

**В. А. Бешенцев<sup>1</sup>, Ю. И. Сальникова<sup>1,2\*</sup>, Р. Н. Абдрашитова<sup>1</sup>, С. В. Воробьева<sup>1</sup>**

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

<sup>2</sup>Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, Россия

\*e-mail: salnikova.julja@rambler.ru

*Аннотация.* Объектом исследований авторов статьи являлись гидрогеохимические условия мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазоносного региона. Мезозойский бассейн включает в себя апт-альб-сеноманский, неокомский и юрский гидрогеологические комплексы, содержащие термальные, минерализованные воды. Отмечено, что водообмен в рассматриваемом бассейне значительно затруднен, что накладывает отпечаток на гидрогеохимические условия. В работе приведены карты распространения типов вод по трем комплексам мезозойского бассейна, карты изменения величины минерализации и наиболее ценных микрокомпонентов (йода и брома). Установлено, что с глубиной (от апт-альб-сеноманского до юрского комплекса) увеличивается площадь распространения гидрокарбонатно-натриевого типа вод. Отмечены дальнейшие направления исследований подземных вод региона.

*Ключевые слова:* Западно-Сибирский мегабассейн; гидрогеологический комплекс; минерализация подземных вод; водопроницаемость; йод и бром в подземных водах; прогноз нефтегазоносности

**Hydrogeochemical conditions of oil and gas areas in  
Yamalo-Nenets oil and gas producing region (Part 1)**

**Vladimir A. Beshentsev<sup>1</sup>, Yulia I. Salnikova<sup>1,2\*</sup>, Rimma N. Abdrashitova<sup>1</sup>,  
Seema V. Vorobjeva<sup>1</sup>**

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

<sup>2</sup>West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

\*e-mail: salnikova.julja@rambler.ru

*Abstract.* The object of our research is hydrogeochemical conditions of the Mesozoic hydrogeological basin within Yamalo-Nenets oil and gas bearing region. The Mesozoic basin includes the Aptian-Albian-Cenomanian, Neocomian and Jurassic hydrogeological complexes. These complexes contain thermal and mineralized water. The water exchange in the basin in question is significantly hampered; this is reflected in hydrogeochemical conditions. The article presents the distribution maps of water types in three complexes of the Mesozoic basin, maps of changes in the magnitude of mineralization and the content of the most valuable microcomponents (iodine and bromine). It has been established that with the depth (from the Aptian-Albian-Cenomanian to the Jurassic complex) the area of distribution of sodium bicarbonate-type water increases. Further directions of groundwater research in the region are noted.

*Key words:* the West Siberian megabasin; hydrogeological complex; groundwater salinity; water conductivity; iodine and bromine in groundwater; oil and gas content forecast

### **Введение**

По данным нефтегазогеологического районирования, проведенного специалистами, результаты которого отражены в работах [1, 2], на территории Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона в настоящий момент выделяется 7 нефтегазоносных областей (НГО) (рис. 1): Васюганская; Гыданская; Надым-Пурская; Пур-Тазовская; Среднеобская; Фроловская; Ямальская.

Следует отметить, что Среднеобская и Васюганская НГО территориально приурочены в основном к Ханты-Мансийскому автономному округу — Югре, лишь малой частью попадая в Ямало-Ненецкий нефтегазодобывающий регион.

В данной статье (часть 1) рассмотрены Васюганская, Гыданская и Надым-Пурская НГО, результаты исследований по остальным четырем нефтегазоносным областям будут опубликованы в следующем номере журнала (часть 2).

### **Объект и методы исследования**

Объектом исследования, результаты которого приводятся ниже, является геохимический облик мезозойских подземных вод, приуроченных к нефтегазовым месторождениям Ямало-Ненецкого нефтегазоносного региона.

Подземные воды исследуемой территории относятся к северной части Западно-Сибирского мегабассейна. Вертикальный разрез этой части мегабассейна состоит из кайнозойского, мезозойского и палеозойского гидрогеологических бассейнов [3, 4]. Условия кайнозойского гидрогеологического бассейна не являются целью данного исследования, поскольку в статье главным образом рассмотрена природа глубоких нефтегазоносных горизонтов.

Мезозойский бассейн включает в себя апт-альб-сеноманский, неокомский и юрский гидрогеологические комплексы, содержащие термальные минерализованные воды, водообмен которых значительно затруднен. Движение вод происходит в направлении от обрамления бассейна через центр и далее на север в сторону Карского моря [1].

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс пользуется повсеместным распространением на территории Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона. Водообильность комплекса в разрезе мезозойского бассейна самая высокая. Дебиты скважин варьируют в пределах от 100 до 600 м<sup>3</sup>/сут. Подземные воды данного комплекса высоконапорные.



Условные обозначения

#	Опорные точки и месторождения	Васюганская НГО	Фроловская НГО
—	Горно-складчатый Урал	Ямальная НГО	Надым-Пурская НГО
—	Среднеобская НГО	Гыданская НГО	Пур-Тазовская НГО

Рис. 1. Нефтегазоносные области Ямало-Ненецкого автономного округа

Пьезометрические уровни устанавливаются на отметках 50–60 метров. Коэффициент водопроницаемости  $km = 300\text{--}500 \text{ м}^2/\text{сут}$ . Коэффициент пьезопроводности  $a = 5 \cdot 10^{-5} - 5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{сут}$  [3]. Подземные воды достаточно широко применяются с целью заводнения нефтеносных пластов, а сам коллектор используется для целей подземного захоронения сточных вод.

Неокомский гидрогеологический комплекс в региональном масштабе также имеет широкое распространение. Его строение характеризуется крайней неоднородностью по взаимоотношению водоносных и водоупорных толщ. Водо-

обильность отложений комплекса незначительна, дебиты воды изменяются от 1 до 350 м<sup>3</sup>/сут при динамических уровнях 129–1 797 метров.

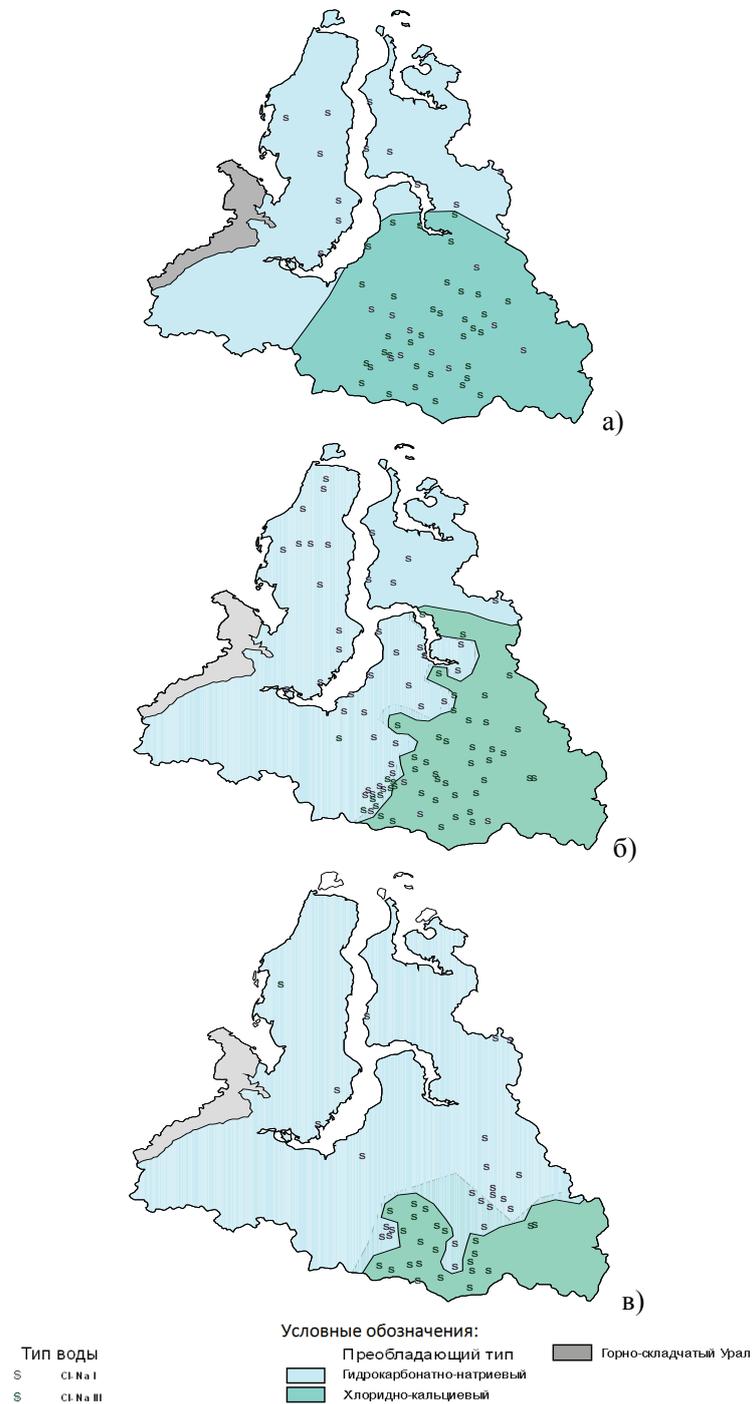


Рис. 2. Тип вод апт-альб-сеноманского (а), неокомского (б), юрского (в) гидрогеологических комплексов

Пьезометрический уровень устанавливается в скважинах на глубинах до 20–30 м [3]. Воды неокома не представляют интереса для хозяйственно-питьевого водоснабжения, однако их солевой и микрокомпонентный состав позволяет их рассматривать как лечебные и лечебно-столовые воды.

Юрский гидрогеологический комплекс в центральной части исследуемого региона вскрывается на глубинах 3 000 м, глубина залегания его отложений на периферии уменьшается вплоть до выхода на поверхность. Воды комплекса характеризуются незначительными дебитами от 0,7 до 63,4 м<sup>3</sup>/сут и неупорядоченными напорами пластовых вод [3].

Проведенными гидрогеологическими исследованиями на месторождениях нефти и газа севера Западно-Сибирского мегабассейна [1, 5] установлено, что гидрогеохимический облик представлен в основном хлоридно-кальциевым типом подземных вод (рис. 2; табл. 1). При этом с глубиной наблюдается тенденция к преобладанию гидрокарбонатно-натриевого типа вод.

Таблица 1

**Усредненный химический состав подземных вод нефтегазоносных областей, мг/дм<sup>3</sup> [1]**

Нефтегазоносная область	Гидрогеологический комплекс	Общая минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>
Гыданская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	13,00	4 908,00	92,00	54,00	7 447,00	476,00	28,00
		6,77	1 924,50	16,00	8,50	1 684,50	1 159,00	56,00
		1,37	441,00	8,00	4,00	411,00	500,00	4,00
Ямальская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	9,89	3 636,50	48,00	13,00	4 751,50	964,00	7,50
		6,75	2 236,50	32,00	12,00	2 411,00	2 135,00	26,50
		9,91	3 562,00	35,00	23,00	4 042,00	1 214,00	38,00
Надым-Пурская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	16,71	5 814,50	306,50	80,50	9 444,00	308,00	18,28
		12,10	4 288,88	135,00	14,25	6 320,50	1 061,50	27,00
		34,55	11 321,50	947,75	49,00	20 389,00	610,00	24,50
Пур-Тазовская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	11,67	4 190,25	201,00	43,50	5 993,00	274,75	13,50
		12,01	3 873,00	536,50	16,50	7 136,25	305,00	24,00
		11,53	4 298,50	160,00	20,50	6 241,00	1 055,50	21,50
Среднеобская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	14,26	4 860,00	680,00	12,00	8 510,00	195,00	16,00
		16,11	5 681,75	312,50	26,25	9 234,25	1 095,50	654,00
		23,05	8 540,00	250,00	78,00	12 980,00	1 240,00	
Фроловская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	19,00	1 630,00	98,00	7,00	2 340,00	573,00	н/о
		5,18	3 060,00	69,00	13,00	3 547,00	903,00	115,00
		16,80	1 730,00	31,60	51,00	5 319,00	998,00	н/о
Васюганская	Апт-альб-сеноманский Неокомский Юрский	8,79	2 738,00	508,00	29,00	5 008,00	389,00	12,00
		21,17	7 050,00	864,00	50,50	12 162,00	230,00	28,50
		28,81	9 180,00	794,00	130,00	16 600,00	770,00	26,00

Более подробная характеристика химического состава подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна представлена ниже при описании гидрогеохимических условий нефтегазоносных областей.

## Результаты

### 1. Васюганская НГО

Васюганская нефтегазоносная область находится в юго-восточной части Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона и большей частью в Ханты-Мансийском автономном округе. Она включает в себя Александровский нефтегазоносный район.

#### *Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс*

Пластовые воды изучаемого гидрогеологического комплекса имеют минерализацию 8,79 г/дм<sup>3</sup> (см. табл. 1). По классификации В. А. Сулина они относятся к хлоридно-кальциевому типу. Водородный показатель (рН) составляет 6,8–8,7.

Основные солеобразующие компоненты, формирующие состав пластовых вод изучаемого комплекса, характеризуются средними содержаниями: Na<sup>+</sup> + K<sup>+</sup> составляет 2 738,0 мг/дм<sup>3</sup>, Ca<sup>2+</sup> — 508,0 мг/дм<sup>3</sup>, Mg<sup>2+</sup> — 29,0 мг/дм<sup>3</sup>, Cl<sup>-</sup> — 5 008,0 мг/дм<sup>3</sup>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> — 389 мг/дм<sup>3</sup>, CO<sub>3</sub><sup>-</sup> — 6 мг/дм<sup>3</sup>, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> — 12,0 мг/дм<sup>3</sup>, NH<sub>4</sub><sup>+</sup> — 12,5 мг/дм<sup>3</sup> (см. табл. 1). В состав вод входит ряд микрокомпонентов, определенных в следующем количестве: бор (7,2–38,7 мг/дм<sup>3</sup>), бром (51,3–63,3 мг/дм<sup>3</sup>), йод (2,5–24,6 мг/дм<sup>3</sup>), железо (1,4–6,5 мг/дм<sup>3</sup>) и фтор (0,9 мг/дм<sup>3</sup>) (табл. 2). Содержание в водах йода и брома отражено на рисунках 3, 4. Коэффициент гNa/гCl варьирует в пределах от 0,79 до 0,97. Удельный вес составляет 1,010–1,013 г/см<sup>3</sup>.

Таблица 2

**Усредненный микрокомпонентный состав подземных вод нефтегазоносных областей, мг/дм<sup>3</sup> [1]**

Нефтегазоносная область	Гидрогеологический комплекс	Йод	Бром	Бор	Железо	Фтор	Нафтеновые кислоты	Удельный вес
Гыданская	Апт-альб-сеноманский	10,0–25,6	11,4–57,5	1,3–13,8	0,5–4,0	0,4–4,4	0,2–1,02	1,003–1,014
	Неокомский	1,6–14,2	3,2–39,6	0,8–15,5	–	0,3–7,0	0,1–1,04	1,002–1,011
	Юрский	3,4–5,7	4,2–6,9	1,2–5,2	–	–	–	–
Ямальская	Апт-альб-сеноманский	4,2–14,0	7,5–44,0	1,3–19,0	1,5–1,9	1,3–4,0	–	1,001–1,011
	Неокомский	8,7–21,8	28,7–51,7	1,1–41,7	–	0,3–3,0	0,1–2,3	1,001–1,007
	Юрский	7,0–27,3	10,0–47,3	0,9–33,0	–	0,5–5,5	0,1–1,2	1,007–1,017
Надым-Пурская	Апт-альб-сеноманский	8,54–29,9	22,59–50,54	4,2–10,0	–	0,68–1,2	0,0–0,3	1,009–1,011
	Неокомский	0,84–15,77	61,99	3,0–45,8	–	0,0–3,11	0,0–1,4	1,01–1,014
	Юрский	1,75–12,26	11,32–61,45	3,01–17,19	–	0,27–1,31	0,2–0,24	1,006–1,028
Пур-Газовская	Апт-альб-сеноманский	1,72–17,44	1,29–70,22	0,43–56,43	–	0–26,0	1,04	1,001–1,016
	Неокомский	14,84	57,78	0,1–7,16	–	0,1–3,51	56,0	1,000–1,017
	Юрский	0,31–6,12	2,13–40,55	1,14–10,92	–	0,5–0,81	0,36–3,54	1,002–1,014
Среднеобская	Апт-альб-сеноманский	15,2–21,0	45,0–50,0	5,71	–	–	–	–
	Неокомский	8,7–21,8	28,7–51,7	14,3	–	–	–	–
	Юрский	20,0	90,0	6,05	–	–	–	–
Фроловская	Апт-альб-сеноманский	2,0	13,7	5,51	–	0,8	0,18	1,002
	Неокомский	1,0–6,0	2,16–38,0	3,39–27,9	–	0,3–1,0	0,54	1,000–1,006
	Юрский	9,0	23,2	14,3	–	0,5	0,04	1,007
Васюганская	Апт-альб-сеноманский	2,5–24,6	51,3–63,3	7,2–38,7	1,4–6,5	0,9	–	1,010–1,013
	Неокомский	8,9–33,0	15,0–84,0	3,8–21,1	–	0,4–2,4	–	1,004–1,012
	Юрский	4,8–20,3	29,0–38,3	3,8–15,0	–	0,6–24,0	–	1,002–1,014

На исследуемой территории применение минерализованных подземных вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса осуществляется главным образом для целей поддержания пластового давления при разработке месторождений углеводородов. Это объясняется близостью их химического состава к законтурным водам в интервалах промышленной нефтеносности, отсутствием негативных последствий для фильтрационных свойств пластов при смешении вод и, соответственно, положительными нефтewымывающими свойствами.

В водах апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса содержится растворенный газ с тенденцией изменения состава с азотного (от окраин) на метановый (к центру). Доля метана в составе достигает 98 %, углекислого газа — 1,6 %, гелия — 0,006–0,022 %.

В верхней части исследуемого комплекса температура воды изменяется от +5 до +45 °С, в центральной части она находится в пределах от +20 до +40 °С. Наиболее холодные воды с температурой от +5 до +20 °С наблюдаются в периферийных частях изучаемой территории.

#### *Неокомский гидрогеологический комплекс*

По химическому составу воды комплекса хлоридные натриевые, согласно классификации В. А. Сулина гидрокарбонатно-натриевого, хлоридно-кальциевого, редко хлоридно-магниевого типа. Имеют минерализацию 21,17 г/дм<sup>3</sup>. Величина рН равна 6,0–8,9.

В среднем концентрации основных солеобразующих компонентов в пластовых водах изучаемого комплекса составляют: Na<sup>+</sup> + K<sup>+</sup> — 7 050,0 мг/дм<sup>3</sup>, Ca<sup>2+</sup> — 864,0 мг/дм<sup>3</sup>, Mg<sup>2+</sup> — 50,50 мг/дм<sup>3</sup>, Cl<sup>-</sup> — 12 162,0 мг/дм<sup>3</sup>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> — 230,0 мг/дм<sup>3</sup>, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> — 28,50 мг/дм<sup>3</sup> (см. табл. 1). Микрокомпонентный состав вод охарактеризован йодом (8,9–33,0 мг/дм<sup>3</sup>), бромом (15,0–84,0 мг/дм<sup>3</sup>), бором (3,8–21,1 мг/дм<sup>3</sup>), фтором (0,4–2,4 мг/дм<sup>3</sup>) (см. табл. 2, рис. 5, 6). Значения удельного веса изменяются от 1,004 до 1,012 г/см<sup>3</sup>.

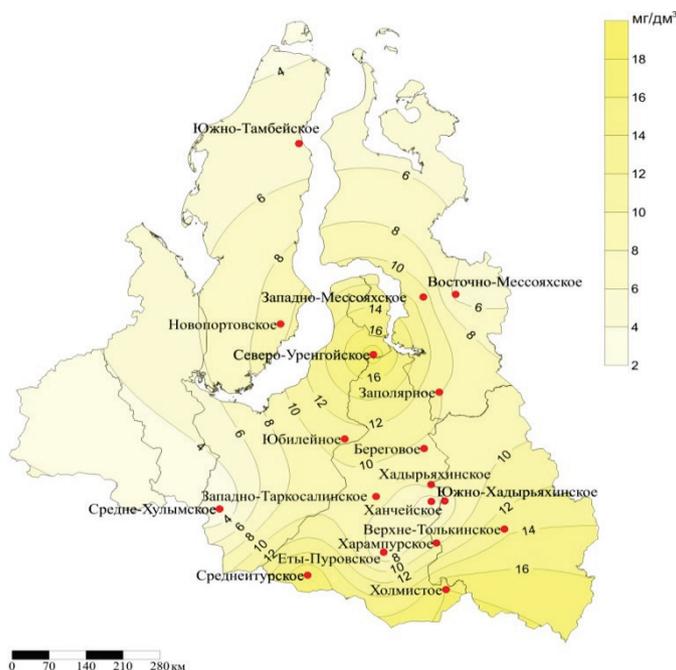


Рис. 3. Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс. Изменение содержания йода в пластовых водах

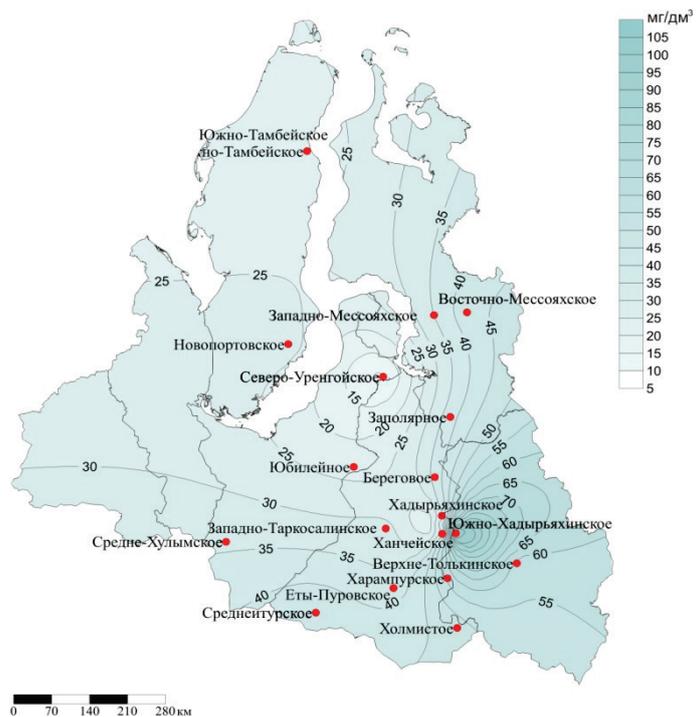


Рис. 4. Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс. Изменение содержания брома в пластовых водах

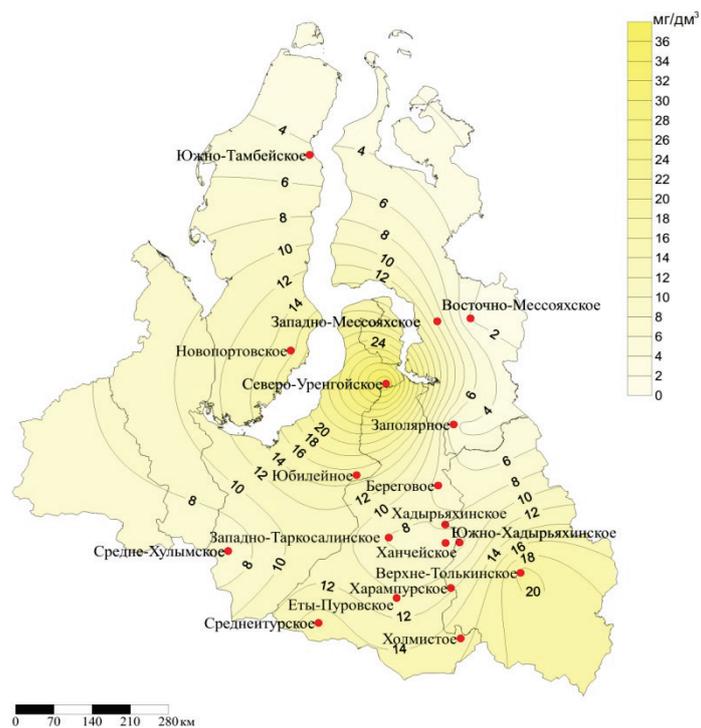


Рис. 5. Изменение содержания йода в подземных водах неокомского гидрогеологического комплекса

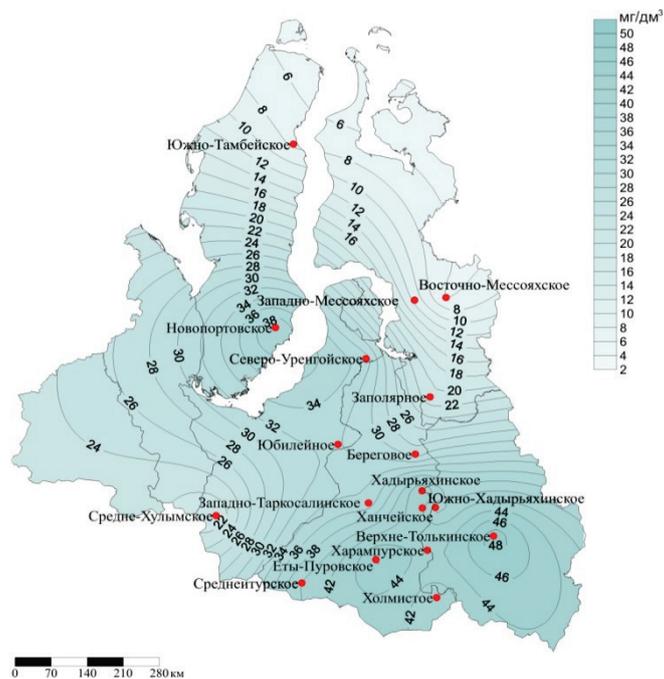


Рис. 6. Изменение содержания брома в подземных водах неокомского гидрогеологического комплекса

#### *Юрский гидрогеологический комплекс*

В исследуемом комплексе преобладают преимущественно воды хлоридно-натриевого типа с минерализацией  $28,81 \text{ г/дм}^3$  (см. табл. 1).

Макрокомпоненты в пластовых водах описываемого комплекса содержатся в среднем:  $\text{Na}^+ + \text{K}^+$  ( $9\,180,0 \text{ мг/дм}^3$ ),  $\text{Ca}^{2+}$  ( $794,0 \text{ мг/дм}^3$ ),  $\text{Mg}^{2+}$  ( $130,0 \text{ мг/дм}^3$ ),  $\text{Cl}^-$  ( $16\,600,0 \text{ мг/дм}^3$ ),  $\text{HCO}_3^-$  ( $770,0 \text{ мг/дм}^3$ ),  $\text{SO}_4^{2-}$  ( $26,0 \text{ мг/дм}^3$ ) (см. табл. 1). В состав вод входят следующие микрокомпоненты: йод ( $4,8\text{--}20,3 \text{ мг/дм}^3$ ), бор ( $3,8\text{--}15,0 \text{ мг/дм}^3$ ), бром ( $38,3\text{--}29,0 \text{ мг/дм}^3$ ), фтор ( $0,6\text{--}24,0 \text{ мг/дм}^3$ ) (см. табл. 2, рис. 7, 8).

## 2. Гыданская НГО

Гидрогеологическая изученность разреза мезозойского и палеозойского гидрогеологических бассейнов Гыданской НГО по сравнению с южными районами несколько слабее [3, 6].

#### *Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс*

Пластовые воды изучаемого гидрогеологического комплекса имеют минерализацию  $13,0 \text{ г/дм}^3$  (см. табл. 1). По классификации В. А. Сулина они относятся к хлоридно-кальциевому типу. Величина pH составляет  $6,8\text{--}8,7$ .

Компоненты, формирующие основной состав пластовых вод данного комплекса, характеризуются средними содержаниями, которые отображены в таблице 1:  $\text{Na}^+ + \text{K}^+$  ( $4\,908,0 \text{ мг/дм}^3$ ),  $\text{Cl}^-$  ( $7\,447,0 \text{ мг/дм}^3$ ),  $\text{HCO}_3^-$  ( $476,0 \text{ мг/дм}^3$ ),  $\text{Ca}^{2+}$  ( $92,0 \text{ мг/дм}^3$ ),  $\text{Mg}^{2+}$  ( $54,0 \text{ мг/дм}^3$ ),  $\text{SO}_4^{2-}$  ( $28,0 \text{ мг/дм}^3$ ). Микрокомпонентные составляющие подземных вод представлены в следующем количестве: бром ( $11,4\text{--}57,5 \text{ мг/дм}^3$ ), бор ( $1,3\text{--}13,8 \text{ мг/дм}^3$ ), йод ( $10,0\text{--}25,6 \text{ мг/дм}^3$ ), фтор ( $0,4\text{--}4,4 \text{ мг/дм}^3$ ), железо ( $0,5\text{--}4,0 \text{ мг/дм}^3$ ) (см. табл. 2, рис. 3, 4).

### Неокомский гидрогеологический комплекс

Воды неокомского гидрогеологического комплекса относятся в основном к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину ( $r_{Na}/r_{Cl} = 1,01-1,99$ ). Воды хлоридно-кальциевого типа ( $r_{Na}/r_{Cl} = 0,74-0,95$ ) с минерализацией от  $6,77 \text{ г/дм}^3$  характеризуются ограниченным распространением (установлены в единичных скважинах на Пякяхинской, Южно-Мессояхской, Находкинской и Соленинской площадях). По водородному показателю среда вод обычно нейтральная или слабощелочная ( $pH = 6,1-8,4$ ). Плотность вод равна  $1,002-1,011 \text{ г/см}^3$ .

Содержания основных ионов солевого раствора по району имеют следующие значения:  $Na^+ + K^+$  ( $1\ 924,0 \text{ мг/дм}^3$ ),  $Cl^-$  ( $1\ 684,50 \text{ мг/дм}^3$ ),  $Ca^{2+}$  ( $16,0 \text{ мг/дм}^3$ ),  $Mg^{2+}$  ( $8,5 \text{ мг/дм}^3$ ),  $HCO_3^-$  ( $1\ 159,0 \text{ мг/дм}^3$ ),  $SO_4^{2-}$  ( $56,0 \text{ мг/дм}^3$ ) (см. табл. 1). Микрокомпонентный состав представлен бором ( $0,8-15,5 \text{ мг/дм}^3$ ), бромом ( $3,2-39,6 \text{ мг/дм}^3$ ), йодом ( $1,6-14,2 \text{ мг/дм}^3$ ), фтором ( $0,3-7,0 \text{ мг/дм}^3$ ) (см. табл. 2, рис. 5, 6).

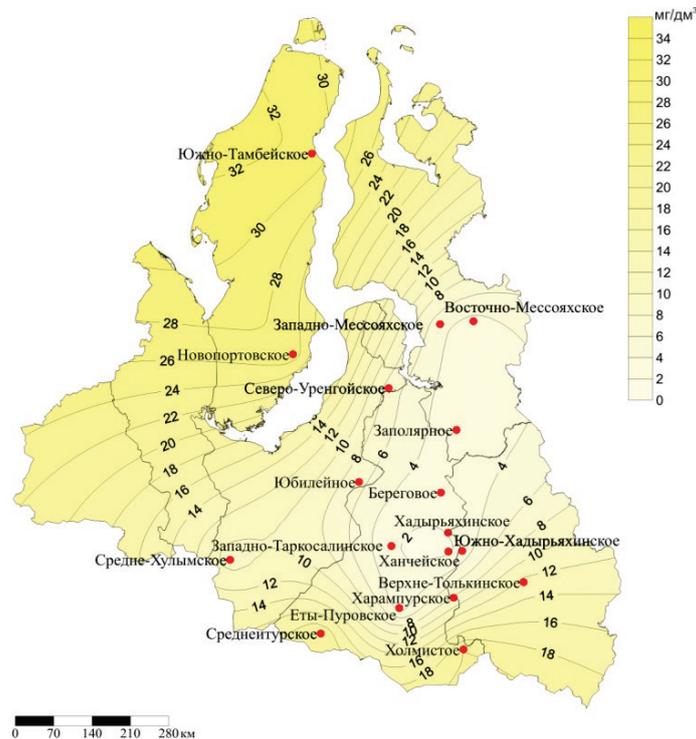


Рис. 7. Изменение содержания йода в подземных водах юрского гидрогеологического комплекса

### Юрский гидрогеологический комплекс

Гидрохимическая характеристика комплекса в районе работ изучена слабо за счет низкой информативности большинства проб (недоосвоенность скважин).

По классификации В. А. Сулина воды относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу. Коэффициент метаморфизации  $r_{Na}/r_{Cl}$  составляет  $2,10-2,74$ , водородный показатель ( $pH$ ) —  $8,4$ . Минерализация вод юрских отложений почти не изменяется по разрезу и находится в узком диапазоне —  $1,37 \text{ г/дм}^3$ .

В подземных водах, заключенных в юрском гидрогеологическом комплексе, содержание  $Na^+ + K^+$  в среднем составляет  $441,0 \text{ мг/дм}^3$ , остальные макрокомпонен-

ты —  $\text{Cl}^-$  (411,0 мг/дм<sup>3</sup>),  $\text{Ca}^{2+}$  (8,0 мг/дм<sup>3</sup>),  $\text{Mg}^{2+}$  (4,0 мг/дм<sup>3</sup>),  $\text{HCO}_3^-$  (500,0 мг/дм<sup>3</sup>),  $\text{SO}_4^{2-}$  (4,0 мг/дм<sup>3</sup>) (см. табл. 1). Микрокомпоненты определены в следующем количестве: бром (4,2–6,9 мг/дм<sup>3</sup>); бор (1,2–5,2 мг/дм<sup>3</sup>); йод (3,4–5,7 мг/дм<sup>3</sup>) (см. табл. 2, рис. 7, 8).

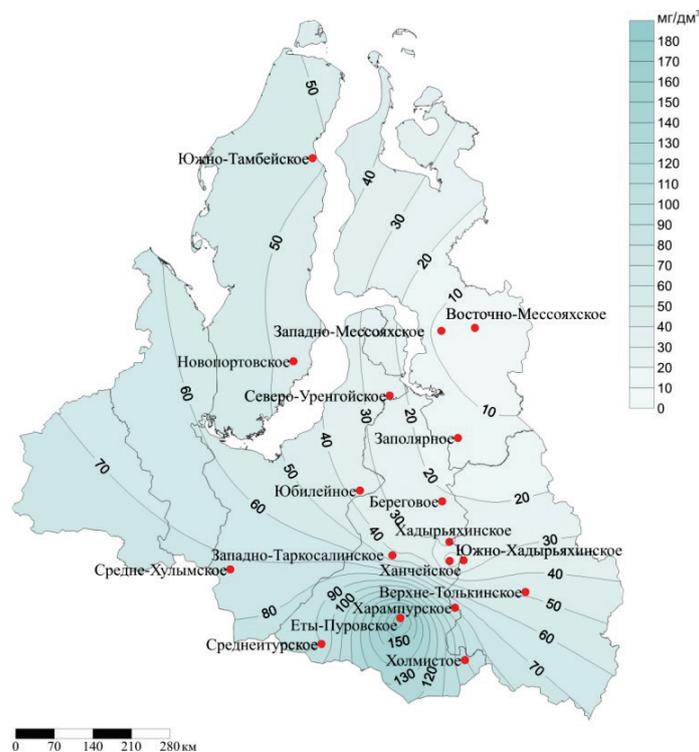


Рис. 8. Изменение содержания брома в подземных водах юрского гидрогеологического комплекса

### 3. Надым-Пурская НГО

Данная нефтегазоносная область находится в южной части Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (см. рис. 1). Она является самой многочисленной по количеству разрабатываемых и эксплуатируемых месторождений углеводородов. Включает в себя Губкинский, Уренгойский, Ярудейский, Надымский, Вынгапуровский, Варьеганский нефтегазоносные районы, в которых расположены более пятидесяти месторождений [7].

#### *Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс*

Согласно классификации В. А. Сулина по химическому составу пластовые воды комплекса хлоридно-кальциевые с минерализацией 16,71 г/дм<sup>3</sup> (см. табл. 1). В ионном составе пластовых вод наряду с преобладающими ионами  $\text{Na}^+ + \text{K}^+$  (5 814,5 мг/дм<sup>3</sup>) и  $\text{Cl}^-$  (9 444,0 мг/дм<sup>3</sup>) в меньшем количестве присутствуют ионы  $\text{Ca}^{2+}$  (306,5 мг/дм<sup>3</sup>),  $\text{Mg}^{2+}$  (80,5 мг/дм<sup>3</sup>),  $\text{HCO}_3^-$  (308,0 мг/дм<sup>3</sup>) и  $\text{SO}_4^{2-}$  (18,28 мг/дм<sup>3</sup>) [8]. В подземных водах комплекса микрокомпоненты находятся в следующем количестве: йод (8,54–29,9 мг/дм<sup>3</sup>), бром (22,59–50,54 мг/дм<sup>3</sup>), бор (4,2–10,0 мг/дм<sup>3</sup>), фтор (0,68–1,2 мг/дм<sup>3</sup>) и  $\text{NH}_4$  (9,0–22,5 мг/дм<sup>3</sup>) (см. табл. 2, рис. 3, 4).

Растворенный в воде газ имеет состав, аналогичный свободному. Содержание метана достигает 96,9 %. Количество инертных газов незначительно. Значение относительной плотности по воздуху соответствует 0,567.

#### *Неокомский гидрогеологический комплекс*

Тип воды комплекса — хлоридно-кальциевый (по В. А. Сулину), имеет широкое распространение на территории Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (см. рис. 2 б). Подземные воды характеризуются минерализацией, нарастающей вниз по разрезу — до 12,10 г/дм<sup>3</sup> (см. табл. 1). Преобладающими ионами солевого состава являются (в среднем) Na<sup>+</sup> + K<sup>+</sup> — 4 288,88 мг/дм<sup>3</sup> и Cl<sup>-</sup> — 6 320,5 мг/дм<sup>3</sup>. В меньшей степени присутствуют Ca<sup>2+</sup> (в среднем) в количестве 135,0 мг/дм<sup>3</sup>, Mg<sup>2+</sup> — 14,25 мг/дм<sup>3</sup>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> — 1 061,5 мг/дм<sup>3</sup> и SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> — 27,0 мг/дм<sup>3</sup>. Из микрокомпонентов в подземных водах отмечаются йод (0,84–15,77 мг/дм<sup>3</sup>), бром (61,99 мг/дм<sup>3</sup>), бор (3,0–45,8 мг/дм<sup>3</sup>) и NH<sub>4</sub> (0,4–69 мг/дм<sup>3</sup>) (см. табл. 2, рис. 5, 6).

Водорастворенный газ имеет метановый состав, его содержание составляет 87–98 %. Газонасыщенность вод изменяется от 0,84 до 4,25 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Относительная плотность по воздуху составила 0,567.

#### *Юрский гидрогеологический комплекс*

Воды комплекса гидрокарбонатно-натриевого типа характеризуются средней минерализацией 34,55 г/дм<sup>3</sup> (см. табл. 1). Здесь также в составе пластовых вод доминируют ионы Na<sup>+</sup> + K<sup>+</sup> — 11 321,5 мг/дм<sup>3</sup> и Cl<sup>-</sup> — 20 389,0 мг/дм<sup>3</sup> (в среднем), ионы Ca<sup>2+</sup> в среднем составляют 947,75 мг/дм<sup>3</sup>, Mg<sup>2+</sup> — 49,0 мг/дм<sup>3</sup>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> — 610,0 мг/дм<sup>3</sup> и SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> — 24,5 мг/дм<sup>3</sup> [7]. Микрокомпонентный состав в подземных водах определен следующими составляющими: йод (1,75–12,26 мг/дм<sup>3</sup>), бром (11,32–61,45 мг/дм<sup>3</sup>), бор (3,01–17,19 мг/дм<sup>3</sup>) и NH<sub>4</sub> (10,5–36,0 мг/дм<sup>3</sup>) (см. табл. 2, рис. 7, 8).

#### **Библиографический список**

1. Оценка ресурсов и качества подземных вод Ямало-ненецкого автономного округа / И. В. Абагурова [и др.]; Институт геологии и геохимии УрО РАН. — Екатеринбург, 2003. — 394 с.
2. Западная Сибирь // Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 2 / Гл. ред. В. П. Орлов; ред. 2-го тома: А. Э. Конторович, В. С. Сурков. — СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. — 477 с.
3. Бешенцев В. А., Семенова Т. В. Подземные воды Севера Западной Сибири (в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона): моногр. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. — 224 с.
4. Матусевич В. М. Гидрогеологические бассейны Западно-Сибирской равнины // 27-я сессия Международного геологического конгресса, тезисы. — М., 1984. — Т. IX, часть 2. — С. 373–374.
5. Бешенцев В. А., Лазутин Н. К. Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна, приуроченные к месторождениям нефти и газа Пур-Тазовской НГО Ямало-Ненецкого нефтегазоносного региона // Горные ведомости. — 2017. — № 3. — С. 32–41.
6. Сальникова Ю. И., Абдрашитова Р. Н., Бешенцев В. А. Гидрогеохимические условия Западно- и Восточно-Мессояхского месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2017. — № 2. — С. 28–35. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-2-28-35
7. Бешенцев В. А. Мезозойские подземные воды Надым-Пурской нефтегазоносной области Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона // Горные ведомости. — 2017. — № 1. — С. 40–50.
8. Матусевич В. М., Рыльков А. В. Геолого-геохимические условия нефтегазообразования и формирование нефтегазоносности осадочных бассейнов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2014. — № 1. — С. 28–36.

## References

1. Abaturova, I. V., & Beshentsev, V. A. (2003). Otsenka resursov i kachestva podzemnykh vod Yamalo-nenetskogo avtonomnogo okruga. Ekaterinburg, Institut geologii i geokhimii UrO RAN Publ., 394 p. (In Russian).
2. Kontorovich, A. E., & Surkov, V. S. (Ed.). (2000). Zapadnaya Sibir'. Geologiya i poleznye iskopaemye Rossii. V shesti tomakh. Tom 2. St. Petersburg, VSEGEI Publ., 477 p. (In Russian).
3. Beshentsev, V. A., & Semenova, T. V. (2015). Podzemnye vody Severa Zapadnoy Sibiri (v predelakh Yamalo-Nenetskogo neftegazodobyvayushchego regiona). Tyumen, TyumGNGU Publ., 224 p. (In Russian).
4. Matusevich, V. M. (1984). Gidrogeologicheskie basseyny Zapadno-Sibirskoy ravniny. Mezhdunarodnyy geologicheskyy kongress (27<sup>th</sup> session), IX(chast' 2). Moscow, pp. 373-374. (In Russian).
5. Beshentsev, V. A., & Lazutin, N. K. (2017). Podzemnye vody mezozoyskogo gidrogeologicheskogo basseyna, priurochennye k mestorozhdeniyam nefiti i gaza Pur-Tazovskoy NGO Yamalo-Nenetskogo neftegazonosnogo regiona. Gornye vedomosti, (3), pp. 32-41. (In Russian).
6. Salnikova, Yu. I., Abdrashitova, R. N., & Beshentsev, V. A. (2017). Hydrogeochemical conditions of Western and Eastern Messoyakhsk deposits. Oil and Gas Studies, (2), pp. 28-35. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-2-28-35
7. Beshentsev, V. A. (2017). Mezozoyskie podzemnye vody Nadym-Purskoy neftegazonosnoy oblasti Yamalo-Nenetskogo neftegazodobyvayushchego regiona. Gornye vedomosti, (1), pp. 40-50. (In Russian).
8. Matusevich, V. M., & Ryl'kov, A. V. (2014). Geological and geochemical conditions of oil and gas generation and formation of oil and gas content of the sedimentary basins. Oil and Gas Studies, (1), pp. 28-36. (In Russian).

## Сведения об авторах

**Бешенцев Владимир Анатольевич**, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Сальникова Юлия Ивановна**, аспирант, Тюменский индустриальный университет, заведующий сектором Западно-Сибирского института проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, e-mail: salnikova.julja@rambler.ru

**Абрашитова Римма Наильевна**, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Воробьева Сима Васильевна**, д. т. н., профессор кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

## Information about authors

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

**Yulia I. Salnikova**, Postgraduate, Industrial University of Tyumen, Head of sector of the West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, e-mail: salnikova.julja@rambler.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

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