DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-19-30

УДК 556.3.01

Гидрогеохимические условия нефтегазовых областей Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (часть 2)

В. А. Бешенцев[1], Ю. И. Сальникова[1,2]*, Р. Н. Абдрашитова[1], С. В. Воробьева[1]

[1]*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*
[2]*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; водопроводимость; йод и бром в подземных водах; прогноз нефтегазоносности

Hydrogeochemical conditions of oil and gas areas in Yamalo-Nenets oil and gas producing region (Part 2)

Vladimir A. Beshentsev[1], Yulia I. Salnikova[1,2]*, Rimma N. Abdrashitova[1], Seema V. Vorobjeva[1]

[1]*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*
[2]*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 distribu-

tion 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

Данная статья является окончанием опубликованной в предыдущем номере части 1 [1], где рассмотрены результаты гидрогеохимических исследований подземных вод Западно-Сибирского мегабассейна по Васюганской, Гыданской и Надым-Пурской нефтегазоносным областям (НГО) Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона. Ниже продолжено описание результатов по Пур-Тазовской, Среднеобской, Фроловской и Ямальской НГО, выполнено обсуждение полученных данных, сделаны основные выводы в целом по обеим частям статьи.

Результаты

1. Пур-Тазовская НГО

В состав Пур-Тазовской НГО входят Тазовский, Толькинский и Сидоровский нефтегазоносные районы, в которых расположено значительное количество (более тридцати) месторождений углеводородов. Территориально область приурочена к юго-восточной части Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона.

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс

Согласно классификации В. А. Сулина тип пластовых вод комплекса преимущественно хлоридно-кальциевый, реже хлоридно-магниевый. Среднее значение минерализации — 11,67 г/дм^3.

В пластовых водах рассматриваемой территории содержание основных солеобразующих компонентов соответствует следующим средним значениям: $Na^+ + K^+$ — 4 190,25 мг/дм^3, Ca^{2+} — 201,0 мг/дм^3, Mg^{2+} — 43,5 мг/дм^3, Cl^- — 5 993,0 мг/дм^3, HCO_3^- — 274,75 мг/дм^3, SO_4^{2-} — 13,5 мг/дм^3, CO_3^{2-} — 54 мг/дм^3. В микрокомпонентный состав вод входят бор (0,43–56,43 мг/дм^3), бром (1,29–70,22 мг/дм^3), йод (1,72–17,44 мг/дм^3), фтор (0–2,6 мг/дм^3), кремний (4–22 мг/дм^3). Нафтеновые кислоты содержатся в количестве не более 1,04 мг/дм^3. Плотность воды — 1,001–1,016 г/см^3 [1].

Газонасыщенность составляет 2,8 м^3/м^3 [2].

Неокомский гидрогеологический комплекс

Тип вод данного комплекса по В. А. Сулину гидрокарбонатно-натриевый, величина минерализации воды в среднем равна 12,10 г/дм^3.

Солевой состав вод характеризуется следующими компонентами: $Na^+ + K^+$ — 3 873,0 мг/дм^3, Ca^{2+} — 536,5 мг/дм^3, Mg^{2+} — 16,5 мг/дм^3, Cl^- — 7 136,25 мг/дм^3, HCO_3^- — 305,0 мг/дм^3, SO_4^{2-} — 24,0 мг/дм^3, CO_3^{2-} — 104 мг/дм^3. В водах неокомского комплекса концентрации йода достигают 14,84 мг/дм^3, брома — 57,78 мг/дм^3; остальные микрокомпоненты составляют: бор (0,1–7,16 мг/дм^3), фтор (0,1–3,51 мг/дм^3) и кремний (0,68–58 мг/дм^3). Нафтеновые кислоты содержатся в количестве не более 56 мг/дм^3 [1].

Плотность воды — 1,000–1,017 г/см^3. Газонасыщенность составляет 2,8 м^3/м^3 [2].

Юрский гидрогеологический комплекс

Воды юрского комплекса по классификации В. А. Сулина относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу с минерализацией 11,53 г/дм^3.

Макрокомпонетный фон пластовых вод комплекса на рассматриваемой территории следующий: $Na^+ + K^+$ — 4 298,5 мг/дм^3, Ca^{2+} — 160,0 мг/дм^3, Mg^{2+} — 20,5 мг/дм^3, Cl^- — 6 241,0 мг/дм^3, HCO_3^- — 1 055,0 мг/дм^3, SO_4^{2-} — 21,5 мг/дм^3. Из микрокомпонентов присутствуют йод (0,31–6,12 мг/дм^3), бром (2,13–40,55 мг/дм^3), бор (1,14–10,92 мг/дм^3), фтор (0,5–0,81 мг/дм^3) [1].

Содержание нафтеновых кислот составляет 0,36–3,54 мг/дм^3. Плотность воды достигает 1,002–1,013 г/см^3.

Растворенный в воде газ характеризуется метановым составом. Содержание метана достигает 87,32 %, остальные газы присутствуют в подчиненном соотношении — этан (6,76 %), пропан (2,53 %), азот (1,37 %), углекислый газ (0,71 %). Относительная плотность газа по воздуху — 0,646.

2. Среднеобская НГО

Среднеобская нефтегазоносная область находится в южной части Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона, частично располагается на севере Ханты-Мансийского нефтегазодобывающего региона. Она включает в себя ряд нефтегазоносных районов вышеуказанных регионов.

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс

Пластовые воды изучаемого гидрогеологического комплекса имеют минерализацию от 3 г/дм^3 (на периферии бассейна) до 27 г/дм^3 (в центральной части), в среднем — 14,26 г/дм^3. По классификации В. А. Сулина воды описываемой области относятся к хлоридно-кальциевому типу.

Содержание основных солеобразующих компонентов в пластовых водах изучаемого комплекса следующее: $Na^+ + K^+$ — 4 860,0 мг/дм^3, Ca^{2+} — 680,0 мг/дм^3, Mg^{2+} — 12,0 мг/дм^3, Cl^- — 8 510,0 мг/дм^3, HCO_3^- — 195,0 мг/дм^3 [1]. Микрокомпонентный состав вод представлен йодом (15,2–21,0 мг/дм^3), бромом (45,0–50,0 мг/дм^3) и бором (5,71 мг/дм^3), превышающими кондиционное значение. Эти компоненты могут служить источником их извлечения в промышленных количествах [3].

Воды апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса содержат растворенный газ, состав которого от окраин к центру меняется с азотного на метановый.

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

В исследуемом комплексе преобладают воды хлоридно-кальциевого типа с минерализацией 16,11 г/дм^3.

Основные солеобразующие компоненты в пластовых водах содержатся в следующем количестве: $Na^+ + K^+$ — 5 681,75 мг/дм^3, Ca^{2+} — 312,50 мг/дм^3, Mg^{2+} — 26,25 мг/дм^3, Cl^- — 9 234,25 мг/дм^3, HCO_3^- — 1 095,50 мг/дм^3, SO_4^{2-} — 16 мг/дм^3. Микрокомпонентный состав вод представлен йодом (8,7–21,8 мг/дм^3), бромом (28,7–51,7 мг/дм^3), бором (14,3 мг/дм^3) [1].

Газонасыщенность вод в основном представлена метаном — до 90 %.

Юрский гидрогеологический комплекс

В исследуемом комплексе преобладают преимущественно воды хлоридно-натриевого типа с минерализацией от 20 до 30 г/дм^3, в среднем — 23,05 г/дм^3.

В пластовых водах комплекса содержание макрокомпонентов характеризуется следующими средними значениями: $Na^+ + K^+$ — 8 540,0 мг/дм^3, Ca^{2+} — 250,0 мг/дм^3, Mg^{2+} — 78,0 мг/дм^3, Cl^- — 12 980,0 мг/дм^3, HCO_3^- — 1 240,0 мг/дм^3, SO_4^{2-} — 654,0 мг/дм^3. Микрокомпонентный состав вод представлен йодом (20,0 мг/дм^3), бромом (90,0 мг/дм^3), бором (6,05 мг/дм^3) [1]. Воды насыщены газом, в основном метанового состава (до 94 %); углеводород занимает до 5 % объема, углекислота — 4,8 %. Температура подземных вод колеблется от +80 до +96 °С.

3. Фроловская НГО

Фроловская нефтегазоносная область находится в юго-западной части Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона.

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс

Пластовые воды апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса имеют минерализацию 19,0 г/дм^3. По классификации В. А. Сулина воды Фроловской нефтегазоносной области относятся к хлоридно-кальциевому типу.

Для этой области содержание макрокомпонентов в пластовых водах характерно в следующих средних концентрациях: $Na^+ + K^+$ — 1 630,0 мг/дм^3, Ca^{2+} — 98,0 мг/дм^3, Mg^{2+} — 7,0 мг/дм^3, Cl^- — 2 340,0 мг/дм^3, HCO_3^- — 573,0 мг/дм^3, CO_3^{2-} — 36,0 мг/дм^3; микрокомпоненты: йод (2,0 мг/дм^3), бром (13,7 мг/дм^3), бор (5,51 мг/дм^3), фтор (0,8 мг/дм^3), кремний (16,0 мг/дм^3) [1].

Нафтеновые кислоты содержатся в количестве не более 0,18 мг/дм^3. Плотность воды — 1,002 г/см^3.

Неокомский гидрогеологический комплекс

Преобладают в комплексе воды хлоридно-кальциевого типа с минерализацией от 1,17 г/дм^3 до 9,18 г/дм^3, в среднем — 5,18 мг/дм^3.

Для пластовых вод, заключенных в данном комплексе, характерны следующие осредненные значения концентраций основных компонентов: $Na^+ + K^+$ — 3 060,0 мг/дм^3, Ca^{2+} — 69,0 мг/дм^3, Mg^{2+} — 13,0 мг/дм^3, Cl^- — 3 547,0 мг/дм^3, HCO^{3-} — 903,0 мг/дм^3, SO_4^{2-} — 115,0 мг/дм^3, CO_3^{2-} — 108 мг/дм^3. Содержащиеся в водах микрокомпоненты представлены йодом (1,0–6,0 мг/дм^3), бором (3,39–27,9 мг/дм^3), бромом (2,16–38,0 мг/дм^3), фтором (0,3–1,0 мг/дм^3), кремнием (8,0–26,0 мг/дм^3) [1].

Нафтеновые кислоты содержатся в количестве не более 0,54 мг/дм^3. Плотность воды — 1,000–1,006 г/см^3.

Юрский гидрогеологический комплекс

По данным анализов кондиционных проб минерализация изменяется в пределах 12,3–20,4 г/дм^3, в среднем — 16,8 г/дм^3. Воды по составу хлоридно-кальциевые до перехода в гидрокарбонатно-натриевые, насыщены газом метанового состава (до 90 % метана).

Содержание основных солеобразующих компонентов в пластовых водах изучаемого района следующее: $Na^+ + K^+$ — 1 730,0 мг/дм^3, Ca^{2+} — 31,6 мг/дм^3, Mg^{2+} — 51,0 мг/дм^3, Cl^- — 5 319,0 мг/дм^3, HCO_3^- — 998,0 мг/дм^3. Микроком-

поненты в составе вод представлены бромом (23,2 мг/дм^3), бором (14,3 мг/дм^3), йодом (9,0 мг/дм^3), фтором (0,5 мг/дм^3), кремнием (9,0 мг/дм^3) [1]. Нафтеновые кислоты содержатся в количестве не более 0,04 мг/дм^3. Плотность воды —1,007 г/см^3.

4. Ямальская НГО

Ямальская нефтегазоносная область в административном отношении расположена на территории Ямальского района Ямало-Ненецкого автономного округа.

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс

Пластовые воды изучаемого гидрогеологического комплекса имеют минерализацию от 4 г/дм^3 (на периферии бассейна) до 15 г/дм^3 (в центральной части), в среднем — 9,89 г/дм^3. По классификации В. А. Сулина воды Ямальской НГО относятся к хлоридно-натриевому типу.

Содержание основных солеобразующих компонентов в пластовых водах изучаемого комплекса следующее: $Na^+ + K^+$ — 3 636,5 мг/дм^3, Ca^{2+} — 48,0 мг/дм^3, Mg^{2+} — 13,0 мг/дм^3, Cl^- — 4 751,50 мг/дм^3, HCO_3^- — 964,0 мг/дм^3, SO_4^{2-} — 7,50 мг/дм^3. Микрокомпонентный состав вод представлен йодом (4,2–14,0 мг/дм^3) и бромом (7,5–44,0 мг/дм^3) [1], превышающими кондиционное значение. Эти компоненты могут служить источником их извлечения в промышленных количествах. В водах присутствуют также бор (1,3–19,0 мг/дм^3), железо (1,5–1,9 мг/дм^3), фтор (1,3–4,0 мг/дм^3).

Низкое содержание хлоридов кальция, полученное значение коэффициента rNa/rCl = 1,24 могут говорить о незначительной метаморфизации подземных вод исследуемого комплекса.

Пластовая температура, замеренная на глубине 930 м, равна 28 °С.

Неокомский гидрогеологический комплекс

В исследуемом комплексе преобладают воды хлоридно-натриевого типа с минерализацией от 8–10 г/дм^3 (верхняя часть комплекса) до 13–14 г/дм^3 (нижняя часть), в среднем — 6,75 г/дм^3.

Содержание основных солеобразующих компонентов в пластовых водах изучаемого комплекса следующее: $Na^+ + K^+$ — 2 236,5 мг/дм^3, Ca^{2+} — 32,0 мг/дм^3, Mg^{2+} — 12,0 мг/дм^3, Cl^- — 2 411,00 мг/дм^3, HCO^{3-} — 2 135,00 мг/дм^3, SO_4^{2-} — 26,5 мг/дм^3. Микрокомпонентный состав вод представлен йодом (8,7–21,8 мг/дм^3), бромом (28,7–51,7 мг/дм^3) [1]. Пластовая температура воды в зависимости от глубины составляет от 33 до 69 °С.

Газонасыщенность воды в зависимости от глубины составляет от 1,8 до 3,6 м^3/м^3. Состав растворенного газа преимущественно метановый и представлен метаном (до 95–99 %), азотом (9,4–2,2 %), углекислотой (0,36–3 %), гелием (0,02 %). Сумма тяжелых углеводородов колеблется в пределах 0,43–1 %, представлена этаном (1,45–2,38 %), пропаном (0,07–0,8 %), бутаном (0,37 %).

Таким образом, из рассмотренного фактического материала неокомского комплекса можно отметить некоторые гидрохимические особенности. Минерализация подземных вод комплекса возрастает от кровли к подошве от 10–11 до 13–14 г/дм^3.

В разрезе комплекса количество гидрокарбонатов возрастает от 600–800 мг/дм^3 в верхней части до 1 200–1 500 мг/дм^3 в подошве, тенденция роста в том же направлении наблюдается и у кальция.

В разрезе комплекса меняются состав и количество растворенного газа. Газонасыщенность вод возрастает от 1,5–1,9 $м^3/м^3$ в готеривских отложениях до 2,5–3,5 $м^3/м^3$ в валанжинских. Аналогично изменяется и сумма тяжелых углеводородов — от 0,5–1,0 до 3–4,5 % [4].

Юрский гидрогеологический комплекс

В исследуемом комплексе преобладают преимущественно воды гидрокарбонатно-хлоридно-натриевого типа с минерализацией от 11 до 14 $г/дм^3$, в среднем — 9,91 $г/дм^3$.

Содержание основных солеобразующих компонентов в пластовых водах изучаемого комплекса следующее: $Na^+ + K^+$ — 3 562,0 $мг/дм^3$, Ca^{2+} — 35,0 $мг/дм^3$, Mg^{2+} — 23,0 $мг/дм^3$, Cl^- — 4 042,0 $мг/дм^3$, HCO_3^- — 1 214,0 $мг/дм^3$, SO_4^{2-} — 38,0 $мг/дм^3$. Микрокомпонентный состав вод представлен йодом (7,0–27,3 $мг/дм^3$), бромом (10,0–47,3 $мг/дм^3$), бором (0,9–0,33 $мг/дм^3$), фтором (0,5–5,5 $мг/дм^3$) [1]. Температура подземных вод колеблется от +80 до +96 °С.

Подземные воды насыщены газом метанового состава с содержанием тяжелых углеводородов 2,78–3,19 %, среди которых на долю этана приходится 1,73–2,25 %, пропана — 0,41–0,53 %, бутана — следы до 0,27 %, отмечены следы пентана. Газонасыщенность изменяется с удалением от залежи от 6,4 до 0,5–0,11 $м^3/м^3$.

Полученный из залежи газ состоит из метана — 79 %, сумма тяжелых углеводородов равна 16,51%, содержание азота — 2,78 %, углекислоты — 0,9 %. В составе газа отмечается присутствие водорода (до 0,13 %).

Необходимо отметить, что газ юрской залежи отличается от газа новопортовской толщи и альб-сеномана довольно высоким содержанием тяжелых углеводородов и числом гомологов. Вниз по разрезу Новопортовского месторождения в целом намечается рост минерализации вод от 4 $г/дм^3$ в сеноманских отложениях до 14–16 $г/дм^3$ в юрских. Отдельные толщи характеризуются своими гидрохимическими особенностями.

Обсуждение

Авторские гидрогеологические и многочисленные геолого-геохимические исследования, проведенные учеными Ю. Г. Зиминым, В. Г. Ивановым, А. Э. Конторовичем, В. Н. Корценштейном, Н. М. Кругликовым, А. Р. Курчиковым, В. В. Нелюбиным, В. М. Матусевичем, А. А. Розиным, Б. В. Ставицким на территории Западной Сибири, позволили установить взаимосвязь геохимического и газового состава мезозойских подземных вод со скоплением углеводородов [5, 6]. Гидрогеохимические аномалии, сформировавшиеся вокруг залежей нефти и газа, определяются в насыщении пластовых вод редкими элементами, микрокомпонентами, углеводородными газами, гомологами метана, аквабитумоидами. В работах А. Э. Конторовича выявлено обогащение нефтяных вод титаном, кобальтом, ванадием, медью, галлием и др. [7]. Аналогичная картина наблюдается и для редких элементов, в приконтурных водах определяется наличие скандия, иттербия, иттрия, ниобия.

Согласно исследованиям В. М. Матусевича, в составе пластовых вод залежей углеводородов присутствуют аквабитумоиды общим содержанием до сотен миллиграммов на литр. Совокупный состав аквабитумоидов близок к составу нефти, что позволило выявить некую взаимосвязь: с увеличением запасов углеводородов в залежах наблюдается и увеличение концентрации бензола в составе приконтурных вод, а содержание микроэлементов уменьшается [8].

В своих работах В. М. Матусевич в качестве главного регионального показателя нефтегазоносности выделяет доминирующую роль седиментационных этапов гидрогеологических циклов по отношению к инфильтрационным во временной шкале [8]. Далее он утверждает, что в Западной Сибири гидрогеологические циклы имели в большинстве своем характер элизионного водообмена как по времени, так и по масштабам. При этом ученый отмечает закономерность: продолжительность инфильтрационного этапа в отложениях юрско-мелового возраста составляет менее одного цикла водообмена, в то время как для элизионного водообмена количество циклов достигает десятков и даже первых сотен. Анализируя и обобщая все имеющиеся данные по гидрогеохимическим показателям Западной Сибири, В. М. Матусевич выделяет следующие направления, перспективные для прогнозов нефтегазоносности в зависимости от гидрогеохимического облика и газового состава исследуемой воды:

1. Общий ионно-солевой состав подземных вод. Относится к задачам регионального значения с целью прогнозирования. Позволяет выполнить анализ перспективности нефтегазоносности в зависимости от увеличения или уменьшения минерализации пластовых вод.
2. Микрокомпонентный состав подземных вод. С высокой степенью достоверности выявляется связь довольно широкого круга элементов с нефтяной залежью. Среди них особое значение имеют железо, кобальт, ванадий, никель и др.
3. Органическое вещество, растворенное в подземных водах. В. М. Матусевичем и др. [10] в процессе исследовательских работ установлена достаточно надежная связь с нефтегазоносностью широкого комплекса водорастворенных органических веществ (общие и летучие кислоты, ароматические и насыщенные углеводороды, фенолы и др.). В условиях нефтенасыщенных и газонасыщенных пластов важно взаимодействие упомянутых выше показателей.

Следует отметить, что содержание в подземных водах некоторых простейших ароматических углеводородов, таких как бензол и его гомологи (толуол, ксилол), привносит практически универсальные черты. Данная особенность может использоваться как маркер и применима как в самых разнообразных условиях рассматриваемого мегабассейна, так и во всем мире.

4. Водорастворенные газы. Их относят к давно известному гидрогеохимическому показателю, результативность и информативность которого как в локальных прогнозах, так и на региональном уровне выявления залежей нефтегазоносности достаточно высоки и важны. Имеется очень интересный в научно-теоретическом и практическом отношении факт по Западной Сибири. Группа сотрудников ВСЕГЕИ под руководством Н. Н. Ростовцева выполнила региональное картирование на основе данных состава подземных вод юрско-меловых отложений. На картах вынесены границы территорий, перспективных на углеводороды. Это, безусловно, важный пример весьма высокой информативности гидрогеохимических материалов, которые могут использоваться при поисково-разведочных работах на нефть и газ [11].

Процессы элизионного водообмена в истории Западно-Сибирского мегабассейна в мезозойский период наложили отпечаток на особенности гидрогеохимической зональности, которая в настоящее время широко используется как критерий регионального прогноза нефтегазоносности Проявление этой зональности выражается в снижении величины общей минерализации подземных вод и увеличении их щелочности [10].

Влияние залежей углеводородов на пластовые воды доюрских отложений подтвердили гидрогеологические исследования нефтегазоносных комплексов юго-восточной части Западной Сибири. Установлено, что это влияние проявляется в снижении минерализации подошвенных и приконтурных вод на 10–15 г/дм^3. Если рассматривать фон минерализации подземных вод нижне-среднеюрских отложений, то он оказывается ниже на 15–20 г/дм^3. Это явление, безусловно, сказывается на снижении минерализации приконтурных вод и изменении их химического состава от хлоридно-кальциевых на гидрокарбонатно-натриевые [5].

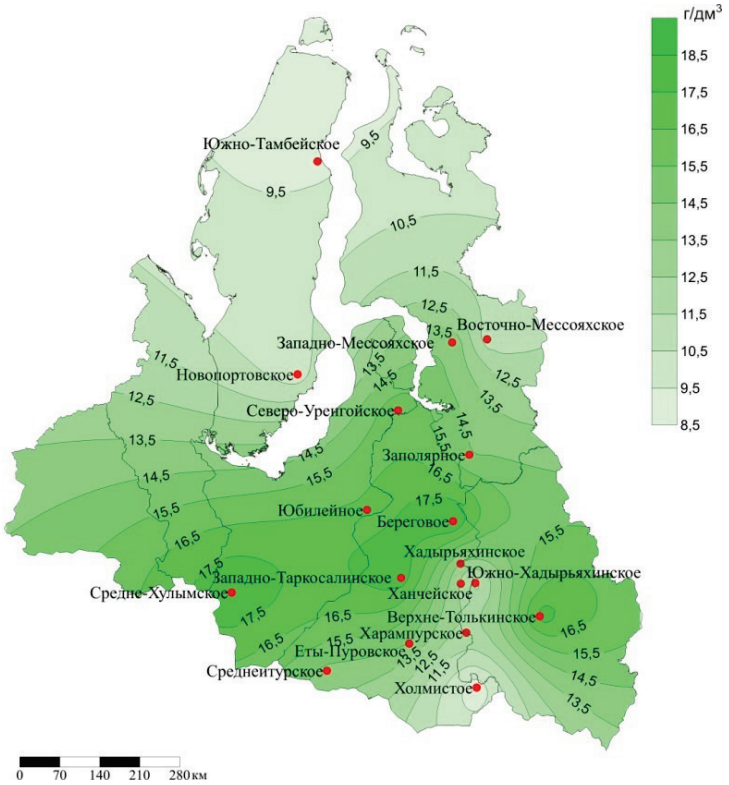

Рис. 1. ***Минерализация апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса***

Аналогичная картина наблюдается и на севере Западно-Сибирского мегабассейна. Для месторождений северных нефтегазовых областей в целом характерно снижение общей минерализации подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна. На рисунках 1–3 показана минерализация гидрогеологических комплексов исследуемого гидрогеологического бассейна.

Так, средняя минерализация месторождений Ямальской НГО составляет 6,86 г/дм^3 [4], а для Гыданской НГО она достигает 7,13 г/дм^3 [12]. К южным районам (Надым-Пурская НГО) минерализация возрастает до 13 г/дм^3, достигая 18–29 г/дм^3 [13] в Среднеобской и Васюганской нефтегазовых областях [3].

Зоны с пониженной минерализацией тесно связаны с повышением концентрации гидрокарбонат-иона в подземных водах, что подтверждается многими исследователями, связавшими этот эффект с отжатием вод в процессе элизионного водообмена [9,14–17].

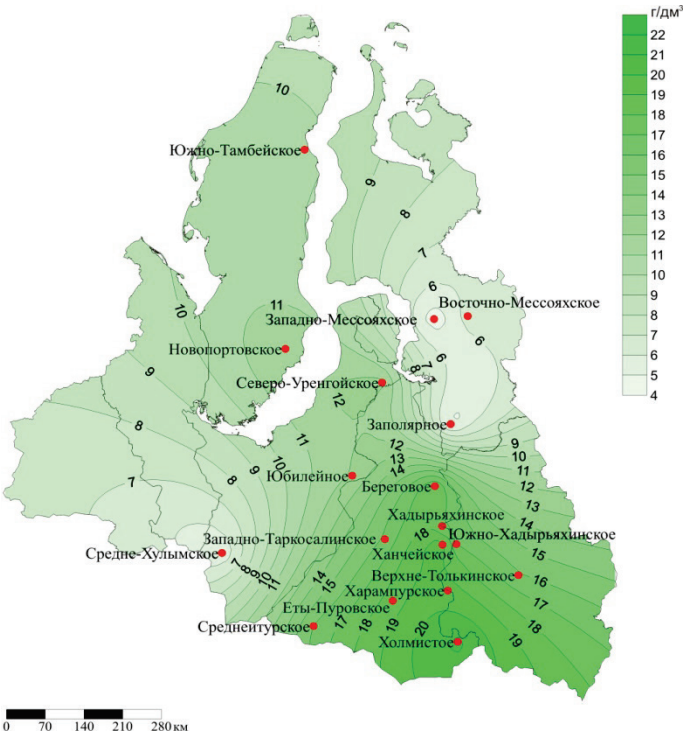

Рис. 2. ***Минерализация неокомского гидрогеологического комплекса***

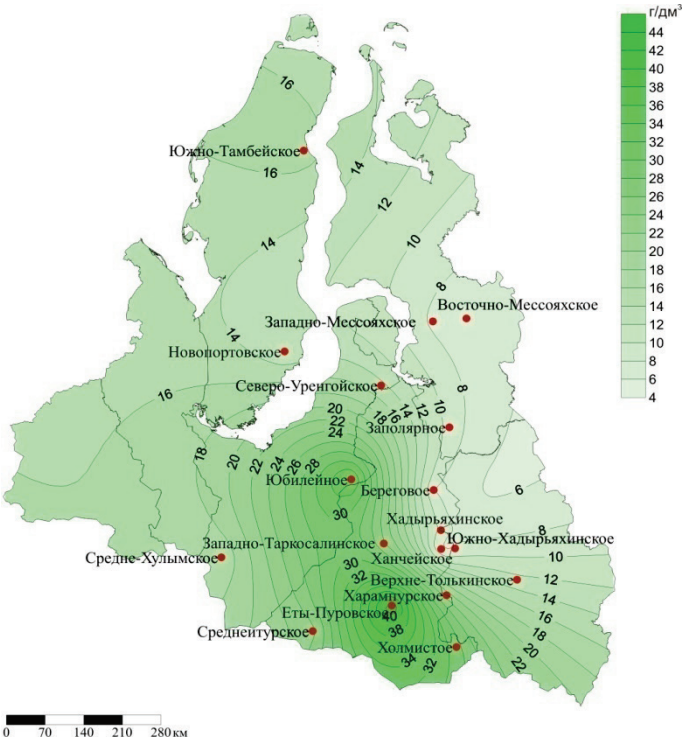

Рис. 3. ***Минерализации юрского гидрогеологического комплекса***

Выводы

- Таким образом, нами рассмотрены макро-, микрокомпонентный и газовый составы подземных вод семи НГО Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона. Представленная в табличном и картографическом виде информация дает возможность в первом приближении оценить общие тенденции изменения состава подземных вод апт-альб-сеноманского, неокомского и юрского гидрогеологических комплексов мезозойского бассейна Западно-Сибирского мегабассейна в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа.
- Установлено, что с глубиной (от апт-альб-сеноманского комплекса до юрского) увеличивается площадь распространения гидрокарбонатно-натриевого типа вод по В. А. Сулину, что объясняется, помимо палеогеографических условий формирования вод, также влиянием процессов глубокой трансформации состава вод в системе «вода — порода», влиянием элизионных процессов, активизировавшихся по мере возрастания геостатической нагрузки, и возможным влиянием глубинных флюидов, поступающих по зонам вертикальной деструкции в периоды тектонической активности.
- Отмечены направления, перспективные для прогнозов нефтегазоносности в зависимости от гидрогеохимического облика и газового состава вод (общий ионно-солевой и микрокомпонентный состав подземных вод, содержание и состав органического вещества и газа в водах). Каждое из перечисленных направлений имеет широкие перспективы использования в исследуемом регионе.
- Результаты работы, представленные в статье, являются своего рода отправной точкой для дальнейших исследований гидрогеохимических, гидрогеодинамических и гидрогеотермических условий региона на основе геодинамической концепции Западно-Сибирского мегабассейна.

Библиографический список

1. Гидрогеохимические условия нефтегазовых областей Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (часть 1) / В. А. Бешенцев [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 5. – С. 10–22. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-10-22
2. 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.
3. Бешенцев В. А., Гудкова А. А. Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна, приуроченные к месторождениям нефти и газа Среднеобской НГО Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона // Горные ведомости. – 2018. – № 4. – С. 46–54.
4. Бешенцев В. А., Абдрашитова Р. Н., Бешенцева О. Г. Подземные воды мезозоя в пределах месторождений, приуроченных к Ямальской нефтегазоносной области // Горные ведомости. – 2018. – № 5 (159). – С. 44–51.
5. Оценка ресурсов и качества подземных вод Ямало-ненецкого автономного округа / И. В. Абатурова [и др.]; Институт геологии и геохимии УрО РАН. – Екатеринбург, 2003. – 394 с.
6. Матусевич В. М. Гидрогеологические бассейны Западно-Сибирской равнины // 27-я сессия Международного геологического конгресса, тезисы. – М., 1984. – Т. IX, часть 2. – С. 373–374.
7. Конторович А. Э., Данилова В. П., Фомичев А. С. Геохимия битумоидов в подземных водах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Геохимические критерии перспектив нефтегазоносности мезозойских и палеозойских отложений Сибири. Тр. СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1976. – Вып. 231. – С. 5–25.
8. Матусевич В. М., Прокопьева Р. Г., Беспалова С. Н. Гидрогеохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов Севера Западной Сибири // Известия вузов. Нефть и газ. – 1984. – № 1. – С. 3–6.

9. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.

10. 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.

11. 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.

12. 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

13. Бешенцев В. А. Мезозойские подземные воды Надым-Пурской нефтегазоносной области Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона // Горные ведомости. – 2017. – № 1 (149). – С. 40–50.

14. Зосимов Ф. Н. Диффузный слой и минерализация пластовых вод. Тюмень: СофтДизайн, 1995 – 188 с.

15. Chapman R. E. Primary migration of petroleum from clay source rocks // AAPG Bulletin. – 1972. – Vol. 56, Issue 11. – P. 2185–2191.

16. Multiphase flow and transport modeling in heterogeneous porous media: challenges and approaches / C. T. Miller [et al.] //Advances in Water Resources. – 1998. – Vol. 21, Issue 2. – P. 77–120. DOI: 10.1016/S0309-1708(96)00036-X

17. Tóth J. Gravitational systems of groundwater flow: theory, evaluation, utilization. – New York: Cambridge University Press, 2009. – 297 p.

References

1. Beshentsev, V. A., Salnikova, Yu. I., Abdrashitova, R. N., & Vorobjeva, S. V. (2019). Hydrogeochemical conditions of oil and gas areas in Yamalo-Nenets oil and gas producing region (Part 1). Oil and Gas Studies, (5), pp. 10-22. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-10-22

2. Beshentsev, V. A., & Lazutin, N. K. (2017). Podzemnye vody mezozoyskogo gidrogeologicheskogo basseyna, priurochennye k mestorozhdeniyam nefti i gaza Pur-Tazovskoy NGO Yamalo-Nenetskogo neftegazonosnogo regiona. Gornye vedomosti, (3), pp. 32-41. (In Russian).

3. Beshentsev, V. A., & Gudkova, A. A. (2018). Podzemnye vody mezozoyskogo gidrogeologicheskogo basseyna, priurochennye k mestorozhdeniyam nefti i gaza Sredneobskoy NGO Yamalo-Nenetskogo neftegazodobyvayushchego regiona. Gornye vedomosti, (4), pp. 46-54. (In Russian).

4. Beshentsev, V. A., Abdrashitova, R. N., & Beshentseva, O. G. (2018). Podzemnye vody mezozoya v predelakh mestorozhdeniy, priurochennykh k Yamal'skoy neftegazonosnoy oblasti. Gornye vedomosti, 5(159), pp. 44-51. (In Russian).

5. 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).

6. Matusevich, V. M. (1984). Gidrogeologicheskie basseyny Zapadno-Sibirskoy ravniny. Mezhdunarodnyy geologicheskiy kongress (27th session), IX(chast' 2). Moscow, pp. 373-374. (In Russian).

7. Kontorovich, A. E., Danilova, V. P., & Fomichev, A. S. (1976). Geokhimiya bitumoidov v podzemnykh vodakh Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna. Geokhimicheskie kriterii perspektiv neftegazonosnosti mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Sibiri. Tr. SNIIGGiMS. Novosibirsk, (231), pp. 5-25. (In Russian).

8. Matusevich, V. M., Prokop'eva, R. G., & Bespalova, S. N. (1984). Gidrogeokhimicheskie predposylki perspektiv neftegazonosnosti glubokikh gorizontov Severa Zapadnoy Sibiri. Izvestiya vuzov. Neft' i gaz, (1), pp. 3-6. (In Russian).

9. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyna. Tyumen, TyumGNGU Publ., 225 p. (In Russian).

10. 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).

11. 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).
12. 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
13. Beshentsev, V. A. (2017). Mezozoyskie podzemnye vody Nadym-Purskoy neftegazonosnoy oblasti Yamalo-Nenetskogo neftegazodobyvayushchego regiona. Gornye vedomosti, (1(149)), pp. 40-50. (In Russian).
14. Zosimov, F. N. (1995). Diffuznyy sloy i mineralizatsiya plastovykh vod. Tyumen, Soft-Dizayn Publ., 188 p. (In Russian).
15. Chapman, R. E. (1972). Primary migration of petroleum from clay source rocks. AAPG Bulletin, 56(11), pp. 2185-2191. (In English).
16. Miller, C. T., Christakos, G., Imhoff, P. T., McBridge, J. F., & Pedit, J. A. (1998). Multiphase flow and transport modeling in heterogeneous porous media: challenges and approaches. Advances in Water Resources, 21(2), pp. 77-120. (In English). DOI: 10.1016/S0309-1708(96)00036-X
17. Tóth, J. (2009). Gravitational systems of groundwater flow: theory, evaluation, utilization. New York, Cambridge University Press, 297 p. (In English).

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*

Абдрашитова 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*