formations to maintain reservoir pressure (2014-2021). The authors analysed the genetic coefficients of different types of water (including injected water). Then they compared the coefficients. It was concluded that injected water currently doesn't have a significant impact on the hydrogeochemical appearance of the productive Lower Jurassic reservoirs of the Talinskoye oil field.

**Keywords:** groundwater mineralization, West Siberian megabasin, Jurassic deposits, rNa/rCl genetic coefficient

**For citation:** Abdrashitova, R. N., Kadyrov, M. A., & Lebedeva, R. G. (2023). Hydrogeochemistry of productive Lower Jurassic deposits of the Talinskoye oil field in Western Siberia. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 15-27. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-2-15-27

## **Введение**

Исследователи в области нефтегазовой гидрогеологии, экологии последние два десятилетия все больше говорят о поистине огромном масштабе техногенного воздействия на гидрогеологическое поле Западно-Сибирского мегабассейна. С целью поддержания пластового давления объемы отобранных углеводородов компенсируются закачкой в недра подземных и поверхностных вод с составом, температурой, отличными от пластовых вод коллекторов.

Цель исследования — определение природы формирования современного химического состава подземных вод пластов Ю10 и Ю11 нижнеюрского гидрогеологического комплекса Талинского месторождения нефти и оценка влияния природных и техногенных факторов на современное поле минерализации месторождения.

Из пластов Ю10 и Ю11 ведется добыча нефтяных углеводородов, вместо которых для поддержания пластового давления закачивается вода, добываемая из вышележающих отложений. Закачиваемые воды могут быть как пластовыми, так и попутными, добываемыми совместно с нефтью. Объем закаченных в нижнеюрский комплекс вод за последние годы (с 2014 по 2021 гг.) составил, по данным недропользователя, более 8 960,3 тыс. м<sup>3</sup>.

При закачивании вод в комплекс недропользователь выполняет все требования нормативных законодательных актов в сфере недропользования по предварительной подготовке и очистке вод. Но, несмотря на это, точно прогнозировать процессы взаимодействия в системе «вода — порода» на больших глубинах достаточно сложно.

### **Объект и методы исследования**

Объект исследования — подземные воды пластов Ю10 и Ю11 нижнеюрского гидрогеологического комплекса Западно-Сибирского мегабассейна в пределах Талинского месторождения нефти. Ниже приводится краткое описание геолого-гидрогеологических условий, дающих представление о природе химического состава исследуемых подземных вод.

Талинское месторождение нефти расположено в западной части Ханты-Мансийского автономного округа — Югры. В строении разреза месторождения, как и всего Западно-Сибирского мегабассейна, выделяются три гидрогеологических бассейна [1–4]: кайнозойский, мезозойский и палеозойский.

Исследуемые отложения Ю10 и Ю11 состоят из песчаников серых, гравелитов, конгломератов серых, светло-серых, буровато-серых с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов. Общая мощность составляет около 50–80 м, согласно типовому разрезу<sup>1</sup>, породы пластов Ю10 и Ю11 залегают на глубинах порядка 2 650–2 700 м [4–6]. Они перекрыты водоупорными породами радомской пачки, представленной битуминозными аргиллитами мощностью около 40 м, а разделяются между собой изучаемые пласты водоупорными породами тогурской пачки, характеризующейся наличием «литологических окон» по площади месторождения. Пласты Ю10 и Ю11 залегают непосредственно в основании осадочного чехла, на фундаменте. В связи с этим отложения Ю10 и Ю11 мы рассматриваем как единую гидродинамическую систему. Фундамент в районе работ характеризуется наличием большого количества разрывных нарушений. Их наличие в фундаменте района работ подтверждается также температурными, газовыми и гидрогеохимическими аномалиями [5–11] и палинологическими данными [12].

К особенностям геологических и гидрогеологических условий Талинского месторождения также можно отнести близость к прибортовой части Западно-Сибирского мегабассейна и наличие 750-метровой толщи глинистых отложений нижнемелового возраста, которая перекрывает юрские отложения, создавая благоприятные условия для метаморфизации вод, активных процессов взаимодействия в системе «вода — порода» в нижнеюрских отложениях.

После отбраковки, выполненной в соответствии с опытом многолетних исследований в пределах других нефтяных месторождений Западной Сибири, для исследований в пределах пластов Ю10 и Ю11 были использованы 35 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>.

Подземные воды пластов Ю10 и Ю11 имеют хлоридный натриевый ионно-солевой состав, формула ионно-солевого состава выглядит следующим образом:

---

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

$$M_{8,9} \frac{Cl 83 HCO_3 15 SO_4 2}{(Na + K) 95 Ca 4 Mg 1} pH 7,6.$$

В таблице 1 приведены среднестатистические показатели химического состава пластовых вод (min — наименьшее значение показателя, max — наибольшее значение показателя, average — среднее значение показателя).

Карта минерализации подземных вод, содержащихся в пластах Ю10 и Ю11, приведена на рисунке 1 (на рисунке рядом с точкой указан номер скважины, из которой произведен отбор проб подземных вод).

Для расчетов и построения карт, приведенных в статье, использовался программный комплекс GST [13], реализующий метод обобщенной сплайн-аппроксимации.

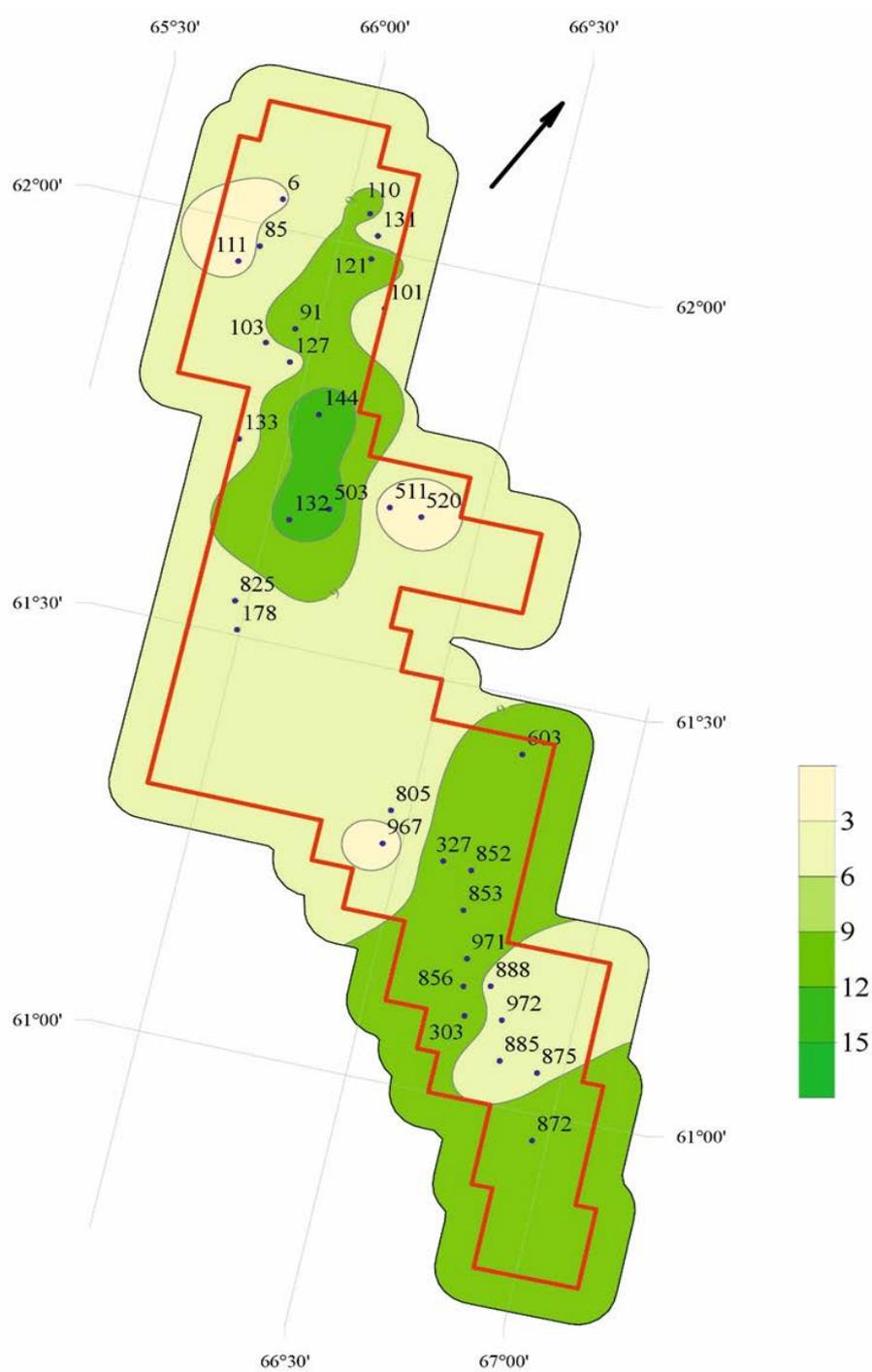
Таблица 1

**Статистические характеристики показателей состава подземных вод пластов Ю10 и Ю11 Талинского месторождения нефти**

Показатель	Единица измерения	Min	Max	Average	
Минерализация	г/дм <sup>3</sup>	3,7	15,3	8,9	
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	1 246,0	5 372,0	3 176,41	
Ca <sup>2+</sup>		10	434,0	111,57	
Mg <sup>2+</sup>		0,0	51,0	17,44	
SO <sub>4</sub> <sup>2+</sup>		3,0	412,0	78,92	
Cl <sup>-</sup>		1 064	8 369,0	4 385,66	
HCO <sub>3</sub> <sup>3-</sup>		464,0	2 220,0	1 089,23	
Γ		0,86	16,07	7,0	
Br <sup>-</sup>		4,20	64,37	27,13	
B <sup>-</sup>		2,98	120,0	17,61	
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>		24,0	360,0	115,20	
pH		—	6,6	8,4	7,6
rNa/rCl			0,95	1,90	1,17
Cl/Br	101,3		344,43	167,90	

Сплайн-аппроксимационные методы применимы и эффективны для решения многих задач, связанных с изучением пространственных закономерностей в изменении свойств геологических объектов.

В настоящее время подземные воды пластов Ю10 и Ю11 представляют собой результат смешения седиментационных вод, накопленных в процессе осадконакопления, элизионных (поровых) вод, отжимаемых из глин в коллекторы по мере увеличения геостатической нагрузки, попутных вод, добываемых вместе с нефтью из апт-альб-сеноманского комплекса и закаченных в нижнеюрский комплекс для поддержания пластового давления при добыче нефти, а также вод палеозойского комплекса и отложений фундамента, залегающих ниже.



**Рис. 1. Карта-схема распределения минерализации подземных вод в пластах Ю10 и Ю11 Талинского месторождения нефти**

Для достижения поставленной цели исследования пластовые воды нижнеюрского комплекса были подразделены на 2 группы: с минерализацией менее 7 г/дм<sup>3</sup> ( $M < 7 \text{ г/дм}^3$ ) и с минерализацией более 7 г/дм<sup>3</sup> ( $M > 7 \text{ г/дм}^3$ ) (табл. 2).

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 [4–6, 8].

Таблица 2

**Статистические характеристики показателей состава подземных вод нижнеюрских отложений с минерализацией менее и более 7 г/дм<sup>3</sup> Талинского месторождения нефти**

Показатель	Воды ( $M < 7 \text{ г/дм}^3$ )			Воды ( $M > 7 \text{ г/дм}^3$ )		
	min	max	average	min	max	average
M	3,7	6,5	5,2	7,1	15,33	10,4
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	1 246	2 415	1 796,5	2 390	5 372	3 767,3
Ca <sup>2+</sup>	10	120	55,5	18	434	119,4
Mg <sup>2+</sup>	0	29	12,3	2	51	18,5
SO <sub>4</sub> <sup>2+</sup>	3	247	91,7	7	412	79,6
Cl <sup>-</sup>	2 167,5	1 064	3 333	3 333	8 369	5 315,6
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	500	1 671	1 004,9	464	2 220	1 123,8
Формула ионно-солевого состава	$\frac{Cl176HCO_324}{(Na + K)95Ca4Mg1}$			$\frac{Cl88HCO_312}{(Na + K)96Ca3Mg1}$		

Примечание: единицы измерения показателей указаны в таблице 1.

В таблицах 3–5 приведены характеристики различных типов вод, которые принимают участие в формировании современного состава пластовых вод нижнеюрского комплекса. Это воды палеозойских отложений, поровые воды и закачиваемые воды. По ионно-солевому составу все воды являются хлоридными натриевыми.

Воды палеозойских отложений, подстилающих изучаемый нижнеюрский комплекс, опробованы в процессе разведки месторождения (см. табл. 3). По составу, так же как воды нижнеюрских отложений, относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину с минерализацией от 3,42 до 12,99 мг/дм<sup>3</sup>.

Поровые воды — это воды, полученные путем сжатия глинистых пород юрского возраста с помощью гидравлического пресса. Породы были отобраны на Каменном месторождении, непосредственно прилегающем к Талинскому. Поэтому данные, полученные в результате этого эксперимента, были использованы нами для сравнения с составом пластовых вод ниж-

неюрского комплекса (см. табл. 4). По составу поровые воды относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину, имеют минерализацию от 7,3 до 8,5 мг/дм<sup>3</sup>.

Таблица 3

**Статистические характеристики показателей состава подземных вод палеозойских отложений Талинского месторождения нефти**

Показатель	Объем выборки	Min	Max	Average
Минерализация	23	3,42	12,99	7,71
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>		1 049	5 259,4	2 802,06
Ca <sup>2+</sup>		1,08	200,4	103,3
Mg <sup>2+</sup>		25,2	170	91,5
SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>		2,1	856,6	126,9
Cl <sup>-</sup>		1 592	7 702	4 199,6
CO <sub>2</sub> <sup>-</sup>		6	72	34,9
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>		126,9	1 410,3	794,22
Формула ионно-солевого состава		$\frac{Cl18HCO_310SO_42}{(Na + K)90Mg7Ca6}$		

Примечание: единицы измерения показателей указаны в таблице 1.

Таблица 4

**Статистические характеристики показателей состава поровых вод юрских отложений**

Показатель	Объем выборки	Min	Max	Average
Минерализация	12	7,3	8,5	7,7
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>		2 553,0	2 928,0	2 711,3
Ca <sup>2+</sup>		60,0	75,0	69,0
Mg <sup>2+</sup>		23,0	30,0	25,7
SO <sub>4</sub> <sup>2+</sup>		456,0	1 152,0	771,7
Cl <sup>-</sup>		3 049,0	3 751,0	3 330,3
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>		370,0	1 098,0	807,0
Формула ионно-солевого состава			$\frac{Cl176SO_413HCO_311}{(Na + K)95Ca3Mg2}$	

Примечание: единицы измерения показателей указаны в таблице 1.

Также были проанализированы данные по составу закачиваемых в нижнеюрский комплекс вод (см. табл. 5). Воды закачиваются в комплекс с целью поддержания пластового давления. Эти воды добываются вместе с нефтью из вышележащего апт-альб-сеноманского комплекса. Они отно-

сятся к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину, значение минерализации варьирует от 12,2 до 12,5 г/дм<sup>3</sup>.

Таблица 5

**Статистические характеристики показателей состава  
закачиваемых в нижеюрский комплекс вод**

Показатель	Объем выборки	Min	Max	Average
Минерализация	5	12,2	12,5	12,3
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>		4 280	4 375	4 327,5
Ca <sup>2+</sup>		109	256	182,5
Mg <sup>2+</sup>		16	30	23
SO <sub>4</sub> <sup>2+</sup>		н/обн	17	8,5
Cl <sup>-</sup>		5 674	6 454	6 064
HCO <sup>3-</sup>		1 281	1 854	1 567,5
Формула ионно-солевого состава		$\frac{Cl18HCO_313}{(Na + K)94Ca5Mg1}$		

Примечание: единицы измерения показателей указаны в таблице 1.

Согласно многочисленным исследованиям в области гидрогеологии глубоких горизонтов, каждому этапу взаимодействия воды с горными породами соответствует определенная ассоциация вторичных образований и особый ионно-солевой состав подземных вод.

Если рассматривать палеогеографические условия формирования подземных вод, то Западная Сибирь в течение ранней юры (время формирования пластов Ю10 и Ю11) характеризовалась континентальным режимом осадконакопления, но при этом происходила неоднократная смена континентальных условий переходными и, вполне вероятно, морскими. На Талинской площади доказательством этого являются находки микрофауны и микрофитопланктона в разрезах скважин [9, 13]. Сформировавшиеся и накопленные в таких палеогеографических условиях пластовые воды на настоящий момент после полного цикла метаморфизации состава должны были бы иметь минерализацию более 10 г/дм<sup>3</sup> и относиться к хлоридно-кальциевому типу (по В. А. Сулину:  $rNa/rCl < 1$ ,  $(rCl-rNa)/rMg > 1$ ), что выполняется в центральной части Западно-Сибирского мегабассейна [1, 4], но в пределах района исследований такую картину мы не наблюдаем, воды в основном относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину ( $rNa/rCl > 1$ ,  $(rNa-rCl)/rSO_4 > 1$ ).

Для понимания генезиса подземных вод нефтегазовых горизонтов используются следующие коэффициенты:  $rNa/rCl$ ,  $rCl/rHCO_3$ ,  $rCa + rMg/rHCO_3$ ,  $rCa/rNa$ . Значения величин компонентов используются в форме мг-экв/дм<sup>3</sup>, что обозначено буквой «г». Данная форма образуется путем деления величин в мг/дм<sup>3</sup> на соответствующий молекулярный вес ионов.

Перечисленные коэффициенты позволяют оценить степень метаморфизации вод [4, 14].

### Результаты и обсуждение

Результаты расчетов генетических коэффициентов для пластовых (с минерализацией менее и более 7 г/дм<sup>3</sup>), поровых вод, вод палеозойских отложений и закачиваемых вод приведены в таблице 6.

Таблица 6

**Генетические коэффициенты, характеризующие состав пластовых, поровых вод, вод палеозойских отложений и закачиваемых вод**

Генетический коэффициент	Воды (M < 7 г/дм <sup>3</sup> )	Воды (M > 7 г/дм <sup>3</sup> )	Поровые воды	Подземные воды палеозойских отложений	Закачиваемые воды
M средняя, г/дм <sup>3</sup>	5,17	10,44	7,7	7,71	12,3
rNa/rCl	1,3	1,09	1,24	1,03	1,09
rCa/rNa	0,03	0,04	0,03	0,04	0,05
rCl/rHCO <sub>3</sub>	3,7	8,13	9,5	9,09	6,6
$\frac{rCa + rMg}{rHCO_3}$	1,02	0,41	0,5	0,99	3,6

Пластовые воды нижнеюрского комплекса с пониженной минерализацией (5,17 г/дм<sup>3</sup>), предположительно, наиболее близки по ионно-солевому составу к поровым водам. В составе одинаковая доля участия хлорид-ионов — 76 %-экв и ионов натрия и калия — 95 %-экв. Также близки значения rNa/rCl генетического коэффициента — 1,3 и 1,24. Совпадают значения коэффициента rCa/rNa — 0,03. При этом разница в значениях коэффициента rCa + rMg/rHCO<sub>3</sub> значительная, данный коэффициент для поровых вод (0,5) в 2 раза ниже, чем для пластовых (1,02). Также отличаются rCl/rHCO<sub>3</sub> коэффициенты в 2,6 раза (3,7 — для пластовых вод с пониженной минерализацией и 9,5 — для поровых вод). Предположительно, поровые воды, получившие широкое распространение в пределах района исследований в связи с развитием элизионной водонапорной системы, оказали значимое влияние на формирование ионно-солевого состава пластовых вод с пониженной минерализацией в нижнеюрском гидрогеологическом комплексе.

Соотношение ионов в пластовых водах нижнеюрского гидрогеологического комплекса с минерализацией 10,44 г/дм<sup>3</sup> достаточно близко к такому соотношению в водах палеозоя и закачиваемых водах. В первую очередь это касается доли участия хлорид-ионов. Также почти одинаковы значения rNa/rCl генетического коэффициента: пластовые воды — 1,09,

подземные воды палеозойских отложений — 1,03, закачиваемые воды — 1,09 и  $rCa/rNa$  коэффициента: пластовые воды — 0,04, подземные воды палеозойских отложений — 0,04, закачиваемые воды — 0,05. Значительно различаются  $rCl/rHCO_3$  и  $rCa + rMg/rHCO_3$ . На наш взгляд, эти различия объясняются наличием суммарного влияния других факторов, действием флюидо-гидрогеодинамических процессов, которые «накладывались» на процессы ионного обмена в системе «вода — порода» на протяжении всей истории развития территории.

Значение коэффициента  $rCa + rMg/rHCO_3$  закачиваемых вод (3,6) значительно отличается от этого же значения для остальных типов вод, которые получили распространение в данном комплексе. Во всех остальных типах вод данный коэффициент находится в пределах 0,41–1,02, что, по всей видимости, свидетельствует о превалировании влияния на изменчивость минерализации природных факторов формирования.

По наиболее значимым генетическим коэффициентам пластовые воды нижеюрского комплекса с пониженной минерализацией близки к поровым, а пластовые воды с минерализацией более  $7 \text{ г/дм}^3$  — к водам палеозойских отложений и закачиваемым. Таким образом, появление участков опреснения пластовых вод нижеюрского комплекса, вероятнее всего, связано с функционированием элизионной водонапорной системы, отжимом поровых вод.

### **Выводы**

- Подземные воды пластов Ю10 и Ю11 юрских отложений Талинского месторождения нефти Западно-Сибирского мегабассейна по результатам 35 анализов проб отнесены к хлоридным натриевым водам по ионно-солевому составу и гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину ( $rNa/rCl > 1$ ,  $(rNa-rCl)/rSO_4 > 1$ ). Построенная по значениям минерализации карта-схема демонстрирует неоднородность поля распределения минерализации. Среднее значение этого показателя составляет  $8,9 \text{ г/дм}^3$ , при интервале варьирования от 3,7 до  $15,3 \text{ г/дм}^3$ . Значения  $rNa/rCl$  и  $Cl/Br$  коэффициентов составили в среднем 1,17 и 167,90, что свидетельствует о достаточной высокой степени метаморфизации состава вод.

- Величины наиболее значимых генетических коэффициентов пластовых вод нижеюрского комплекса с пониженной минерализацией близки к поровым водам:  $rNa/rCl$  генетический коэффициент, соответственно, составил 1,3 и 1,24,  $rCa/rNa$  — 0,03. Пластовые воды нижеюрского комплекса с минерализацией более  $7 \text{ г/дм}^3$  наиболее близки по составу к водам палеозойских отложений и закачиваемым водам:  $rNa/rCl$  коэффициент для пластовых вод с повышенной минерализацией составил 1,09, подземных вод палеозойских отложений — 1,03, закачиваемых вод — 1,09,  $rCa/rNa$  коэффициент для этих трех типов вод составил 0,04–0,05. Полученные коэффициенты позволяют сделать предположение, что действие природных факторов на данном этапе развития превалирует над действием

техногенного фактора — закачки попутных вод из вышележающих отложений. Вычисленные генетические коэффициенты для закачиваемых вод позволяют утверждать, что закачиваемые воды в настоящее время не оказывают значимого воздействия на гидрогеохимический облик продуктивных нижнеюрских отложений Талинского месторождения нефти Западной Сибири, что, возможно, связано с их близким составом к пластовым водам.

#### **Список источников**

1. Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина : (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская обл.) / Под редакцией В. А. Нуднер. – Москва : Недра, 1970. – 367 с. – Текст : непосредственный.
2. 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.
3. Матусевич, В. М. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазонасного бассейна / В. М. Матусевич, О. В. Бакуев. – Текст : непосредственный // *Советская геология*. – 1986. – № 2. – С. 117–122.
4. Матусевич, В. М. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазонасности Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 225 с. – Текст : непосредственный.
5. Abdrashitova, R. N. Causes of Variability in Groundwater Salinity of the Lower Jurassic Sediments in the Talinskoye Oilfield of West Siberia / R. N. Abdrashitova, M. A. Kadyrov. – Text : electronic // *Sustainability*. – 2022. – Vol. 14, Issue 13. – URL: <https://doi.org/10.3390/su14137675>. – Published: June, 23, 2022.
6. Abdrashitova, R. N. Structure of the hydrogeological field of the Krasno-Ileninsky arch / R. N. Abdrashitova, Y. I. Salnikova. – Text : electronic // *IOP Conference Series : Earth and Environmental Science*. September, 28-29, 2018. – Tyumen. – Vol. 181. – URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/181/1/012001>.
7. Абукова, Л. А. Флюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазонакопления осадочных бассейнов / Л. А. Абукова, Ю. А. Волож. – DOI 10.15372/GiG2021132. – Текст : непосредственный // *Геология и геофизика*. – 2021. – Т. 62, № 8. – С. 1069–1080.
8. Дюнин, В. И. Гидродинамика глубоких горизонтов нефтегазонасных бассейнов / В. И. Дюнин ; Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова. – Москва : Научный мир, 2000. – 472 с. – Текст : непосредственный.
9. Курчиков, А. Р. Современные представления о гидрогеохимических условиях глубоких горизонтов Западно-Сибирского мегабассейна / А. Р. Курчиков, А. Г. Плавник. – Текст : непосредственный // *Горные ведомости*. – 2016. – № 5–6 (144–145). – С. 74–85.
10. Лукин, А. Е. Литогенез и нефтеносность юрских терригенных отложений Среднеширотного Приобья / А. Е. Лукин, О. М. Гарипов. – Текст : непосредственный // *Литология и полезные ископаемые*. – 1994. – № 5. – С. 65–85.
11. Гидрогеохимия доюрских комплексов Западной Сибири / Д. А. Новиков, Ф. Ф. Дульцев, А. В. Черных [и др.]. – DOI 10.15372/GiG2019145. – Текст : непосредственный // *Геология и геофизика*. – 2020. – Т. 61, № 11. – С. 1561–1576.

12. 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.

13. Плавник, А. Г. Обобщенная сплайн-аппроксимационная постановка задачи картирования свойств геологических объектов / А. Г. Плавник. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51, № 7. – С. 1027–1037.

14. Ходжакулиев, Я. А. Палеогидрогеологические исследования при поисках нефти и газа / Я. А. Ходжакулиев, Л. А. Абукова. – Москва : Недра, 1985. – 208 с. – Текст : непосредственный.

### **References**

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

2. 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).

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

4. 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).

5. 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>

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

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

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

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

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

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

12. Chepikov, K. R., Klimushina, L. P., & Medvedeva, A. M. (1980). К вопросу о самостоятельности палеозойского комплекса Западной Сибири по данным палинологического анализа нефтей. *Породы-коллекторы нефти и газа*. Moscow, Nauka Publ., pp. 84-94. (In Russian).

13. Plavnik, A. G. (2010). Obobshchennaya splayn-approksimatsionnaya postanovka zadachi kartirovaniya svoystv geologicheskikh ob"ektov. *Russian Geology and Geophysics*, 51(7), pp. 1027-1037. (In Russian).

14. Khodzhakuliev, Y. A., & Abukova, L. A. (1985). Paleogidrogeologicheskie issledovaniya pri poiskakh nefi i gaza. Moscow, Nedra Publ., 208 p. (In Russian).

#### **Информация об авторах**

#### **Information about the authors**

**Абрашитова Римма Наильевна**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, [abdrashitovarn@tyuiu.ru](mailto:abdrashitovarn@tyuiu.ru)

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

**Кадыров Марсель Алмазович**, аспирант кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Marsel A. Kadyrov**, Postgraduate at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

**Лебедева Рушания Габдулловна**, старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Rushaniya G. Lebedeva**, Senior Lecturer at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 22.02.2023; одобрена после рецензирования 13.03.2023; принята к публикации 31.03.2023.

The article was submitted 22.02.2023; approved after reviewing 13.03.2023; accepted for publication 31.03.2023.